

Державна служба України з надзвичайних ситуацій

**ЛЬВІВСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БЕЗПЕКИ ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ**

**Д. О. Чалий, А. Б. Тарнавський,
Р. Ю. Сукач, Р. Б. Веселівський**

ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА АЕС

Навчальний посібник

Частина II

**Львів
Каменяр
2020**

УДК 621.039.587

Ч 12

*Рекомендовано Вченою радою
Львівського державного університету безпеки життєдіяльності
(протокол № 4 від 26 листопада 2019 р.)*

Рецензенти:

Ісупов В.І., заступник головного інженера з підготовки персоналу – начальник НТЦ ВП “Хмельницька АЕС”;

Ковалишин В.В., завідувач кафедри ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій Інституту післядипломної освіти Львівського державного університету безпеки життєдіяльності, д.т.н., професор;

Семерак М.М., завідувач кафедри теплоенергетики, теплових та атомних електричних станцій Інституту енергетики та систем керування Національного університету “Львівська політехніка”, д.т.н., професор.

Чалий, Д. О. та ін.

Ч 12 Техногенна безпека АЕС: Навч. посібн. ; Ч. II / Д. О. Чалий, А. Б. Тарнавський, Р. Ю. Сукач, Р. Б. Веселівський; Держ. служба України з надзвичайних ситуацій; Львів. держ. ун-т безпеки життєдіяльності. – Львів : Каменяр, 2020. – 340 с.
ISBN 978-966-607-540-7

В навчальному посібнику висвітлено особливості технологічних процесів, що відбуваються у технологічному обладнанні I-го контуру, та у гермооболонці. Описано особливості, технічні характеристики та планування головного циркуляційного контуру. Розглянуто процеси експлуатації тепловидільних елементів як ядерного палива для енергоблоків з реакторами типу ВВЕР-1000. Значну увагу приділено основним відомостям про основні системи безпеки АЕС з реакторами типу ВВЕР-1000. Навчальний посібник призначений для курсантів та студентів пожежно-технічних навчальних закладів III-IV рівнів акредитації, може бути корисний для студентів ВНЗ, що навчаються за галуззю знань 14 “Електрична інженерія” спеціальністю 143 “Атомна енергетика”, а також бажаючих самостійно ознайомитися з сучасним станом розвитку атомної енергетики.

ISBN 978-966-607-540-7

© Д. О. Чалий, А. Б. Тарнавський,
Р. Ю. Сукач, Р. Б. Веселівський, 2020
© Видавництво “Каменяр”, 2020

ЗМІСТ

Перелік основних скорочень	5
Вступ	6
Розділ 5. КОМПОНУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ І КОНТУРА РЕАКТОРА ТИПУ ВВЕР У ГЕРМОБОЛОНЦІ	8
5.1. Головний циркуляційний трубопровід теплоносія I контура	8
5.2. Головний циркуляційний насос	19
5.3. Системи компенсації тиску	37
5.4. Парогенератори	50
5.5. Басейн витримки ядерного палива	70
5.6. Перевантажувальна машина	85
5.7. Полярний кран	94
5.8. Основний і резервний шлюзи гермооболонки	100
5.9. Транспортний шлюз гермооболонки	106
Розділ 6. ЯДЕРНЕ ПАЛИВО ДЛЯ ЕНЕРГОБЛОКІВ З РЕАКТОРАМИ ВВЕР-1000	111
6.1. Конструкція і характеристики тепловидільного елемента	111
6.2. Конструкція і характеристики тепловидільної збірки	114
6.3. Конструкція кластера для реакторів ВВЕР	127
6.4. Характеристика комплексу касет для реакторів ВВЕР	130
6.5. Цикл використання палива у реакторі ВВЕР-1000	133
Розділ 7. ОСНОВНІ СИСТЕМИ БЕЗПЕКИ НА АЕС З РЕАКТОРАМИ ВВЕР-1000	139
7.1. Система управління і захисту реактора	139
7.2. Система аварійно-планового розхолодження ТQ	145
7.3. Пасивна система аварійного охолодження активної зони	163
7.4. Спринклерна система	179
7.5. Група аварійного введення бору	190
7.6. Система аварійного парогазовидалення	206
7.7. Система аварійного підживлення парогенераторів	213
7.8. Система технічного водозабезпечення відповідальних споживачів групи "А"	225
7.9. Система промконтура ТF	235
7.10. Системи вентиляції реакторного відділення	246
Література	259
ДОДАТОК 1. Світові постачальники ТВЗ	263
ДОДАТОК 2. Перелік АЕС світу	264

ДОДАТОК 3. Організації, які працюють в сфері використання ядерної енергії і промисловості та використовуються для забезпечення ядерно-паливного циклу України	295
ДОДАТОК 4. Інформаційні ресурси	299
ДОДАТОК 5. Міжнародні конвенції, меморандуми та угоди у сфері атомної енергетики	305
ДОДАТОК 6. Нормативно-правові акти, які регулюють діяльність ядерної енергетики та атомної промисловості в Україні	312
ДОДАТОК 7. Нормативно-правові акти з питань ядерної та радіаційної безпеки України	324
ДОДАТОК 8. Нормативно-правові акти Держатомрегулювання України	330

Перелік основних скорочень

АЕС – атомна електростанція
АЗ – аварійний захист
АКНП – апаратура контролю нейтронного потоку
БВ – басейн витримки
БЗТ – блок захисних труб
БЩУ – блочний щит управління
БПУ – блочний пункт управління
ВВЕР – водоводяний енергетичний реактор
ВКП – внутрішньокорпусні пристрої
ВТВЗ – відпрацьована тепловидільна збірка
ВХР – воднохімічний режим
ВЯП – відпрацьоване ядерне паливо
ГЦК – головний циркуляційний контур
ГЦН – головний циркуляційний насос
ГЦТ – головний циркуляційний трубопровід
ІЗП – імпульсний запобіжний пристрій
КВП – контрольно-вимірювальні прилади
КГО – контроль герметичності оболонок
КТ – компенсатор тиску
ОР – орган регулювання
ОР СУЗ – орган регулювання системи управління і захисту
ПГ – парогенератор
ПЕЛ – поглинальний елемент
ПЗР – планово-запобіжний ремонт
ПС – поглинальні стержні
ПС СУЗ – поглинальні стержні системи управління і захисту
РДЕС – резервна дизель-генераторна електростанція
РУ – реакторна установка
РЩУ – резервний щит управління
САОЗ – система аварійного охолодження активної зони
СВРК – система внутрішньореакторного контролю
СВП – стержні з вигоряючим поглиначем
СУЗ – система управління і захисту
ТВЕЛ – тепловидільний елемент
ТВЗ – тепловидільна збірка (рос. ТВС – тепловыделяющая сборка)
ТЕН – трубчастий електронагрівач

ВСТУП

Розвиток людського суспільства неможливий без використання природних ресурсів нашої планети, без споживання різних видів енергії у зростаючих масштабах. Усі здобутки сучасної цивілізації, величезна різноманітність товарів, різний за швидкістю і комфортом транспорт, космічні польоти і т.ін. є реальні лише завдяки тій величезній кількості штучної енергії, яку виробляє людство.

З кожним роком у багатьох країнах світу все гостріше постає проблема забезпечення різними видами енергії. Ще більші масштаби розвитку енергопостачання й енергоспоживання у недалекому майбутньому зумовлюють подальше інтенсивне зростання їхніх різноманітних впливів на всі компоненти природного довкілля у глобальному масштабі. “Теплове забруднення” планети, “парниковий ефект”, “кисневе голодування”, кислотні дощі, виснаження озонового шару, масштабні забруднення токсичними хімічними речовинами і радіонуклідами, швидке скорочення біологічного розмаїття – це не повний перелік бід, якими людство розплачується за цивілізаційний комфорт. В основі цього комфорту й усіх пов’язаних з ним негативних наслідків лежить, насамперед, виробництво та використання енергії. Основними причинами такого становища є нестача та вичерпність традиційних енергоносіїв (вугілля, нафти та природного газу).

В історії людства не було наукової події, більш видатної за своїми наслідками, ніж відкриття ділення ядер урану. Цей винахід додав до запасів енергетичних копалин істотну кількість ядерного палива. Запаси урану у земній корі оцінюються величезним числом – 1014 млн тонн. Але основна маса цього багатства перебуває у розпорошеному стані – у гранітах, базальтах. У водах світового океану кількість урану сягає 436 млн тонн. Багатих родовищ урану, де видобуток був би недорогим, відомо небагато, тому загалом ресурси урану, котрі можна видобути при сучасних технологіях та за прийнятну ціну, оцінують у 108 млн тонн. Людина отримала у своє розпорядження величезну, ні з чим незрівнянну силу, нове могутнє джерело енергії, закладене в ядрах атомів, – ядерну енергію.

У 31 країні світу експлуатується 191 атомна електростанція з 448 енергоблоками загальною електричною потужністю 397 006 МВт (нетто) з яких 99 – у США, 58 – у Франції, 46 – у Китаї, 42 – в Японії, 37 – в РФ, 24 – у Республіці Корея та 22 – в Індії. Україна має 13 діючих ядерних реакторів і посідає 9-те місце у світі за їх кількістю. На цей час у різних країнах будують 52 енергоблоки, з яких 11 – в Китаї, 7 – в Індії, 6 – в РФ, 4 – в Республіці Корея та 4 – в Об’єднаних Арабських Еміратах.

До 2050 року фахівці прогнозують збільшення потужностей світової атомної енергетики щонайменше вдвічі (є пропозиції збільшити

потужності навіть вчетверо), тобто збудувати кілька сотень ядерних реакторів і відповідно наростити виробництво ядерного палива. На сьогодні центр експансії ядерної енергетики розташований в Азії. Це Китай, Індія, Японія, Північна Корея, Тайвань.

Припущення про недостатню увагу до ядерної енергетики в ЄС не відповідає дійсності. В цих країнах середній рівень частки ядерної електроенергії сягає приблизно 34-43 % (тобто перебуває на рівні України). Терміни експлуатації енергоблоків ще не вичерпано і гострої потреби у будівництві нових АЕС сьогодні немає. Країни ЄС можуть зробити перерву у спорудженні АЕС і дочекатись освоєння найбільш перспективних реакторів нових типів, тому вони серйозно ставляться до участі у міжнародних проектах з їх розробки.

Щоб продуктивно розвиватися далі атомна енергетика має відповідати цілій низці вимог, зокрема:

- необмежене забезпечення людства паливними ресурсами шляхом ефективного використання природного урану, а надалі і торію;
- унеможливлення важких аварій із радіаційними викидами (які тягнуть за собою евакуацію населення) за будь-яких відмов устаткування, помилок персоналу та зовнішніх впливів (таке унеможливлення має досягатися передусім завдяки безпеці реакторів, яка, у свою чергу, має ґрунтуватися на грамотній експлуатації природних якостей та закономірностей паливних компонентів);
- екологічно безпечні виробництва енергії й утилізації відходів шляхом замкнення паливного циклу зі спаленням у реакторі довгоживучих актиноідів і продуктів поділу, з радіаційно еквівалентним захороненням радіоактивних відходів без порушення природного радіаційного балансу;
- перекриття каналу поширення ядерної зброї, пов'язаного з ядерною енергетикою, через поступове виключення з неї технологій вилучення плутонію з відпрацьованого ядерного палива і збагачення урану, а також через забезпечення фізичного захисту ядерного палива від крадіжок;
- економічна конкурентоспроможність шляхом зниження вартості та відтворення палива, підвищення ефективності термодинамічного циклу, розв'язання проблем безпеки АЕС без ускладнення їхніх конструкцій і висування особливо жорстких вимог до персоналу та устаткування.

РОЗДІЛ 5 КОМПОНУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ І КОНТУРА РЕАКТОРА ТИПУ ВВЕР У ГЕРМООБОЛОНЦІ

5.1. Головний циркуляційний трубопровід теплоносія І контура

Головний циркуляційний трубопровід (ГЦТ) з'єднує між собою основне обладнання реакторної установки (РУ) утворюючи головний циркуляційний контур (ГЦК) (рис. 5.1) і призначений для здійснення циркуляції теплоносія та відведення тепла від ядерного реактора до парогенераторів (ПГ). ГЦТ реакторів ВВЕР-1000 складається з чотирьох петель, а реакторів ВВЕР-440 – з шести.

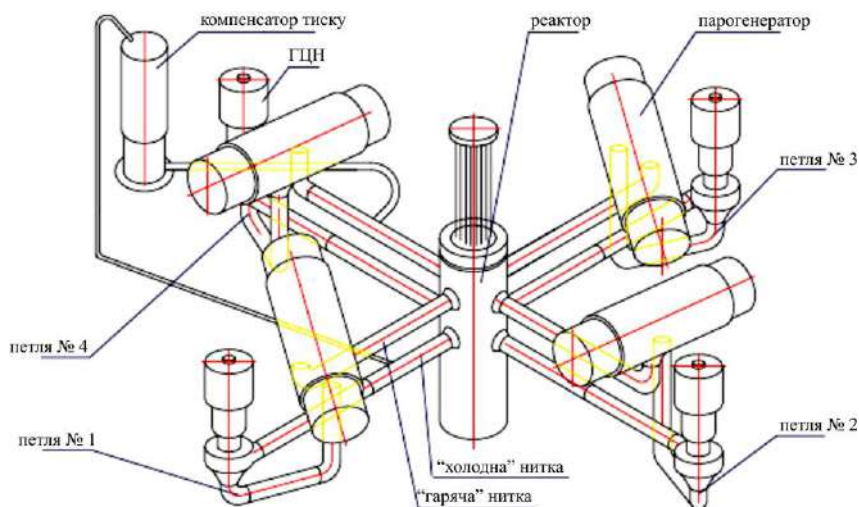


Рис. 5.1. Основне обладнання головного циркуляційного контура реактора ВВЕР-1000

До складу ГЦТ серійного реактора ВВЕР-1000 В-320 входять:

- трубопроводи циркуляції теплоносія D_y 850;
- елементи кріплення;
- теплоізоляція ГЦТ;
- патрубки і штуцери допоміжних систем;
- 182 давачі термоелектричних термометрів з компенсаційними коробками;
- 28 вимикаючих пристроїв в імпульсних лініях давачів тиску.

Енергія поділу ядерного палива в активній зоні реактора відводиться теплоносієм, що прокачується через неї головними циркуляційними

насосами (ГЦН). З реактора “гарячий” теплоносій по головних циркуляційних трубопроводах надходить у парогенератори, де віддає теплоту котельній воді II контура, і потім головними циркуляційними насосами повертається в реактор. Суха насичена пара, яка виробляється у II контурі у парогенераторах, подається на турбіни.

Кожна з чотирьох циркуляційних петель реактора ВВЕР-1000 (рис. 5.2) має “гарячу” і “холодну” нитки. Ділянки між вихідними патрубками реактора і вхідними патрубками ПГ називаються “гарячими” нитками. Ділянки між вихідними патрубками ПГ і патрубками всмоктування ГЦН, між нагнітальними патрубками ГЦН і вхідними патрубками реактора називаються “холодними” нитками.

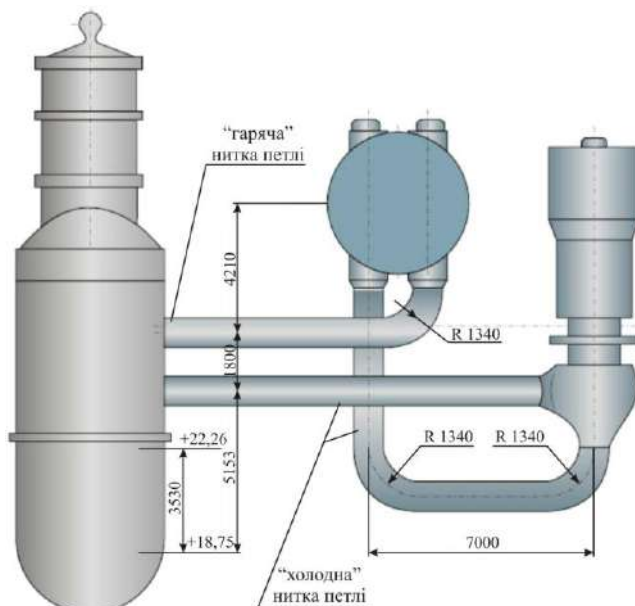


Рис. 5.2. Схема циркуляційної петлі реактора ВВЕР-1000

По “гарячих” нитках нагрітий у реакторі теплоносій подається до парогенераторів. По “холодних” нитках охолоджений теплоносій повертається з парогенераторів назад у реактор. Для забезпечення циркуляції теплоносія між реактором і парогенераторами у “холодних” нитках встановлені ГЦН.

Головні циркуляційні трубопроводи встановлені у приміщеннях гермооболонки і недоступні для їх обслуговування під час роботи РУ. Циркуляційні петлі розташовані попарно, у діаметрально протилежних сторонах від реактора (рис. 5.3):

- у приміщеннях гідроамортизаторів ГА-407/1 – циркуляційні петлі № 1 та № 4;
- у приміщеннях гідроамортизаторів ГА-407/2 – циркуляційні петлі № 2 та № 3.

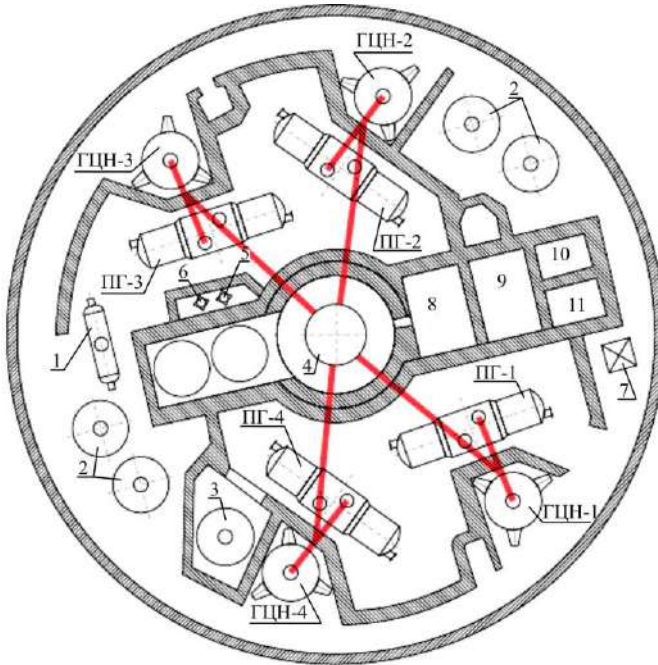


Рис. 5.3. План гермооболонки з реактором ВВЕР-1000 на позначці + 28,80:

1 – барботер; 2 – гідроємності системи аварійного охолодження активної зони (САОЗ); 3 – компенсатор тиску; 4 – реактор; 5 – доохолоджувач продувки I контура; 6 – регенеративний теплообмінник продувки; 7 – дихальний бак; 8 – відсік басейну витримки TG21B03; 9 – відсік басейну витримки TG21B01; 10 – відсік басейну витримки TG21B04; 11 – відсік басейну витримки TG21B02

Всі циркуляційні петлі ідентичні за компонованням і довжиною (рис. 5.4), що забезпечує їх однаковий гідравлічний опір і можливість паралельної роботи ГЦН на реактор без встановлення дросельних шайб у петлях. Кут між парними петлями дорівнює 55 градусів. Розмір внутрішнього діаметра (850 мм) вибраний з умови забезпечення прийняттого гідравлічного опору ГЦК.

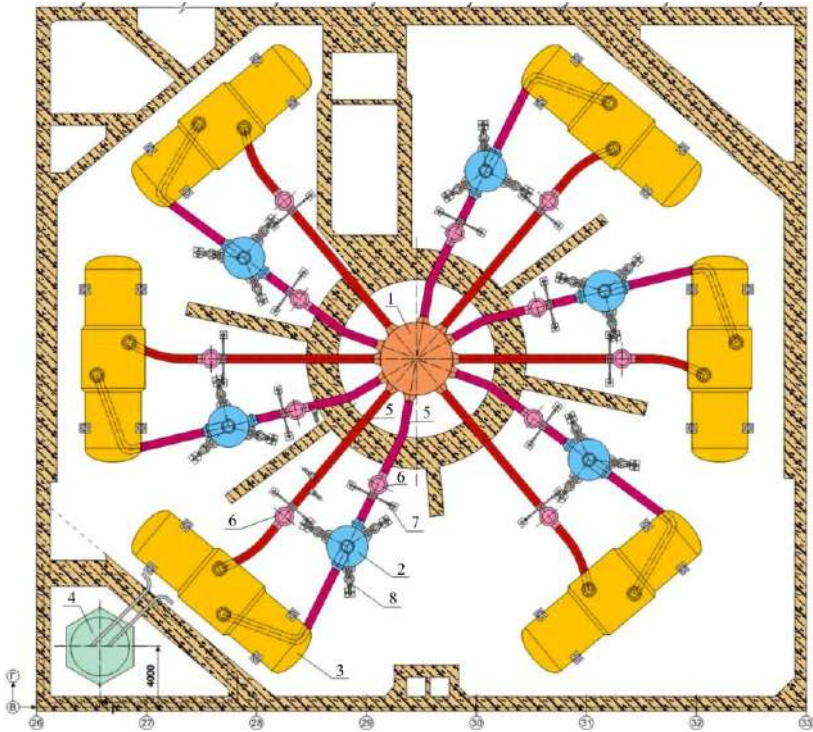


Рис. 5.5. Планування головного циркуляційного контура реакторів ВВЕР-440:

1 – реактор; 2 – ГЦН; 3 – ПГ; 4 – компенсатор тиску (КТ);
5 – трубопровід; 6 – головна запірна засувка; 7, 8 – гідроамортизатори

ГЦТ складаються з трубних вузлів виготовлених безшовним способом. Матеріал – низьколегована вуглецева сталь перлітного класу 10ГН2МФА з плакуванням внутрішньої поверхні нержавіючою сталлю 08Х18Н10Г2Б. Циркуляційні петлі збираються з 28 трубних блоків зварюванням (проводиться 40 монтажних зварних швів) і приварюються до патрубків реактора, парогенераторів та ГЦН. Один зварний шов (стик) трубопровода зварюють 15-17 днів. Основною заготовкою для виготовлення ГЦТ є труба довжиною до 8,5 м з внутрішнім діаметром 0,99 м. До



Труба заготовка для виготовлення ГЦТ на ОАО «Петрозаводськ-маш» (м. Петрозаводськ, РФ)

цієї труби приварюється коліно або труба меншого розміру – так одержують трубні вузли і блоки.

Трубопроводи ГЦК приварюють до патрубків корпусу реактора. Аналогічно ці трубопроводи з'єднують з колектором теплоносія парогенератора. Трубопроводи ГЦК з'єднують з ГЦН також зварюванням. На ці трубопроводи припадають найбільші масові витрати. ГЦК необхідно проектувати з максимально простим, мінімальної протяжності і високо надійним, без застійних зон і ділянок різкої зміни швидкості. Горизонтальні трубопроводи ГЦК прокладають з ухилом 0,004 градуса в бік випуску з них дренажу.

Для нормальної і безпечної експлуатації РУ, контролю параметрів I контура, а також для безпеки РУ в аварійних режимах, ГЦТ з'єднаний за допомогою зварених у трубні блоки патрубків, штуцерів і герметичних чохлаів з наступними допоміжними системами, що входять у I контур РУ:

- системою компенсації об'єму КО;
- системою аварійно-планового розхолодження;
- системою аварійного введення бору;
- системою байпасної очистки теплоносія I контура СВО-1;
- системою продування-підживлення I контура;
- системою організованих протікань;
- системою вимірювання параметрів теплоносія I контура.

З системою компенсації об'єму ГЦТ з'єднаний патрубок 219x19 (“холодна” нитка петлі № 1) і патрубок 426x40 (“гаряча” нитка петлі № 1).

З системою аварійно-планового розхолодження ГЦТ з'єднаний чотирма патрубками 351x36 (“холодні” і “гарячі” нитки петель № 1 і 4).



Процес приварювання труби до ГЦН на енергоблоці № 2 Нововоронезької АЕС-2 (РФ)



Комплект трубних вузлів ГЦТ енергоблока № 2 Ленінградської АЕС-2 (РФ)



Процес виготовлення коліна ГЦТ для енергоблока № 1 Курської АЕС-2 на Волгодонському філіалі “АЭМ-технологии” “Атоммаш”, м. Волгодонськ (РФ)

З системою аварійного введення бору ГЦТ з'єднаний трьома патрубками 159x16 (“холодні” і “гарячі” нитки петель № 1, 3 та 4).

З системами байпасного очищення теплоносія І контура СВО-1, продування-підживлення І контуру ГЦТ з'єднаний вісьмома патрубками 133x12 (“холодні” нитки кожної петлі).

Горизонтальні ділянки ГЦТ між парогенераторами і ГЦН з'єднані з системою організованих протікань трьома штуцерами 38x3,5 і штуцером 75x5.

У місцях врізки трубопроводів у ГЦТ встановлені обмежувачі витрат, які призначені для обмеження течії з І контура при розриві трубопроводів допоміжних систем. Відбірні трубопроводи контрольно-вимірвальних приладів (КВП) врізані у ГЦТ через відключаючі пристрої, які запобігають витіканню теплоносія І контура при виникненні нещільності відбірних трубопроводів. При появі витрати теплоносія в імпульсній лінії більше 500 л/год спрацьовує відключаючий пристрій і від'єднує відбірну лінію давача КВП від ГЦТ. Трубопроводи D_y 50 продування І контура вварені у трубопроводи подачі теплоносія на фільтри СВО-1.

У трубопроводи повернення теплоносія після фільтрів байпасного очищення всіх петель вварені трубопроводи D_y 50 підживлення І контура. У патрубках підживлення, що працюють в умовах локальних змін температур, встановлені теплові екрани. Всі патрубки допоміжних систем у ГЦТ, за винятком одного патрубка системи аварійного охолодження активної зони (ТQ12,22,32) у “холодній” нитці петлі № 4 та патрубків дренажів ГЦТ, розташовані вище за осі “холодних” ниток. Це забезпечує ремонт трубопроводів та обладнання допоміжних систем без виймання ядерного палива з реактора.

Трасування трубопроводів ГЦК (рис. 5.6) виконується з урахуванням самокомпенсації температурних розширень під час розігрівання І контура. Температурні розширення ГЦТ компенсуються переміщенням на роликівих опорах парогенераторів і ГЦН. Величина ходу опор ПГ у напрямку поздовжньої осі становить 100 мм, а в напрямку поперечної осі – 140 мм в сторону “холодного” колектора і 40 мм в сторону “гарячого” колектора. Кульові опори ГЦН мають величину ходу 80 мм у всіх напрямках. Для обмеження переміщень ГЦТ у випадку його розриву і забезпечення вимог по сейсмостійкості передбачені аварійні обмежувачі.

Навантаження, які викликані аварійним розривом ГЦТ, сприймаються головками, що встановлені під колінами ГЦТ і у равликах ГЦН, а також тягами, що перешкоджають вертикальному переміщенню ГЦТ. Головки разом з основами, стійками і закладними деталями становлять коробчату конструкцію і утворюють аварійні опори двох типів – тип 1 і тип 2.

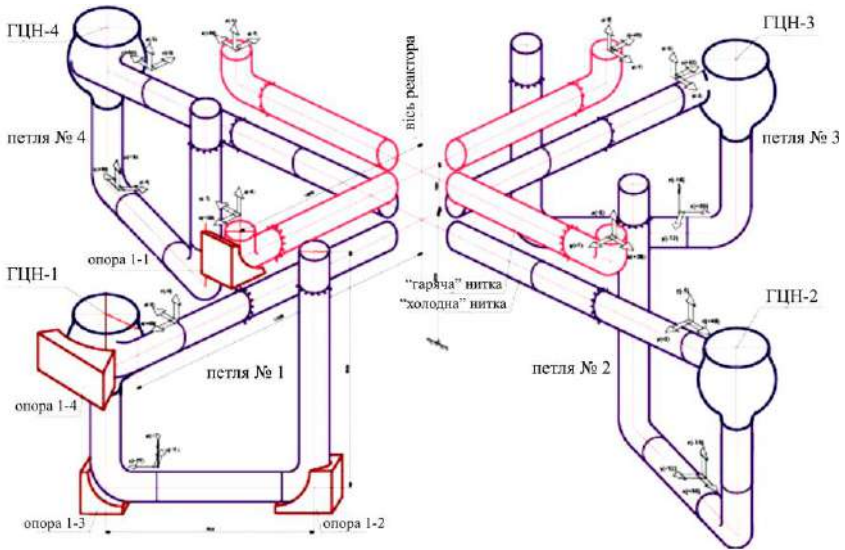


Рис. 5.6. Схема трасування головного циркуляційного трубопроводу D_0 850

Опори ГЦК тип 1 (рис. 5.7) – це аварійні опори холодних ниток і равликів ГЦН (12 шт.). В аварійних опорах 1 типу головка прикріплена болтами до основи. Регулювання положення головки щодо коліна здійснюється її зміщенням по скосу основи, для чого отвори під болти кріплення головки зроблені довгастими. Підстави опор кріпляться болтами до плит, які приварюються до закладних деталей.

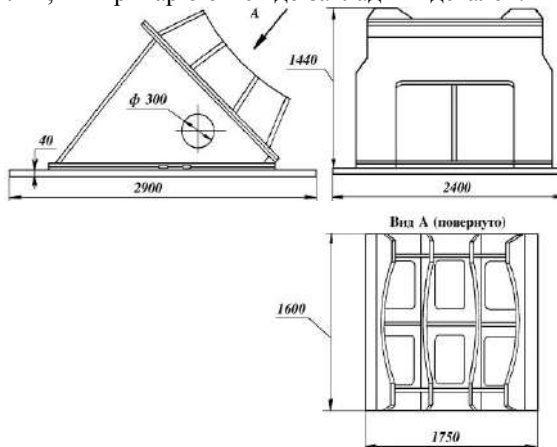


Рис. 5.7. Опора ГЦК тип 1

Опорами ГЦК тип 2 (рис. 5.8) є аварійні опори гарячих ниток (4 шт.). В аварійних опорах тип 2 головка з основою прикріплені болтами до двох вертикальних і однієї горизонтальної стійок. Стійки кріпляться до плит болтами. Плити приварюються до закладних деталей. Регулювальними елементами для точного встановлення головки є пластини, що встановлені між стійками і плитами. Змінюючи товщину пластин можна переміщати головку по вертикалі і горизонталі. У робочому положенні між коліном трубопроводу (равликом ГЦН) і головкою опори має бути зазор 0,1-5,0 мм.

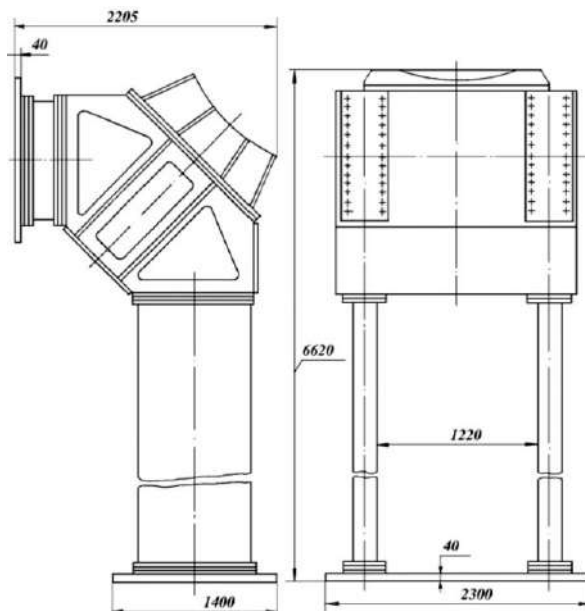


Рис. 5.8. Опора ГЦК тип 2

За критеріями безпеки ГЦТ відноситься до пристроїв нормальної експлуатації, а за категорією сейсмостійкості ГЦТ відноситься до першої категорії.

Конструкція ГЦТ і способи його закріплення розраховані на сприйняття навантаження від максимального розрахункового землетрусу силою 9 балів за шкалою MSK-64 з одночасним впливом навантажень від розриву по повному перерізу однієї з циркуляційних петель. Термін експлуатації ГЦК – 30 років.

Всі трубопроводи кріплять до несучих будівельних конструкцій. Відповідні опорні або підвісні конструкції повинні не тільки сприймати масу трубопроводів і оберігати їх від можливих вібрацій, а й забезпечувати

безперешкодне температурне подовження труб. Це пов'язано з тим, що трубопроводи працюють в умовах змінної температури як при нормальній експлуатації, так і, більшою мірою, в процесах зупинки і розхолодження, а також при розігріві і пуску після зупинки.

Захист ГЦТ від сейсмічних впливів здійснюється за допомогою гідроамортизаторів, що закріплюють парогенератори і ГЦН. На кожному ГЦН встановлено по 5 гідроамортизаторів: три гідроамортизатори сприймають зусилля від равлика ГЦН і два від електродвигуна. Розміщення гідроамортизаторів на обладнанні I контуру показано на рис. 5.9.

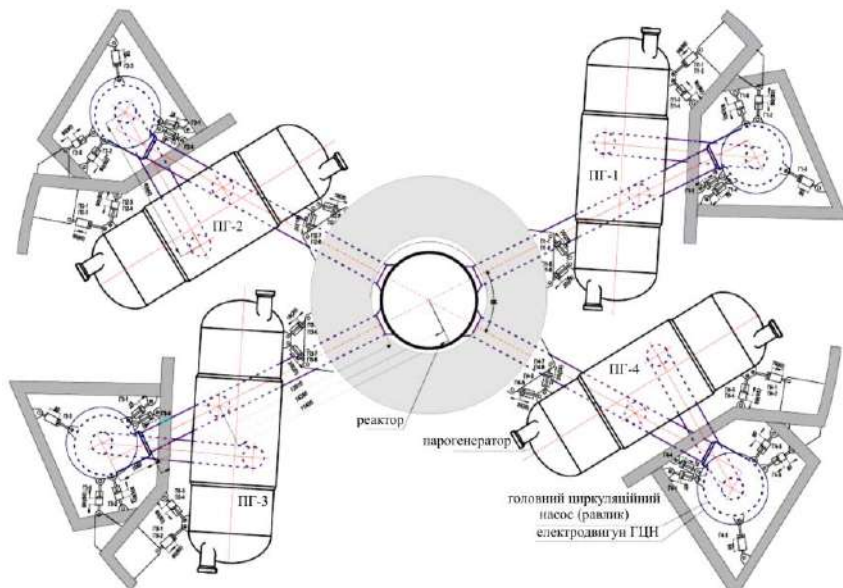


Рис. 5.9. Розташування гідроамортизаторів ГЦК на ПГ і ГЦН

Для сприйняття сейсмічних навантажень на ПГ також передбачена система гідроамортизаторів. На кожному парогенераторі встановлено по 8 гідроамортизаторів (по чотири з протилежних бічних поверхонь ПГ біля протилежних люків-лазів ПГ по II-му контуру). При цьому з кожної зі сторін ПГ гідроамортизатори попарно розташовані у взаємно перпендикулярних площинах. Додатково на трубопроводах вихлопу імпульсних запобіжних пристроїв КТ встановлені 3 гідроамортизатори, а на трубопроводах впорскування КТ – 7 шт.

Пристрій гідроамортизатора спрощено показано на рис. 5.10.

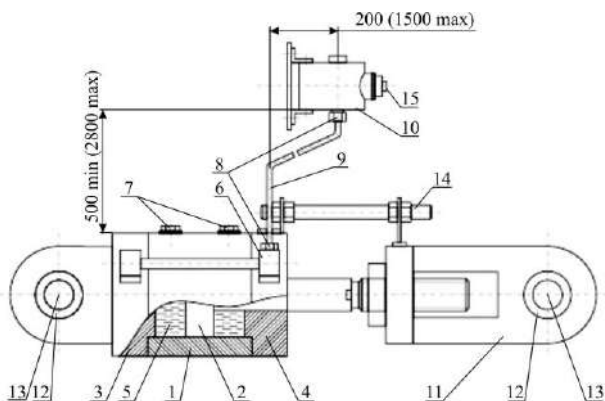


Рис. 5.10. Пристрій гідроамортизатора:

- 1 – корпус; 2 – поршень; 3 – кришка з вушком; 4 – кришка; 5 – рідина;
 6 – коробка клапанна; 7 – отвір для випуску повітря;
 8 – штуцер з гайкою; 9 – труба; 10 – бак запасу рідини; 11 – вушко;
 12 – підшипник; 13 – палець з кільцями; 14 – штилька транспортна;
 15 – давач-реле рівня рідини

У всіх трубопроводах як I, так і II контурів у верхніх точках встановлюють пристрої для видалення повітря при заповненні систем. У двоконтурних АЕС такі пристрої встановлюють на ГЦН і верхніх днищах колекторів I контура, які зварені у корпуси парогенераторів, оскільки вони є найвищими точками контура.

Для трубопроводів значного діаметра і для габаритного устаткування, особливо при високій температурі, дуже важливим є режим прогрівання в процесі пуску та охолодження під час зупинки. Для запобігання виникненню неприпустимих напружень у металі обладнання ГЦК швидкість охолодження не повинна перевищувати 20 град/год, а розігріву – 30 град/год.

Основні технічні характеристики ГЦТ I контура наведені у табл. 5.1.

З метою забезпечення мінімальних теплових втрат від устаткування і трубопроводів під час роботи РУ весь ГЦТ покритий теплоізоляцією. Теплоізоляційним матеріалом є матраци з базальтового волокна в оболонці з кремнеземистої тканини товщиною 60 мм.



Теплоізоляція ГЦТ енергоблоку № 1 Нововоронезької АЕС-2 (РФ)

Таблиця 5.1

Основні технічні характеристики ГЦТ I контура

Параметри	Значення
Номінальний тиск, кгс/см ²	160
Робочий розрахунковий тиск, кгс/см ²	180
Тиск гідравлічних випробувань на міцність, кгс/см ²	250
Робоча температура “гарячих” ниток, °С	322
Робоча температура “холодних” ниток, °С	290
Температура на поверхні теплової ізоляції, °С	60
Внутрішній діаметр труб, мм	850
Товщина стінки труб основного матеріалу, мм	65
Товщина плакувального шару, мм	5
Коефіцієнт гідравлічного опору на одиницю довжини, 1/м	0,015
Кількість блоків, шт.	28
Загальна довжина, м	127

Спочатку трубопроводи покриваються двома шарами матраців, ущільнених бандажами до товщини 100 мм. Поверх матраців встановлюються легкознімні блоки, які закріплюються бандажами і замками. Легкознімні блоки конструктивно однакові, а різняться лише розмірами і конфігурацією. В середині сталевого каркаса зі стрічок 3x30 мм укладені два шари матраців. Зовні і по торцях блоки обшиті алюмінієвим листом товщиною 0,8 мм. На зовнішній поверхні встановлені ручки. Один одного блоки перекривають ущільнювальними накладками. Загальна товщина кожного блока 100 мм. Маса одного блока від 4 до 17 кг.



Під'єднання трубопроводів ГЦК до реактора ВВЕР-1000 енергоблока № 2 Балаковської АЕС (РФ)

За час перебування РУ в гарячому стані навіть за наявності на поверхнях обладнання проектної теплової ізоляції, відбуваються значні теплові втрати порядку 3 МВт у простір гермооболонки. Причому теплові втрати петель (включаючи парогенератори) становлять приблизно 84 % від загальних теплових втрат.

5.2. Головний циркуляційний насос

Головні циркуляційні насоси ГЦН-195М забезпечують примусову циркуляцію води у I контурі реакторних установок типу ВВЕР-1000.

Примусова циркуляція забезпечується роботою насоса, який подає теплоносії в реактор, а звідти нагрітий теплоносії повертається, охолоджуючись у парогенераторі. Охолоджений теплоносії знову подається насосом в реактор. Таким чином забезпечується постійна циркуляція теплоносія через ГЦК.

ГЦН-195М – це вертикальний, відцентровий, одноступінчастий, лопатевий насос з блоком торцевого ущільнення вала, консольним робочим колесом, осьовим підведенням теплоносія, що перекачується, і виносним електродвигуном.

Відмінною особливістю насосних агрегатів такого типу є наявність механічного ущільнення вала, що обертається, яке у насосах з великою подачею забезпечує значні переваги порівняно з герметичними. Всі насоси цієї групи є вертикального виконання та мають герметичний силовий корпус (“равлик”) еліптичної форми.

ГЦН розміщується у гермооболонці (приміщення ГА-504/1-4), встановлений на “холодній” нитці циркуляційного трубопроводу I контура і подає охолоджену у парогенераторах воду (теплоносії I контура) в реактор. Розташування ГЦН у боксі гермооболонки наведено на рис. 5.3 і 5.11.

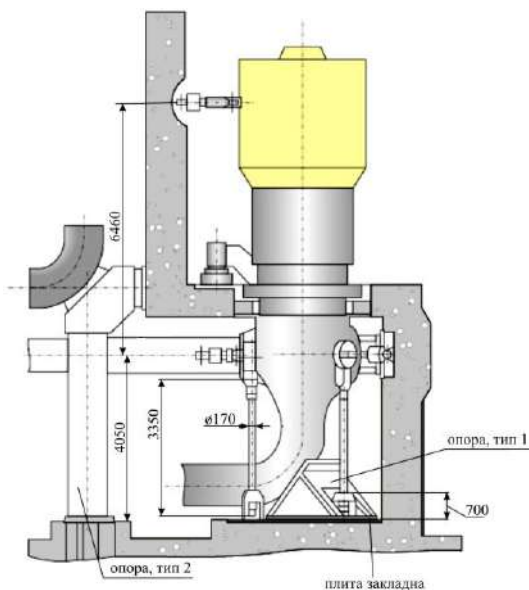


Рис. 5.11. Схема кріплення ГЦН у боксі гермооболонки

Радіоактивність теплоносія, що перекачується, забруднення внутрішніх поверхонь активними продуктами корозії, розташування у

захисних боксах під гермооболонкою практично виключають можливість ремонту ГЦН із заходом обслуговуючого або ремонтного персоналу у приміщення (бокс). У зв'язку з цим ставлять вимоги щодо проведення заміни елементів проточної частини і окремих вузлів ходової частини без різання циркуляційних трубопроводів з мінімальним часом перебування ремонтного персоналу поблизу ГЦН, що ремонтується.

На рис. 5.12 наведена типова структурна схема ГЦН у вигляді комплексу, який включає в себе такі типові вузли, що присутні у всіх конструкціях ГЦН цього виду: приводний електродвигун, підшипникові опори із системою змащування і ущільнення валу, що обертається, з системою живлення та охолодження, проточну частину.

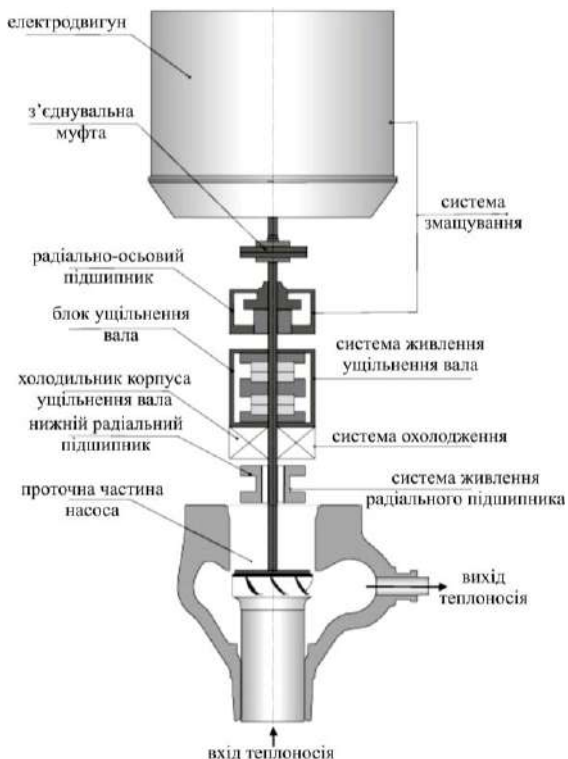


Рис. 5.12. Структурна схема ГЦН з механічним ущільненням вала для реакторів ВВЕР-1000

Конструктивно ГЦН-195М являє собою агрегат, що складається з насоса із антиреверсним пристроєм, електродвигуна ВА3 215/109-6АМО5 і допоміжних систем.

Конструктивна схема ГЦН з механічним ущільненням вала складається з таких основних вузлів і деталей:

- проточна частина насоса;
- нижній радіальний підшипник;
- холодильник корпусу ущільнення вала;
- блок ущільнення вала;
- радіально-осьовий підшипник;
- з'єднувальна муфта;
- електродвигун;
- система змащування;
- система живлення ущільнення вала;
- система охолодження;
- система живлення радіального підшипника.

Відповідно до класифікації, за категоріями безпеки ГЦН відноситься до пристроїв нормальної експлуатації. При цьому система ГЦН додатково забезпечує циркуляцію теплоносія при вибігу при різних аваріях із знеструмуванням, що дає змогу здійснювати плавний вихід на режим природної циркуляції теплоносія.

ГЦН-195М спроектований таким чином, що при цьому забезпечується:

- перебування ГЦН у гарячому резерві, включаючи режими зворотного потоку у разі пошкодження антиреверсного пристрою, в необмеженому часі;
- пуск і стійка робота ГЦН за будь-якого поєднання працюючих насосів в РУ;
- кавітаційний запас у всіх перехідних режимах роботи РУ;
- зупинка (вибіг) ГЦН без пошкоджень при перериві подачі охолоджувальної і ущільнювальної води;
- рівень пульсації тиску і вібрації ГЦН, що не приводить до порушень в насосі і пов'язаних з ним системах;
- відсутність виходу радіоактивного теплоносія в атмосферу через ущільнення вала насоса;
- матеріали деталей, які виготовлені із аустенітних марок сталей, не мають схильності до міжкристалітної корозії;
- хімічний склад матеріалів деталей, які стикаються з теплоносієм, не містить спеціальних добавок кобальту та інших елементів, що



Електродвигун ВА3 215/109-6АМ05 для ГЦН енергоблоку № 1 Нововоронезької АЕС-2 (РФ)

утворюють довгоживучі ізопопи в активному робочому середовищі;

- всі деталі і вузли ГЦН, що стикаються з теплоносієм і які охолоджуються водою промконтура та запираючою водою, виготовлені зі сталей, стійких до корозії і ерозії;
- ГЦН є ремонтпридатним – забезпечується можливість розбирання і заміни складових частин. При виході з ладу більшості вузлів ГЦН та їх елементів відновлення може бути проведено як шляхом заміни елементів, так і шляхом заміни всього блока;
- конструктивне виконання ГЦН забезпечує можливість ремонту електродвигуна і його елементів без розбирання насоса;
- безперервна робота ГЦН на всіх експлуатаційних режимах – 10 000 год.;
- середнє напрацювання до відмови – не менше 18 000 год.;
- середній ресурс між середніми ремонтами – не менше 16 000 год.;
- середній термін експлуатації до списання – не менше 30 років.

Основною несучою конструкцією насоса ГЦН-195М (рис. 5.13) є нижня проставка з трьома кронштейнами. На верхній фланець нижньої проставки встановлюється зварна верхня проставка, на яку кріпиться привідний електродвигун з маховиком.

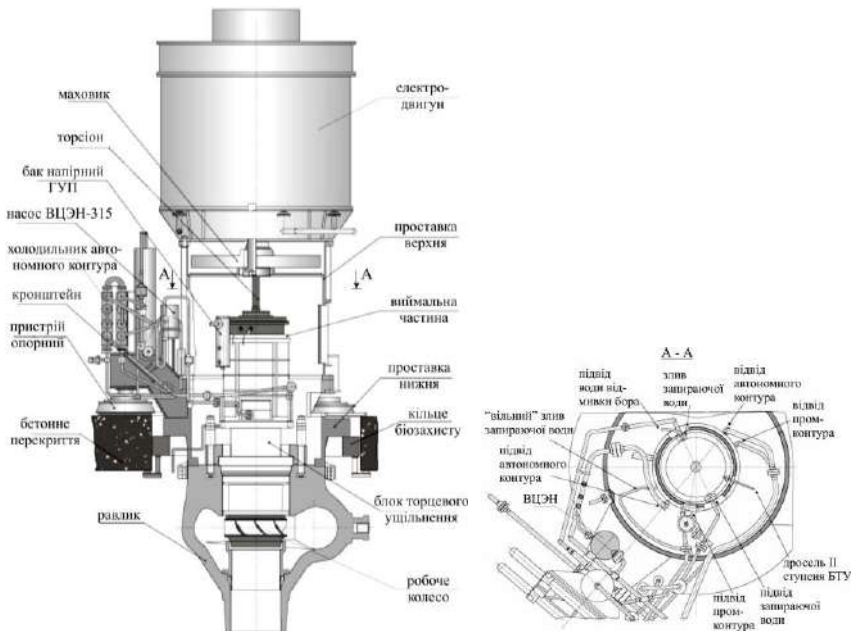


Рис. 5.13. Загальний вигляд ГЦН-195М

Нижнім фланцем нижня проставка з'єднується шпильками з равликом ГЦН і ущільнена щодо равлика мідної прокладкою. У свою чергу кронштейни нижньої проставки спираються на кульові опори, які встановлені на перекриття, що дає змогу ГЦН переміщатися, слідуючи за температурними переміщеннями трубопроводів I контура (приблизно на 80 мм у будь-якому горизонтальному напрямку).

Для забезпечення герметичності головного розніму (рис. 5.14) між равликом насоса і виймальною частиною насоса встановлюється плоска прокладка зі сталі 12Х18Н9Т. Ущільнення розніму здійснюється шляхом затягування шпильок (30 од.). У головному рознімі встановлене вторинне ущільнення сальникового типу (азбесто-гумова прокладка), яке ущільнюється через відтискні болти і відтискне кільце та служить для організації камери контролю протікання через основну прокладку.

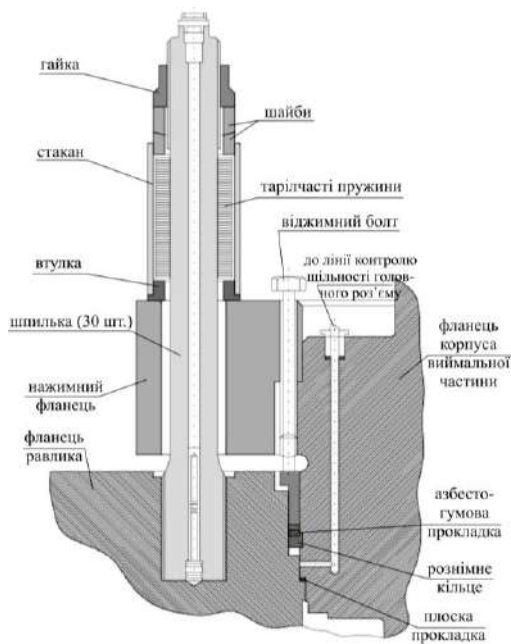


Рис. 5.14. Головний рознім ГЦН-195М

Для забезпечення необхідного вибігу ГЦН під час знеструмлення АЕС приводний двигун забезпечений масивним маховиком.

З'єднання равлика ГЦН з трубопроводом D_y 850 I контура здійснюється зварюванням, а з трубопроводами допоміжних систем – на фланцях.

В якості підшипникових опор вала використані радіально-осьовий і радіальний гідростатичний підшипники.

Ротор приводного асинхронного двигуна і вал насоса з'єднані через торсійний вал зубчатою муфтою.

Равлик ГЦН призначений для організації підведення до робочого колеса теплоносія I контура, встановлення і ущільнення виймальної частини ГЦН. Равлик ГЦН є невід'ємною частиною ГЦК.

Основними частинами головного циркуляційного насоса ГЦН-195М є:

- раulik насоса (власне гiдравлiчна частина);
- нижня проставка;
- опорний пристрій;
- верхня проставка;
- виймальна частина (власне насос);
- торсионна муфта;
- електродвигун;
- біологічний захист.

Равлик ГЦН входить до складу I контура і призначений для організації підведення і відведення теплоносія від робочого колеса. Він являє собою (рис. 5.15) суцільнолитий корпус із нержавіючої сталі з всмоктувальним і напірним патрубками. У всмоктувальному патрубку встановлений напрямний конус, що забезпечує необхідну швидкість рідини. Для стабілізації потоку рідини у напірному патрубку вварені напрямні пластини, що розсікають потік теплоносія.



Процес виготовлення корпусу ГЦН на ОАО "Петрозаводскмаш" (Республіка Карелія, РФ)

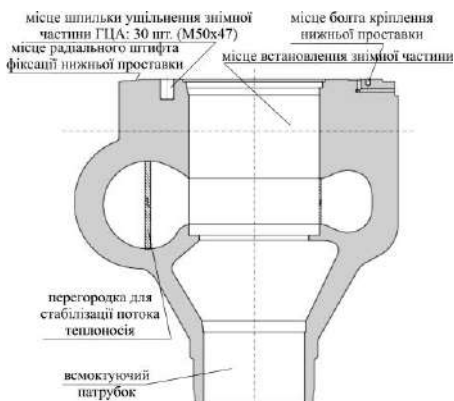


Рис. 5.15. Равлик ГЦН-195М

Суцільнолитий корпус равлика виготовлений із нержавіючої сталі 06X12Н2МФА (або 06X12НЗДЛ мартеністо-аустенітного класу) з приварними кованими перехідниками зі сталі 10ГН2МФА у всмоктувальному і напірному патрубках. Внутрішня поверхня перехідників покривається антикорозійним наплавленням зі сталі 08X18Н10Т. Відвідний канал для охолодження у равлику виготовлений у вигляді спіралі, що переходить в дифузор. Ущільнювальна прокладка виготовляється зі сталі 12X18Н9Т.



Монтаж равлика ГЦН-195М енергоблоку № 1 Нововоронезької АЕС-2 (РФ)

Нижня проставка (рис. 5.16) є основною несучою конструкцією насоса та виготовлена з трьома кронштейнами і біологічним кільцем, сполученим з проставкою.

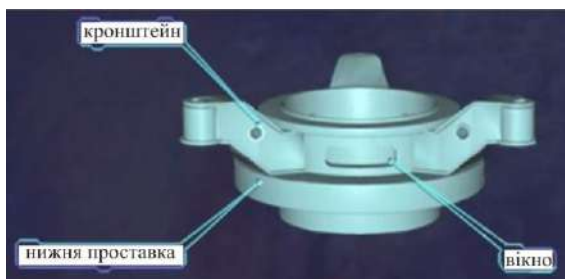


Рис. 5.16. Нижня проставка ГЦН-195М

Проставка нижнім фланцем кріпиться до равлика насоса, а на її верхній фланець встановлюються радіальні штифти, що забезпечують центрування агрегату. Проставка має три вікна для трубопроводів допоміжних систем насоса. Кронштейни призначені для передачі ваги на опорні пристрої насоса.

Для того, щоб насос міг переміщатися відповідно до температурних деформацій трубопроводу І контура, він встановлюється за допомогою кронштейнів нижньої проставки на три кульові опори (рис. 5.17), які дають змогу ГЦН вільно переміщатися при температурному розширенні трубопроводів ГЦК у напрямку поздовжньої і поперечної осі на 80 мм.



Циліндричний корпус ГЦН-195М з нижніми проставками для енергоблоку № 2 Ленінградської АЕС-2 (РФ)

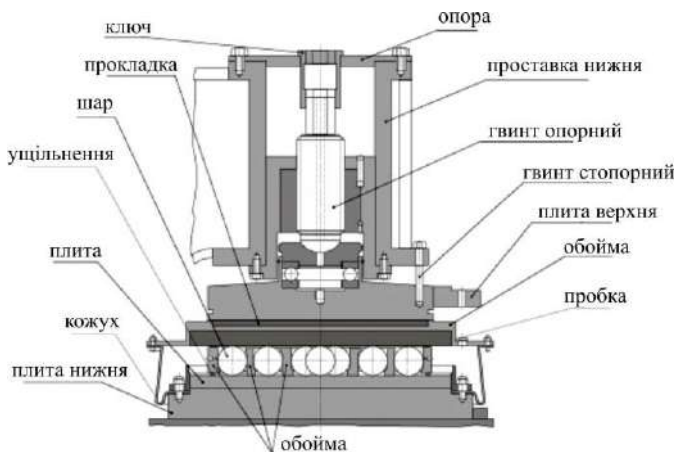


Рис. 5.17. Конструкція кульового опорного пристрою

Опора складається з нижньої плити, на яку покладена плита з високоміцної сталі 9ХВГ. Остання плита утримується від зсуву фланцем. На цій плиті розташовані металеві кулі, що розділені сепараторами і поміщені в обойму. Нижня плита обойми теж виготовлена з високоміцної сталі 9ХВГ. Крім того опора має верхню плиту, різбову втулку і опорний гвинт. Вузол кріплення опори зображено на рис. 5.18.

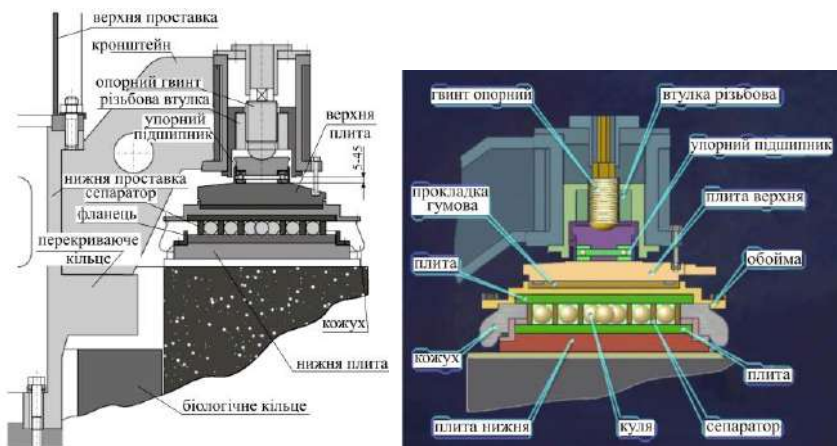


Рис. 5.18. Вузол кріплення опори

Різьбова втулка встановлюється у розточення кронштейна нижньої проткладки і кріпиться гвинтами. Для зменшення моменту тертя під час регулювання підтискання опори під опорний гвинт встановлений

упорний шарикопідшипник. Порожини шарикопідшипника і куль опорного пристрою змащуються мастилом “Літол 24”.

Равлик ГЦН теж має три цапфи, конструкція яких забезпечує приєднання замків з вертикальними тягами (для сприйняття сейсмічних навантажень і навантажень від розриву всмоктувального патрубка) і горизонтальними гідроамортизаторами (для сприйняття сейсмічних навантажень). Крім того, для сприйняття сейсмічних навантажень виконано розкріплення гідроамортизаторами.

Верхня проставка призначена для встановлення електродвигуна (рис. 5.19). У проставці встановлений піддон маховика електродвигуна, який перешкоджає викиду мастила з нижньої хрестовини підшипника електродвигуна. Проставка має три вікна, які закриваються сітчастими щитками.

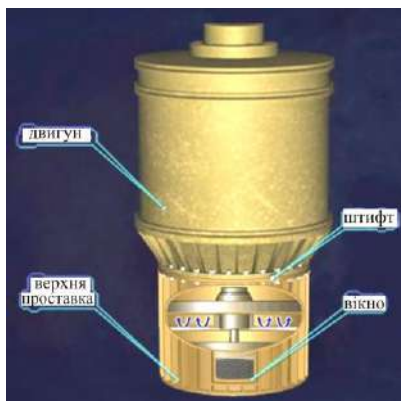


Рис. 5.19. Верхня проставка ГЦН-195М

Для захисту від нейтронного потоку в районі равлика насоса встановлено колесо товщиною 315 мм зі сталі 351-1. Його перекриває біологічне кільце зі сталі 08ГДНФЛ-Ш товщиною 300 мм, яке поєднане з нижньою проставкою насоса. Перекриваюче біологічне кільце служить теж основою для встановлення кронштейнів нижньої проставки.

Торсіонна муфта (рис. 5.20) призначена для передачі крутного моменту від електродвигуна до насоса.

На відміну від жорсткого з'єднання, торсіонна муфта забезпечує значно більшу неспіввісність валів насоса і електродвигуна. Верхній кінець торсіона входить у зачеплення з ротором електродвигуна. За допомогою евольвентних шліців нижній кінець торсіона входить у зачеплення евольвентними шліцами з обоймою, яка пов'язана з упорним гребенем також за допомогою евольвентних шліців.

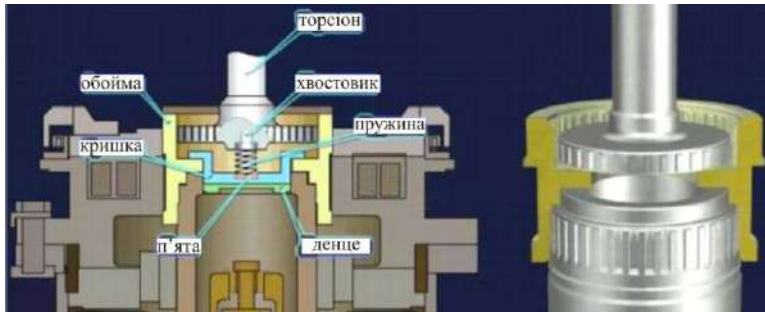


Рис. 5.20. Конструкція торсіонної муфти

Крутний момент передається торсіоном через обойму на упорний гребінь і далі упорним гребенем через шліцьову втулку на вал (рис. 5.21). Торсіон нижнім кінцем підресорений пружиною. Матеріал торсіона – сталь 36Х2Н2МФА. Нижня робоча порожнина торсіонної муфти заливається 5,5 л мастилом турбіни Т-46. Для заливання мастила і видалення повітря на торсіонній муфті зроблено отвори з пробками.

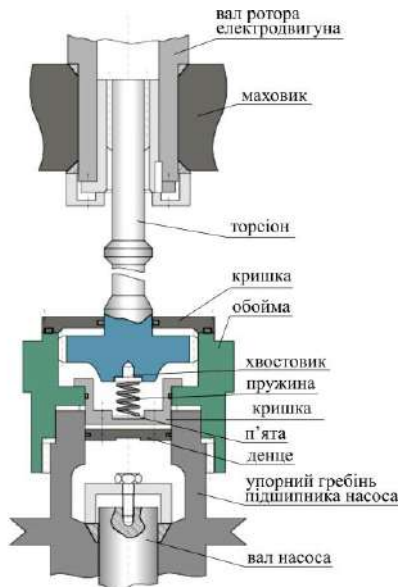


Рис. 5.21. Схема роботи торсіонної муфти

Виймальна частина ГЦН-195М (рис. 5.22) складається з таких деталей і вузлів:

– корпус виймальної частини;

- вал;
- верхній опорно-упорний підшипник;
- блок торцевого ущільнення вала;
- нижній підшипник ковзання;
- робоче колесо;
- допоміжне колесо (імпеллер);
- тепловий бар'єр;
- тепловий екран;
- антиреверсний пристрій;
- електромагнітний розвантажувальний пристрій;
- контроль щільності головного розніму.

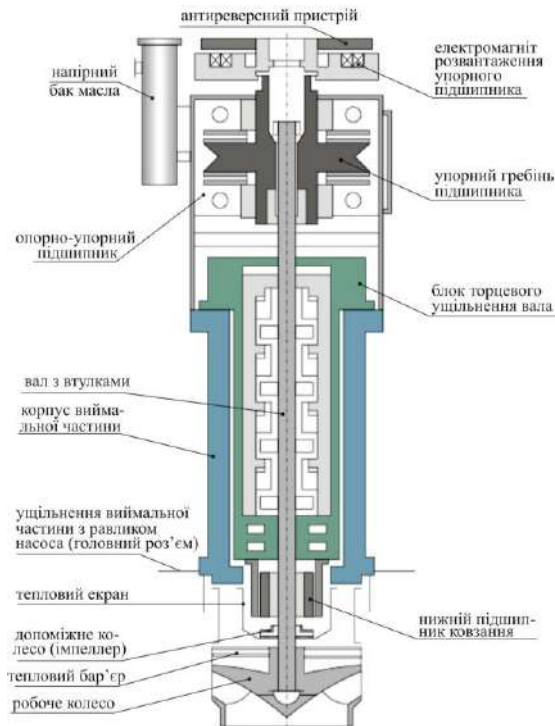


Рис. 5.22. Конструкція виймальної частини

Корпус виймальної частини (рис. 5.23) являє собою зварену конструкцію з поковок сталі 08X18H10T. Корпус служить для встановлення на ньому блока ущільнення вала, нижнього підшипника ковзання, теплового бар'єру і теплового екрана, нажимного фланця головного розніму і прокладок вторинного ущільнення головного розніму.

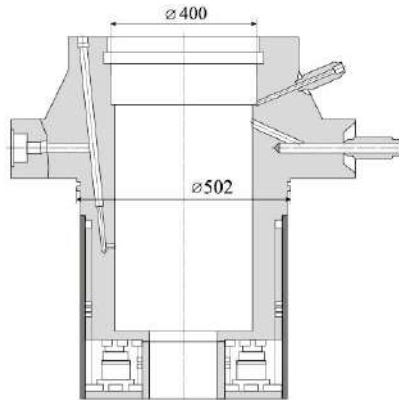


Рис. 5.23. Корпус виймальної частини

До верхнього фланця корпусу приєднані такі штуцери:

- вільного зливу запираючої води;
- підведення води автономного контура;
- відведення води автономного контура;
- зливу води відмивання бору;
- дренажу протікання верхнього розніму;
- дренажу протікання головного розніму.

В середній частині корпусу встановлюється знімний натискний фланець головного розніму. На бічній поверхні корпусу є канавка, в яку встановлюється рознімне кільце 195-40-1071, що служить опорою для асбестогумової прокладки – вторинного ущільнення головного розніму. До нижнього торця корпусу кріпиться тепловий бар'єр, що ущільнюється мідною круглою прокладкою, екран і нижній підшипник ковзання, що входить у внутрішнє розточення корпусу знизу.

Вал виймальної частини (рис. 5.24) виготовляється зі сталі 14X17H2 і обертається у двох підшипниках: верхньому опорно-упорному підшипнику і нижньому підшипнику ковзання.

На нижньому кінці вала по ходовій посадці встановлюються дві втулки, що працюють по вкладишах з графітофторопластової пластмаси нижнього підшипника ковзання. Для запобігання повертання втулок щодо вала встановлена шпонка. На обох кінцях вала є евольвентні шліци для посадки робочого колеса і гребеня упорного підшипника. Таке з'єднання забезпечує як надійність встановлення колеса і гребеня на валу, так і їх зручне складання та розбирання. Вал насоса динамічно балансується разом з робочим колесом і гребенем упорного підшипника.

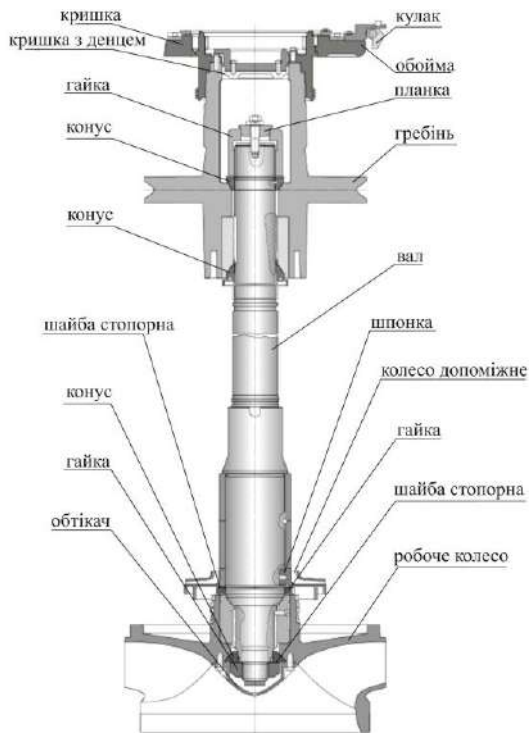


Рис. 5.24. Вал ГЦН-195М у зібраному вигляді

Блок торцевих ущільнень вала (рис. 5.25) служить для запобігання протіканню теплоносія з I контура по валу насоса.

Блок складається з чотирьох ступенів ущільнення, кожен з яких включає роторний елемент 13, що закріплений на валу, і статорний елемент 12, який закріплений у корпусі. Блок торцевих ущільнень вала об'єднується з корпусом нижнього гідростатичного підшипника 1 і влаштований з двох основних дрослювальних ступенів гідростатичного типу 14, 15, розділювального ступеня 4 і кінцевого ступеня 8.

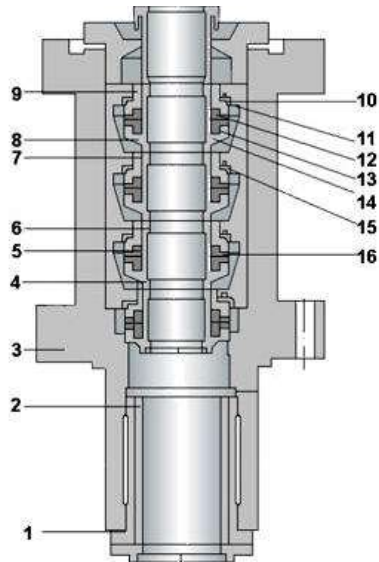


Рис. 5.25. Блок торцевих ущільнень вала:

- 1 – корпус нижнього підшипника; 2 – нижній гідростатичний підшипник;
 3 – корпус виймальної частини; 4 – розділювальний ступінь; 5 – кільце;
 6 – втулка; 7 – вал; 8 – кінцевий ступінь; 9 – гумова прокладка;
 10 – пружини; 11 – корпус статорного елемента; 12 – статорний елемент;
 13 – роторний елемент; 14 – основний дроселювальний ступінь 1;
 15 – основний дроселювальний ступінь 2; 16 – установче кільце

Тепловий бар'єр (пакет пластин) виймальної частини (рис. 5.26) служить для екранування теплового потоку з боку гарячої середовища І контуру від охолодженої зони автономного контура за колесом насоса.

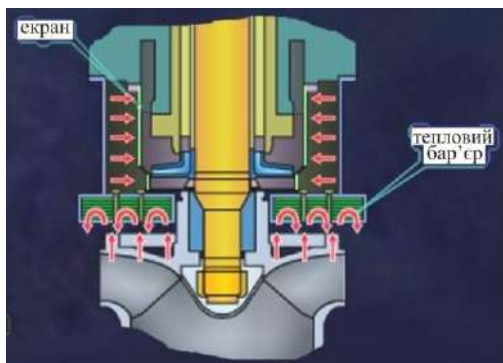


Рис. 5.26. Тепловий бар'єр виймальної частини

Тепловий бар'єр витримує значні навантаження через наявність значного температурного перепаду ($+ 288^{\circ}\text{C}$ у проточній частині ГЦН і $+ 40-60^{\circ}\text{C}$ в автономному контурі). На випадок втомного і температурного руйнування шпильок кріплення теплового бар'єру до корпусу виймальної частини нижче його розташування приварені три страхувальних упори. Вони не дадуть теплому бар'єру при руйнуванні кріплення впасти на робоче колесо.

Тепловий екран захищає вкладиш нижнього підшипника ковзання від прямого впливу гарячої води I контура при можливому її потраплянні в зону автономного контура у період повного знеструмлення блока.

Антиреверсний пристрій (рис. 5.27) служить для запобігання повертання ротора зупиненого ГЦН зворотним ходом теплоносія (при інших працюючих ГЦН).

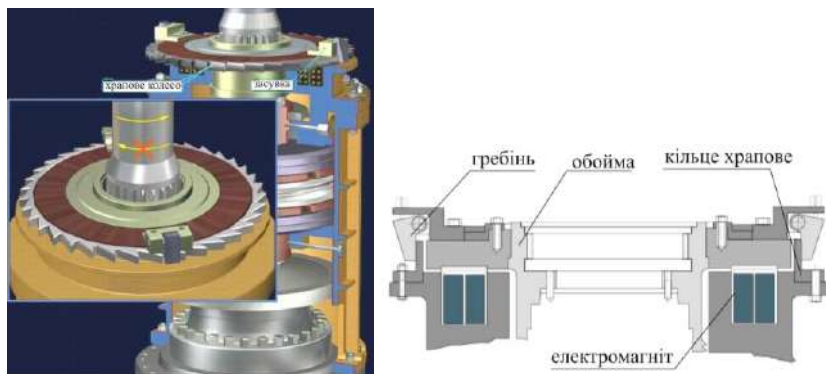


Рис. 5.27. Антиреверсний пристрій

Пристрій складається з нерухомого храпового колеса, зв'язаного з корпусом опорно-упорного підшипника, двох кронштейнів, встановлених на обертовому розвантажувальному диску і упорів, насаджених на пальці кронштейнів.

Після пуску насосів упори під дією відцентрової сили, перевертаючись на пальцях, виходять із зачеплення вала насоса. Під час зупинки насоса відцентрова сила перестає діяти на упори і вони входять у зачеплення із зубцями храпового колеса, надійно оберігаючи насос від повертання вала.

Робоче колесо (рис. 5.28) призначене для перекачування теплоносія I контура від всмоктувального патрубка насоса до напірного.

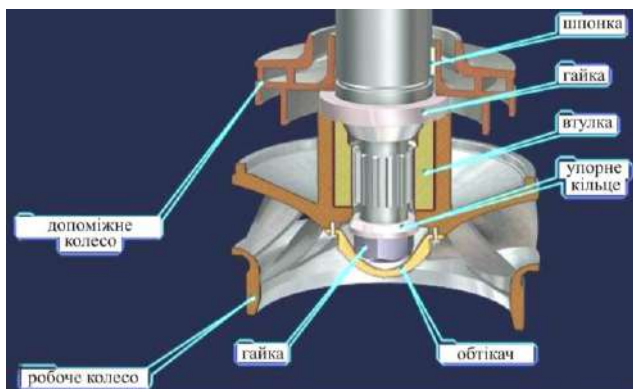


Рис. 5.28. Робоче колесо

Робоче колесо – трилопатеве, відцентрове, закритого типу, з лопатками подвійної кривизни, виготовлене зі сталі 10X18N9TL. У ступицю робочого колеса запресована втулка, яка має центрувальні конуси. Це забезпечує посадку робочого колеса на валу без зазора незалежно від температури робочого середовища.



Робоче колесо ГЦН-195М

Робоче колесо встановлюється на валу за допомогою евольвентних шліців, виконаних у втулці і в осьовому напрямку кріпиться гайкою з лівою різьбою. На нижньому кінці вала впритул до робочого колеса встановлений обтічник, що підтискається до робочого колеса болтом.

Основні технічні характеристики насоса ГЦН-195М наведені у табл. 5.2.

Для виготовлення вузлів і деталей ГЦН, використовуються такі матеріали:

- раवлик – нержавіюча сталь 06X12H2MФА або 06X12H3ДЛ мартенситно-аустенітного класу з приварними кованими перехідниками зі сталі 10ГН2МФА;
- корпус вузла ущільнення – зварна конструкція з поковок сталі 08X18H10Т;
- нижній підшипник ковзання виготовлений зі сталі 12X18H10Т з вкладишами із графітно-фторопластової пресованої маси 7В-2А;
- вал втулки виготовлений зі сталі 25X17H2Б-Ш з поверхневою термообробкою струмами високої частоти;
- корпус ущільнення – зварна конструкція зі сталі 12X18H10Т;
- вал насоса – цільнокований, виготовляється зі сталі 14X17H2;
- біологічний захист – кільце зі сталі 20, що перекриває кільце зі сталі 08ГДНФЛ-Ш.

Таблиця 5.2

Технічні характеристики насоса ГЦН-195М

Параметри	Значення
Насосна частина	
Продуктивність, м ³ /год	20 000
Тиск на всмоктуванні, кгс/см ²	156
Напір, кгс/см ²	6,75 ± 0,25
Число обертів, об/хв	1 000
Розрахункова температура, °С	350
Розрахунковий тиск на міцність, кгс/см ²	180
Споживана потужність на холодній / гарячій воді, кВт	7000 / 5300
Час розгону ротора насоса при пуску, с	не більше 12
Температура ущільнювальної води, не більше, °С	70
Подача мастила на змащування ГЦН, м ³ /год	26,5-28,5 (мастило Т-22, Тп-22)
Подача мастила на електродвигун ГЦН, м ³ /год	5-6
Температура мастила на вході в упорний підшипник, °С	20-46
Напрямок обертання вала насоса ГЦН-195М (якщо дивитися з боку електродвигуна)	проти годинникової стрілки
Маса установки на АЕС ГЦН-195М, тонн	140
У тому числі маса електродвигуна ВАЗ 215/109-6АМО5, тонн	48
Електродвигун ВАЗ 215/109-6АМО5	
Потужність номінальна, МВт	8
Напруга номінальна, кВ	6,3
Струм номінальний, А	880
Коефіцієнт корисної дії, %	96
Кількість полюсів	6
Швидкість обертання, об/хв	1 000
Допустима кількість пусків на рік, не більше	30
Кількість пусків в перший рік експлуатації	100
Допоміжний електронасос ВЦЭН-315	
Тип насоса	моноблочний, герметичний
Продуктивність, м ³ /год	6
Напір, кгс/см ²	5
Швидкість обертання, об/хв	2 850
Споживана потужність, кВт	2,5
Напруга номінальна, В	380
Струм робочий, А	8

Всі деталі та вузли ГЦН-195М, що контактують з теплоносієм, охолоджувальною водою промконтурна і запираючою водою, виготовлені зі сталей, стійких проти корозії і ерозії.

Матеріал деталей, виготовлених із аустенітних марок сталі, не має схильності до міжкристалітної корозії.

Хімічний склад матеріалів деталей, що контактують з теплоносієм, не містить спеціальних добавок кобальту та інших елементів, які утворюють довгоживучі ізотопи в активному робочому середовищі.

5.3. Системи компенсації тиску

Система компенсації тиску призначена для:

- створення тиску у I контурі реакторної установки;
- обмеження відхилень тиску у I контурі, що викликані зміною температурного режиму під час роботи реакторної установки;
- захисту I контура від перевищення тиску вище допустимого значення.

Перша і друга функції відносяться до функцій нормальної експлуатації, а третя – до захисних функцій, які забезпечують межі і умови безпечної експлуатації.

У I контура реакторів типу ВВЕР в якості теплоносія використовується вода, яка є недогрітою до стану кипіння приблизно на $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ (при номінальному тиску у I контурі). Вибір такої величини недогріву обумовлений компромісом між:

- досягненням максимальних параметрів теплоносія на виході з реактора (з метою отримання високого ККД установки в цілому) при заданому номінальному тиску у I контурі,
- забезпечення деякого запасу до кризи теплообміну на оболонках паливних елементів,
- забезпечення можливості роботи головних циркуляційних насосів.

Вода при параметрах I контура має відносно великий температурний коефіцієнт зміни об'єму і низьку стискуваність, що при замкненому I контурі призводить до неприпустимо великих змін тиску при зміні температурного режиму I контура (навіть при нормальних перехідних режимах). Під час розігріву реактора ВВЕР-1000 з холодного ($T_{1к} \text{ менше } 70\text{ }^{\circ}\text{C}$) до гарячого ($T_{1к} = 280\text{ }^{\circ}\text{C}$) стану щільність теплоносія зменшується на 30 %. Ця обставина робить необхідною організацію у I контурі спеціального компенсувального об'єму.

Теоретично можливе створення системи регулювання тиску I контура за допомогою компенсації температурних змін об'єму теплоносія

відповідним підживленням або продувкою I контура. Проте жорсткі вимоги до цієї системи регулювання (при зміні середньої температури теплоносія на 1 °С компенсувальна зміна об'єму має величину близько 80 літрів) при реальних перехідних режимах роботи, роблять застосування такої системи економічно неефективним.

У зв'язку з цим на РУ з реакторами типу ВВЕР застосовується система компенсації тиску (об'єму) з демпфірувальним "елементом" у вигляді парової подушки. Система компенсації об'єму є складовою частиною РУ і призначена для створення і підтримання тиску у I контурі у стаціонарних режимах, обмеження відхилень тиску у перехідних і аварійних режимах.

Параметри системи компенсації тиску вибрані з таким розрахунком, щоб не допустити кипіння теплоносія I контура у стаціонарному і більшості перехідних режимів:

- планові зміни потужності в межах від навантаження власних потреб до повної потужності і від повної потужності до навантаження власних потреб;
- спрацьовування аварійного захисту (АЗ) реактора;
- скидання навантаження турбіни до рівня санітарних норм без спрацьовування АЗ реактора;
- відключення одного або двох ГЦН без спрацьовування АЗ реактора.

Межі зміни тиску становлять при цьому 180-120 кгс/см². За критеріями безпеки система компенсації тиску відноситься до групи пристроїв нормальної експлуатації. Відповідно до класифікації за категоріями сейсмостійкості система компенсації тиску відноситься до першої категорії. Конструкція КТ, спосіб його закріплення забезпечують нормальне функціонування при максимальному розрахунковому землетрусі 9 балів і забезпечують міцність при одночасному впливі навантажень, викликаних максимальним розрахунковим землетрусом, і навантажень, викликаних розривом трубопроводу D_y 350 мм по повному поперечному перерізі.

Під час проектування прийняті такі визначальні режими з точки зору працездатності системи компенсації тиску:

- визначає режим з максимальним позитивним об'ємним збуренням – режим скидання навантаження енергоблоком зі швидкістю 200 % $N_{ном}$ за секунду з номінального значення до рівня власних потреб (реалізується при посадці стопорних клапанів турбогенератора);
- визначає режим з максимальним негативним об'ємним збуренням – режим помилкового спрацьовування аварійного захисту реактора і режим розриву паропроводу.

Співвідношення водяного і парового об'ємів КТ вибрано з умови, що ні в одному з проектних режимів, за винятком режимів аварійного розушільнення I і II контурів, не повинно відбуватися закидання пари у I контур з КТ і оголення електронагрівачів КТ.

Система компенсації об'єму складається з таких елементів:

- компенсатора тиску;
- “дихального” трубопроводу, що з'єднує нижню частину КТ з “гарячою” ниткою четвертої петлі ГЦК;
- трубопроводу впорскування з арматурою, що з'єднує паровий простір КТ з “холодною” ниткою першої петлі ГЦК;
- трубопроводу скидання парогазової суміші з арматурою, що з'єднує паровий простір компенсатора тиску з барботером;
- імпульсних запобіжних пристроїв;
- барботера;
- системи КВП і арматури.

Компенсатор тиску одночасно є елементом системи забезпечення тиску і компенсації об'єму у I контурі. Звідси пішла його двояка назва – у документації він називається як компенсатором тиску, так і компенсатором об'єму.

Компенсатор тиску забезпечений лінією впорскування $D_y 175$ з “холодною” ниткою першої петлі з напору ГЦН (рис. 5.29), що служить для зменшення тиску у I контурі за наявності парової подушки. У бік підвищення тиску у I контурі він забезпечений електронагрівачами. Трубопровід впорскування складається з труб 219×20 , 159×17 , 133×14 , $18 \times 2,5$ і запірної арматури.

На трубопроводі впорскування 219×20 є розгалужена ділянка з двох паралельних ліній 159×17 (так зване “товсте” впорскування), на кожній з яких встановлені дві запірні засувки $D_y 125$: одна – нормально відкрита, а інша – нормально закрита швидкодіюча.

Паралельно до розгалуженої ділянки із запірною арматурою прокладена байпасна лінія $18 \times 2,5$ з дросельною шайбою для постійного протоку теплоносія, що дає змогу підтримувати необхідну температуру трубопроводу і однакову якість води (концентрацію борної кислоти) у КТ і I контурі.



Компенсатор тиску енергоблоку № 2
Ленінградської АЕС-2 (РФ)

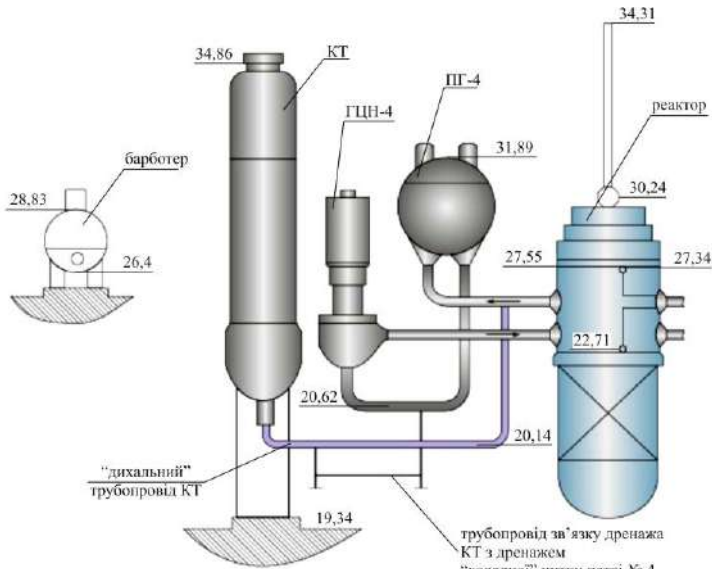


Рис. 5.29. Схема зв'язку компенсатора тиску з ГЦТ

До і після розгалуженої ділянки, тобто в обвід її, до трубопроводу 219x20 приєднана лінія розхолодження 133x14 (так зване "тонке" впорскування). На лінії розхолодження є вентиль сильфонний запірний Ду 100, клапан зворотний поворотний Ду 100, клапан регульовальний Ду 100 і рівнопрохідний трійник для під'єднання трубопроводу підживлення, за яким здійснюється впорскування теплоносія у КТ в режимі розхолодження КТ в разі, коли лінія впорскування від "холодної" нитки ГЦТ є неефективною. По лінії розхолодження також здійснюється "тонке" регулювання тиску у КТ.

Періодично не рідше 1 разу на рік має бути перевірено швидкодію арматури і ефективність лінії впорскування (витрата впорскування 150 кг/с). Швидкодія засувок має бути не більше 10 с.

Водяний об'єм КТ по сполучному "дихальному" трубопроводу Ду 350 з'єднується з теплоносієм "гарячої" нитки четвертої петлі ГЦК. Під час роботи РУ дихальний трубопровід завжди знаходиться у розігрітому стані завдяки замкнутій циркуляції теплоносія за такою схемою: дихальний трубопровід КТ → дренаж КТ → дренаж четвертої петлі → на всмоктування ГЦН-4 → дихальний трубопровід КТ.

Зазначений зв'язок нижніх точок дихального трубопроводу КТ і всмоктувального трубопроводу ГЦН-4 при відкритих повітряних клапанах дає змогу також використовувати рівнемір КТ для контролю рівня теплоносія I контуру при його дренаванні нижче "гарячих" петель.

Тиск у КТ створюється паровою подушкою, що утворюється у верхній частині компенсатора об'єму під час кипіння води. Кипіння досягається завдяки теплу електронагрівачів, які розміщені під рівнем води у нижній частині КТ.

При зміні середньої температури теплоносія I контура у перехідних режимах, пов'язаних з порушенням у роботі обладнання, і при зміні навантаження, частина його перетікає з компенсатора у контур або з контура у компенсатор по сполучному трубопроводу D_y 350. При цьому обмеження відхилень тиску від номінального значення досягається завдяки стисненню чи розширенню парової подушки у КТ. Водяний об'єм також бере участь у процесі компенсації тиску: при розширенні пари вода у КТ випаровується, сприяючи тим самим підтриманню тиску, а при стисненні парової фази відбувається її конденсація на поверхні води, що обмежує зростання тиску. При великому зростанні тиску через сопла, які розташовані у верхній частині компенсатора об'єму, по лінії впорскування подається теплоносієм з “холодної” нитки першої петлі ГЦК для конденсації пари у паровій подушці. Залежно від перехідного процесу, подача “холодного” теплоносія уповільнює або зовсім припиняє зростання тиску у I контурі.

Для скидання парогазової суміші з КТ в режимі його розігрівання (розхолодження) і під час продування його парового об'єму передбачений трубопровід, що з'єднує паровий простір КТ з трубопроводом скидання пари за імпульсно-запобіжними пристроями.

На трубопроводі встановлено два сильфонних вентиля D_y 50 з вбудованими електроприводами і дросельний пристрій, що обмежує витрату пари на барботер при скиданні парогазової суміші.

Компенсатор тиску є головною складовою частиною системи компенсації тиску. Він являє собою вертикальну циліндричну посудину з еліптичними днищами (рис. 5.30), в нижній частині якої розташовані 28 знімних блоки електронагрівачів загальною потужністю 2520 кВт. Матеріал обичайки і днища – низьколегована сталь марки 10ГН2МФА. Внутрішня поверхня КТ плакована нержавіючою сталлю.

На верхньому днищі влаштований люк-лаз і штуцери для під'єднання трубопроводів. Кришка люка ущільнюється двома прокладками: нікелевою прямокутного перетину і азбографітовою за допомогою шпильок М64. З порожнини, яка утворена цими прокладками, виведений штуцер для приєднання до лінії контролю щільності.

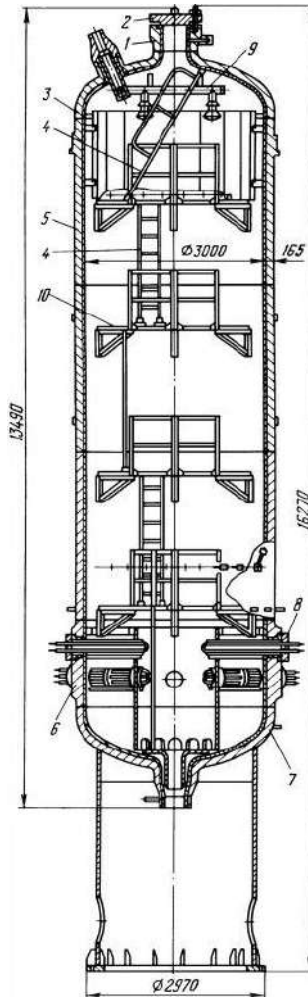


Рис. 5.30. Конструкція компенсатора тиску:

- 1 – горловина; 2 – кришка; 3 – днище; 4 – драбина; 5 – обичайка;
 6 – обичайка блоків ТЕНів; 7 – днище; 8 – блок ТЕНів; 9 – колектор;
 10 – майданчик

До нижнього днища приварений патрубков з переходом до труби 426x40 мм, що з'єднує КТ з "гарячою" ниткою четвертої петлі. Зона електронагрівачів виконана у вигляді циліндричної обичайки з двома рядами отворів під блоки електронагрівачів. Всього у КТ є 28 блоків трубчастих електронагрівників (ТЕНів) загальною потужністю 2520 кВт. Кожен блок

ТЕНів виконаний з дев'яти U-подібних трубчастих нагрівачів (зовнішній діаметр 13,6 мм), за допомогою нержавіючих втулок закріплених і зварених у кришку блока електронагрівачів. Кожен блок електронагрівачів має потужність 90 кВт.

Для зручності управління і регулювання тиску у I контурі всі блоки ТЕНів розбиті на чотири групи. Робота чотирьох груп ТЕНів КТ компенсує витік з парової частини КТ до 5 т/год.

При роботі чотирьох груп ТЕНів КТ (при номінальних параметрах у I контурі) стабілізація тиску у КТ відбувається при відкритті регульовального клапана на 3-6 % (при роботі всіх ГЦН). Кришка блока ТЕНів виготовлена у вигляді фланця з кільцевими виступами для ущільнення блока ТЕНів у корпусі КТ. Роз'єм блока ущільнюється шпильками М36 з встановленням двох прокладок: нікелевої і азбестової. Між прокладками є контрольна порожнина, для контролю протікань.

Порожнина з'єднана через канали в кришці зі штуцером з роз'ємом "куляконус". Контроль затягування шпильок кріплення блока ТЕНів здійснюється за контрольними стержнями, які вставлені у внутрішні порожнини шпильок.

Електронагрівач являє собою трубку діаметром 13 мм, виготовлену зі сплаву 08X18H10T, всередині якої поміщено спіраль з ніхромового дроту. Простір між стінками труби і спіраллю заповнений спресованим кристалічним порошком плавленого окису магнію (периклаз). Периклаз добре проводить тепло і має високий омичний опір.

До внутрішньокорпусних пристроїв КТ належать розбризкувальний пристрій, захисний екран, тепловий екран у патрубку нижнього днища, опорна обичайка електронагрівачів, сходи і майданчики. Усі внутрішньокорпусні пристрої КТ виготовлені з нержавіючої сталі.

Розбризкувальний пристрій призначений для розпилення води по паровому об'єму для забезпечення конденсації пари під час впорскування. Розбризкувальний пристрій має вигляд роздавального колектора.



Верхня частина компенсатора тиску енергоблоку № 4 Ростовської АЕС (РФ)



Нижня частина компенсатора тиску для енергоблоку № 4 Ростовської АЕС (РФ), що виготовляється на ОАО "Петрозаводскмаш" (м. Петрозаводськ, РФ)

Колектор має чотири розбризкувальні насадки. Колектор за допомогою хомутів кріпиться до швелерів, які приварені до верхнього днища. Розбризкувальні насадки кріпляться на різьбі до патрубків роздавального колектора. Захисний екран служить для захисту від потрапляння “холодної” води від розпилювального пристрою на корпус. Він виготовлений із знімних листів, які вільно висять на кронштейнах.

Опорна обичайка блоків ТЕНів призначена для фіксації у робочому (горизонтальному) положенні блоків ТЕНів, що оберігає їх від різких поперечних потоків середовища при позитивних і негативних збуреннях по об’єму I контура, а також для організації контура природної циркуляції при роботі ТЕНів.

У верхній частині обичайки розташовано 28 отворів з обоймами для встановлення блоків ТЕНів, а у нижньому торці обичайки зроблені вирізи для забезпечення дренажу і організації природної циркуляції.

Опорна обичайка ТЕНів у верхній частині кріпиться за допомогою болтів до кронштейнів, що приварені до корпусу КТ, а у нижній частині приварена до наплавлення на нижньому днищі. Кріплення забезпечує температурні переміщення обичайки.

КТ встановлюється на нерухомому опорі. Для сприйняття сейсмічних навантажень КТ закріплюється у верхній частині упорним кільцем, яке закладене у бетонне перекриття. Конструкція цього кріплення не перешкоджає термічному розширенню посудини вгору і по радіусу, утримує у вертикальному положенні і не дає змоги зміщуватися в горизонтальній площині при поштовхах.

Компенсатор об’єму покритий теплоізоляцією, яка складається з окремих знімних блоків. Блоки теплоізоляції складаються з металевого каркаса, матраців і захисного алюмінієвого покриття. Каркас виготовлений з ряду сталевих смуг, які вигнуті за формою блока з привареними до нього штирями.

Матраці виготовляються з базальтового волокна в оболонці з кремнеземистої тканини. Матраці блоків укладаються у кілька шарів з перекриттям швів і закріплюються на каркасі за допомогою штирів.

Захисний шар кріпиться до каркаса самонарізними гвинтами і загинається по двох жорстких утворюючих блока. Крім того, на елементах каркаса приварені болти для кріплення блоків і болти для встановлення ручок. Закріплення блоків теплоізоляції проводиться стяжними бандажами.



Транспортування компенсатора тиску для енергоблоку № 4 Ростовської АЕС (РФ), що виготовлений на ОАО “Петрозаводськ-маш” (м. Петрозаводськ, РФ)

Загальна потужність блоків ТЕНів вибрана з умови забезпечення проектної швидкості розігріву КТ під час пуску РУ. Розподіл потужностей по групах блоків ТЕНів КТ уточнюється під час пусконаладжувальних робіт. Основні критерії при цьому є такими:

- потужність першої групи ТЕНів повинна повністю компенсувати реальні втрати тепла з КТ (втрати з теплоізоляції і втрати з протіканнями через лінії впорскування при роботі на номінальних параметрах);
- потужності інших груп вибираються з умови оптимальної роботи всережимного регулятора тиску.

Імпульсно-запобіжні пристрої (ІЗП) призначені для скидання пари з компенсатора об'єму в разі перевищення тиску у І контурі вище заданого при відмові впорскування або недостатній його ефективності. Імпульсно-запобіжний пристрій складається з головного запобіжного клапана, імпульсних клапанів, електротехнічних пристроїв і трубопроводів зв'язку.

Головний запобіжний клапан спрацьовує після відкриття будь-якого з двох імпульсних клапанів. Пара від запобіжного клапана КТ по скидних трубопроводах надходить у паророзподільні колектори з соплами під шар води, якою заповнений барботер. Швидкість скидання тиску через ІЗП КТ оціночно дорівнює 2 кгс/см^2 за 1 секунду при тиску 160 кгс/см^2 .

Основні технічні характеристики КТ наведені у табл. 5.3.

Таблиця 5.3

Технічні характеристики компенсатора тиску

Параметри	Значення
Номінальний тиск, кгс/см^2	160
Робочий розрахунковий тиск, кгс/см^2	180
Тиск гідравлічних випробувань на міцність, кгс/см^2	250
Температура номінальна, $^{\circ}\text{C}$	346
Повний об'єм, м^3	79
Об'єм води при номінальному режимі, м^3	55
Об'єм пари при номінальному режимі, м^3	24
Кількість блоків електронагрівачів, од.	28
Потужність одного блока ТЕНів, кВт	90
Загальна потужність всіх блоків ТЕНів, кВт	2520
Висота корпусу КТ без опор, мм	13 235

Основна функція системи компенсації тиску полягає у створенні тиску в І контурі, підтримання його у стаціонарних режимах і обмеження відхилень тиску в перехідних і аварійних режимах, пов'язаних з температурними змінами об'єму теплоносія.

Компенсатор тиску заповнений частково теплоносієм, частково його парою.

Розігрівання КТ, кипіння і підтримання температури середовища в ньому проводиться за допомогою електричних нагрівачів, які розташовані у нижній частині компенсатора тиску.

Утворена при кипінні води пара скупчується у верхній частині компенсатора тиску створюючи парову подушку необхідного тиску. Оскільки компенсатор тиску трубопроводом з'єднаний з ГЦК, то тиск у всьому контурі підтримується власне КТ.

При зміні середньої температури теплоносія I контура у перехідних режимах, пов'язаних з порушеннями в роботі обладнання і при зміні навантаження, частина його перетікає з КТ у I контур або з контура у КТ по сполучному трубопроводу. При цьому обмеження тиску від номінального тиску досягається завдяки стисненню чи розширенню парової подушки у КТ та закипанню води.

Крім того, водяний об'єм бере участь у процесі компенсації об'єму – при розширенні вода у КТ випаровується, сприяючи тим самим підтриманню тиску, а при стисненні парової фази відбувається її конденсація на поверхні води, що обмежує зростання тиску.

При роботі у стаціонарному режимі працює одна з груп електричних нагрівачів, яка необхідна для компенсації теплових втрат і підігрівання води, яка використовується для прогріву трубопроводів впорскування.

У режимах розігрівання I контура і КТ можуть бути задіяні усі групи електронагрівачів. Підтримання тиску в цьому випадку у перший період розігрівання здійснюється завдяки створенню у КТ газової подушки, яка потім замінюється на парову.

При розхолодженні КТ в режимі розхолодження I контура на арматуру впорскування діє регулятор розхолодження, який підтримує задану різницю температур між КТ і I контуром. Подача теплоносія у КТ в цьому випадку здійснюється по лінії, що містить регульовальну арматуру, з напору ГЦН, або від системи підживлення I контура. У першому випадку температура впорскуваної води відповідає температурі “холодної” нитки циркуляційної петлі, а у другому – температурі регенеративного теплообмінника системи підживлення, яка не відрізняється від температури теплоносія у петлі більше ніж на 15-30 °С.

Регулювання рівня теплоносія у КТ забезпечується такими способами:

- штатним регулятором рівня у стаціонарному і перехідних режимах, які отримують сигнали за рівнем у КТ, і за середньою температурою теплоносія у I контурі впливають на регульовальні клапани, що встановлені на лінії підживлення I контура від пі-

- дживлювальних насосів, таким чином, щоб кількість теплоносія у I контурі підтримувалася постійною при температурних змінах його об'єму внаслідок зміни потужності РУ від 10 % до 100 %;
- пусковим регулятором рівня у режимах розігрівання / розхолодження РУ на рівні заданого значення таким чином, щоб об'єм теплоносія у I контурі підтримувався незмінним при його температурних змінах.

Підтримання тиску у I контурі забезпечується регулятором тиску, який отримує сигнали значення тиску над активною зоною реактора і впливає на електричні нагрівачі і арматуру на трубопроводі впорскування у КТ.

При падінні тиску у I контурі нижче номінального тиску стаціонарного режиму по черзі включаються групи нагрівачів, а при відновленні тиску – послідовно відключаються.

При зростанні тиску у I контурі вище номінального значення стаціонарного режиму спочатку відбувається відключення електричних нагрівачів, а потім послідовно відкриваються арматури на трубопроводі впорскування у КТ. Закриття арматури відбувається також послідовно при зниженні тиску.

Якщо незважаючи на роботу впорскування, відбувається подальше зростання тиску, то спочатку відкриваються контрольні, а потім робочі ІЗП. При зниженні тиску відбувається їх закриття у зворотній послідовності.

Пара після ІЗП надходить у паророзподільні колектори з соплами барботера, звідки у водяний об'єм барботера. Проходячи крізь шар води пара конденсується, що запобігає виходу активної пари під оболонку. Тепло, що вноситься у барботер сконденсованою парою, відводиться водою проміжного контура.

Підтримання рівня води у барботері здійснюється за допомогою блокувань.

При підвищенні тиску у барботері понад 0,69 МПа (7 кгс/см²) відбувається розрив запобіжних мембран барботера.

Барботер (барботаажний бак) призначений для конденсації:

- протікання пари через ІЗП компенсатора тиску при їх нещільності;
- парогазової суміші, що надходить з КТ в режимах розігрівання, розхолодження і під час продування парового об'єму КТ;
- пари, що скидається через ІЗП компенсатора тиску при їх спрацьовуванні або перевірці.

Крім того барботер забезпечує приймання та протікання пари через запобіжні клапани КТ при їх нещільності з витратою до 250 л/год. При підриві запобіжних клапанів КТ при їх спрацьовуванні або перевірці з

витратою до 150 кг/с забезпечується приймання і конденсація пари не більше 9 с до розриву мембрани.

Барботер УР20В01 являє собою горизонтальну циліндричну посудину (рис. 5.31), що складається з обичайки корпусу і двох еліптичних днищ, заповнений "чистим" конденсатом. В середині барботера розміщені два роздавальні колектори, до яких по трубопроводу D_y 250 підводиться пара від запобіжних клапанів КТ. По всій довжині кожного колектора передбачені сопла, які сприяють ефективній конденсації пари.

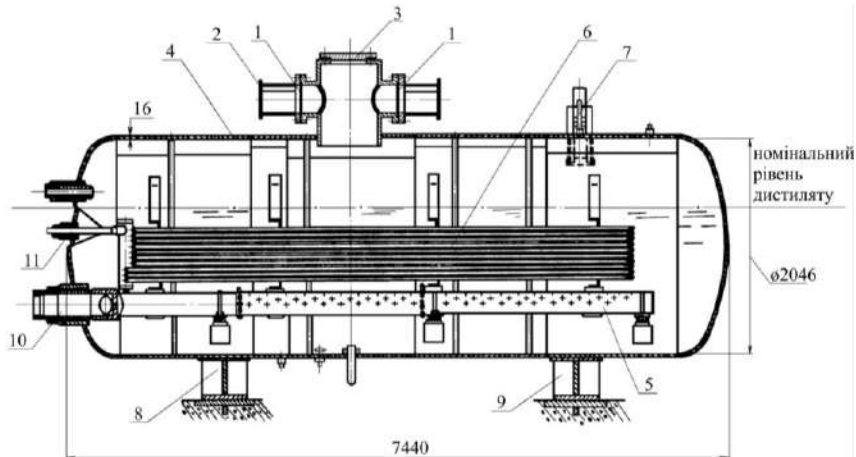


Рис. 5.31. Спрощена схема барботажного бака (барботера):

- 1 – гумова мембрана; 2 – захисний ковпак; 3 – люк-лаз; 4 – корпус;
- 5 – паровий колектор; 6 – поверхня охолодження; 7 – зрівнювальна посудина;
- 8 – нерухома опора; 9 – рухома опора; 10 – патрубок скидання від головного запобіжного клапана компенсатора тиску;
- 11 – патрубок подачі води промконтура на охолодження

Для охолодження води всередині барботера встановлений теплообмінник, що складається з вхідного і вихідного колекторів та пучка теплообмінних труб, по яких подається вода промконтура. Паророздавальні колектори і труби теплообмінника на опорах мають вільні температурні переміщення.

У верхній частині барботера розташований люк діаметром 450 мм, на якому встановлені дві розривні мембрани, що служать в якості запобіжних при-



Внутрішня частина барботера із закладними деталями енергоблоку № 2 Ленінградської АЕС-2 (РФ)

строїв. Для запобігання утворенню вибухонебезпечної газової суміші проводиться безперервне продування газового об'єму барботера азотом з витратою 1-2 м³/год.

Барботер встановлюється на одну нерухому опору і одну рухому опору, що не перешкоджає його термічному розширенню. Барботер забезпечує приймання пари з КТ без розриву запобіжної мембрани в режимах нормальної експлуатації і в режимах з порушеннями нормальних умов експлуатації РУ. До таких режимів відносяться:

- здування парогазової суміші з барботера в режимі розігрівання I контура з витратою до 60 м³/год на час до двох годин;
- протікання через ІЗП компенсатора тиску – до 250 кг/год;
- випробування ІЗП компенсатора тиску відкриттям на 2-3 с з витратою через клапан 50 кг/с;
- вентиляція газового простору барботера азотом.

Сумарна пропускна здатність розривних запобіжних мембран забезпечує витрату пари, що надходить при відкритті усіх ІЗП компенсатора тиску.

Система охолодження барботера забезпечує його охолодження до нормальної робочої температури стаціонарного стану протягом двох годин після закінчення перехідного процесу.

Основні технічні характеристики барботажного бака наведені у табл. 5.4.



Відвантаження барботера з виробничого майданчика ПАО "ЗиО-Подольск" (м. Подольськ, РФ) для енергоблока № 5 Тяньваньської АЕС (Китай)

Таблиця 5.4

Технічні характеристики барботажного бака

Параметри	Значення
Геометричний об'єм барботера, м ³	30
Об'єм води у барботері, м ³	20
Тиск розриву мембран, кгс/см ²	7-8,75
Рівень води, мм	1700
Витрата промконтура, м ³ /год	14 + 6
Поверхня водяного змішувача, м ²	35

Імпульсно-запобіжні пристрої являють собою систему захисту I контура від перевищення тиску. Ця система відноситься до систем безпеки ядерної парогенеруючої установки.

Система захисту I контура від перевищення тиску призначена для захисту обладнання I контура від надлишкового перевищення тиску.

Структурно система захисту I контура від перевищення тиску складається з трьох незалежних ІЗП, які встановлені паралельно на трубопроводі скидання пари з КТ. Один з ІЗП є контрольним і забезпечує скидання надлишкового тиску робочого середовища з I контура при досягненні значення тиску 18,13 МПа (185 кгс/см²).

Решта два ІЗП – робочі, що забезпечують скидання надлишкового тиску робочого середовища з контура при досягненні значення тиску 18,62 МПа (190 кгс/см²).

5.4. Парогенератори

Парогенератор – це теплообмінний апарат для виробництва водяної пари з тиском вищим за атмосферний завдяки теплоті первинного теплоносія, що надходить з ядерного реактора. Парогенератори (ПГ) використовуються на дво- і триконтурних АЕС. На одноконтурних АЕС їх роль відіграє сам ядерний реактор. Парогенератори, поряд з конденсаторами турбіни і проміжними теплообмінниками (при триконтурній схемі), є основними теплообмінниками АЕС, від характеристик яких істотно залежать ККД і економічні характеристики станції.

При триконтурній схемі (реактор на швидких нейтронах) є також проміжні теплообмінники. Тепло через них передається від першого контура у другий (обидва рідкометалічні), а у парогенераторах відбувається передача тепла від другого контура у третій – водяний.

У двоконтурних АЕС з реакторами типу ВВЕР застосовують парогенератори, які виробляють суху насичену або дещо перегріту пару. Парогенератори можуть бути вертикальні і горизонтальні, але найбільшого поширення набули саме горизонтальні парогенератори.

При проектуванні і виготовленні парогенераторів вихідними даними є вид теплоносія, параметри пари і живильної води, принцип руху теплоносія у всіх елементах ПГ і робочого тіла у пароперегрівачі та економайзері, взаємний напрям руху теплоносіїв. Усі інші фактори, що необхідні для проектування ПГ, вибираються на основі техніко-економічного аналізу.

На АЕС з реакторами типу ВВЕР використовують парогенератори серії ПГВ – парогенератор, який обігрівасться водою під тиском. Цифрове позначення марки парогенератора позначає номінальну електричну потужність реакторної установки, в складі якої працює парогенератор, наприклад, ПГВ-440, ПГВ-640, ПГВ-1000, ПГВ-1500, ПГВ-1600.

На даний час на АЕС з реакторами ВВЕР-440 експлуатуються парогенератори ПГВ-440. Для реакторів типу ВВЕР-1000 використовують, в основному, горизонтальні парогенератори ПГВ-1000М та ПГВ-1000У. У парогенераторах ПГВ-1000М колектори теплоносія виготовляються з високоміцної сталі 10ГН2МФА з аустенітним антикорозійним наплавленням з боку I контура. У парогенераторах ПГВ-1000У колектори теплоносія виконані з центральною перфорованою частиною виконаною з аустенітної сталі. При цьому композитні зварні шви з боку іншого контуру захищені високонікелевим наплавленням.

З 1984 року парогенератори ПГВ-1000 почали випускатися промисловістю серійно під позначенням ПГВ-1000М.

Поряд з парогенераторами ПГВ-440 і ПГВ-1000 уже розроблені та перебувають на стадії розробки й інші проекти горизонтальних парогенераторів, наприклад, парогенератор ПГВ-640, який спроектований для використання у реакторній установці середньої потужності. Для реакторних установок підвищеної потужності розроблені проекти парогенераторів ПГВ-1500 та ПГВ-1600.

Парогенератори АЕС призначені для:

- передачі тепла від теплоносія I контура живильній воді II контура і нагрівання її до температури кипіння;
- перетворення живильної води II контура у насичену пару;
- сепарування отриманої пари і вироблення сухої насиченої пари.

Конструкційне оформлення теплообмінників АЕС багато в чому визначається властивостями теплоносія і застосовуваних при їх виготовленні матеріалів. В якості теплоносія у сімействі реакторів типу ВВЕР використовується вода – найдешевший і найпоширеніший теплоносій, що сприятливо поєднує фізичні і теплофізичні властивості (щільність, теплоємність, теплопровідність, в'язкість). Саме властивостями води багато в чому визначається інтенсивність теплообміну і витрата теплоносія у реакторах типу ВВЕР.

До позитивних властивостей води відносяться також хороша стійкість її до іонізуючого випромінювання і практично невисока схильність до активації. З недоліків води, насамперед, слід відзначити найсерйозніший – високий тиск її насиченої пари, який швидко зростає з підвищенням температури.

Створення парогенераторів значної одиничної потужності у транспортбельному виконанні пов'язане з необхідністю розміщення значної теплопередавальної поверхні і створення необхідного сепараційного об'єму в одному корпусі. Використання для цих цілей широко відомих корпусних вуглецевих сталей при значному діаметрі корпусу ПГ і підвищених параметрах пари, що генерується, перетворило б корпус ПГ в унікальний посудину високого тиску, який має значну товщину стінок (до

220 мм) і масу (до 250 т). Для зниження маси і габаритів корпусу ПГ для ВВЕР-1000 в якості конструкційного матеріалу використовується високоміцна низьколегована сталь перлітного класу марки 10ГН2МФА.

Параметри теплоносія I контура ВВЕР-1000 зумовили необхідність застосування у конструкції колекторів теплоносія ПГ сталей з високими механічними характеристиками. З метою уніфікації виробів щодо застосовуваних матеріалів для колекторів теплоносія ПГ прийнята та ж сталь, що і для корпусу ПГ. Для надійного обварювання кінців труб внутрішня поверхня колектора плакована антикорозійним аустенітним наплавленням.

Колектор пари і система живильної води ПГВ-1000М виготовляються з конструкційної вуглецевої сталі марки 20. Ця сталь має високу пластичність і широко застосовується у виготовленні теплообмінної апаратури, що працює під тиском до 160 кг/см^2 при температурі до 450°C , технологічна, піддається усім видам зварювання.

Норми вмісту продуктів корозії у воді I контура є досить жорсткими. Тому для виготовлення трубок поверхні теплообміну застосовується хромонікелева сталь аустенітного класу 08X18N10T. Ця сталь має високу загальну корозійну стійкість, технологічна, добре зварюється. Проте аустенітні сталі цього класу є схильними до таких специфічних видів корозії, як лужна крихкість, щільнна корозія і, особливо, корозія під напругою (корозійне розтріскування).

Парогенератор АЕС з ВВЕР являє собою одиничний тепловий апарат. У ньому здійснюється передача тепла, що відводиться з активної зони реактора охолоджуванним середовищем, до гріючої поверхні ПГ. Парогенератор, поряд з реактором, ГЦН і турбогенератором, відноситься до основного обладнання АЕС.

З'єднання елементів і деталей ПГ повинні забезпечувати щільність, яка виключає можливість протікання теплоносія з I контура у II контур.

Протікання теплоносія у II контур вище регламентних меж (5 л/год для ВВЕР-1000) є неприпустимим, оскільки II контур не має біологічного захисту і пов'язаний з навколишнім середовищем.

Потрапляння теплоносія II контура у I контур (наприклад, під час гідравлічних випробувань II контура) може привести, через зниження концентрації борної кислоти у теплоносії I контура, до ядерно небезпечного режиму експлуатації РУ. Тому розвиток конструкцій ПГ для АЕС з реакторами типу ВВЕР йшов по лінії розроблення однокорпусних горизонтальних варіантів із зануреною поверхнею теплообміну і вбудованими сепараційними пристроями.

Конструкція парогенераторів ПГВ-1000М, які промислово експлуатуються на АЕС України, наведена на рис. 5.32. Підігрівання живильної води, виготовлення, сепарація і осушення робочої пари здійснюються в одному корпусі. Горизонтальний корпус діаметром 3 м і довжиною 12,5 м

виконаний з перлітної сталі, складається з циліндричної обичайки і еліптичних днищ. По висоті він ділиться на дві частини. Верхня частина призначена сепарації пари, а нижня – для розташування поверхні теплообміну, яка виконана з нержавіючих труб 21x1,5 мм максимальною довжиною 12 м. Вхідні і вихідні кінці труб завальцьовані з підваркою у вертикальні колектори. Колектори і вузли їх введення у корпус ПГ – це складні інженерні конструкції.

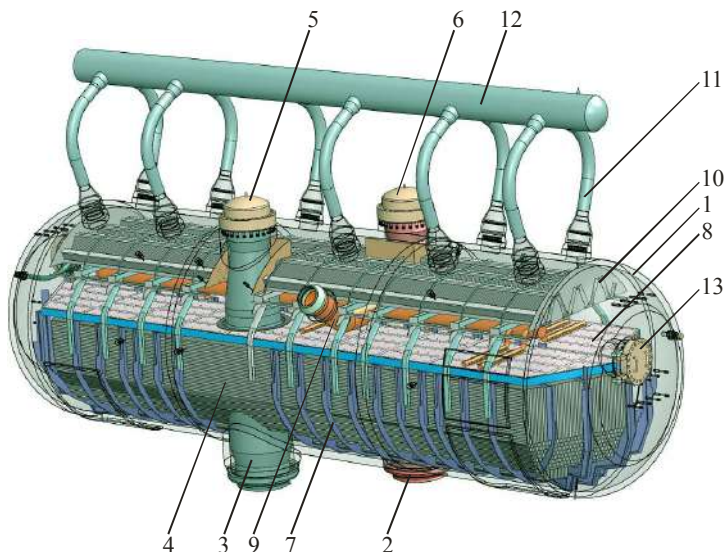


Рис. 5.32. Конструкція парогенератора ПГВ-1000М:

1 – корпус; 2, 3 – роздавальний (“гарячий”) і збиральний (“холодний”) колектори; 4 – трубний пучок; 5, 6 – кришки колекторів; 7 – дистанційуюча решітка; 8 – занурювальний лист; 9 – трубопровід живильної води; 10 – жалюзійний сепаратор; 11 – паровідвідні патрубки; 12 – паровий колектор; 13 – люк для обслуговування

Колектори з внутрішнім діаметром 750 і товщиною 75 мм виконані зі сталі 12Х18Н9Т і мають отвори під теплообмінні труби. У корпус труби вводяться через штуцери діаметром 1040 мм. Між стінками колекторів і штуцерами передбачається водяна сорочка.

Конструктивно парогенератори ПГВ-1000М є подібними до парогенераторів для реакторів ВВЕР-440. Проте, вони відрізняються від них істотним збільшенням внутрішнього діаметра корпусу (4000 мм замість 3200 для ВВЕР-440), зменшенням діаметра теплообмінних труб (16x1,5 замість 21x1,5 для ВВЕР-440), збільшенням числа теплообмінних труб до 11 тис. од., більш ефективними сепараційними пристроями.

Спочатку для парогенераторів ПГВ-1000М, як і для всіх інших ПГ реакторів сімейства ВВЕР, закладення теплообмінних труб у трубні колектори проводилося завальцьовуванням на всю товщину колектора з використанням енергії вибухових речовин і подальшим обварюванням торця труб з колектором.

Парогенератор ПГВ-1000М є горизонтальним, однокорпусним апаратом, який призначений для вироблення насиченої пари під тиском 64 кгс/см^2 з вологістю $0,2 \%$ при температурі $220 \text{ }^\circ\text{C}$ (в режимі без підігрівача високого тиску $164 \pm 4 \text{ }^\circ\text{C}$) у складі енергоблоку АЕС з реактором ВВЕР-1000 і є складовою частиною ГЦК (рис. 5.33).

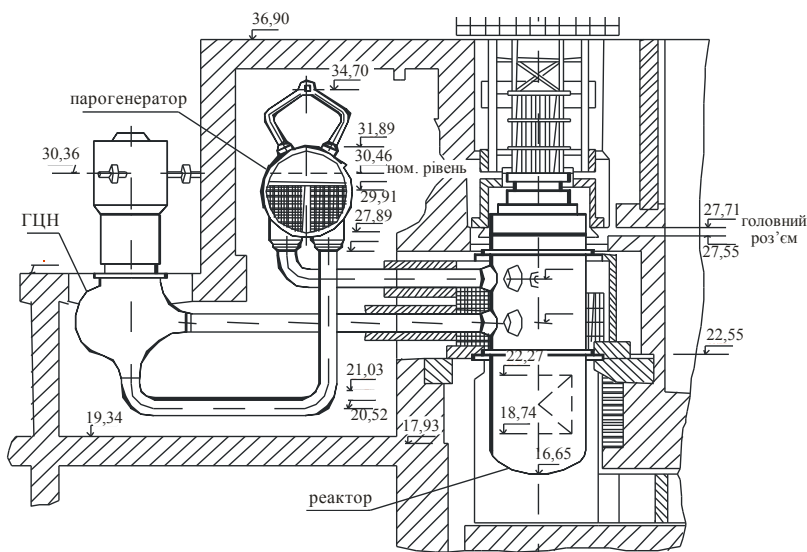


Рис. 5.33. Схема розташування ПГ у складі циркуляційної петлі РУ (повисотні позначки обладнання I контура в метрах)

Взаємне розташування парогенераторів у гермооболонці з реактором ВВЕР-1000 наведено на рис. 5.3.

Парогенератор ПГВ-1000М працює таким чином (рис. 5.34):

1. Тепло, яке виділилося у реакторі завдяки ядерній реакції поділу, знімається теплоносієм I контура, який після проходження через активну зону реактора надходить у “гарячу” нитку і далі у “гарячий” колектор ПГ. З “гарячого” колектора теплоносій I контура роздається по змійовиках (теплообмінних трубках). Проходячи всередині змійовиків, теплоносій віддає тепло котельній воді ПГ і, охолоджуючись, виходить у “холодний” колектор і далі надходить у “холодну” нитку ГЦТ з $D_y 850$ на всмоктування ГЦН.

2. Основна живильна вода по трубопроводу D_y 400 подається у ПГ, звідки через систему підведення і роздачі надходить у “гарячу” частину теплообмінного пучка, чим досягається часткове вирівнювання парового навантаження по перерізу ПГ завдяки конденсації частини пари. Пара, виходячи з дзеркала випаровування, осушується у паровому об’ємі завдяки гравітаційним силам і надходить у жалюзійний сепаратор, де додатково осушується до необхідного ступеня.
3. Осушена пара виходить з ПГ через 10 парових патрубків у колектор пари, звідки по паропроводах подається на турбіну. На турбіні пара віддає свою енергію шляхом зниження тиску і температури, а потім надходить у конденсатор турбіни (теплообмінний апарат, де по трубках протікає охолоджувальна вода), конденсується завдяки охолодженню. Згодом, вже у вигляді конденсату, вода перекачується конденсатними насосами через блокову знесолювальну установку і систему регенерації у деаератор турбінного відділення. З деаератора вода надходить на всмоктування турбоживильних насосів, які подають воду у ПГ через систему регенерації високого тиску. Якщо працюють підігрівачі високого тиску, то температура живильної води на вході у ПГ підвищується.
4. До ПГ також підводиться лінія аварійної живильної води, яка використовується у режимах пуску-зупинки блока, коли турбоживильні насоси основного живильного тракту не працюють, а також використовується в аварійних ситуаціях, коли основний живильний тракт не може бути використаний для подачі води у ПГ.
5. Частина котельної води з ПГ відводиться для очищення на іонообмінних і механічних фільтрах, тобто проводиться продування ПГ. Система продування ПГ ділиться на безперервну і періодичну.

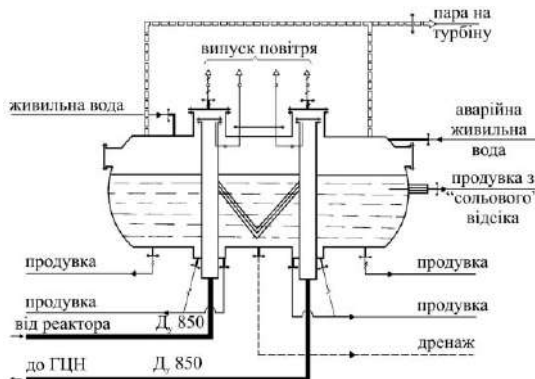


Рис. 5.34. Спрощена схема включення парогенератора у техсхему РУ

Технічними умовами на ПГВ-1000М встановлено проектний термін експлуатації 30 років, а також вимоги щодо експлуатації: водно-хімічний режим (ВХР), номенклатура і кількість циклів навантаження. Конструкція ПГВ-1000М обґрунтована комплексом розрахунково-теоретичних та експериментальних робіт і схвалена до застосування у складі енергоблоків з реакторами ВВЕР-1000.

У складі реакторної установки В-320 є чотири парогенератори ПГВ-1000М. До складу кожного ПГ входять такі вузли, що виготовляються окремо від нього:

- дві опори;
- один паровий колектор;
- одна труба з проставкою;
- комплекти закладних деталей;
- комплекти контрольних монтажних з'єднань і монтажних частин.

Парогенератор ПГВ-1000М складається з таких основних елементів:

- корпус;
- поверхня теплообміну;
- “гарячий” і “холодний” колектори;
- сепараційний пристрій жалюзійного типу;
- пристрій роздачі основної живильної води;
- пристрій роздачі аварійної живильної води;
- пристрій вирівнювання парового навантаження (занурений отвірний лист);
- опорні конструкції і гідроамортизатори;
- пристрої вимірювання рівня у ПГ (вирівнювальні посудини, врізки та імпульсні лінії);
- система продування і дренажу.

Основними функціональними вузлами парогенератора є:

- економайзер, в якому теплоносій нагрівається до температури насичення;
- випарник, в якому виробляється (генерується) пара;
- пароперегрівач, в якому пара нагрівається до температури, вищої за температуру насичення.

Конструктивно вказані елементи можуть бути розташовані окремо або об'єднані в одному корпусі.

Корпус парогенератора є його основною частиною і призначений для розміщення внутрішньокорпусних пристроїв, трубного пучка з колекторами I контура. Корпус сприймає на себе тиск II контура.

Корпус ПГ являє собою зварну циліндричну ємність високого тиску з внутрішнім діаметром 4000 мм, довжиною 13840 мм, що склада-



Парогенератор ПГВ-1000М для енергоблоку № 1 Нововоронезької АЕС-2 (РФ)

ється з кованих обичайок, штампозварних еліптичних днищ, кованих патрубків і люків.

Корпус ПГ з урахуванням сейсмічних навантажень і його корозії розрахований на проектний термін експлуатації 30 років.

Товщина обичайок корпусу становить:

- центральна частина – 145 мм;
- крайня частина – 105 мм;
- еліптичне днище – 120 мм.

На корпусі розміщено:

- два люки для обслуговування колекторів I контура D_y 800 мм;
- два люки-лази для доступу в об'єм ПГ по II контура D_y 500 мм;
- десять патрубків для відведення пари кожен D_y 350 мм;
- один патрубок для підведення живильної води D_y 500 мм;
- один патрубок для підведення аварійної живильної води D_y 100 мм;
- один патрубок для дренажу котельної води D_y 100 мм;
- два штуцери для відведення води котла в лінії постійного і періодичного продування D_y 80 мм;
- патрубок для відведення води котла в лінію постійного продування з “сольового” відсіку ПГ (на “холодному” днищі) D_y 50 мм;
- 26 штуцерів для приєднання зрівнювальних посудин і резервні;
- два патрубки для проходу і зварювання з колекторами I контура;
- шість штуцерів контролю щільності фланцевих з'єднань I і II контурів;
- чотири штуцери для стравлювання повітря по I і II контурах;
- два штуцери під індикатор рівня.

У нижній частині корпусу зварені перехідні патрубки для приварювання колекторів теплоносія. Там також розташовані штуцери продування і штуцери під КВП. В обох днищах корпусу є люки для огляду і ремонту внутрішньокорпусних пристроїв парогенератора.

Корпус в середній частині зварений з двома вертикальними колекторами I контура, які призначені для з'єднання з 11 500 теплообмінними трубами. Теплообмінні труби зігнуті в U-подібні змійовики та скомпоновані у 2 трубних пучки з кроком 19 мм по висоті і 23 мм по ширині. Колектори розташовані симетрично до вертикальної осі ПГ на відстані 1150 мм від неї у повздовжньому і на 890 мм у поперечному напрямках (рис. 5.35).



Теплообмінні трубки всередині корпусу парогенератора

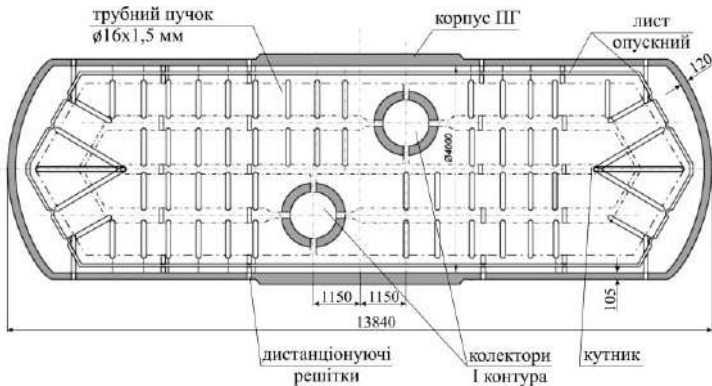


Рис. 5.35. Схема розташування теплообмінних труб у парогенераторі

З метою уніфікації виробів щодо застосовуваних матеріалів для колекторів I контура була прийнята та ж сталь, що і для корпусу ПГ. Для надійного обварювання кінців труб внутрішні поверхні колекторів, включаючи кришки фланцевих роз'ємів, плакована антикорозійним аустенітним наплавленням (1-й шар – ЗИО-8, 2-й шар – ЭА 898/21Б).

Теплообмінна поверхня парогенераторів, які виготовлені до 1991 року, складається з 11 500 теплообмінних труб. У парогенераторах, колектори яких з 1991 року виготовлені зі “згладженим клином” (заводські номери 6102, 6103, 6109, 6110, 6111, 5377, 6378, 6379, 6380, 6376) і без витяжок, кількість труб дорівнює 10 978.

Кінці змійовиків на парогенераторах, які виготовлені до 1990 року, закладені в отворах колектора за вибуховою технологією. Торці змійовиків зварені з антикорозійним наплавленням колектора аргонодуговим зварюванням.

Змійовики дистанціонуються у трубному пучку спеціальними елементами, які в свою чергу закріплені в опорних конструкціях, розташованих на корпусі ПГ. Дистанціонуючі елементи являють собою хвилеподібні смуги у поєднанні з проміжними



Трубний пучок парогенератора енергоблоку № 4 Ростовської АЕС (РФ)



Монтаж трубного пучка для парогенератора Білоруської АЕС на ПО “Атоммаш” (м. Вологодонськ, РФ)

плоскими планками. Дистанціуючі елементи виготовлені зі сталі 08X18N10T.

Теплоносії з реактора надходить у “гарячий” колектор. Проходячи всередині теплообмінних труб він віддає тепло воді II контура і виходить у “холодний” колектор, а далі на всмоктування у ГЦН. Живильна вода по трубопроводу D_y 400 через колектор живильної води з роздавальними променями подається на “гарячу” частину теплообмінного пучка ПГ. При цьому досягається часткове вирівнювання парового навантаження по перетину парогенератора завдяки конденсації частини пари.

Циркуляція води II контура у ПГ – природна. Пара, виходячи з дзеркала випаровування, осушується у паровому об’ємі між дзеркалом випаровування і вхідним перерізом жалюзійних сепараторів завдяки гравітаційним силам (перший ступінь сепарації) і надходить у жалюзійний сепаратор (другий ступінь сепарації), де додатково осушується до необхідного ступеня (вологість пари не більше 0,2 %).

Пристрій роздачі основної живильної води (рис. 5.36) складається з трубопроводів, колекторів і роздавальних труб, що мають по своїй довжині “промені” для виходу живильної води. До патрубку живильної води приєднаний колектор D_y 400, що розташований у паровому об’ємі парогенератора, і розгалужується на дві роздавальні труби D_y 250, що розташовані над зануреним отвірним листом.



Роздавальні колектори парогенератора ПГВ-1000М

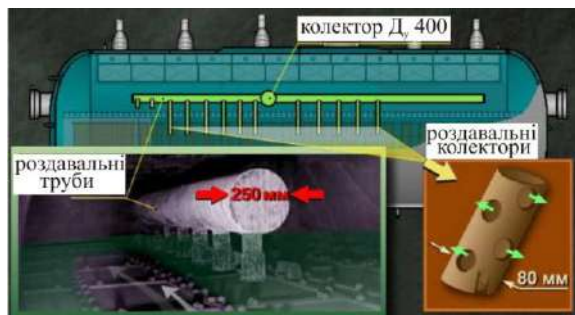


Рис. 5.36. Пристрій роздачі живильної води

Конструкція патрубка виконана таким чином, що труба підведення живильної води безпосередньо не стикається з корпусом ПГ. Це запобігає виникненню температурних напружень, в тому числі і змінних, у корпусі ПГ у місці проходу труби.

У ПГ з немодернізованою системою водоживлення вода подається на “гарячу” сторону трубного пучка у верхній його частині під занурений отвірний лист через 16 роздавальних колекторів D_y 80, кожен з яких з’єднаний з 32 роздавальними трубками D_y 20, що мають по своїй довжині отвори для виходу живильної води. У ПГ з модернізованою системою водоживлення вода подається у трубний пучок, що розташований з боку “гарячого” днища через 10, а на трубний пучок, що розташований з боку “холодного” днища – через 5 роздавальних колекторів D_y 80. Матеріал пристроїв підведення живильної води – конструкційна вуглецева сталь, а пристроїв роздачі живильної води – нержавіюча хромонікелева сталь.

Підведення аварійної живильної води здійснюється через спеціальний патрубок D_y 100 (рис. 5.38), до якого приєднаний роздавальний колектор D_y 80, що змонтований над трубопроводом основної живильної води D_y 250. Вода подається через 38 перфорованих трубок D_y 25 у парову частину корпусу ПГ. При знеструмленні АЕС або падінні рівня у ПГ по окремій магістралі подається аварійна живильна вода температурою від 5 до 45 $^{\circ}\text{C}$, яка створює умови для розхолодження до тиску у I контурі до 15 кгс/см 2 . Проте слід відзначити, що подача аварійної живильної води температурою ~ 25 $^{\circ}\text{C}$ в гарячий (280 $^{\circ}\text{C}$) ПГ викликає вкрай негативні впливи “теплого удару” і допустима лише в аварійних випадках.

Після 5 циклів впорскування води у парогенератор від САОЗ (системи ТХ) необхідно зупиняти РУ і проводити ревізію патрубка введення аварійної живильної води. В умовах нормальної експлуатації слід уникати підживлення ПГ по лінії аварійної живильної води для уникнення вироблення його ресурсу.

Конструкція і технологія виготовлення обох колекторів I контура однакові. Різниця між ними – у робочій температурі: гарячий колектор – 320 $^{\circ}\text{C}$, холодний – 290 при температурі води у II контурі 279 $^{\circ}\text{C}$. Через різну довжину теплообмінних трубок температура холодного колектора по периметру відрізняється на 7 $^{\circ}\text{C}$. Виготовляють колектори з перлітної сталі 10ГН2МФА.

У верхній частині колектора I контура є фланцевий рознім D_y 500 з плоскою кришкою для огляду і ремонту зварних з’єднань, приварювання теплообмін-



Процес виготовлення колектора парогенератора для Білоруської АЕС на ОАО “Петрозаводскмаш” (м. Петрозаводськ, РФ)



Зовнішня поверхня з отворами колектора парогенератора ПГВ-1000М

них труб до плакучого шару внутрішньої поверхні колектора. Рознім забезпечений плоскою кришкою з привареним до неї витискувачем. Кришка з витискувачем виконує роль дроселювального пристрою, який призначений для зменшення прохідного перерізу до $D_y 100$ і обмеження витоку теплоносія I контура у другий при відриві кришки колектора.

Для доступу до цього люка передбачений люк з отвором $D_y 800$ і еліптичною кришкою на корпусі ПГ. Для доступу у ПГ з боку II контура на еліптичних днищах корпусу ПГ є 2 люки $D_y 500$ з рознімними фланцевими з'єднаннями. Ущільнення усіх фланцевих з'єднань виконані за допомогою двох нікелевих прокладок з організацією контролю щільності міжпрокладкової порожнини.

Сепараційні пристрої ПГ (рис. 5.37) складаються з пакетів жалюзей хвилястої форми і призначені для осушення пари до вологості менше 0,2 %. Жалюзійні пакети (188x102x0,6 мм) розташовані під кутом 26 градусів по вертикалі у паровому об'ємі парогенератора на висоті 750 мм від занурювального отвірного листа. Виготовляють жалюзі зі сталі 12X18Н10Т. За секціями жалюзійних сепараторів у всіх рядах встановлені отвірні пароприймальні щити. Паровий отвірний лист призначений для вирівнювання поля швидкостей пари.



Процес розвальцювання теплообмінних труб всередині колектора парогенератора ПГВ-1000М

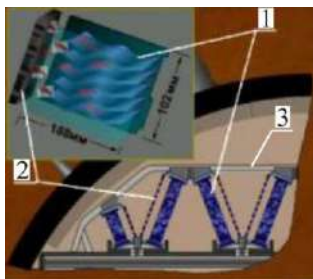


Рис. 5.37. Сепараційні пристрої парогенератора ПГВ-1000М:
1 – жалюзійні пакети; 2 – кріплення жалюзі; 3 – пароприймальний щит

Відсепарований конденсат збирається у корито і відводиться системою трубок під рівень води. Осушена пара виходить з парогенератора через 10 парових патрубків у колектор пари, звідки по паропроводах подається на турбіну.

Для рівномірного розподілу пароводяної суміші по паровому об'єму парогенератора використовується занурювальний отвірний лист

(рис. 5.38), який являє собою набір листів (більше 70 од.) з отворами діаметром 13 мм, встановлених на металевій рамі (швелері). Розташований він на відстані 260 мм від верхнього ряду труб теплообмінної поверхні. Переріз занурювального отвірного листа для проходу пари становить близько 5 %. Конструктивний матеріал виготовлення листа – сталь 12Х18Н10Т товщиною 6 мм. При нормальній роботі ПГ рівень котлової води встановлюється на висоті вище 100 мм від площі листа.



Рис. 5.38. Внутрішньокорпусні пристрої парогенератора:
 1 – занурювальний отвірний лист; 2 – колектори теплоносія I контура
 3 – трубопровід з пристроями роздачі живильної води;
 4 – пароприймальний отвірний лист; 5 – трубопровід підведення аварійної живильної води Ду 100

Для вирівнювання швидкостей пари на виході з парового простору над рівнем води парогенератора встановлений пароприймальний отвірний лист (рис. 5.38).

Гравітаційна сепарація пари відбувається, в основному, у паровому об'ємі між пароприймальним отвірним листом та рівнем води парогенератора.

Осушена пара виходить з парогенератора через 10 парових патрубків Ду 350. Патрубки за допомогою перехідників і гнутих труб Ду 200 об'єднані у загальний паровий колектор Ду 600, яким пара подається на турбіну.

Середня витрата теплоносія I контура через ПГ-1000М при роботі РУ на чотирьох петлях становить 21 200 т/год. Об'єм води для заповнення ПГ до робочого рівня – 81,5 м³. Об'єм води для повного заповнення II контура у ПГ – 127 м³, а об'єм води у I контурі ПГ – 20,5 м³.



Колектор пари з патрубками парогенератора ПГВ-1000МКП для енергоблоку № 2 Ленінградської АЕС-2 виготовлений на “ЗиО-Подольськ” (м. Подольськ, РФ)

У зв'язку з виникненням теплових переміщень, пов'язаних з розігріванням-розхолодженням РУ, опори ПГ (рис. 5.39) виконані рухливими.

Опори включають в себе фундаментну частину, що складається із заставних кілець і фундаментних болтів, а також опорних колон парогенератора. На колони встановлені роликові опори. Постійні опори парогенератора (ложементи) на етапі монтажу збираються у блоки спільно з тягами.



Колектор пари з патрубками парогенератора ПГВ-1000М енергоблоку № 2 Балаковської АЕС (РФ)

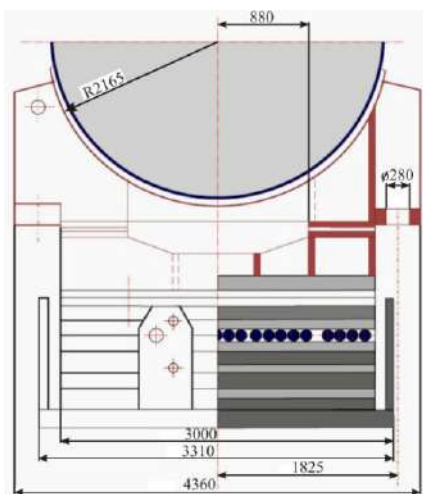


Рис. 5.39. Опора парогенератора

Верхні плити роликових опор є рухомими в напрямку поздовжньої і поперечної осей парогенератора. При цьому переміщення в напрямку поздовжньої осі повинні бути ± 100 мм, а в напрямку поперечної – 70-100 мм. За наявності таких переміщень ПГ буде на роликових опорах вільно переміщатися за тепловими переміщеннями трубопроводів ГЦК.

Для сприйняття сейсмічних навантажень на ПГ передбачена система гідроамортизаторів. На кожному ПГ встановлено по 8 гідроамортизаторів (по чотири з протилежних бічних поверхонь (рис. 5.40)). При цьому з кожної зі сторін ПГ гідроамортизатори попарно розташовані у взаємно перпендикулярних площинах.

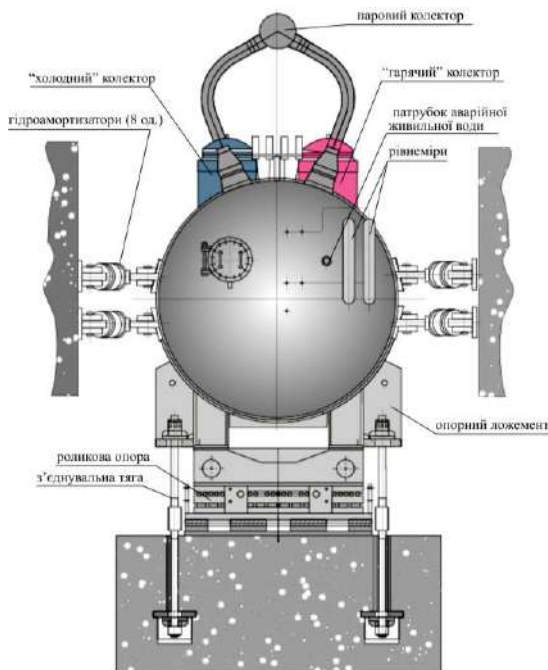


Рис. 5.40. *Схема встановлення парогенератора на опори та його гідроамортизація*

Гідроамортизатор одним кінцем (вухком) закріплений до ПГ, а іншим – до нерухомої опори.

Опорна конструкція ПГ розрахована на сприйняття одночасної дії вертикальної складової сейсмічного навантаження максимального розрахункового землетруса силою 9 балів і реактивного зусилля 1460 тс, що виникає в аварійній ситуації при розриві трубопроводу D_y 850 ГЦК у горизонтальній площині (при розриві ГЦТ з боку реактора).

Повна маса парогенератора ПГВ-1000М з опорами у сухому вигляді – 694 т, маса без опор – 322 т, а маса з опорами у робочому стані із теплоносієм I і II контура (без врахування теплоізоляції) – 842 т.

Покращеним варіантом парогенератора ПГВ-1000М став парогенератор ПГВ-1000МКП. Його відмінностями ста-



Монтаж парогенератора ПГВ-1000МКП у гермооболонці з реактором ВВЕР-1200 енергоблоку № 1 Ленінградської АЕС-2 (РФ)

ла збільшена до 800 МВт теплова потужність, збільшений до 4,2 м внутрішній діаметр корпуса, виконана коридорна компоновка теплообмінних труб, збільшений крок труб (рис. 5.41). Проектний термін експлуатації ПГВ-1000МКП – 60 років. Поверхня теплообміну залишилася такою ж, як і у ПГВ-1000М (6 105 м²).

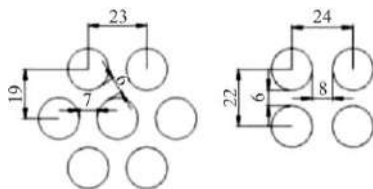


Рис. 5.41. Коридорна (а) та шахова (б) компоновки трубного пучка парогенераторів

Перевагами використання розрідженої компоновки теплообмінних труб у ПГВ-1000МКП, на відміну від шахової у ПГВ-1000М, є:

- збільшена швидкість циркуляції теплоносія у трубному пучку;
- знижена можливість забивання міжтрубного простору шламом, що відшарувався з теплообмінної поверхні;
- полегшений доступ у міжтрубний простір для внутрішнього огляду і ревізії;
- збільшений запас води у парогенераторі;
- збільшений простір під трубним пучком для полегшення видалення шламу;
- покращений напружений стан колектора теплоносія I контура.



Підйом парогенератора ПГВ-1000МКП вагою 330 т важким краном Liebherr LR 11350 на транспортну естакаду енергоблоку № 1 Ленінградської АЕС-2 (РФ)

Проекти парогенераторів ПГВ-1500 і ПГВ-1600 є еволюційним продовженням і розвитком досвіду та досягнень у сфері створення парогенераторів для АЕС з реакторами типу ВВЕР. Вони успадкували усі основні позитивні характеристики горизонтальних ПГ і призначені забезпечити досягнення сучасних характеристик і параметрів роботи АЕС значної потужності, включаючи їх конкурентоспроможність на світовому ринку енергетичної продукції. У проектах цих ПГ використовується розріджена горизонтальна компоновка теплообмінних труб зі

всіма інноваційними рішеннями. Крім того, передбачена можливість виготовлення ПГ з теплообмінними трубами виготовленими зі сплаву ЧС-33 (аналогічно, як і у ПГ-1000МКП).

Особливими відмінностями цих проектів парогенераторів є компактність компоновки у складі РУ завдяки відсутності парового колектора, збільшені радіуси згинів труб для покращення їх ревізії та огляду, полегшений доступ до трубного пучка знизу завдяки спеціально передбаченим патрубкам у нижній частині корпусу.

Під час обслуговування цих ПГ передбачене використання засобів дистанційного контролю і ремонту, що дає змогу суттєво знизити затрати часу і дозозатрати під час огляду і ремонту.

Головним підсумком розробки проектів є досягнення параметрів і характеристик ПГ, які відповідають рівням останніх розробок проектів АЕС на Заході, зокрема європейській реакторній установці EPR. Проте слід відзначити, що в обох випадках (ВВЕР-1600 і EPR) мова йде про проектні рішення, для повної реалізації яких необхідні повномасштабні дослідження, обґрунтування, впровадження та відпрацювання під час експлуатації.

Основні технічні характеристики парогенераторів серії ПГВ наведені у табл. 5.5.

Основним конструкційним матеріалом для виготовлення технологічного обладнання II контура АЕС з реактором ВВЕР є вуглецева сталь і латунь (трубні пучки підігрівачів низького тиску і конденсаторів турбін, трубопроводи тощо). Лише трубні пучки парогенераторів, які належать як до I, так і до II контурів, виготовляються з нержавіючої сталі 08X18H10T, а корпус і колектори ПГ – зі сталі 10ГН2МФА.

Основними забрудненнями живильної води ПГ є жорсткі солі, кремнієва кислота і хлориди, що надходять з підживлювальною водою і додатками охолоджувальної води у конденсаторах турбін, кисень, що надходить через підсмоктування повітря у вакуумну систему турбін, продукти корозії. Вміст хлоридів і кремнієвої кислоти у теплоносії II контура нормуються. З цією метою вживаються заходи щодо зниження їх вмісту не лише у живильній воді ПГ, але і у продувній воді парогенераторів з



Монтаж основного обладнання парогенерувальної установки енергоблоку № 1 Ленінградської АЕС-2 (РФ)

метою уникнення хлоридного розтріскування трубних пучків і занесення проточної частини турбін, яка викликана відкладенням продуктів корозії і окису кремнію. Крім того, свій внесок у забруднення ПГ вносять продукти деструкції іонообмінної смоли, які надходять у конденсатно-живильний тракт з блочної знесолювальної установки.

Таблиця 5.5

Основні технічні характеристики парогенераторів серії ПГВ

Параметри	ПГВ-440	ПГВ-640	ПГВ-1000М	ПГВ-1000У	ПГВ-1000МК	ПГВ-1000 МКП	ПГВ-1500	ПГВ-1600
Теплова потужність, МВт	229	450	750	750	750	800	1062,5	1087,5
Паропроductивність, кг/с (т/год)	125 (450)	254 (913)	408 (1470)	408 (1470)	408 (1470)	445 (1600)	598 (2150)	613,8 (2210)
Тиск пари, що генерується, °С	4,61	7,06	6,27	6,27	6,27	7,0	7,34	7,8
Температура пари, °С	258,9	286,5	278,5	278,5	278,5	287	289	293
Температура теплоносія І контура на вході / виході, °С	297 / 270	322 / 295	320 / 289	322 / 292	321 / 291	329 / 298	330 / 297,6	330,2 / 298,6
Тиск теплоносія І контура, МПа	12,26	15,7	15,7	15,7	15,7	16,14	15,7	16,2
Витрата теплоносія, м ³ /год	7100	14000	21200	21500	21500	21400	26971	28440
Температура живильної води, °С	164-223	164-230	164-220	164-220	164-220	225	187-230	164-230
Середня приведена швидкість пари на дзеркалі випаровування, м/с	0,21 ¹⁾	0,24	0,31 ²⁾	0,31 ²⁾	0,30 ²⁾	0,33 ²⁾	0,29 ²⁾	0,27 ²⁾
Питоме теплове навантаження поверхні нагрівання, кВт/м ² ³⁾	90	106	123	146	123	131	112	118
Діаметр корпусу (внутрішній), м	3,2	3,8	4,0	4,0	4,2	4,2	4,8	4,8
Матеріал корпусу	22К	10ГН2МФА						
Матеріал перфорованої частини колектора	08Х18Н10Т	08Х18Н10Т-ВД	10ГН2МФА-Ш	08Х18Н10Т-ВД	10ГН2МФА-Ш			
Наявність економайзера	немає							є
Діаметр теплообмінних труб, мм	16							
Товщина теплообмінних труб, мм	1,4	1,5				1,5 1,4 ⁷⁾	1,5	1,3 1,24 ⁵⁾
Крок труб у випарнику (вертикальний / горизонтальний), мм	24 / 29,5	25 / 23	19 / 23	22,1 / 25	22 / 24			
Крок труб у економайзері (вертикальний / горизонтальний), мм	–	–	–	–	–	–	–	20 / 19
Розташування труб: – у випарнику – в економайзері	коридорне		шахове		коридорне			коридорне шахове
Поверхня теплообміну, м ²	2577	4233	6115	5127	6105	6105	9490	9212
Кількість труб	5536	8320	11000	9157	10978	10978	15120	14750
Середня довжина труб, м	9,26	10,10	11,10	11,14	11,10	11,10	12,50	12,43
Наявність занурювального отвірного листа	немає ⁶⁾	локальний	є					
Наявність жалюзійного сепаратора	є	немає	немає ⁷⁾			немає		

¹⁾ приведена до площі, що обмежена крайніми рядами труб зі сторони корпусу
²⁾ приведена до площі занурювального отвірного листа
³⁾ приведені по зовнішній поверхні труб
⁴⁾ розташування труб у пучку визначається відносно вертикального положення
⁵⁾ для варіанта зі сплавом 03Х12Н32МЗБу-ВИ (ЧС-33)
⁶⁾ на деяких енергоблоках встановлений локальний
⁷⁾ наявний у парогенераторах, що виготовлені до 1990 року

На АЕС першого покоління з реакторами ВВЕР очищення турбінного конденсату не передбачалося. Домішки, що надходять з підсмоктуваною охолоджувальною водою, і продукти корозії виводилися з парогенераторів із продувальною водою. Витрата продувальної води парогенераторів залежить від сольового вмісту охолоджувальної води і режиму підсмоктувань. Для того, щоб знизити витрату продувальної води до 0,5 % від витрати живильної води, необхідне очищення конденсату. Якщо конденсат не очищувати, то буде відбуватися відкладення жорстких солей на трубних пучках парогенераторів. Витрата продувальної води буде тим меншою, чим глибше очищення конденсату. На II контурі АЕС з реакторами типу ВВЕР у нашій країні і за кордоном застосовується, в основному, аміачно-гідразинний водний режим. Нейтральний водний режим є нерациональним, оскільки при цьому спостерігається значне винесення продуктів корозії і забруднення живильної води оксидами заліза і міді.

Продувальна вода з ПГ очищається на спеціальній установці СВО-5, до складу якої входять 3 механічних фільтри і по 5 іонітних фільтрів щодо йонів H^+ і OH^- . Аміачно-гідразинний водний режим повністю не запобігає утворенню відкладень на поверхні теплообміну парогенераторів. При 100 %-му очищенні конденсату з нього видаляються, в основному, домішки, що надходять з підсмоктуванням охолоджувальної води. Основна ж частина продуктів корозії утворюється після очищення конденсату, що викликає надходження їх у парогенератори і утворення відкладень окису заліза та міді на трубному пучку.

Утворення відкладень викликає необхідність проведення періодичних промивок парогенераторів. Тому існуючі водні режими не можна вважати оптимальними за своїми експлуатаційними показниками. Існуючий спосіб обробки живильної води парогенераторів забезпечує переведення катіонів заліза, міді, цинку, кальцію і магнію у добре розчинні комплекси, що дає змогу видалити їх із парогенераторів з продувальною водою без утворення відкладень на поверхні нагрівання.

Щоб уникнути підвищення вмісту хлоридів у продувній воді парогенераторів необхідно застосовувати реагенти, що містять не більше 1 % хлор-йона (за масою).

В Україні на РУ з реактором типу ВВЕР використовуються горизонтальні ПГ з круглими колекторами, які розташовані вертикально з метою зменшення відкладень на його стінках. До того ж, круглий колектор, порівняно з плоским, дає змогу знизити витрати металу у 2-3 рази. Теплообмінні трубки виготовлені зі сталі марки 0X18N10T. Для надійного омивання трубок водою і зменшення паровмісту трубний пучок у ПГ розміщений горизонтально та розділений навпіл. Наявність вільного рівня забезпечує стійку циркуляцію води. Розвинена площа випаровування дає

зможу отримати порівняно малі (0,3 м/с) швидкості в опускних ділянках при значній кратності природної циркуляції.

Горизонтальна компоновка трубного пучка передбачає можливість відключення теплообмінних трубок у нижній частині корпусу в разі закупчення там корозійноактивних домішок.

Проблеми вертикальних парогенераторів пов'язані, в основному, з корозією. Винятком є лише проблеми вібраційного зношування труб на U-подібній ділянці або в економайзері, а також пошкодження теплообмінних труб сторонніми предметами. У горизонтальних парогенераторах механічні пошкодження під час роботи не спостерігаються через помірну швидкість теплоносія II контура. Тому основні проблеми експлуатації горизонтальних ПГ, так само як і вертикальних ПГ, пов'язані з корозією.

Вертикальні ПГ мають один суттєвий недолік під час їх експлуатації – наявність горизонтальної трубної дошки, де накопичується шлам. У горизонтальних ПГ шлам осідає в нижній частині корпусу, що полегшує його видалення. Проте слід відзначити, що для горизонтальних ПГ від промивання трубного пучка не слід відмовлятися. У випадку використання у горизонтальних ПГ розрідженої коридорної компоновки труб проблема накопичення та видалення шламу стає менш актуальною.

Під час порівняння досвіду експлуатації теплообмінної поверхні вертикальних і горизонтальних ПГ з точки зору корозії слід відзначити, що горизонтальні ПГ експлуатуються у суттєво гіршому ВХР, ніж вертикальні ПГ.

Результати досліджень та досвід експлуатації ПГ свідчить про те, що теплообмінні труби, які виготовлені з аустенітної сталі, характеризуються досить високою корозійною стійкістю за відсутності забруднень їх поверхні і умов локального упарювання. Проте на ряді енергоблоків траплялися випадки масових пошкоджень теплообмінних труб. Всі вони відносяться до ПГ, які пропрацювали тривалий термін без хімічної відмивки в умовах з порушенням вимог ВХР і протікань конденсаторів. Основною причиною пошкоджень труб при цьому є наявність недопустимих забруднень їх теплообмінної поверхні, а також випадання шламу, що в ряді випадків призводить до повного перекривання міжтрубного простору. Запобігти підвищеному забрудненню поверхні теплообмінних труб можна за допомогою своєчасних хімічних відмивок.

Аналіз стану горизонтальних ПГ ряду АЕС, де вони експлуатуються, виявив відмінності ПГ один від одного за станом трубної поверхні навіть в межах



Контроль теплообмінної поверхні труб від накипу та відкладень парогенератора ПГВ-1000М енергоблоку № 2 Балаковської АЕС (РФ)

одного енергоблоку, що свідчить про різні умови експлуатації цих ПГ. Для ряду ПГ продовжується процес інтенсивної деградації і необхідне підтвердження залишкового ресурсу роботи теплообмінних труб. Поряд з цим експлуатуються ПГ у хорошому стані навіть після напрацювання понад 150 000 год. На ряді ПГ спостерігається досягнення стабільності і навіть покращення динаміки корозійного стану. Як правило, це пов'язано з якістю підтримання ВХР і своєчасним проведенням хімічних відмивок. Не дивлячись на значне напрацювання у відмінному стані експлуатуються теплообмінні труби парогенераторів АЕС “Ловііса” (Фінляндія), енергоблоку № 6 АЕС “Козлодуй” (Болгарія), енергоблоку № 1 Хмельницької АЕС (Україна) та ряду інших АЕС.

Окрім удосконалення ВХР парогенераторів одним із напрямів підвищення корозійної стійкості теплообмінної поверхні є використання замість нержавіючої сталі сплаву 08X20N32M3B (ЧС-33), який є близьким аналогом сплаву 800. Сплав ЧС-33 дає змогу досягнути більш високої корозійної стійкості теплообмінних труб ПГ до виразкової корозії та корозійного розтріскування. Це робить ПГ більш стійким до можливих порушень проектних умов його зберігання та експлуатації. Проте цей сплав є значно дорожчим, ніж нержавіюча сталь, а більш висока концентрація нікелю може дещо ускладнити радіаційну обстановку під час експлуатації РУ.

Виразкова корозія є одним із основних і найбільш небезпечних видів локального руйнування металів та їх сплавів. Цьому виду корозії у водних розчинах, що містять активуючі йони, піддаються залізо та його сплави з хромом і нікелем (нержавіючі сталі), а також алюміній та його сплави, нікель, цирконій, кобальт, магній. Виразкова корозія виникає, як правило, у пасивуючих розчинах, в яких присутні окислювач і активатор.

Таким чином, не дивлячись на проблеми, які виникають під час експлуатації ПГ на діючих АЕС, саме горизонтальні ПГ показали достатньо високу надійність та володіють рядом суттєвих переваг порівняно з ПГ інших типів. Основним напрямом робіт щодо підвищення надійності діючих ПГ і тих, що планується вводити у промислову експлуатацію, є забезпечення підтримання сучасних світових вимог ВХР.

5.5. Басейн витримки ядерного палива

Організація зберігання відпрацьованих тепловидільних збірок (ВТВЗ) у приреакторних басейнах витримки з наступним відправленням їх на завод для регенерації або у довготривалі окремі сховища є заключним етапом усієї технологічної схеми експлуатації ядерного палива на АЕС. Цей етап характеризує собою початок так званого “післяреакторного”

циклу. При цьому передбачається тривала витримка відпрацьованого ядерного палива (ВЯП) у басейнах витримки і перевантаження палива (БВ) всередині енергоблоку АЕС. Це необхідно для забезпечення спаду залишкового тепловиділення, яке зумовлене активністю продуктів поділу ядерного палива. Активність продуктів поділу повинна зменшитися до такого рівня, при якому стає можливою і економічно доцільною можливість його подальшого транспортування.

Згідно з вимогами нормативних документів, ВЯП після вивантаження з реактора і до відправлення його на регенерацію повинно зберігатися у басейні витримки не менше трьох років для зменшення залишкового виділення енергії до необхідного значення. Під час зберігання у басейні витримки ВЯП необхідно забезпечувати такі умови його зберігання:

- для виключення ймовірності виникнення неконтрольованої ланцюгової реакції поділу потрібно забезпечувати підкритичність не менше 0,05;
- необхідно виключити можливість потрапляння сторонніх предметів у паливні касети;
- персонал має бути захищений від впливу на нього радіації (газової, аерозольної, γ -випромінювання);
- потрібно забезпечувати періодичне хімічне очищення води басейну витримки на СВО-4;
- система охолодження басейну витримки повинна виключати можливість випадкового спорожнення басейну і перегрівання ВЯП внаслідок залишкового тепловиділення.

Для відведення залишкового тепла від ВТВЗ передбачена система охолодження басейну витримки. Устаткування системи охолодження БВ маркується латинськими літерами TG.

Тепло відводиться технічною водою VF, що циркулює у трубному просторі теплообмінників розхолодження БВ.

До складу системи охолодження БВ входять:

- насоси розхолодження басейну витримки TG11(12,13)D01, що розташовані у приміщеннях гермооболонки А-122/1-3 на позначці 0,00 ;
- теплообмінники розхолодження басейну витримки TG11(12,13)W01, що розташовані у приміщеннях гермооболонки А-122/1-3 на позначці 0,00 ;
- трубопроводи, арматура, КВП.

Спрощена схема системи розхолодження БВ наведена на рис. 5.42.

Вода у кожному відсіку БВ циркулює через систему, що забезпечує температуру води басейну витримки не більше 70 °С (при аварійному вивантаженні зони). Це значення температури встановлене виходячи з умови неприпустимості закипання охолоджувальної води і розплавлення ядерного палива внаслідок залишкового виділення енергії.

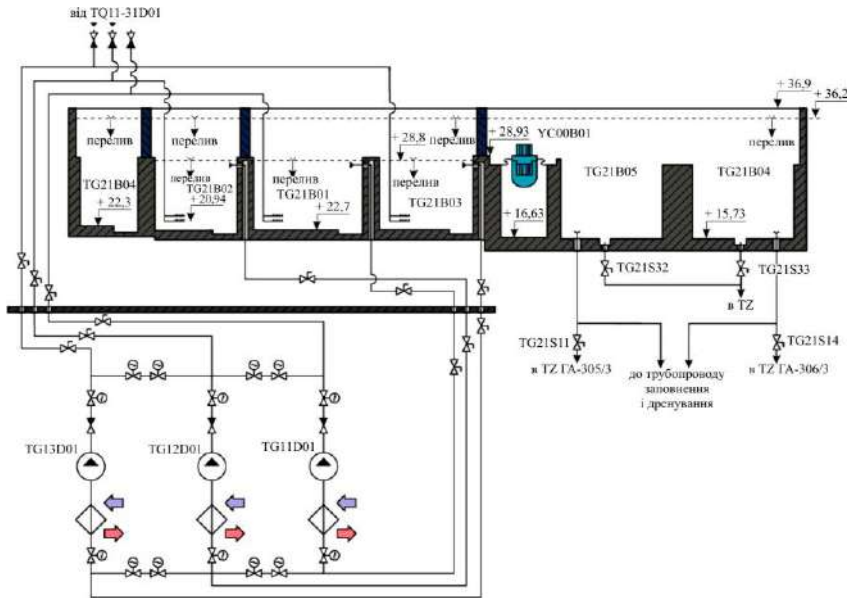


Рис. 5.42. Спрощена схема системи розхолодження басейну витримки

Для подачі охолоджувальної води до відсіків БВ передбачено встановлення трьох насосів і трьох теплообмінників. Кожен насос може подати воду у будь-який відсік БВ. Для цього на всмоктувальній і напірній лініях встановлена перемичка.

Під час компонування технологічного обладнання насоси з відповідним теплообмінником розташовані у окремих приміщеннях, що не пов'язані одне з одним. Це забезпечує незалежність каналів охолодження, електропостачання, контролю тощо.

У разі відмови працюючого насоса розхолодження БВ здійснюється від резервного насоса, що включається оператором блочного щита управління (БЩУ). Насоси охолодження БВ одержують електроенергію від секцій 2 категорії надійного живлення, які у разі знеструмлення отримують енергопостачання від дизель-генератора. Проте при знеструмленні секції надійного живлення будь-якої системи безпеки автоматичного включення насосів не відбувається. Вони можуть бути включені у разі необхідності з БЩУ за наявності запасу потужності дизель-генератора після закінчення запуску усіх механізмів системи безпеки за програмою автоматики ступеневого пуску.

У разі втрати охолодження БВ або виникнення течі передбачене підживлення басейну витримки від спринклерної системи (через арматуру TQ11-31S14).

На напірних і всмоктувальних магістралях системи встановлені по дві локалізуючі пневмоарматури. Щоб басейн не переповнювався, у кожному з його відсіків встановлено по 2 переливи, один з яких відповідає рівню води при тривалому зберіганні палива, а другий – рівню води при перевантаженні.

Система охолодження БВ є системою важливою для безпеки, зокрема в частині напірних трубопроводів у гермозоні вона відноситься до захисних систем безпеки. В частині інших трубопроводів дана система є системою нормальної експлуатації.

Устаткування системи зберігання ТВЗ і конструкції БВ розраховані на навантаження при сейсмічній дії понад 7 балів за шкалою MSK-64, на ударну хвилю від розриву ГЦТ, ваги тепловиділяючих збірок (ТВЗ), стелажів БВ і води БВ.

Басейн витримки розташований всередині захисної оболонки і використовується для зберігання і витримки ВЯП. БВ примикає безпосередньо до шахти реактора і з'єднується з нею перевантажувальним каналом для проведення паливної збірки. Огороджувальні конструкції БВ:

- зберігають задані функції (щільність і міцність) з утримування активних продуктів поділу в усіх режимах експлуатації, включаючи режим проектної аварії у поєднанні з сейсмічними впливами до проектного землетрусу 6 балів включно, а також у разі сейсмічних дій максимального розрахункового землетрусу 7 балів;
- забезпечують біологічний захист як в умовах нормальної експлуатації, так і при виникненні проектних аварій;
- вогнестійкість не менше 2,5 год.

Басейн витримки ВВЕР-1000 з РУ В-320 складається з чотирьох відсіків (рис. 5.43): три відсіки – TG21B01-03 – під встановлення ТВЗ і герметичних пеналів та гніздо універсальне – TG21B04. Відсіки БВ TG21B01-03 обладнані системами охолодження. Поділ БВ на три касетних відсіки дає можливість проводити ремонтні роботи в одному з них при розміщенні відпрацьованих касет в інших відсіках з осушенням відсіку, що знаходиться в ремонті.



Басейн витримки ВЯП, що з'єднаний перевантажувальним каналом з шахтою реактора ВВР-4 (АЕС "Мюлеберг", Швейцарія)

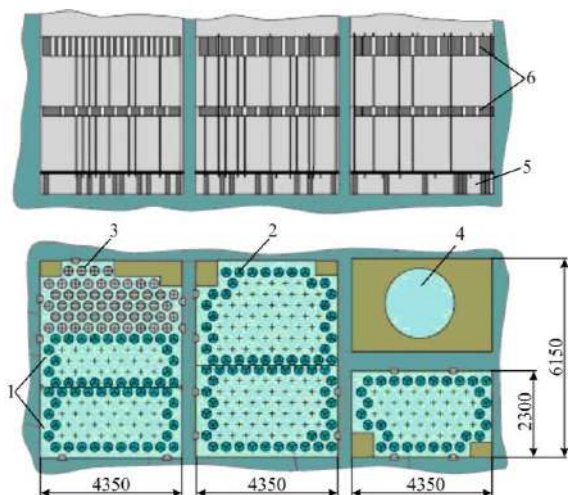


Рис. 5.43. Басейн витримки ВВЕР-1000:

1 – секції стелажа під встановлення ТВЗ (TG21B01, TG21B02, TG21B03);
 2 – комірка під встановлення ТВЗ; 3 – пенали системи виявлення дефект-
 них збірок; 4 – універсальне гніздо TG21B04; 5 – плита нижня несуча
 (опорна); 6 – дистанційуючі плити

У відсіках TG21B01-03 розташовані стелажі для одноярусного зберігання ВТВЗ. Стелажі виконані з шести окремих секцій, кожна з яких складається з двох дистанційуючих плит (верхньої і нижньої) та однієї нижньої несучої (опорної) (рис. 5.44).

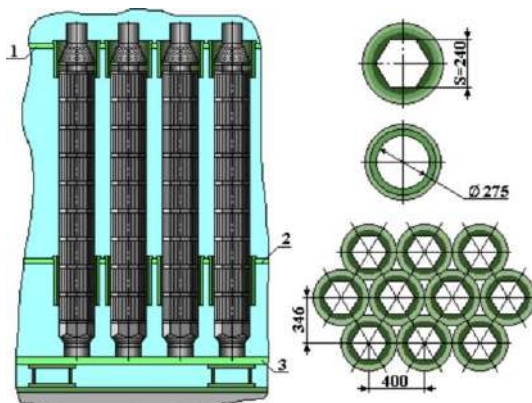


Рис. 5.44. Схема зберігання ВТВЗ у басейні витримки:

1 – плита верхня дистанційуюча; 2 – плита нижня дистанційуюча;
 3 – плита нижня несуча (опорна)

Несуча плита встановлена на опори, що розташовані на днищі басейну, а дистанціонуючі плити встановлені на опорних стійках, що закріплені на несучій плиті. Конструкція стелажів розроблена з урахуванням навантажень, викликаних максимальним розрахунковим землетрусом 9 балів за шкалою MSK-64. Конструкція стелажів забезпечує:

- вертикальність встановлених у ньому збірок і герметичних пеналів;
- виключення механічних пошкоджень зовнішніх поверхонь збірок при їх встановленні / витяганні з комірок стелажа;
- фіксацію в плані встановлених у стелажі ТВЗ і герметичних пеналів;
- надійне зняття залишкового тепловиділення з ВТВЗ, що розміщені безпосередньо у комірках стелажа або у герметичних пеналах;
- розташування комірок по сторонах рівностороннього трикутника зі стороною 600 мм, при якому підкритичність більше 0,05 ;
- встановлення касет (безпосередньо у комірках стелажа і у герметичних пеналах) на одному рівні.

Універсальне гніздо TG21B04, яке іноді ще називають контейнерним відсіком, використовується для встановлення чохла зі свіжими ТВЗ, чохла для герметичних пеналів або спеціального транспортного контейнера ТК-13, що розрахований під встановлення в нього 12-ти ВТВЗ. Гніздо універсальне являє собою кільцеву металоконструкцію з горизонтальними посадковими поверхнями і фіксуючими пазами, що забезпечують вільне, без заїдань, встановлення і зняття вищевказаного обладнання, а також центрування і фіксацію його в плані.

Стіни БВ виконані з конструкцій типу “змішаних сталевих комірок” армованих звичайною стержневою і зовнішньою (зі сторони боксу) листовою арматурою. Товщина стін – 1000 мм, товщина внутрішніх перегородок 400 мм і 680 мм.

До позначки + 30,70 стінки відсіків БВ облицьовані двома шарами листової сталі: внутрішній шар в сторону бетону – вуглецевою сталлю товщиною 8 мм, зовнішній шар – сталлю 08X18N10T товщиною 8 мм.



Стелажі у басейні витримки ВЯП енергоблоку № 1 Ленінградської АЕС-2 (РФ)



Стелажі у басейні витримки ВЯП енергоблоку № 6 Нововоронзької АЕС (РФ)

Вище позначки + 30,70 встановлене лише нержавіюче облицювання товщиною 6 мм.

Підлоги виконані також двошаровими. Внутрішнє облицювання підлоги у БВ виконане зі сталі ВСт3пс6 товщиною 8 мм, а у контейнерному відсіку – товщиною 6 мм.

Нержавіюче облицювання днища БВ укладено на закладні деталі, що сприймають навантаження від встановлених стелажів для зберігання ВТВЗ. У днищі простір між облицюванням заповнюється дренуючим бетоном, який дає змогу відводити протікання через днище у спеціально організовані дренажні трубки.

Зазор між облицюванням стін величиною 8 мм, що виконаний встановленням проміжних прокладок і заглушок, утворює замкнуту загальну порожнину з підлогою і стінами до позначки + 30,70 та дозволяє організувати дренаж протікання через нержавіюче облицювання:

- з секції стелажа TG21B01 – у приміщення ГА-407/2;
- з секції стелажа TG21B03 і TG21B04 – у приміщення ГА-405/6;
- з секції стелажа TG21B02 – у приміщення ГА-405/1.

Для здування газів з поверхні води у відсіках БВ на позначці + 36,40 пророблені щілини для подачі повітря і відсмоктування газів двома вентиляторами системи TL49, що встановлені у центральному залі.

Системи TL49 і TL21 утворюють так звану “повітряну завісу”, що служить для запобігання потраплянню у центральний зал радіоактивної пари з поверхні БВ. Повітря, що видаляється, перед викидом у вентиляційну трубу енергоблоку проходить очищення і дозиметричний контроль на вміст у ньому радіоактивних аерозолів і йонів.

Всі комірки стелажів, а також комірки чохла в універсальному гнізді TG21B04 мають свої координати, які використовуються для роботи перемантажувальної машини для встановлення і вилучення ТВЗ.

Місце всмоктування насосів TG – це отвір в облицюванні касетних відсіків TG21B01-03 на позначці + 28,60. Охолоджена вода повертається по трубопроводах, які входять у відсіки TG21B01-03 на позначці + 28,60 і опускаються до позначки + 20,94.

В системі TG встановлено три насоси розхолодження TG11-13D01, зокрема кожен насос має індивідуальні всмоктувальну і напірну лінії з відповідного касетного відсіку БВ. На напірних і всмоктувальних трубопроводах охолодження БВ встановлені по дві локалізуючих швидкодіючих засувки (одна зовні і одна всередині гермооболонки).

У відсіку TG21B03 крім стелажів також встановлена механічна частина герметичної системи контролю герметичності оболонок ВТВЗ (рис. 5.45), яка складається з чотирьох пеналів, імпульсних ліній і КВП.

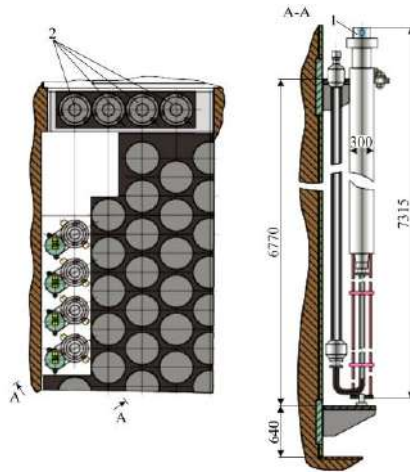


Рис. 5.45. Механічна частина системи контролю герметичності оболонок ВТВЗ:

1 – пенал герметичної системи виявлення дефектних збірок; 2 – гнізда під пробки пеналів герметичної системи виявлення дефектних збірок

Сумарна ємність басейну витримки прийнята, виходячи з можливості розміщення в ньому 2,5 активних зон реактора з урахуванням дворічної кампанії палива і аварійного вивантаження з реактора усіх касет активної зони.

З метою забезпечення ядерної безпеки під час зберігання ВЯП у БВ в усіх аварійних ситуаціях концентрація розчину борної кислоти у воді підтримується на рівні 16 г/кг. У касетних відсіках передбачено використання частини комірок під встановлення спеціальних герметичних пеналів, що виконані у формі порожнистих циліндрів зі знімними кришками-пробками. Всередині пенала є дистанціуючі решітки шестигранної форми, що дає змогу встановлювати у них ТВЗ.

У ці пенали встановлюються ТВЗ з великим ступенем негерметичності для виключення можливості забруднення води у БВ і виділення радіоактивних газів у повітря центрального залу.

Пенал являє собою гільзу, внутрішня порожнина якої герметизується за допомогою спеціального ущільнювального корка. Для забезпечення умов охолодження касети, що розміщена у пеналі, у корпус пенала вмонтовані охолоджувальні трубки. В ущільнюючій пробці змонтований запобіжний клапан, що спрацьовує при надлишковому тиску 3,5 кгс/см².



Пенали для ТВЗ з ВЯП на АЕС "Пакш" (Угорщина)

Для виключення можливості випадкового спорожнення відсіки БВ для зберігання ВТВЗ не мають дренажів. Усі трубопроводи, що входять і виходять з паливних відсіків басейну витримки, заведені зверху таким чином, щоб їх розриви не приводили до зниження рівня води нижче рівня, необхідного у режимі зберігання палива. З метою недопущення переповнення БВ у кожному з його відсіків встановлено по 2 переливи, один з яких відповідає рівню води під час тривалого зберігання палива, а другий – рівню води при перевантаженні палива.

Басейн витримки може бути відділений від шахтного об'єму реактора спеціальним гідрозатвором плоским ковзаючим, який зазвичай називають “шандорою” (рис. 5.46). Шандора встановлюється у комплекті із заставною рамою. Власне шандора – це підйомне полотно, що являє собою плиту товщиною 40 мм, окантовану з боків опорними стійками і обв'язками знизу і зверху. Ущільнення шандори здійснюється гумовим шнуром спеціального профілю, що закріплений на бічних стійках і нижній обв'язці притискними планками.

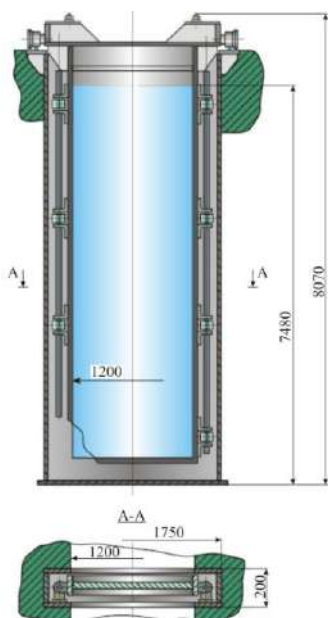


Рис. 5.46. Гідрозатвор плоский ковзаючий (шандора)

Аналогічними шандорами відсікаються від загального об'єму універсальне гніздо TG21B04 і касетний відсік TG21B02.

Зняття шандори дозволяється лише при однакових рівнях води у сусідніх відсіках. Шандора розрахована на такі навантаження:

- гідростатичне навантаження з боку басейну витримки – 7,32 м;
- сейсмічне навантаження – сейсмостійкість у робочому стані під час землетрусу силою 9 балів за шкалою MSK-64, включаючи гідродинамічне навантаження.

При знятій шандорі БВ через гідрозатвор з'єднується з шахтним об'ємом реактора, утворюючи басейн перевантаження. До складу басейну перевантаження входять:

- басейн витримки TG21B01-04;
- шахта ревізії внутрішньокорпусних пристроїв (ВКП) TG21B05;
- шахта реактора UC00B01;
- шахта ревізії блока захисних труб (БЗТ) TG21B06.

Басейн перевантаження призначений для проведення транспортно-технологічних операцій під час завантаження свіжих і відпрацьованих ТВЗ, а також для транспортно-технологічних операцій з ВКП, БЗТ і шахтою реактора.

Під час експлуатації РУ на заданій потужності БВ перебуває в режимі “зберігання ТВЗ”. При цьому водою повинні бути заповнені лише відсіки TG21B01-03 до позначки + 28,80, а загальний об'єм води в них становить 541 м³. Під час зберігання ВЯП рівень води у БВ повинен завжди підтримуватися на позначці + 28,80. Вісь всмоктувальних трубопроводів компоновально розміщена на позначці + 27,90, що значно вище за позначку верхньої частини ТВЗ, які зберігаються у басейні (верхня позначка головок ТВЗ розміщена на позначці + 25,90).

Щоб уникнути виведення з циркуляції 550 м³ води у випадку аварії з розривом I контура через її паразитне накопичення у шахтах ревізії ВКП і БЗТ під час експлуатації РУ, завжди



Гідрозатвор з прольотом 1,5 м басейна витримки енергоблока № 3 з реактором ВВЕР-1000 Тяньваньської АЕС (Китай)



Гідрозатвор та частина закладної рами гідрозатвора енергоблоку № 1 з реактором ВВЕР-1000/446 Бушерської АЕС (Іран)

повинні бути відкриті аварійні дренажі TG21S11-16. З цих же причин перед пуском енергоблоку після перевантаження ядерного палива, шандора, що розділяє БВ і шахтний об'єм реактора, повинна бути знятою. Під час проведення перевантаження ядерного палива басейн мокро-го перевантаження заповнюється до позначки + 36,20 і загальний об'єм води при цьому становить 2820 м³.



Басейн мокро-го перевантаження енергоблоку № 1 Балаковської АЕС (РФ)

Для створення циркуляції води у системі охолодження БВ застосовуються насоси типу TX800/70/8-К-2Е (рис. 5.47). Насоси розхолодження БВ TG11-13D01 розташовані у приміщеннях А-123/1,2,3 відповідно негерметичної частини реакторного відділення.

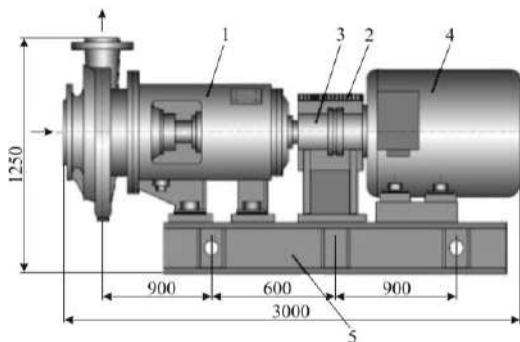


Рис. 5.47. Загальний вигляд насоса промконтура TX800/70/8-К-2Е:
 1 – насос відцентровий; 2 – огороження муфти; 3 – муфта;
 4 – електродвигун; 5 – рама фундаментна

Насос розхолодження БВ – відцентровий, горизонтальний, консольний, одноступінчастий. Ущільнення вала – одинарне торцеве. Змащування та охолодження ущільнених поверхонь насоса, які труться, здійснюється рідиною, яка перекачується.

Ротор насоса обертається на двох підшипникових опорах. У лівій опорі встановлений сферичний шарикопідшипник. У правій опорі встановлений радіально-упорний підшипник. Осьове навантаження на ротор сприймається радіально-упорним підшипником.

Максимальна температура підшипників насоса і електродвигуна – 70 °С. Напрямок обертання вала насоса – проти годинникової стрілки, якщо дивитися з боку електродвигуна.

Матеріал основних деталей насоса ТХ800/70/8-К-2Е:

- робочого колеса, всмоктувальної кришки, корпусу насоса, переднього і заднього захисних дисків – сталь 12Х18Н9ТЛ-П;
- захисної втулки і вала – сталь 12Х18Н9Т;
- кронштейна – Ст3;
- напівмуфти – сталь 35.

Технічна характеристика насосів розхолодження БВ ТГ11-13D01 наведена у табл. 5.6.

Таблиця 5.6

Технічна характеристика насосів розхолодження ТХ800/70/8-К-2Е

Параметри	Значення
Продуктивність, м ³ /год	600
Напір, м.водн.ст.	35
Частота обертання, об/хв	730
Допустимий кавітаційний запас, м.водн.ст.	6
Коефіцієнт корисної дії, %	65
Тиск на лінії всмоктування, не більше, кгс/см ²	3
Витоки через ущільнення, л/год	0,03
Потужність електродвигуна, кВт	132
Напруга живлення, В	380 (50 Гц)
Маса насосного агрегата, кг	2050
Тип електродвигуна	А03-3555-83

Теплообмінник розхолодження басейну витримки ТГ11(12,13)W01 типу 1200 ГЗП (рис. 5.48) є горизонтальним кожухотрубним, протиточним, двоходовим теплообмінним апаратом по стороні трубного простору, з багаторазовим поперечним обтіканням трубного пучка у міжтрубному просторі.

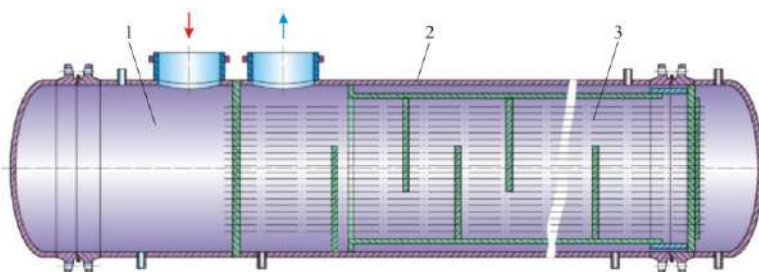


Рис. 5.48. Теплообмінник розхолодження басейну витримки типу 1200 ГЗП:

1 – камера охолодження; 2 – кожух; 3 – теплообмінні труби 18х1

Теплообмінники розхолодження БВ TG11,12,13W01 розташовані у приміщеннях А-123/1-3 негерметичної частини реакторного відділення відповідно.

Поверхня теплообміну виконана з 962 труб 18x1 мм розташованих по сторонах рівностороннього трикутника з кроком 23 мм. Положення труб у корпусі фіксується дистанціонуючими решітками, які приварені до поздовжньої перегородки у корпусі і пов'язані з вісьмома маяковими трубами.

Корпус теплообмінника виготовлений з обичайки внутрішнім діаметром 1200 мм. До обичайки корпусу з двох торців приварені трубні решітки, до яких приєднані камери охолоджувальної води (входу-виходу і поворотна) з еліптичними днищами. Для підведення і відведення теплоносіїв встановлені патрубки D_y 300. Камери охолоджувальної води і міжтрубний простір забезпечені дренажами D_y 30.

Поворотна камера трубного простору і корпус по стороні міжтрубного простору мають віддушини D_y 15. Теплообмінник встановлений на двох опорах – рухомій і нерухомій.

Теплоносій басейну витримки рухається у міжтрубному просторі, а технічна вода групи “А” – у трубному. Ця компоновка дає змогу, знявши кришки “входу-виходу” і поворотної камери, проводити чищення, технічний огляд і дефектацію трубної поверхні. Здування з міжтрубного простору під час здійснення технічного огляду проводяться у бак ТУ20В01.

Через високий вміст у технічній воді групи “А” VF активних домішок іноді спостерігаються корозійні пошкодження трубних дошок, патрубків та кришок теплообмінників TG, що виготовлені зі сталі 08X18N10T. Ця проблема спостерігається у всіх теплообмінниках реакторного відділення, що охолоджуються технічною водою VF.

Технічна характеристика теплообмінників розхолодження БВ TG11,12,13W01 наведена у табл. 5.7.

Насос подачі вод БВ на очищення ТВ30D05 призначений для подачі води басейна витримки на очищення шляхом її перекачування через установку СВО-4.

Насос відцентровий, горизонтальний типу X 45/90A/K-2M. Робоче колесо має два диски з'єднані лопатками. Передній диск має вхідний отвір для підведення рідини до лопаток, а задній виготовлений разом з втулкою і сприймає крутний момент від вала.

Напрямок обертання вала насоса – проти годинникової стрілки, якщо дивитися з боку електродвигуна.

Технічна характеристика насоса подачі води БВ на очищення ТВ30D05 наведена у табл. 5.8.

Таблиця 5.7

**Технічна характеристика теплообмінників
розхолодження типу 1200 ГЗП**

Параметри	Значення	
	трубний простір	міжтрубний простір
Витрата води, т/год, не більше	950 (технічна вода)	630 (розчин борної кислоти)
Розрахунковий тиск, кгс/см ²	10	5
Робочий тиск, кгс/см ²	5	3
Об'єм, м ³	2,48	5,2
Гідрравлічний опір, кгс/см ²	0,83	0,72
Розрахункова температура, °С, не більше	70	100
Номінальна теплова потужність при температурі технічної води 5 / 33 °С, МВт	20,12 / 10,35	
Поверхня теплообміну, м ²	325	
Кількість / діаметр теплообмінних труб	962 / 18x1	
Матеріал поверхні теплообміну	08X18N10T	

Таблиця 5.8

Технічна характеристика насоса типу X 45/90А/К-2М

Параметри	Значення
Продуктивність, м ³ /год	45
Напір, м.водн.ст.	90
Частота обертання, об/хв	2 980
Потужність електродвигуна, кВт	20

Під час експлуатації РУ на потужності касетні відсіки TG21B01-03 повинні бути заповнені розчином борного концентрату з концентрацією 16 г/кг до позначки + 28,80. Якщо у басейні витримки є ВЯП, то для відведення залишкових енерговиділень від ВТВЗ завжди у робочому стані має бути один насос і теплообмінник розхолодження БВ TG11(12,13)D01, W01. При тривалому зберіганні палива досить роботи одного насоса охолодження басейна витримки для забезпечення необхідної температури води у БВ на рівні 50 °С. У період планово-запобіжного ремонту (ПЗР) у басейн витримки може бути повністю вивантажене паливо з активної зони реактора. В цьому випадку для забезпечення необхідної температури води у БВ (70 °С) може знадобитися робота двох насосів і двох теплообмінників.

Допускається виводити у ремонт при будь-якому режимі роботи енергоблоку один канал системи розхолодження БВ без обмеження часу. Для проведення перевантаження палива як мінімум 2 канали охолодження басейну перевантаження повинні знаходитися у стані готовності до роботи, один може перебувати у резерві.

При цьому проводиться відбір і повернення води з усіх касетних відсіків за допомогою з'єднання всмоктувальних і напірних ліній насосів TG11-13D01 з відсіків TG21B01-03 через відкриті перемички TG10S01-08. Цей момент є особливо важливим, якщо здійснюється зберігання ВТВЗ у всіх трьох касетних відсіках БВ.

Підключення другого насоса, введення у роботу резервного насоса при відмові робочого або відмови у системі технічної води здійснюється інженером управління реактором дистанційно з БЩУ. Автоматичних дій не потрібно, оскільки навіть при повному припиненні подачі охолоджувальної води зростання температури води у БВ відбувається досить повільно (швидкість розігрівання становить ~ 20 °С/год), що дає можливість оператору вжити відповідних заходів безпеки.

Однією з особливостей експлуатації БВ є дуже вузький діапазон допустимої зміни його робочого рівня в режимі “зберігання ВТВЗ”, оскільки підвищення рівня води до позначки + 28,93 при закритих середніх переливах може призводити до потрапляння води в універсальне гніздо і/або на головний рознім реактора.

Зниження рівня води нижче позначки + 28,10 може призвести до підсмоктування повітря у всмоктувальний трубопровід, “зриву” працюючого насоса розхолодження TG11(12,13)D01 і припинення примусової циркуляції води у касетних відсіках БВ. Все це потребує організації чіткого контролю рівня води у БВ і своєчасного його підживлення.

Можна проводити дозаповнення БВ насосом ТВ30D03 разом з насосом ТВ30B01,02 по лінії ТВ30S18,28 і TG21S29-31. Крім цього, є система аварійного заповнення БВ з бака аварійного запасу бору ГА-201 від спринклерних насосів TQ11(21,31)D01 через TQ11(21,31)S14 у напірний трубопровід насосів TG11-13D01 у гермозоні. У разі знеструмування енергоблоку або спрацювання системи локалізації (закриття пневмовідсічної арматури при виникненні розриву I або II контура), коли неможливо підживлювати БВ за штатною схемою, передбачено заповнення з баків аварійного запасу бору TQ10(20,30)B01.

Найбільш вузьке місце в системі ТГ з точки зору експлуатації – це величезна кількість різного роду перемичок і арматури, особливо у гермооболонці. Це потребує уваги і акуратності під час проведення перемикачів у системі.

Рекомендується підтримувати температуру води у БВ в межах 40-50 °С. При цьому, згідно з інструкцією, не допускається різке розхоло-

дження (розігрівання) води басейна витримки зі швидкістю понад 10 °С за 5 годин. Різке і часте розхолодження БВ може викликати пошкодження облицювання басейну.

Теплообмінна здатність теплообмінників БВ типу ГЗП 1200 є явно надлишковою, особливо взимку внаслідок низької температури технічної води VF щодо енерговиділення ВЯП і потрібна організація малих витрат технічної води. Регулювання витрати технічної води VF з БЦУ ускладнене тим, що, згідно з проектом, на трубопроводах подачі і зливу технічної води VF встановлені запірні засувки D_v 300, що керовані одним ключем з панелі БЦУ одночасно. Особливу важливість має прозорість води басейнів витримки у під час роботи з перевантаженням палива і відправлення його на регенерацію. Продуктивність і якість очищення води штатними установками водоочищення повинні відповідати вимогам режиму експлуатації щодо прозорості (95 %). Проте досвід експлуатації показав, що для якісної роботи промислового телебачення необхідно мати прозорість 98-99 %.

Подача води БВ на очищення на СВО-4 вводиться у роботу при працюючій системі розхолодження БВ якщо є невідповідність показників водного режиму БВ нормам ВХР:

- концентрація бору 16 г/кг;
- прозорість води понад 95 %;
- концентрація Na до 1 мг/кг;
- показник рН 5,7-10,2;
- концентрація Cl менше 0,1 мг/кг.

5.6. Перевантажувальна машина

Транспортування і зберігання свіжого та відпрацьованого ядерного палива є відповідальними операціями, які повинні здійснюватися у відповідності з правилами та інструкціями щодо забезпечення ядерної безпеки під час проведення таких робіт на АЕС.

Для підтримання нормальної роботи реактора необхідно у певній послідовності виконувати операції з ядерним паливом. До таких операцій відносять: підготовку палива до перевантаження, перевантаження палива і встановлення його в зоні витримки для зменшення радіаційної та теплової активності.

Зазвичай під терміном “перевантаження палива” мають на увазі завантаження в активну зону реактора свіжого палива і видалення ВЯП, а також перестановка ТВЗ всередині активної зони реактора. Усе технологічне обладнання, за допомогою якого проводиться перевантаження ядерного палива, поділяється на обладнання для встановлення свіжого палива

у реактор і видалення ВЯП та обладнання для підготовки виконання цих операцій. За допомогою останнього проводиться встановлення свіжого палива у перевантажувальну машину, підготовка завантажувальних патрубків, приведення їх до нормального робочого стану тощо.

Процес перевантаження ядерного палива пов'язаний з радіоактивним забрудненням повітря, особливо під час виконання таких операцій, як розуцільнення головного розніму корпусу реактора. Під час транспортування і зберігання ВЯП необхідно забезпечити умови, які виключають можливості пошкодження тепловидільних елементів, порушення герметичності їх оболонок та розплавлення палива від залишкового тепловиділення.

У реакторах типу ВВЕР перевантаження палива проводиться при опущених в активну зону регулюючих органах. Крім того, концентрація поглинача у теплоносії повинна бути такою, щоб забезпечувати підкритичність реактора не меншою за 0,02 без врахування опущених в активну зону реактора органів регулювання СУЗ (ОР СУЗ).

Перевантаження палива в активній зоні проводять за спеціальною програмою у відповідності з робочим графіком і картограмою, які складені з врахуванням вимог забезпечення ядерної безпеки. Основними документами, що визначають технологію перевантаження ядерного палива із зупинкою енергоблоку, є інструкція з перевантаження ядерного палива на енергоблоці, програма і графік ремонтів, програма і робочий графік перевантаження ТВЗ.

Через високу активність ВЯП для безпеки персоналу під час проведення транспортно-технологічних операцій з ядерним паливом використовують спеціальні перевантажувальні машини.

Перевантажувальна машина працює у важких умовах, піддається впливу нейтронного і γ -випромінювання, а також корозійного середовища. У той же час перевантажувальна машина повинна бути достатньо надійною, оскільки її вихід з ладу під час перевантаження палива може призвести або до аварії, або до тривалого простою реактора.

На всіх діючих, споруджуваних і проєктованих АЕС з реакторами типу ВВЕР перевантаження ядерного палива здійснюється при зупинених реакторах при знятому верхньому блоці і зниженні тиску у корпусі реактора до атмосферного. Паливо з реактора виймають лише згори. Зазвичай перевантаження ядерного палива у реакторі поєднують з ремонтом технологічного обладнання.

Під час перевантаження палива шахтний об'єм над реактором заповнюється водою, що забезпечує біологічний захист. Концентрація борної кислоти у басейні перевантаження і БВ, колодязі під встановлення чохлів з ТВЗ становить для ВВЕР-440 12 г/кг, а для ВВЕР-1000 – 16 г/кг. ТВЗ з активної зони реактора витягують перевантажувальною машиною

МПС (машина перевантажувальна спеціальна) і транспортують у БВ (рис. 5.49). Тривалість перевантаження ядерного палива для реакторів типу ВВЕР становить 15-25 діб.

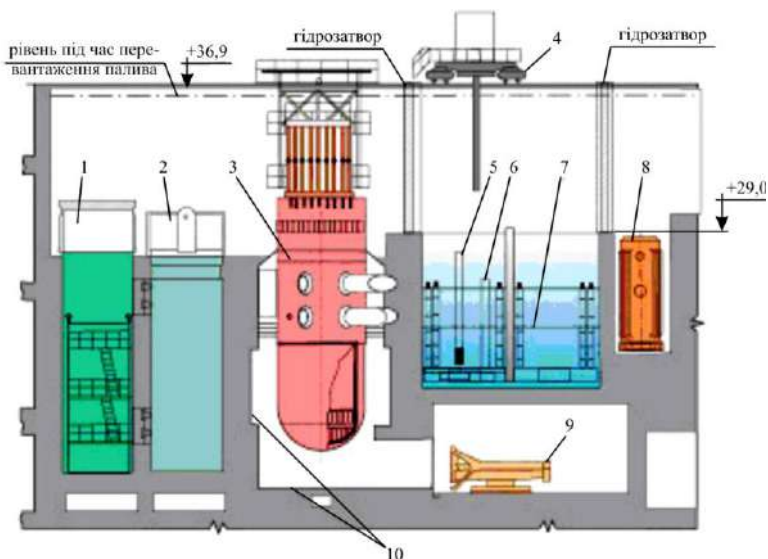


Рис. 5.49. Схема розташування обладнання для проведення перевантаження ядерного палива і ремонту реактора ВВЕР-1000:

1 – шахта для встановлення БЗТ; 2 – шахта для встановлення шахти реактора; 3 – реактор; 4 – перевантажувальна машина; 5 – пенал контролю герметичності оболонок (КГО); 6 – пенал герметичний; 7 – стелажі БВ; 8 – контейнер для транспортування ВТВЗ; 9 – машина для огляду і контролю за корпусом реактора; 10 – теплоізоляція шахти реактора

При частковому перевантаженні ядерного палива один раз на рік проводиться заміна 1/3 і внутрішні перестановки вигорілих ТВЗ (залежно від схеми перевантаження). Постійна присутність у ядерному паливі частково вигорілих ТВЗ зумовлює необхідність безперервної роботи системи розхолодження енергоблоку. До 30-40 % загальної трудоемкості усіх операцій під час часткового перевантаження ТВЗ становлять внутрішні перестановки частини вигорілих ТВС, що залишаються в активній зоні реактора для подальшої роботи.



Завоєний водою шахтний об'єм реактора ВВЕР-1000 під час перевантаження ядерного палива на енергоблоці № 2 Балаковської АЕС (РФ)

Перевантаження з повним вивантаженням ТВЗ з ядерного реактора проводиться раз на чотири роки з метою інспекційної перевірки корпусу реактора. При цьому витягаються усі ТВЗ і ВКП ядерного реактора. ТВЗ розташовують у БВ, а ВКП – у спеціальних приміщеннях центрального залу енергоблоку. Для дотримання симетрії активної зони спочатку вивантажуються тільки ТВЗ одного типу зі симетричних комірок, потім вивантажуються ТВЗ іншого типу, але також зі симетричних комірок. При цьому, відповідно до правил ядерної безпеки, має бути виключена можливість утворення локальних критичних мас в об'ємі активної зони. З цієї метою спочатку вивантажують найменш вигорілі ТВЗ (з найбільшим запасом реактивності), а в останню чергу – поглинальні матеріали. Після інспекційної перевірки корпусу ядерного реактора знову завантажують ядерне паливо з БВ групами ТВЗ, як свіжих, так і раніше відпрацьованих, розташовуючи їх по симетричних осередках активної зони відповідно до картограми нового паливного завантаження (рис. 5.50) і робочого графіка перевантаження ТВЗ. Зворотний процес завантаження ядерного палива в активну зону реактора здійснюється також із дотриманням усіх правил ядерної безпеки.

Існує два способи перевантаження палива – “мокрый” і “сухий”.

“Мокрий” спосіб полягає в тому, що виймання і транспортування ВЯП у БВ та завантаження свіжого палива проводяться перевантажувальною машиною під шаром води. Перевагою цього способу є те, що процес перевантаження легше піддається автоматизації і можна візуально спостерігати за проведенням усіх операцій. Недоліком цього способу є необхідність встановлення додаткових ємностей і обладнання для скидання і зберігання радіоактивної води.

“Сухий” спосіб перевантаження полягає в тому, що виймання і встановлення ТВЗ здійснюється перевантажувальною машиною. При цьому ТВЗ встановлюють у захисний контейнер (скафандр), який мостовим краном транспортується у БВ.



Перевантажувальна машина МРС-1000 над басейном перевантаження енергоблоку № 1



Басейн мокрого перевантаження ядерного палива енергоблоку № 1 Балаковської АЕС (РФ)

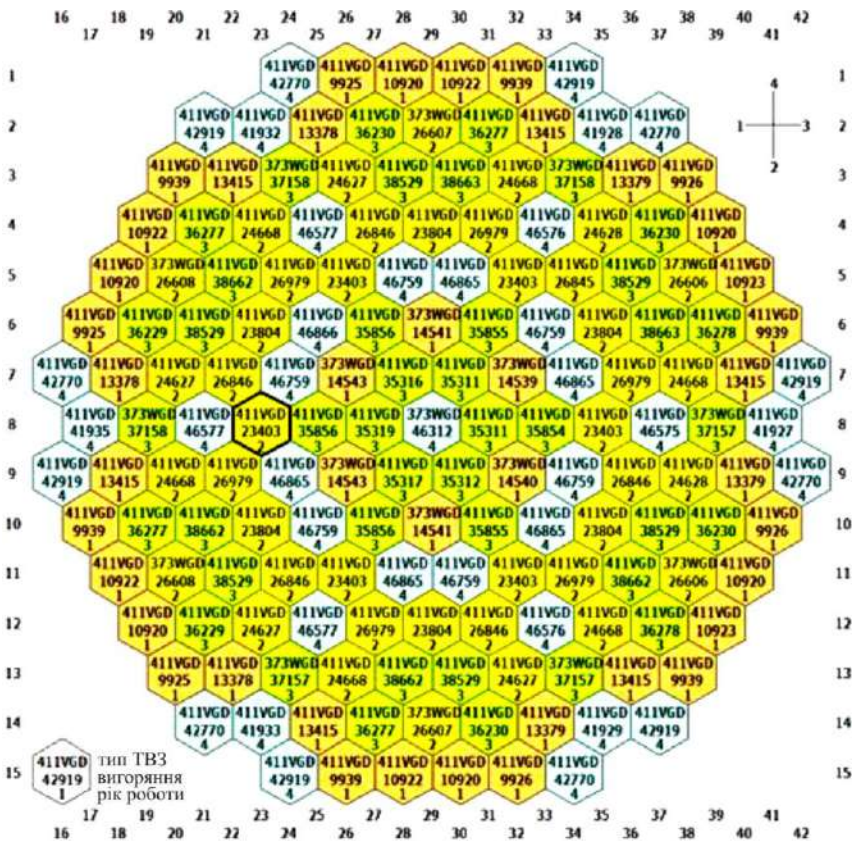


Рис. 5.50. Картограма стаціонарного паливного завантаження реакторів ВВЕР-1000 (ступінь вигорання палива)

Перевага “сухого” способу перевантаження палива полягає в тому, що в одному захисному чохла можна транспортувати декілька ТВЗ. До недоліків цього способу можна віднести те, що в процесі проведення робіт постійно використовується мостовий кран. Це перешкоджає проведенню інших робіт у реакторному залі.

При використанні “сухого” способу перевантаження візуальне спостереження за процесом перевантаження є ускладненим.

На реакторах ВВЕР-1000 зона витримки розташована поблизу зони реактора. ТВЗ, що вийнята маніпулятором перевантаження поблизу зони реактора, надходить під шаром води до шлюзу, що з’єднує зону реактора з БВ. У БВ ТВЗ встановлюється у стелажі. Потім маніпуля-

тор бере свіжу ТВЗ зі стелажів, розташованих поруч, і переміщає її по тому ж шляху до активної зони реактора, але у протилежному напрямку.

Під час проведення і “сухого”, і “мокрого” способів перевантаження палива використовуються перевантажувальні машини, які призначені для виконання таких операцій:

- вивантаження з реактора ВТВЗ, транспортування і встановлення їх у комірки стелажів БВ;
- транспортування свіжих ТВЗ з герметичних пеналів стелажів БВ у реактор і встановлення їх в активну зону;
- переставляння ТВЗ всередині активної зони реактора;
- вивантаження, транспортування і встановлення ТВЗ у пенали КГО;
- встановлення / виймання корків у пеналах КГО і герметичних пеналах;
- вивантаження перевірених ТВЗ з пеналів КГО і встановлення їх в активну зону реактора або у БВ;
- зачищення посадкових місць ТВЗ за допомогою спеціального пристрою;
- огляд зони реактора, посадкових гнізд ТВЗ у днищі кошика за допомогою телевізійної штанги.

Перевантажувальні машини також використовують для перевантаження і транспортування касет СУЗ, свіжих пучків або стержнів поглинальних елементів.

На реакторах типу ВВЕР найбільш розповсюджений “мокрый” спосіб перевантаження ядерного палива. Перевантажувальні машини, які працюють за цим способом, складаються з механізму наведення на відповідну ТВЗ, перевантажувальної, телевізійної штанги, систем управління переміщенням елементів машини і контролю пристрою, що забезпечує дистанційне підведення різних видів енергії до виконавчих механізмів.

Перевантажувальна машина реакторів ВВЕР-1000 (рис. 5.51) складається з моста, візка, захоплювачів перевантажувальної та телевізійної штанги. Міст являє собою металоконструкцію, яка складається зі зварних балок коробчастого перерізу. Максимальний хід моста визначається відстанню від реактора до БВ. Ширина рейкового шляху моста залежить від



Перевантажувальна машина
МПС-В-1000-3 над басейном
витримки ВЯП енергоблоку № 2
Балаковської АЕС (РФ)

розмірів шахти реактора і БВ. Міст переміщається по рейковому шляху. Закріплений на мості візок може також переміщатися. Перевантажувальна штанга, яка розташована на візку, оснащена захоплювачами.

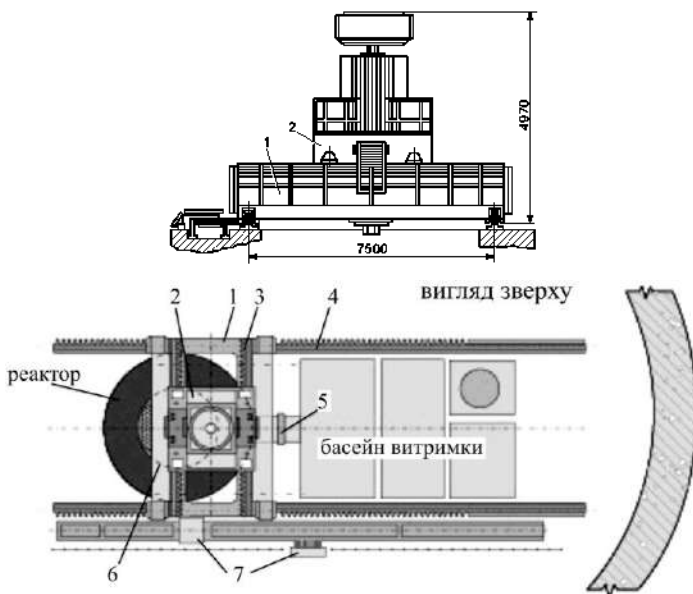


Рис. 5.51. *Перевантажувальна машина МПС-1000 реактора ВВЕР-1000:
 1 – міст; 2 – візок; 3 – зубчаста рейка пересування візка; 4 – зубчаста рейка пересування моста; 5 – гідрозатвор; 6 – електрообладнання системи живлення перевантажувальної машини;
 7 – зона дії робочої штанги в реакторі*

Телевізійна штанга перевантажувальної машини дає можливість проводити огляд реактора всередині корпусу, а також посадочних гнізд ТВЗ і здійснювати візуальний контроль зчеплення штанги з ТВЗ. Вихід перевантажувальної машини на задану координату здійснюється з точністю ± 3 мм.

Контроль наведення перевантажувальної машини на задану координату апарата або БВ виконується за шкалами сельсинів-індикаторів, сигнали на які подають сельсини-давачі сельсинних блоків місця встановлення і візка. Візуальний контроль наведення здійснюється також за індикатором наведення, що встановлений у кабіні управління машини. Контроль за роботою машини над реактором або БВ проводиться за відеоконтрольним пристроєм телевізійної системи, що також розташований у кабіні.

Завдяки переміщенню моста і візка оператор з пульта управління наводить вісь робочої штанги машини на задану координату. За допомогою механізму переміщення робочої штанги, що встановлений на візку, проводиться опускання штанги аж поки захоплювач не зістукється з обраною касетою для перевантаження.

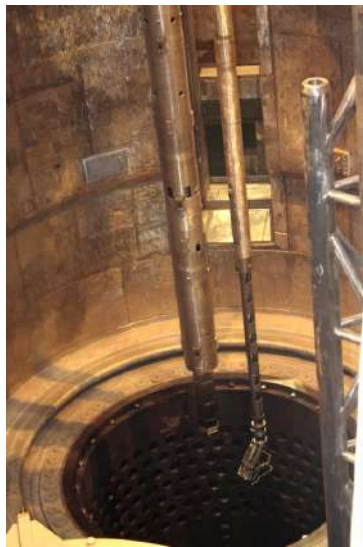
Захоплювання касети здійснюється поворотом внутрішньої секції робочої штанги на кут 90^0 за годинниковою стрілкою механізмом повороту. Підйомом робочої штанги захоплена ТВЗ виймається з реактора і транспортується у БВ. Опусканням робочої штанги ТВЗ встановлюється у комірку стелажа (чохла, гермопенала) БВ. Потім механізм повороту повертає внутрішню секцію на 90^0 проти годинникової стрілки і “відпускає” ТВЗ. Перевантажувальна штанга підіймається і аналогічно проводить роботу з усіма елементами, що перевантажуються.

Робоча штанга перевантажувальної машини призначена для захоплення, перенесення і встановлення елементів ядерного реактора під шаром води.

Штанга розташована у напрямній трубі з бронзовими вкладишами, яка кріпиться на візку. На напрямній трубі розташоване приводне зубчасте колесо з рейковим приводом підйому, що зчіплюється з рейкою, яка закріплена на рейковій секції. Приводне зубчасте колесо призначене для піднімання, опускання і додання елемента, що перевантажується.

Штанга є телескопічною і складається з таких вузлів і механізмів:

- трьох рухомих секцій – зовнішньої (рейкової), середньої та внутрішньої (першої), причому перша секція обладнана головкою захоплення;
- тросового привода підйому, що з’єднаний тросом з внутрішньою секцією для переміщення першої секції щодо середньої та рейко-



Робоча і телевізійна штанги перевантажувальної машини МПС-1000 енергоблоку № 1 Запорізької АЕС (Україна)



Захоплювач робочої штанги з вирівнюючим механізмом перевантажувальної машини МПС-В-1000 енергоблоку № 1 Волгодонської АЕС (РФ)

- вої, які з'єднані в один вузол, або першої і середньої щодо рейкової;
- тросового привода підйому (опускання) кластера, що з'єднаний тросом із захоплювачем кластера для переміщення кластера щодо першої секції;
 - секції повороту, на яку насаджена рама з зубчастим вінцем для зачеплення елемента, що перевантажується, обертанням щодо рейкової, першої та середньої секції;
 - секції повороту, що розташована між рейковою і середньою секціями, та спирається через підшипникові вузли на рейкову секцію;
 - підшипникові вузли дають змогу обертатися секції повороту навколо своєї осі зі середньою та першою секцією, що розташовані у секції повороту.

Для контролю кута повороту на штанзі передбачені кінематичний редуктор і командоапарат з селсинами-давачами. Кінематичний редуктор з'єднується з секцією повороту через зубчасту передачу. Привод повороту, кінематичний редуктор і командоапарат кріпляться на кронштейнах, прикріплених до платформи. Платформа кріпиться на рейковій секції.

Платформа є несучою конструкцією всієї штанги і підвішується на візку перевантажувальної машини на тросах за кронштейни. На рамі із зубчастим вінцем розташований механізм фіксації, що призначений для фіксації середньої секції у крайньому верхньому та крайньому нижньому положеннях щодо секції повороту. Перша секція робочої штанги є одним з основних органів робочої штанги і складається з фіксуючої труби, напрямної труби і головки-захоплювача.

При нормальній експлуатації підйом секції здійснюється за робочий трос, а у випадку його обриву навантаження сприймається аварійним тросом.

Головка-захоплювач кріпиться болтами до першої секції і складається із



Пуルト керування перевантажувальною машиною МПС-1000 енергоблоку № 2 Балаковської АЕС (РФ)



Перевантажувальна машина МПС-В-1000 енергоблоку № 1 Волгодонської АЕС (РФ)



Керування процесом завантаження ТВЗ у реактор ВВЕР-1000 енергоблоку № 4 Ростовської АЕС (РФ)

стержня, фіксуєної втулки, що підтискається пружинами, та обмежувача кута повороту, запресованого у стержень.

Зачеплення робочих елементів здійснюється головкою захоплювача шляхом опускання і повороту захоплювача зі штангою при нерухомому робочому елементі на кут 90° за годинникової стрілкою, а розчеплення проводиться поворотом на цей же кут, але проти годинникової стрілки.

5.7. Полярний кран

Кран мостовий електричний кругової дії (полярний) (рис. 5.52) встановлюється під куполом гермооболонки реакторного відділення АЕС.

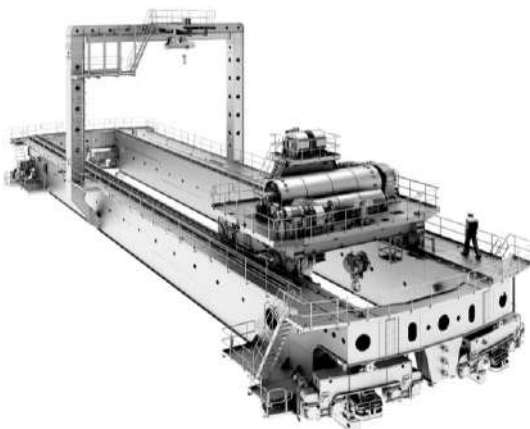


Рис. 5.52. Кран мостовий електричний кругової дії (загальний вигляд)

Полярні крани АЕС виконують такі технологічні операції:

- підіймно-транспортні та будівельно-монтажні операції у період будівництва АЕС – операції зі складування обладнання (частин реактора, корпусів парогенераторів, компенсатора тиску, головних циркуляційних трубопроводів, ГЦНів тощо), та встановлення їх на проектне місце;
- транспортно-технологічні та ремонтні операції щодо обслуговування ядерного реактора, у період експлуатації АЕС з вантажами, включаючи радіаційно-небезпечні вантажі, операції із завантаження ядерного палива у контейнер, вивантаження ВЯП у транспортний коридор;
- під час виведення енергоблоку з експлуатації – підіймно-транспортні операції з демонтажу технологічного устаткування герметичної зони реакторного відділення.

У період монтажу технологічного обладнання керування полярним краном здійснюється з трьох тимчасових пультів. У процесі експлуатації енергоблоку керування краном здійснюється з приміщення, розташованого за межами реакторного відділення. Шафи системи керування полярним краном з пускорегулювальною апаратурою також встановлені в окремому приміщенні поза гермооболонкою. Усі механізми крана, які мають кінцеві вимикачі, за винятком механізму пересування, дублюються.

Полярні крани відносяться до вищого класу безпеки обладнання для АЕС. Точність наведення вантажу таким краном становить ± 7 мм. Розрахункове навантаження на гаки і елементи цих кранів, які беруть участь в утриманні вантажу (канати, редуктори, гальма), збільшується на 25 % від паспортного.

Полярний кран складається з таких основних частин:

- міст (балка) з порталом для пересування електричного таля;
- механізм пересування крана;
- 1 або 2 візки (головний і допоміжний) вантажопідйомністю до 370 і 160 тонн відповідно, механізми допоміжного підйому від 32 тонн до 2х70 тонн;
- талі електричні вантажопідйомністю до 10 тонн кожен;
- комплект електрообладнання та кабельної продукції;
- гнучкий струмопровід до крана і майданчик обслуговування струмоподавача з встановленою на ньому з'єднувальною шафою.

Кран мостовий встановлюється на підкранові рейки, прокладені у формі кола на внутрішній стіні гермооболонки, та здійснює такі робочі рухи:

- пересування по колу;
- пересування візка вздовж моста крана;
- підйом і опускання головної,



Полярний кран енергоблоку № 1
Запорізької АЕС (Україна)



Виготовлення моста (балки) полярного крана на майданчику механоскладального цеху № 5 АО "Тяжмаш" (м. Сизрань, РФ)



Виготовлення візка полярного крана на майданчику механоскладального цеху № 5 АО "Тяжмаш" (м. Сизрань, РФ)

- допоміжної підвіски і підвіски талія;
- обертання вилки головного підйому навколо вертикальної осі до 370° ;
- висування осі вилки;
- вирівнювання головної підвіски.

Полярні крани живляться від зовнішньої електричної мережі 380 В частотою 50 Гц.

Крани обладнують такими системами безпеки:

- обмежувачами висоти підймання (опускання) вантажу;
- обмежувачами пересування візка і крана;
- пружними буферами крана і візка;
- блокувальним вимикачем дверей kabіни і виходів на міст;
- пристроями для автоматичного зняття напруги;
- максимальним струмовим захистом;
- реле контролю обриву фаз;
- звуковим сигналом.

Існують різні моделі полярних кранів з різними характеристиками (вантажопідйомністю і прольотом), які випускають різні заводи виробники:

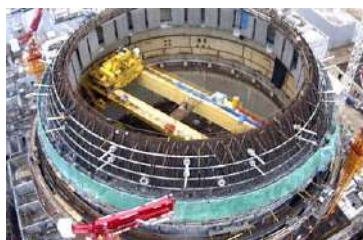
- для АЕС колишнього Радянського Союзу їх випускали заводи країн Ради економічної взаємодопомоги (Німеччина (завод Tagebergbau-Ausrüstungen, Krane und Förderanlagen) і заводи колишньої Югославії);
- у країнах пострадянського простору полярні крани виготовляють:
 - ПрАТ “Зуївський енергомеханічний завод” (м. Зугрес, Україна) (модель КМ 350/190/32 т);
 - ПрАТ “Укратоменергобуд” (м. Київ, Україна) (модель КМЭС-180/2X70/10-32-34/34/41,6-А5-У3);



Візок з крановим устаткуванням полярного крана енергоблоку № 1 Балаковської АЕС (РФ)



Полярний кран КМ 320+160/2x70 т енергоблоку № 1 Хмельницької АЕС (Україна)



Монтаж полярного крана вантажопідйомністю до 370 т енергоблоку № 4 Ростовської АЕС (РФ)

- ЗАО Инжиниринговая компания “АЭМ-технологии” филия “Атоммаш” (м. Волгодонськ, РФ);
- ЗАО “Сибирский завод тяжёлого машиностроения” (м. Красноярськ, РФ) (модель 320/32+5-41,5-M4 вантажопідйомністю 320 т, а також інші моделі вантажопідйомністю від 160 до 400 т і прольотами від 31 до 43 м);
- ПАО “Уралмашзавод” (м. Скатеринбург, РФ) (модель КМ 350/190/32 т);
- АО “Тяжмаш” (м. Сизрань, РФ) (модель 370+160/2x70-43-45-У1).

Останнім часом підприємства виготовили, в основному, полярні крани вагою до 600 т з номінальним зусиллям підйому 350 т і максимальним навантаженням 450 т. Крани мають запас міцності і працездатності в екстремальних умовах і здатні вистояти при землетрусі з магнітудою до 9 балів.



Відвантаження балки полярного крана для енергоблоку № 1 Білоруської АЕС з цеху № 30 АО “Тяжмаш” (м. Сизрань, РФ). Вага балки – 84 т, габаритні розміри – 42,0 x 2,24 x 3,3 м

Модель “Кран реакторный КМЭС-180/2x70/10-32-34/34/41,6-А5-У3” (скорочено КМ 180/2x70 т) (рис. 5.53) виконана у кліматичному виконанні “У” (третьої категорії розміщення) і призначена для режиму роботи А3 (аналог ISO 4301-3:1993) в зоні робочих температур від -20 до $+40$ °С. Модель забезпечує точне наведення вилки вантажозахоплюючого органа вантажопідйомністю 180 т з точністю наведення у будь-яку задану точку робочої зони не більше ± 5 мм. Технічна характеристика крана наведена у табл. 5.9.

Кран призначений для виконання транспортно-технологічних операцій, аналогічних операціям, які виконуються кранами кругової дії у реакторних відділеннях уніфікованих АЕС з реакторами ВВЕР-1000.

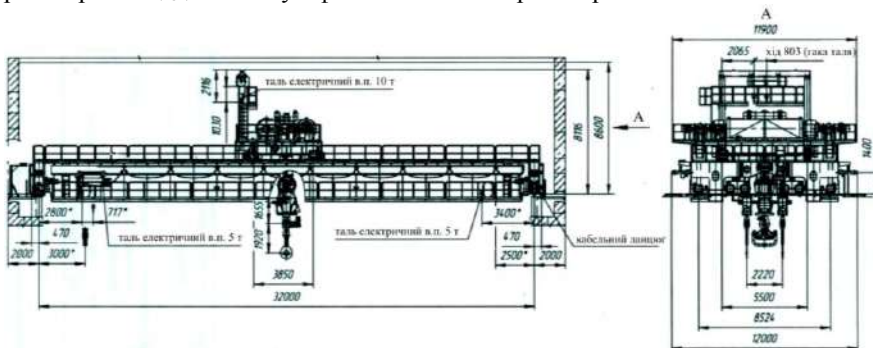


Рис. 5.53. Модель крана полярного КМ 180/2x70 т

Технічна характеристика крана полярного КМ 180/2х70 т

Параметри	Значення
Вантажопідйомність, т	
– головного підйому	180
– допоміжного підйому	2х70
– стаціонарного електроталю	10
– рухомого талю (дві одиниці)	5
Висота підйому, м	
– головного і допоміжного підйому	34,1
– стаціонарного електроталю	41,6
– допоміжного візка	39,0
Швидкість, м/хв	
– головного і допоміжного підйому	2,55-0,13
– стаціонарного електроталю	8
– рухомого електроталю	8
– пересування крана	19,4-0,97
– пересування візка	5,57-0,28
– висування осі вилки	0,21
Сумарна потужність електродвигунів, кВт	268
Тиск на колесо візка (крана), кН	800 (785)
Тип управління	з пульта
Система струмопідведення візка і крана	кабельний ланцюг
Проліт, м	32
Маса, тонн	259

Кран мостовий електричний кругової дії (полярний) КМ 350/190/32 т (рис. 5.54) встановлюється під оболонкою реакторного відділення енергоблоку АЕС і використовується у період експлуатації АЕС з вантажами, в тому числі радіаційно-небезпечними, та під час будівельно-монтажних робіт.

Цей кран обладнаний обмежувачами висоти підйому і опускання вантажу, обмежувачами механізмів пересування крана і візка, пружними буферами крана і візка, блокувальним вимикачем дверей kabіни (тамбура) і виходів на міст крана, пристроями для автоматичного зняття напруги з крана, максимальним струмовим захистом, реле контролю обриву фаз, звуковим сигналом. Технічна характеристика крана наведена у табл. 5.10.



Підйом з наступним встановленням балки вагою 110 т полярного крана енергоблоку № 4 Ростовської АЕС (РФ)

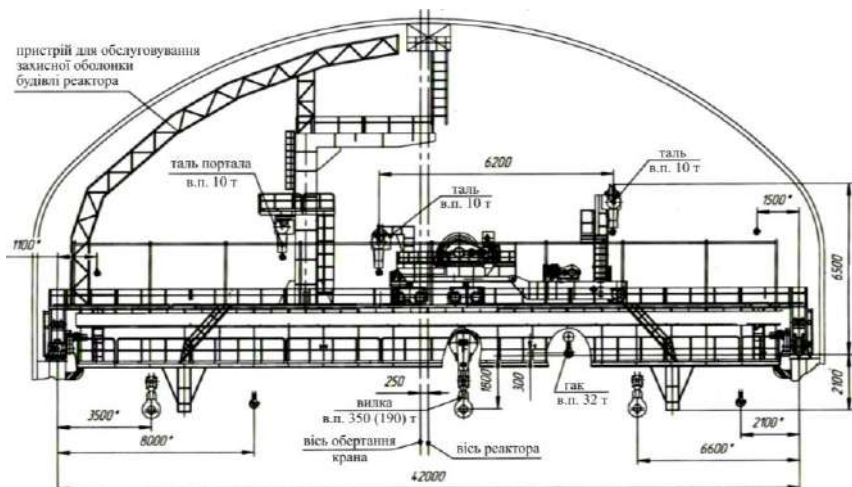


Рис. 5.54. Кран полярний КМ 350/190/32 т

Таблиця 5.10

Технічна характеристика крана полярного КМ 350/190/32 т

Параметри	Значення
Вантажопідйомність, т	
– на вилці під час монтажу	350
– на вилці під час експлуатації	190
– допоміжного підйому	32
– талів	10
Висота підйому, м	
– вилки	22
– вилки з гаком і допоміжного підйому	21
– талів	20
– талія порталу візка	43
Швидкість, м/хв	
– головного підймання (опускання)	1 (0,1)
– допоміжного підймання (опускання)	7 (0,7)
– пересування крана і візка	17
– талія порталу	8
– висування осі вилки	0,2
Швидкість повороту вилки головного підйому, об./хв	0,83
Кут повороту, град.	
– крана в одному напрямку	370
– вилки з гаком	± 135

продовження таблиці 5.10

Параметри	Значення
Сумарна потужність електродвигунів, кВт	275
Максимальний тиск колеса на підкранову рейку під час монтажу (експлуатації), кН	900 (660)
Кількість коліс:	
– крана	16
– головного візка	8
– причіпного візка	2
Проліт, м	42
Маса, тонн	400

Останнім часом для полярних кранів АЕС розроблені кабіни машиністів (габаритні розміри 2500 x 2000 x 2200 мм) зі спеціальним лакофарбовим покриттям, що витримує дію розчинів для дезактивації при температурах до 90 °С.



Полярний кран вантажопідіймальною до 360 т енергоблоку № 2 Нововоронезької АЕС-2 (РФ)

5.8. Основний і резервний шлюзи гермооболонки

Шлюз основний призначений для підтримання герметичності оболонки реакторного відділення. Він розташований на позначці + 36,90 і є основним входом обслуговуючого персоналу всередину гермооболонки – у центральний зал реакторного відділення.

Шлюз основний є герметичним. Ним користуються як під час будівництва, так і під час експлуатації енергоблоку, під час проведення робіт з ремонту технологічного обладнання. Для аварійного виходу обслуговуючого персоналу передбачений ще один герметичний шлюз на позначці + 19,00 – резервний. Обидва шлюзи (основний і резервний) також забезпечують герметичність реакторного відділення енергоблоку під час його експлуатації.

Шлюзи для персоналу (основний і резервний) – це важливі елементи системи герметичного огороження АЕС (локалізуючої системи безпеки). Через шлюз основний обслуговуючий персонал енергоблоку проходить з негерметичної зони у герметичну і назад. Крім того, шлюз основний служить для транспортування малогабаритних вантажів зі збереженням

проектної герметичності при нормальних умовах експлуатації і в аварійних ситуаціях.

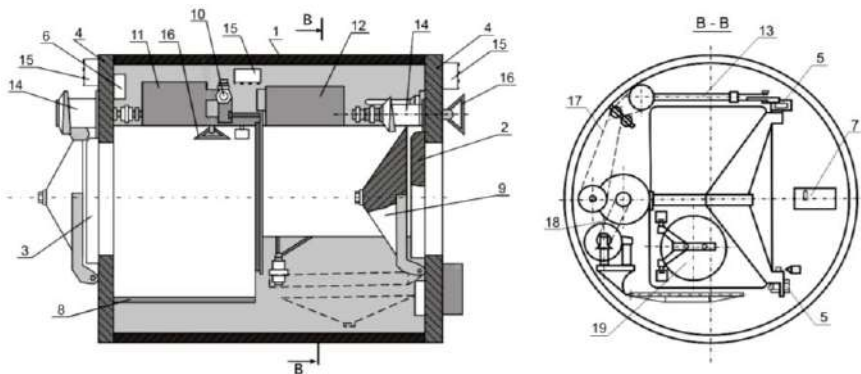
Монтаж основного шлюзу є одним з етапів підготовки енергоблоку до перевірки гермооболонки надлишковим тиском повітря на герметичність і міцність. Ця операція дає змогу виявити та виправити (якщо це можливо) приховані дефекти монтажу і є важливим заходом у забезпеченні екологічної безпеки для прилеглої до АЕС території.

Шлюз основний для захисних оболонок енергоблоків з реакторами ВВЕР-1000 складається з таких основних частин: корпус, герметичні двері, проходки валів ручного управління дверима, гумові прокладки.

Загальний вигляд шлюзу основного гермооболонки наведено на рис. 5.55, а його характеристика – у табл. 5.11.



Монтаж шлюзу основного вагою понад 22 тонни енергоблоку № 1 Ленінградської АЕС-2 (РФ)



вигляд внутрішніх дверей (в бік оббудови реакторного відділення) зсередини основного шлюзу

Рис. 5.55. Шлюз основний гермооболонки:

- 1 – циліндричний корпус; 2, 19 – внутрішні двері; 3 – зовнішні двері;
- 4 – кришка; 5 – шарніри; 6 – клапан; 7 – механізм запобіжної циркуляції повітря; 8 – настил підлоги; 9 – рухомий майданчик;
- 10 – електродвигун привода; 11 – механізм зовнішніх дверей;
- 12 – механізм внутрішніх дверей; 13 – важільна система;
- 14 – механізм герметизації; 15 – пункт керування; 16 – важіль;
- 17, 18 – ланцюгові передачі

Технічна характеристика шлюзу основного

Параметри	Значення
Час повного циклу шлюзування (розрахунковий), хв	8
Вантажопідйомність підлоги шлюзу, т	3
Габарити експлуатаційного дверного отвору, мм	
– ширина	1200
– висота	2000
Тип привода:	
– основний	електричний
– аварійний (дублюючий)	ручний
Кількість людей, що одночасно можуть шлюзуватися	4

Вхід у гермооб'єм (шлюзування) здійснюється таким чином (рис. 5.55):

- На пункті управління 15 слід натиснути кнопку “вхід у шлюз”. При цьому включиться електродвигун привода 10, що обертає механізм внутрішніх дверей 12 і передає зусилля на механізм герметизації 14, який проводить розгерметизацію внутрішніх дверей 2. Одночасно з розгерметизацією відбувається відкриття клапана 6, що розташований з боку “чистої” зони. Потім система важеля 13 відкриває внутрішні двері 2.
- При відкриванні внутрішніх дверей рухомий майданчик підіймається 9 до рівня настилу підлоги 8, а поріг опускається. Конструкція підлоги дає змогу перевозити візок з вантажем вагою до 3 тонни. Давачі ваги спрацьовують на зупинку або видають заборону на відкриття дверей 2, якщо на майданчику виявиться вантаж вагою більшою на 200 кг і більше від номінальної.
- Всередині шлюзу на пульті керування 15 необхідно натиснути кнопку “вихід з шлюзу” у сторонню гермозону. Система важеля 13 закриває внутрішні двері 2, а механізм герметизації 14 загерметизує їх. Одночасно з герметизацією



Внутрішній вигляд та компонування обладнання шлюзу основного



Шлюз основний гермооболонки енергоблоку № 1 Балаковської АЕС (РФ)

- внутрішніх дверей 2 закривається клапан 6.
- При закриванні дверей 2 відбудеться опускання рухомого майданчика 9 і підйом порога настилу 8. Потім механізм герметизації 14 розгерметизує її і відкриває потрібні двері 3, одночасно відкривається клапан 6, що розташований з боку гермозони.
 - На пульті управління 15 у гермозоні слід натиснути кнопку “двері закриті”. Закриються зовнішні двері 3 і загерметизуються. Одночасно закривається клапан 6 з боку гермозони. Шлюзування з гермозони у “чисту” зону виконується у зворотному порядку.

Конструкція шлюзу допускає також вхід у шлюз і вихід зі шлюзу через одні і ті ж двері. При знеструмленні або виходу з ладу електропривода можливий аварійний (дублюючий) режим роботи шлюзу від ручних маховиків. Послідовність процесу шлюзування в аварійному режимі є аналогічною процесу шлюзування в основному режимі. Маховик необхідно ввести у зачеплення включенням “на себе” і обертати його у напрямку стрілки покажчика положення.

Недоліком цього шлюзу є те, що гумові прокладки 6,3x14, які використовуються з боку приміщення реактора, є працездатними лише до температури 130 °С. Оскільки у конструкції шлюзу з боку приміщення реактора не передбачені будь-які додаткові аварійні ущільнювачі дверей і проходки вала ручного керування дверима, то при механічному або термічному руйнуванні гумових прокладок, що є можливим під час аварій, надійність цього шлюзу як елемента біологічного захисту знижується на 50 %, а при подальшому розвитку аварії і руйнуванні гумових прокладок з боку чистого приміщення відбувається повна розгерметизація шлюзу і радіаційне забруднення навколишнього середовища.

Шлюз герметичний аварійний (рис. 5.56) призначений для збереження герметичності оболонки реакторного відділення при переході через нього об-



Монтаж шлюзу основного гермооболонки енергоблоку № 4 Ростовської АЕС (РФ)



Шлюз основний гермооболонки енергоблоку № 1 Запорізької АЕС (Україна)

слуговуючого персоналу в аварійних ситуаціях на енергоблоці. Шлюз встановлений на позначці + 19,34 в осях II-III реакторного відділення і має такі основні експлуатаційні характеристики (табл. 5.12).

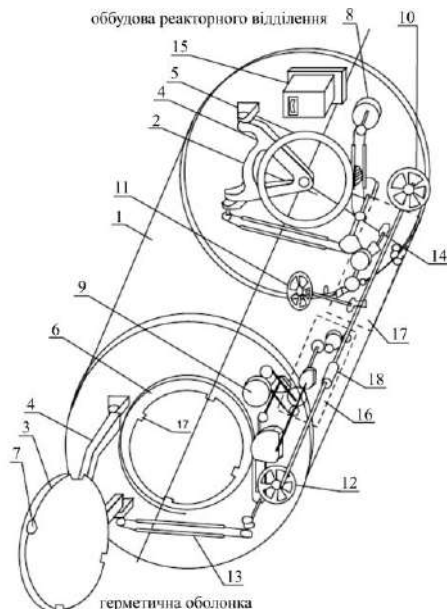


Рис. 5.56. Шлюз аварійний гермооболонки:

1 – циліндричний корпус; 2 – внутрішні двері; 3 – зовнішні двері;
 4 – петлі; 5 – ручний важіль; 6 – рухоме кільце; 7 – клинові пази;
 8, 9 – клапани; 10, 12 – важелі; 11 – важіль управління; 13 – привод відкриття дверей; 14 – кульова опора; 15 – механізм запобіжної циркуляції повітря; 16, 17 – редуктори; 18 – розподільний механізм

Таблиця 5.12

Технічна характеристика шлюзу аварійного

Параметри	Значення
Час шлюзування, с	60
Діаметр внутрішніх дверей, м	1,0
Діаметр зовнішніх дверей, м	1,2
Кількість людей, що одночасно можуть шлюзуватися	4

Двері шлюзу аварійного складаються з полотна, в якому прорізани клинові пази 7 для герметизації дверей, петлі 4 з двома шарнірами. Двері встановлюються на бічній поверхні шлюзу: зовнішні двері 3 з боку

гермооболонки зовні шлюзу, а внутрішні двері 2 з боку чистої зони всередині шлюза. Вісь нижнього шарніра з'єднана з приводом відкривання дверей 13. Полотно дверей з'єднується з петлею через кульову опору, яка дає змогу встановлюватися полотну при ущільненні дверей.

Клапани 8 і 9 призначені для вирівнювання тиску всередині і зовні кожних дверей. Клапани складаються з масивного корпусу з кришкою, що виконують додаткову роль біологічного захисту, всередині яких розташований запірний механізм.

Важіль управління 11 пов'язаний з обома блоками управління дверима таким чином, що управління відкриттям одних дверей одним із блоків може бути тільки тоді, коли інший блок здійснив блокування других дверей в їх закритому положенні, і навпаки.

Шлюз аварійний складається з таких складових вузлів: корпусу; зовнішніх та внутрішніх дверей; пристрою, що закриває вхідні двері; пристрою, що закриває внутрішні двері; механізму примусової циркуляції повітря; привода для відкривання зовнішніх і внутрішніх дверей та впливу на урівнювальні клапани з маховиками; клапанів урівнювальних; проходки герметичної вала маховика; рами; настилу; механізму розподільного з редукторами покажчика положення.

Зовнішні і внутрішні двері шлюзу ідентичні за конструкцією і призначені для герметизації вхідних отворів та виконують роль біологічного захисту обслуговуючого персоналу енергоблоку.

Замикаючі пристрої зовнішніх дверей призначені для закривання і герметизації зовнішніх дверей вхідного отвору шлюзу з боку гермооболонки.

Запірний пристрій внутрішніх дверей призначений для закривання внутрішніх дверей і герметизації вхідного отвору шлюзу з боку "чистої" зони і розташований на бічній внутрішньої поверхні шлюзу.

Запірний пристрій внутрішніх дверей відрізняється від запирного пристрою зовнішніх дверей відсутністю герметичної проходки. Механізм запобіжної циркуляції повітря 15 встановлений з боку "чистої" зони і служить для подачі чистого повітря у внутрішню порожнину шлюзу і складається з нагнітальної камери, розташованої з боку "чистої" зони, витяжної камери, аварійних клапанів, заблокованих з механізмом ручного управління.

Аварійні ситуації при роботі шлюзу аварійного можливі, наприклад, при виході з ладу механізму розподілу рухів і перебуванні обслуговуючого персоналу в цей момент всередині шлюзу.



Шлюз аварійний гермооболонки енергоблоку № 5 Запорізької АЕС (Україна)

Подача чистого повітря у внутрішню порожнину шлюза здійснюється таким чином: при повороті важеля управління 11 переміщуються клапани, відкриваються отвори і забезпечується вільний прохід повітря; одночасно замикається кінцевий вимикач, від якого йде сигнал на увімкнення нагнітання повітря.

Приводи відкривання зовнішніх і внутрішніх дверей призначені для відкривання і закривання дверей та складаються з редукторів і двох ланцюгових передач з натяжним пристроєм.

Проте цей шлюз не забезпечує надійного ущільнення дотичних поверхонь дверей і корпусу. Це пояснюється тим, що двері закріплені на петлях корпусу і не мають можливості додаткового руху для самовстановлення.

5.9. Транспортний шлюз гермооболонки

Шлюз транспортний є елементом системи герметичного огородження, що входить до складу локалізуючої системи безпеки АЕС.

Шлюз використовується для виконання таких функцій:

- збереження проектної герметичності гермооболонки при нормальних умовах її експлуатації і в аварійних ситуаціях;
- захист від зовнішніх впливів навколишнього середовища систем і елементів енергоблоку, відмова яких може призвести до викиду радіоактивних речовин у довкілля;
- забезпечення транспортування через шлюз зі збереженням герметичності системи гермооболонки різних вантажів: свіжого ядерного палива у чохлах; ВЯП у контейнерах; радіоактивних відходів у контейнерах; транспортно-го та технологічного обладнання, в тому числі парогенераторів.

Транспортний шлюз (рис. 5.57) являє собою 14-метрову циліндричну камеру діаметром понад 9 м і загальною масою близько 230 тонн, що герметично запирається з двох сторін полотнами воріт. Ці ворота відкриваються по черзі, забезпечуючи герметичність під час пе-



Шлюз транспортний гермооболонки енергоблоку № 7 Нововоронезької АЕС (РФ)



Внутрішній вигляд шлюза транспортного гермооболонки енергоблоку № 7 Нововоронезької АЕС (РФ)

рeмiщення вантажiв мiж зонами АЕС. Всерединi камери розташованi механiзми перемiщення ворiт, рейковий шлях для вантажної платформи i системи запирання та герметизацiї камери шлюзу. Загальна вага шлюзу з усiм додатковим обладнання становить близько 350 тонн. Пiд час проведення ПЗР i замiни ядерного палива на АЕС робота транспортного шлюзу захищає вiд радиоактивного впливу обслуговуючий персонал станцiї та навколишнє середовище.

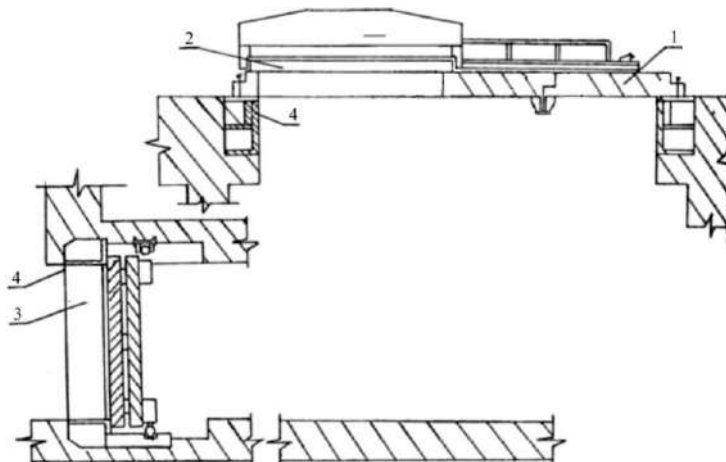


Рис. 5.57. *Схема транспортного шлюзу:*

*1 – полотно монтажного люка; 2 – полотно експлуатацiйного люка;
3 – полотно герметичних ворiт; 4 – закладна деталь*

Люк герметичний транспортного шлюзу складається з двох частин – експлуатацiйного i монтажного люкiв, що розташованi над транспортним коридором на позначцi + 13,20. Ця закладна деталь вагою 100 тонн є допомiжним експлуатацiйним обладнанням реакторного вiддiлення. Експлуатацiйна частина люка служить для вивезення вiдпрацьованого i подачi свiжого палива, а також здiйснення iнших транспортних операцiй, та обладнана механiзмом для вiдкриття-закриття (табл. 5.13). Монтажна частина використовується тiльки у перiод монтажу i демонтажу великогабаритного обладнання АЕС.

Проектне рiшення щодо забезпечення радiацiйної безпеки для транспорт-



Виготовлення шлюзу транспортного гермооболонки для енергоблоку № 1 Нововоронезької АЕС-2 (РФ) на заводi Волгодонського фiлiалу ЗАО “АЭМ-технологии” (м. Волгодонськ, РФ). Вага корпусу – 228 т, довжина – понад 12 м, дiаметр – бiля 10 м

ної комунікації, що зв'язує гермозону реакторного відділення із зовнішнім середовищем (пристанційною територією), складається зі спеціального транспортного коридору, складовими частинами якого є послідовно встановлені транспортний люк (на позначці + 13,20) і герметичні ворота (на позначці 0,00).



Зона завантаження транспортного коридору енергоблоку № 4 Запорізької АЕС (Україна)

Таблиця 5.13

Технічна характеристика люка експлуатаційного

Параметри	Значення
Час відкривання (закривання) люка, с	180
Час герметизації (розгерметизації) люка, с	55
Отвір люка монтажного, мм:	
– ширина	5000
– довжина	11200
Отвір люка експлуатаційного, мм:	
– ширина	5000
– довжина	4800
Хід стелі люка експлуатаційного під час ущільнення, мм	50
Хід люка експлуатаційного, мм	5220

Управління роботою експлуатаційного люка здійснюється або з пульта управління (у транспортному коридорі), або з пульта управління у гермооболонці. Герметичний люк працює таким чином:

- У початковому стані експлуатаційний люк є загерметизований.
- Для відкриття люка необхідно на одному з пультів управління натиснути кнопку “відкривання” (люка), при цьому відбувається розгерметизація експлуатаційного люка, переміщення експлуатаційного люка для відкривання отвору, опускання рухомої плити люка до контакту з монтажним люком.



Місце встановлення транспортного шлюзу на позначці + 26,00 у гермооболонці енергоблоку № 1 Білоруської АЕС (Білорусь)

- Для закриття люка необхідно натиснути кнопку “закривання” (люка), при цьому відбувається підняття рухомої плити експлуатаційного люка, закривання експлуатаційного отвору люком, герметизація експлуатаційного отвору.

У випадку виникнення аварій транспортний шлюз забезпечує: утримання у гермозоні радіоактивних речовин, протипожежний захист і, за необхідності, аварійну евакуацію персоналу. Під час будівництва АЕС і зняття її з експлуатації через транспортний шлюз (без шлюзування) у будівлю енергоблоку (з будинку) подають основне технологічне обладнання: парогенератори, верхній блок реактора, головні циркуляційні насоси, трубопроводи першого контура тощо.

Контрольні питання

1. З яких основних елементів складається головний циркуляційний трубопровід?
2. Виходячи з якої умови розмір внутрішнього діаметра циркуляційних петель головного циркуляційного трубопроводу вибраний 850 мм?
3. З яких причин на серійних енергоблоках ВВЕР-1000 з РУ В-320 відмовилися від встановлення головних запірних засувок?
4. З урахуванням яких факторів здійснюється трасування трубопроводів головного циркуляційного контура?
5. Яким чином здійснюється кріплення трубопроводів головного циркуляційного контура до несучих будівельних конструкцій?
6. Яким чином здійснюється захист головного циркуляційного трубопроводу від сейсмічних впливів?
7. Якими факторами практично виключається можливість ремонту ГЦН із заходом обслуговуючого або ремонтного персоналу у приміщення (бокс), де розташований насос?
8. З яких основних вузлів і деталей складається конструктивна схема ГЦН-195М?
9. З яких основних деталей і вузлів складається виймальна частина ГЦН-195М?
10. Який пристрій служить для запобігання повертанню ротора зупиненого ГЦН зворотним ходом теплоносія (при інших працюючих ГЦН)?
11. Які матеріали використовуються для виготовлення вузлів і деталей ГЦН?
12. З якою метою при роботі РУ застосовуються системи компенсації тиску?
13. З яким розрахунком при роботі РУ вибирають параметри роботи системи компенсації тиску?

14. З яких елементів складається система компенсації об'єму теплоносія І контура?
15. З якою періодичністю перевіряється швидкодія арматури і ефективність лінії впорскування (витрата впорскування) компенсатора тиску?
16. Як у компенсаторі тиску створюється тиск?
17. Який апарат є головною складовою частиною системи компенсації тиску?
18. За якої умови вибрана загальна потужність блоків ТЕНів компенсатора тиску?
19. В чому полягає основна функція системи компенсації тиску”?
20. Якими способами регулюється рівень теплоносія у компенсаторі тиску?
21. Які технологічні параметри має пара, яку виробляють парогенератори двоконтурних АЕС з реакторами типу ВВЕР?
22. Для яких цілей на АЕС призначені парогенератори?
23. Чому норми вмісту продуктів корозії у воді І контура є досить жорсткими”?
24. З яких основних елементів складається парогенератор ПГВ-1000М?
25. В чому полягають переваги використання розрідженої компоновки теплообмінних труб парогенератора порівняно з шаховою?
26. Які основні конструкційні матеріали використовуються для виготовлення технологічного обладнання ІІ контура АЕС з реактором ВВЕР?
27. Назвіть основні забруднення живильної води парогенераторів?
28. Чому існуючі водні режими парогенераторів не можна вважати оптимальними за своїми експлуатаційними показниками?
29. В чому полягає основна причина пошкодження теплообмінних труб парогенератора?
30. Який вид корозії є одним із основних і найбільш небезпечних видів локального руйнування металів та їх сплавів?
31. Протягом якого часу, згідно з вимогами нормативних документів, ВЯП після вивантаження з реактора і до відправлення його на регенерацію має зберігатися у басейні витримки?
32. Які умови необхідно забезпечувати при зберіганні ВЯП у басейні витримки?
33. Яке основне обладнання входить до складу системи охолодження басейну витримки ВЯП?
34. Для проведення яких технологічних операцій призначений басейн перевантаження?
35. Проведення яких технологічних операцій зазвичай розуміють під терміном “перевантаження ядерного палива”?
36. Які існують способи перевантаження ядерного палива і в чому полягає їх суть?

РОЗДІЛ 6 ЯДЕРНЕ ПАЛИВО ДЛЯ ЕНЕРГОБЛОКІВ З РЕАКТОРАМИ ВВЕР-1000

6.1. Конструкція і характеристики тепловидільного елемента

Тепловидільний елемент (ТВЕЛ) ядерного реактора типу ВВЕР-1000 (рис. 6.1) являє собою трубку, що заповнена таблетками двоокису урану UO_2 і герметично ущільнена кінцевими деталями зварюванням. Трубка ТВЕЛа виготовлена з цирконію, легованого 1 % ніобію. Зовнішній діаметр трубки ТВЕЛа $9,1 \pm 0,05$ мм, її товщина $0,65 \pm 0,03$ мм, а внутрішній діаметр – $7,72^{+0,08}$ мм.

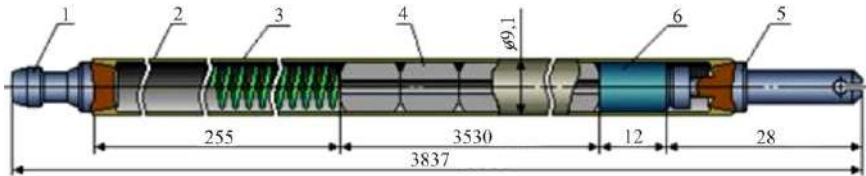


Рис. 6.1. Тепловидільний елемент:

- 1 – заглушка верхня (сплав Э110 (Э635)); 2 – цирконієва оболонка (сплав Э110 (Э635)); 3 – фіксатор (сплав ЭК-173-ИД); 4 – таблетка двоокису урану; 5 – заглушка нижня (сплав Э110 (Э635)); 6 – проставка (сплав Э635)

У цю трубку із зазором 0,19-0,32 мм на діаметр поміщені таблетки двоокису урану висотою (довжиною) 20 мм і діаметром $7,53_{-0,05}$ мм. Всередині цих таблеток є отвори діаметром 2,3 мм, а краї таблеток заокруглені фасками. Загальна довжина стовпа цих таблеток у ТВЕЛах становить 3530 мм. Всі розміри вказані для холодного стану. Довжина трубки ТВЕЛа становить 3800 мм, тому положення стовпа паливних таблеток у ТВЕЛах зафіксовано розрізними втулками з нержавіючої сталі і пружиною, які не заважають тепловим переміщенням.



Паливні таблетки на основі UO_2

Під час встановлення, приварювання і герметизації кінцевих пробок ТВЕЛа його внутрішня порожнина заповнюється гелієм до тиску 20-25 атм. Внутрішній об'єм ТВЕЛа у холодному стані 181 см^3 на 70 % заповнений таблетками палива, а 30 % становить газовий об'єм. Загальна

довжина ТВЕЛа 3837 мм, загальна вага – 2,1 кг. На його нижньому кінцевому корку є поперечний отвір для кріплення до нижньої опорної решітки тепловидільної збірки (ТВЗ).

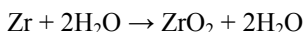
Герметичність кожного ТВЕЛа перевіряється гелієвим витокошукачем за найвищими чинними вимогами. Герметизувальні елементи ТВЕЛа (трубка і кінцеві деталі) називають оболонкою, а таблетки двоокису урану – паливним сердечником. Як матеріал для виготовлення трубок ТВЕЛів традиційно застосовується рекристалізований сплав цирконію з 1 % ніобію.

Перевага цирконію полягає у вдалому поєднанні ядерних і фізичних характеристик з механічними і корозійними властивостями. Цирконій корозійно стійкий у більшості середовищ, що застосовуються в якості теплоносіїв ядерних реакторів, і досить технологічний. Найбільшого поширення у реакторах типу ВВЕР отримав сплав цирконію з одним ваговим відсотком ніобію (сплав Н-1). Густина цього сплаву $6,55 \text{ г/см}^3$, температура плавлення – $1860 \text{ }^\circ\text{C}$.



Цирконієві трубки в цеху виготовлення ТВЕЛів ПАО «Новосибірський завод хімконцентратів» (м. Новосибірськ, РФ)

Під час дослідження властивостей сплаву Н-1 було виявлено, що температура $350 \text{ }^\circ\text{C}$ є своєрідною критичною точкою, після якої міцнісні властивості сплаву погіршуються, а пластичність зростає. Найбільш різко властивості змінюються в інтервалі температур $400\text{-}500 \text{ }^\circ\text{C}$. При температурі близько $1000 \text{ }^\circ\text{C}$ цирконій взаємодіє з водяною парою за реакцією його окиснення:



При $1200 \text{ }^\circ\text{C}$ ця реакція протікає досить швидко (протягом декількох хвилин). Внаслідок тепла реакції, яке далі розігріває оболонку до плавлення ($1860 \text{ }^\circ\text{C}$) з поверхні вглиб товщини трубки, утворюється багато водню. Таблетки двоокису урану мають високу температуру плавлення (близько $2800 \text{ }^\circ\text{C}$), не взаємодіють з водою і паром навіть при високих температурах, сумісні з матеріалом оболонки ТВЕЛа.

Двоокис урану має таку ж низьку теплопровідність, як і вогнетривкі матеріали (у 40 разів меншу ніж у сталі). Густина двоокису урану $10,4\text{-}10,8 \text{ г/см}^3$. Під час здійснення ланцюгової реакції поділу урану в об'ємі паливних таблеток тепло рівномірно виділяється з інтенсивністю до $0,45 \text{ кВт}$ на 1 см^3 (450 кВт/літр).

Одержане тепло відводиться з об'єму таблеток теплопровідністю до поверхні трубок (оболонки), що охолоджуються водою, тому найбільша температура встановлюється в середині таблеток.

При номінальній потужності палива середня температура в центрі паливних таблеток становить близько 1600°C , а на поверхні цих таблеток – близько 470°C . Максимальна температура відповідно сягає 1940 і 900°C . При роботі палива з номінальною потужністю перепад температури на газовому зазорі між таблетками і трубкою (оболонкою) в середньому становить 100 градусів, а по товщині самої трубки – 23 градуси. Температура зовнішньої поверхні трубки ТВЕЛів при цьому становить близько 350°C . Питомий тепловий потік через цю поверхню в середньому становить близько $0,6$ мВт/м², а лінійний тепловий потік – 17 кВт/метр трубки.

При номінальній потужності тиск гелію під оболонкою ТВЕЛа становить 80 - 100 атм. Паливний сердечник ТВЕЛа при цьому подовжується від нагрівання на 30 мм.

Наявність гелію під оболонкою сприяє збереженню форми ТВЕЛа під час його експлуатації і забезпечує надійну передачу тепла від паливних таблеток до оболонки. Основна вимога до оболонки полягає у забезпеченні міцності і герметичності в усьому спектрі нормальних і аварійних впливів протягом багаторічного “життєвого циклу” і радіаційну стійкість при тривалому опроміненні. Герметичність оболонок повинна зберігатися протягом усього терміну роботи ТВЕЛа і подальшого зберігання ВЯП. У процесі “життєвого циклу” оболонка ТВЕЛа піддається впливу сукупності факторів, що створюють складні умови роботи оболонки. Це корозійний і силовий вплив як з боку теплоносія, так і з боку палива, термоцикування при змінах режимів роботи реактора (пуск, зупинка, маневрування), радіаційне окрихчування при опроміненні потоком швидких нейтронів, перегріву в аварійних ситуаціях. При “розпуханні” палива, а також під впливом газоподібних і легких продуктів поділу, що виходять під оболонку, збільшуються навантаження, які діють зсередини на оболонку ТВЕЛів.

Для матеріалів оболонок першочергове значення мають радіаційне зміцнення, окрихчення, розпухання, радіаційна повзучість та корозійна стійкість. При повільному збільшенні потужності або зменшенні витрат теплоносія через реактор основним параметром, що характеризує цілісність ТВЕЛа, буде температура оболонки. Руйнування оболонки починається, коли напруження перевищують межу міцності, яка визначається залежно від температури. При визначенні максимально допустимих значень параметрів, що характеризують стан активної зони, в першу чергу повинні розглядатися оболонки ТВЕЛів, від стану яких багато в чому залежить розвиток аварійного процесу. Гранично допустимі значення параметрів встановлюються на основі експериментальних даних з поведінки оболонки і ТВЕЛів в цілому у стаціонарних і перехідних режимах.

Межі пошкодження ТВЕЛів під час нормальної експлуатації для реакторів ВВЕР є такими:

- кількість ТВЕЛів з мікрodefектами не повинна перевищувати 1 %;
- кількість ТВЕЛів з прямим контактом палива і теплоносія не повинна перевищувати 0,1 % від їх загальної кількості в активній зоні.

У складних аварійних умовах допускається перевищення проектної межі пошкодження ТВЕЛів для нормальної експлуатації. Максимальна проектна межа пошкодження ТВЕЛів для реакторів ВВЕР обумовлена обмеженням розвитку пароцирконієвої реакції:

- температура оболонки ТВЕЛів не більше 1200 °С;
- локальна глибина окислення оболонки ТВЕЛів не більше 18 % початкової товщини стінки;
- частка цирконію, що прореагував, не більше 1 % від його маси в оболонках ТВЕЛів.

У процесі експлуатації здійснюється безперервний контроль за станом оболонки ТВЕЛів, цілісність яких є найважливішою умовою безпеки. Стан оболонки оцінюється системою КГО. Для забезпечення цілісності першого основного бар'єра безпеки необхідне підтримання заданого температурного режиму роботи ТВЕЛів і запобігання механічному та корозійному впливам на оболонку, що виходять за допустимі за умовами міцності межі.

Вміст урану-235 в масі паливних таблеток, що ділиться, зменшується від 4,4 % на початку роботи до 0,8-1 % перед вивантаженням з реактора через три роки роботи. Близько 5 % уламків поділу урану є газоподібними речовинами, які збільшують тиск газів під оболонкою ТВЕЛа на 80 атм. в кінці кампанії у гарячому робочому стані. Після охолодження ядерного палива парціальний тиск цих газоподібних уламків поділу в оболонці ТВЕЛа становить близько 20 атм.

6.2. Конструкція і характеристики тепловидільної збірки

Основним призначенням ТВЗ є генерування теплової енергії та передачі її потоку теплоносія в активній зоні реактора. ТВЗ здійснює дистанціювання ТВЕЛів, формує потік теплоносія поблизу елементів, забезпечуючи необхідне охолодження. ТВЗ забезпечує механічну цілісність збірки ТВЕЛів, перешкоджає виникненню і поширенню локальної аварії, що пов'язана зі зменшенням потоку теплоносія в окремі комірки і руйнуванням частини ТВЕЛів.

В реакторах ВВЕР-1000 В-320 використовується безчохлова ТВЗ (рис. 6.2). Вона складається з пучка ТВЕЛів, головки і хвостовика.

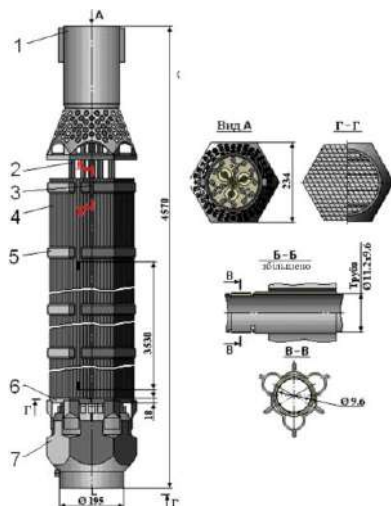


Рис. 6.2. Тепловидільна збірка реакторів ВВЕР-1000:

1 – головка; 2 – напрямний канал; 3 – труба центральна; 4 – ТВЕЛ; 5 – решітка дистанціонуюча; 6 – решітка нижня; 7 – хвостовик

ТВЗ містить 312 ТВЕЛів, 18 трубчастих (напрямних) каналів для поглинальних стержнів системи управління і захисту (ПС СУЗ), центральну трубу, 15 дистанціонуючих решіток з ободами і нижню опорну решітку. Суть конструкції пучка ТВЕЛів і всієї ТВЗ описує технологія її збірки у горизонтальному положенні:

- на монтажному складальному столі у струбцинах затискають одну опорну решітку і 15 дистанційних решіток (з 6-гранними обідками по краю ґрат) співвісно один одному (з кроком) через 220 мм;
- почергово втягують в отвори решіток центральну трубку, 18 напрямних трубок для ПС СУЗ (ці трубчасті елементи утримуються в отворах 15-ти дистанціонуючих решіток завдяки пружній деформації пружних країв отворів і тертю);
- здійснюється приварювання аргонодуговим електрозварюванням нижніх кінців напрямних трубок ПС СУЗ з плитою нижньої опорної решітки (виконується до встановлення ТВЕЛів у пучок);



Канали СУЗ з дистанціонуючими решітками на монтажньо-складальному столі цеху № 10 ПАО «Новосибірський завод хімконцентратів» (м. Новосибірськ, РФ)

- монтаж 312 ТВЕЛів у трубний пучок;
- нижні кінці ТВЕЛів закріплюються у нижній опорній решітці;
- на верхні кінці напрямних трубок ПС СУЗ та центральну трубку надягають отворами нерухому частину головки і зварюють її аргонодуговим зварюванням з трубками;
- на виступаючі кінці 18-ти трубок ПС СУЗ надягають 15 пружин і 3 гвинти. 15 пружин служать для запобігання спливанню, вібрації, компенсації технологічних допусків ТВЗ і внутрішньокорпусних пристроїв під час роботи реактора;
- на нерухому частину головки ТВЗ надягають рухому обичайку з невеликим стисканням пружин і з'єднують обидві частини головки трьома гвинтами;
- встановлюють і приварюють хвостовик ТВЗ кутниками до нижньої опорної решітки пучка ТВЗ.

У конструкції ТВЗ і ПС СУЗ використовуються такі матеріали, як сталь типу 08X18H10T і цирконієвий сплав E110. За первинною технологією з цирконієвого сплаву виготовляються лише оболонки і кінцеві деталі ТВЕЛів, центральна трубка і оболонки. Матеріал пружин – сталь 12X18H10T, матеріал оболонки поглинального елемента (ПЕЛ) – сталь 06H18H10T, інші деталі (головка, хвостовик, дистанціонуючі решітки, напрямні канали, головка ПС СУЗ) виготовлені зі сталі типу 08X18H10T.

За заводською термінологією ТВЗ разом із ПС СУЗ або зі стержнями вигоряючого поглинача (СВП) називають касетами.

Для дистанціонуючих решіток вибір нержавіючої сталі зумовлений її здатністю зберігати достатню пружність комірок для фіксації ТВЕЛів протягом проектного терміну експлуатації і забезпечувати збереження



Аргонодугове електрозварювання нижніх кінців напрямних трубок ПС СУЗ з плитою нижньої опорної решітки на ПАО “Новосибірський завод хімконцентратів” (м. Новосибірськ, РФ)



Автоматизовані стени оснащення пучка ТВЕЛів на ПАО “Новосибірський завод хімконцентратів” (м. Новосибірськ, РФ)

геометрії ТВЗ у заданих межах при проектних транспортно-технологічних операціях.

Конструкцією, яка сприймає осьові зусилля, що діють на ТВЗ, є каркас. Каркас складається з напрямних каналів, закріплених на головці і нижній решітці ТВЗ за допомогою зварювання.

Основною частиною ТВЗ є пучок ТВЕЛів, розташованих на відстані 3,65 мм один від одного (крок розміщення ТВЕЛів – 12,75 мм). Мінімально допустимий прохід для води між сусідніми ТВЕЛами становить менше 0,8 мм з умов охолодження їх оболонок. Нормальне положення ТВЗ є вертикальним. Перекладання ТВЗ у горизонтальне положення допускається у спеціальних контейнерах з щільним приляганням пучка до м'якої підкладки.

Головка ТВЗ забезпечує взаємодію касети з плитою БЗТ реактора і являє собою конструкцію, до складу якої входять обичайка верхня, обичайка нижня, шток, 3 болти, 16 пружин і шайба (рис. 6.3).



Хвостовик і головка ТВЗ

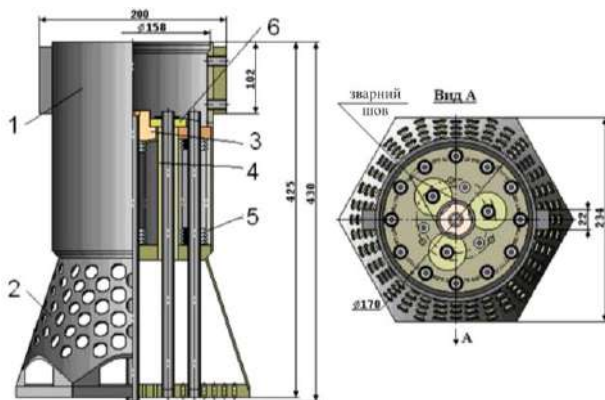


Рис. 6.3. Головка ТВЗ:

- 1 – обичайка верхня; 2 – обичайка нижня; 3 – шток;
4 – болт (3 од.); 5 – пружина (16 од.); 6 – шайба

Верхня обичайка представляє собою трубу, на зовнішній поверхні якої є два ребра, а внутрішній об'єм розділений плитою на дві порожнини. Одна порожнина призначена для розміщення головки ПС СУЗ або пучка СВП, в іншій розташовані пружини.

Плита має отвори для проходу втулки штока, труб нижньої обичайки, болтів і служить упором для пружин і втулки штока.

Труба забезпечує взаємодію головки касети з гніздом у плиті БЗТ, а за допомогою ребер здійснюється взаємодія касети з транспортно-технологічним обладнанням та орієнтація її у реакторі.

Нижня обичайка представляє собою порожнистий зрізаний конус з плитами в обох основах, через які проходять труби. Конус і плита у нижній основі мають отвори для протікання теплоносія і служать для захисту ТВЕЛів від механічних пошкоджень під час перевантажень касет в активній зоні реактора, а також для стабілізації потоку теплоносія на виході з касети. Плита у верхній основі конуса має різьбові отвори для болтів і служить опором для пружин. Труби закріплені зварюванням у нижній основі конуса і використовуються як напрямні для пружин, а також як сполучні елементи головки з каналами.

Шток являє собою зварну конструкцію з втулки і труби. Втулка служить упором для пружини і сприймає навантаження від удару ПС СУЗ зі штангою привода під час спрацювання аварійного захисту реактора. Труба є напрямною для пружини і для давача вимірювання енерговиділення при його встановленні у центральну трубу касети. Болти з'єднують частини головки в єдину конструкцію.

Пружини виконують такі функції:

- забезпечують необхідне зусилля для утримання касет від спливання в активній зоні реактора;
- компенсують допуски і різниці температурних розширень елементів касети та внутрішньокорпусних пристроїв реактора;
- компенсують динамічні навантаження на касету в аварійних ситуаціях розущільнення I контура реактора;
- компенсують динамічні навантаження на ПС СУЗ у випадку спрацювання аварійного захисту реактора.

Шайба призначена для зупинки болтів. Головка кріпиться до каналів зварюванням і утворює з ними нероз'ємне з'єднання.

Канал напрямний ТВЗ є несучим елементом конструкції касети і складається з труби і наконечника (рис. 6.4).



Верхня частина ТВЗ з головою

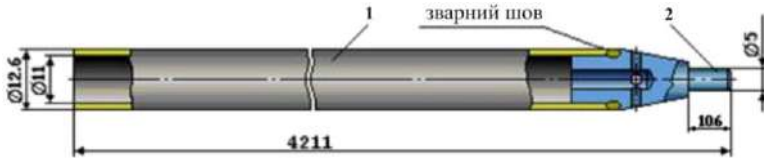


Рис. 6.4. Канал напрямний ТВЗ:

1 – труба; 2 – наконечник

Труба забезпечує умови для проходження ПС СУЗ і пучка СВП всередині пучка ТВЕЛів. Наконечник має виступ, яким канал кріпиться зварюванням у нижній решітці і калібровані отвори для протікання теплоносія. Це дає можливість:

- організувати надійне охолодження ПС СУЗ і пучка СВП;
- забезпечити прийнятну швидкість і час падіння ПС СУЗ у випадку спрацювання аварійного захисту реактора;
- виключити потрапляння у канал разом з теплоносієм сторонніх частинок, які можуть перешкодити падінню ПС СУЗ.



Направляючі канали ТВЗ

Центральна труба ТВЗ (рис. 6.5) використовується в якості каналу для розміщення в активній зоні реактора датчиків вимірювання енерговиділення.

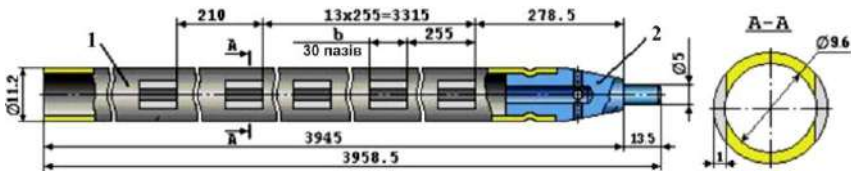


Рис. 6.5. Центральна труба ТВЗ:

1 – труба (сталь 08X18H10T); 2 – наконечник (сталь 08X18H10T)
($b = 13$ мм (14 пази), $b = 19$ мм (16 пази))

Центральна труба складається з наконечника, за вальцьованого в трубу.

Наконечник призначений для кріплення центральної труби до нижньої решітки і має калібровані отвори для протікання теплоносія.

Труба має пази для фіксації положення дистанціонуючих решіток.

Дистанціонуюча решітка ТВЗ (рис. 6.6) служить для забезпечення заданого розташування ТВЕЛів у касеті і являє собою зварну конструкцію з обідка, комірок і центральної втулки.

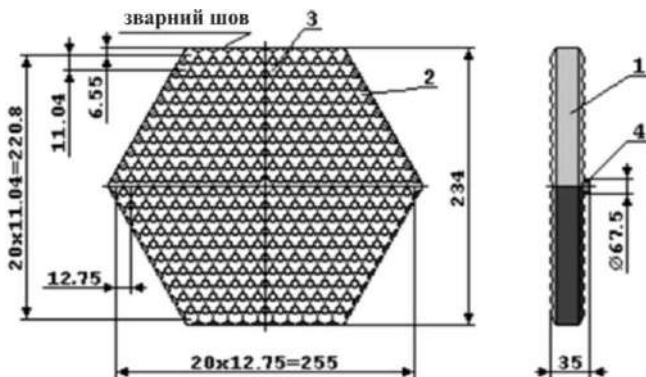


Рис. 6.6. Дистанціонуюча решітка ТВЗ:

1 – обідок; 2 – комірка типу 1; 3 – комірка типу 2; 4 – втулка

Обідок має зубчасті краї, що загнуті у простір між ТВЕЛами, і виконує такі технологічні функції:

- надає дистанціонуючій решітці додаткову жорсткість і зберігає її форму;
- захищає ТВЕЛІ від механічних пошкоджень під час транспортно-технологічних операцій з касетою;
- забезпечує дистанціювання сусідніх касет в активній зоні реактора.

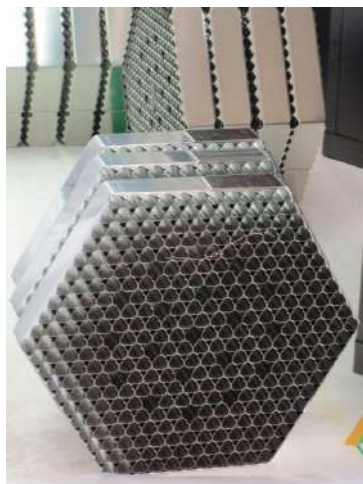
Конструкція комірок та їх розташування у решітці забезпечує надійне дистанціювання ТВЕЛів і напрямних каналів протягом усього терміну експлуатації касети.

Втулка використовується для закріплення дистанціонуючої решітки на центральній трубі.

Нижня решітка ТВЗ (рис. 6.7) служить опорою для ТВЕЛів, а також виконує функції фільтра і стабілізатора потоку теплоносія на вході у касету.

Нижня решітка складається власне з решітки і 6-ти кутників, що приєднані у кутах до її бічних граней за допомогою зварювання.

Решітка являє собою перфоровану плиту з пазами для протікання теплоносія і отворами для кріплення каналів, центральної труби і ТВЕЛів. Кутники служать для з'єднання нижньої решітки з хвостовиком.



Дистанціонуючі решітки для ТВЗ, що виготовлені на ПАО «Новосибірський завод хімконцентратів» (м. Новосибірськ, РФ)

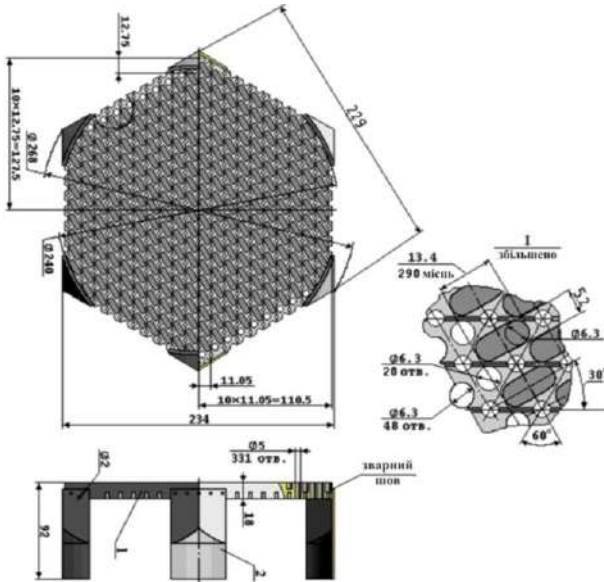


Рис. 6.7. Нижня решітка ТВЗ:
1 – решітка; 2 – кутник

Хвостовик ТВЗ (рис. 6.8) забезпечує взаємодію касети з опорним стаканом у днищі шахти реактора і складається з корпусу, системи ребер, що з'єднані між собою і корпусом за допомогою зварювання, а також фіксатора.

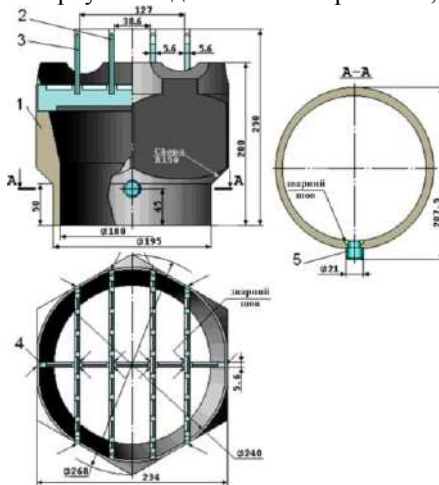


Рис. 6.8. Хвостовик ТВЗ:
1 – корпус; 2-4 – ребро; 5 – фіксатор

Корпус має всередині порожнину, через яку підводиться теплоносії, а зовні – сферу, що переходить у циліндр. Сферою хвостовик спирається на конічну частину опорного стакана, а циліндром взаємодіє з його циліндром, утримуючи касету у вертикальному положенні в активній зоні реактора.

Ребра служать опорою для нижньої решітки. Фіксатор хвостовика призначений для орієнтації касети у реакторі.

Маса ТВЗ 756 кг, а об'єм її конструкцій – 80 літрів.

Габаритні розміри ТВЗ:

- довжина – 4570 ± 1 мм;
- розмір пучка між протилежними гранями (“під ключ”) по зовнішній поверхні ободів – 234 мм;
- габаритний об'єм – 170 літрів;
- діаметр посадкової частини хвостовика 195 мм з висотою посадкової частини – 50 мм;
- зовнішній діаметр рухомої частини головки ТВЗ 185 мм.



Хвостовик ТВЗ

Максимально можливе переміщення рухомої частини головки ТВЗ (стиснення) становить 22 мм, а зусилля стиснення пружин в середньому положенні рухомої частини головки становить близько 800 кг. Допустиме зусилля на стиск ТВЗ згори – 1000 кг за умовою втрати стійкості напрямних трубок ПС СУЗ, які є несучим (силовим) елементом ТВЗ. Для “підриву” ТВЗ перед її витягуванням після тривалої роботи в активній зоні реактора допустиме зусилля становить 4000 кг.

За умовами міцності обідків дистанціонуючих решіток (вони виготовлені зі сталевого листа) максимально допустиме зусилля тертя ТВЗ об сусідні конструкції становить 100 кг. Зусилля тертя визначається за зміною показів масовимірювальної системи перевантажувальної машини (при опусканні ТВЗ у реактор покази “ваги” зменшуються, а при вивантаженні з реактора – збільшуються).

Для правильної орієнтації ТВЗ у реакторі на її хвостовику збоку є фіксуєчий штир, який входить у паз опорної труби. При неправильній орієнтації ТВЗ її хвостовик не доходить на 35 мм до нижнього положення, на цю величину буде виступати і головка ТВЗ. На рухомій частині головки ТВЗ зовні на відстані 10 мм від верхнього краю у 4-х місцях по колу нанесене маркування ТВЗ (тип і заводський номер).

Природна радіоактивність однієї свіжої ТВЗ становить 0,5 кюрі, а γ -випромінювання на поверхні – близько 0,2 бер/год. Три ТВЗ зі збагаченням палива 4,4 % за ^{235}U (без органів регулювання СУЗ або СВП) у чистій воді при компактному розташуванні створюють мінімальну критичну масу.

Розташування ТВЗ із зазором одна від одної зменшує коефіцієнт розмноження палива, а при відстані 0,4 м і більше між гранями ТВЗ навіть при заливанні збірок чистою водою не створюється критичної маси з будь-якого великого числа ТВЗ. У конструкції транспортних контейнерів для перевезення свіжих ТВЗ забезпечується ця відстань між ТВЗ при будь-якому складуванні контейнерів.

У басейні витримки ТВЗ на території АЕС крок розташування збірок становить 0,4 м (відстань між сусідніми ТВЗ 166 мм). Це розташування навіть у чистій воді (без борної кислоти) не може створити умов для протікання ланцюгової реакції у відпрацьованих ТВЗ. Кількість свіжих ТВЗ у басейні обмежена. Це обмеження залежить від збагачення ТВЗ і умов встановлення.

Теплогідравлічні характеристики однієї ТВЗ:

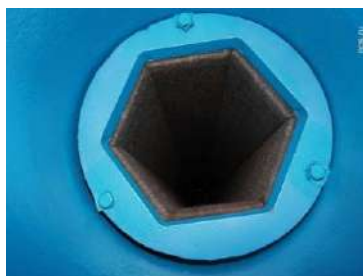
- середня номінальна потужність 18,4 МВт;
- максимально допустима потужність 27 МВт;
- середнє підігрівання води у касеті 33 °С;
- номінальна витрата води 515 ± 50 м³/год (при параметрах виходу);
- середня номінальна швидкість води між ТВЕЛами 5,6 м/с;
- гідравлічний опір ТВЗ при номінальних умовах 2 кг/см², а активної зони 1,7 кг/см²;
- гідравлічна сила виштовхування ТВЗ в номінальних умовах 450 кг.

Ця ТВЗ має кілька варіантів виконання, що відрізняються між собою схемою розташування ТВЕЛів у поперечному перерізі касети, ступенем збагачення палива за ²³⁵U та іншими конструкційними особливостями. У складі ТВЕЛів ТВЗ для реакторів ВВЕР-1000 може бути до 27 ТВЕЛів із СВП (ТВЕЛи з рівномірно інтегрованим оксидом гадолінію, що використовується в якості вигоряючого поглинача у паливі з діоксиду збагаченого урану).

Основні конструкційні особливості російських конструкцій ТВЗ пов'язані, перш за все, з формою її поперечного перерізу. На відміну від світових аналогів, що базуються на прямокутній формі, ТВЗ для реакторів ВВЕР-1000 має гексагональний (шестигранний) переріз. За інших рівних



Транспортний пакувальний контейнер (рос. ТУК), у якому чотири ТВЗ відправляють на АЕС



Внутрішня порожнина ТУК для перевезення ТВЗ, що покрита повстяною тканиною

умов гексагональна форма ТВЗ забезпечує більш високу однорідність поля розташування ТВЕЛів і гарантує збереження ТВЗ під час транспортно-технологічних операцій при її виготовленні і експлуатації на території АЕС.

ТВСА: ТВЗ альтернативної конструкції з жорстким каркасом, що формується шістьма кутниками і дистанціонуючими решітками. Головною метою є збільшення глибини вигорання палива, підвищення експлуатаційної надійності і підсилення згинальної жорсткості ТВЗ. Модернізація ТВЗ дала змогу продовжити термін їх експлуатації до 4-5 років, а також дала можливість працювати у маневреному режимі (добова зміна потужності енергоблоку АЕС).

ТВСА-АЛЬФА: Еволюційний розвиток базової конструкції ТВСА. ТВСА-АЛЬФА комплектується вісьмома дистанціонуючими решітками збільшеної висоти з оптимізованою геометрією комірок, ТВЕЛами з оболонкою меншої товщини і таблетками без отвору.

ТВСА-Т: ТВСА зі зменшеною до восьми кількістю дистанціонуючих решіток. Модифікація ТВСА для поставок на АЕС “Темелін” (Чехія) для заміни палива американської компанії “Westinghouse Electric”.

ТВСА-У: ТВСА з подовженою активною частиною.

ТВСА-PLUS: Розроблена конструкція ТВСА розрахована на експлуатацію у 18-місячному паливному циклі при роботі на потужності 104 % від номінальної.

РК-3: Безчохлова ТВЗ третього покоління. Технічний проект касети базується на досвіді експлуатації комплексу касет другого покоління і технічних рішеннях, що втілені у касетах реакторів ВВЕР-1000 (ТВСА і ТВС-2).

УТВС: На відміну від штатної ТВЗ реакторів ВВЕР-1000, каркас УТВС виготовлений з цирконію, а не з нержавіючої сталі. В УТВС в якості вигоряючого поглинача використовується оксид гадолінію, що рівномірно розподілений у об’ємі паливних таблеток декількох ТВЕЛів (ТВЕЛі з гадолінієм). УТВС є розбірною ТВЗ, тобто, при виявленні негерметичного ТВЕЛа касету можна відремонтувати, замінивши пошкоджений ТВЕЛ на герметичний.

УТВС розроблена у ОКБ “Гидропресс” (м. Подольськ, РФ) спільно з ОАО “ТВЭЛ” (РФ).

ТВС-2: ТВЗ з жорстким каркасом, що утворений приварюванням дванадцяти дистанціонуючих решіток до напрямних каналів. Вона є результатом еволюційного розвитку конструкцій попередніх безчохлових ТВЗ (ТВС-М, УТВС), порівняно з якими до неї не додано жодного нового елемента. Усі нові якості одержані шляхом застосування експлуатаційних рішень, що позитивно себе зарекомендували, а також удосконалення конструкції окремих складових елементів.

ТВС-2 є розробкою ОКБ “Гидропресс”. Експлуатація ТВС-2 здійснюється з 2003 року на Балаковській АЕС (РФ). У 2007 році усі

блоки Балаковської АЕС переведені на ТВС-2. У 2007 році на цей тип ТВЗ переведений енергоблок № 1 Волгодонської АЕС (РФ).

ТВС-2М: Модифікація ТВС-2. У ТВС-2М вкорочені кінцеві деталі і, відповідно, подовжений паливний стовп активної зони вниз приблизно на 100 мм і вгору приблизно на 50 мм, введена 13-а решітка вниз, яка закріплює пучок в зоні гідродинамічної нестабільності. Додатково оптимізовані дистанціонуючі решітки для зменшення гідродинамічного опору. Призначення ТВС-2М – експлуатація у 18-місячному паливному циклі. У експлуатації з 2006 року на енергоблоці № 1 Балаковської АЕС (РФ). На роботу з ТВС-2М переводяться енергоблоки, які працювали на ТВС-2: енергоблоки № 1-4 Балаковської АЕС, енергоблок № 1 Ростовської АЕС (РФ). Енергоблок № 2 Ростовської АЕС запущено з активною зоною реактора, що повністю скомпонована з ТВС-2М. ТВС-2М є прототипом для ТВЗ АЕС-2006.

ТВС-12: У розвиток конструкції ТВСА у 2010 році було розроблено технічний проект збірки ТВС-12. У конструкції ТВСА-12 використані 12 дистанціонуючих решіток (замість 15) зі збільшеною жорсткістю каркаса, що є конструктивною уніфікацією з ТВС-2М. Впровадження ТВСА-12 у промислову експлуатацію відбулося у 2011 році на енергоблоці № 1 Калінінської АЕС (РФ).

ТВСА-12PLUS: Ця ТВЗ розроблена з оптимізованим розміщенням двохярусної решітки (крок решітки 340 мм) і забезпеченням підвищеної жорсткості каркаса. У ТВЗ передбачені такі основні конструктивні рішення: використання ТВЕЛів збільшеної ураноємності, застосування перемішувальних решіток для покращення теплотехнічних характеристик, наявність 12 дистанціонуючих решіток “арочного” типу висотою 35 мм, антивібраційний нижній вузол, збагачення палива за ^{235}U до 4,95 %, розбірність і ремонтпридатність конструкції, антидебрисний фільтр. У збірці збережені усі експлуатаційні та теплогідралічні позитивні якості ТВСА. ТВСА-12PLUS характеризується низьким гідравлічним опором і має резерв на встановлення ~ 3-5 перемішувальних решіток-інтенсифікаторів.

ТВС-W: ТВС-W – узагальнена назва для ТВЗ реакторів ВВЕР виробництва компанії “Westinghouse”, які епізодично поставлялися на АЕС “Ловіса” (Фінляндія) з ВВЕР-440, АЕС “Темелін” (Чехія) і на Южно-Українську АЕС (Україна) (обидві АЕС з реакторами типу ВВЕР-1000). У всіх випадках паливні збірки мали різну конструкцію.

Після великих проблем з надійністю експлуатації на АЕС “Темелін” (відмова-недохід 51 “регулювального стержня” з 61 од. до кінцевиків низу у 2007 році через вигинання напрямних каналів у ТВС-W) паливо було вивантажене достроково і експлуатуючою організацією АЕС “Темелін” проведений тендер, за результатами якого з 2010 року ТВС-W були замінені на ТВСА. Серед основних недоліків фахівці відзначають недостатню жорсткість ТВС-W.

Експлуатуючою організацією українських АЕС ДП НАЕК “Енергоатом” у 2008 році було укладено контракт на постачання у 2011-2015 рр. не менше 630 од. ТВС-W2 як мінімум на 3 енергоблоки з реакторами ВВЕР-1000.

З 19 липня 2018 року реактор ВВЕР-1000 енергоблоку № 3 Южно-Української АЕС після ПЗР почав працювати на альтернативному паливі виробництва компанії “Westinghouse”. У його активну зону завантажено 163 паливні збірки модифікованої конструкції ТВС-WR. Таким чином, реактор енергоблоку № 3 Южно-Української АЕС став першим в Україні, що працює виключно на цьому паливі.

Основні світові постачальники ТВЗ для реакторів різних типів приведені у додатку 1, а основні технічні характеристики деяких типів ТВЗ російського виробництва для реакторів ВВЕР-1000 наведені у табл. 6.1.

Таблиця 6.1

**Основні технічні характеристики тепловидільних збірок
для реакторів ВВЕР-1000**

Параметри	Тип тепловидільної збірки			
	ТВС-2М	ТВСА-12	ТВСА-12PLUS (ТВСА-PLUS)	ТВСА-Т
Геометрія	гексагональна			
Кількість ТВЕЛів, од.	312			
Кількість каналів, од.	19			
Висота, мм	4570			
Розмір “під ключ”, мм	235			
Довжина паливного елемента, мм	3988	3836	3988	3915
Зовнішній діаметр паливного елемента, мм	9,1			
Висота паливної таблетки, мм	9-12			
Зовнішній діаметр паливної таблетки, мм	7,6	7,8	7,60	7,60
Щільність палива, г/см ³	10,4-10,7			
Максимальна лінійна потужність ТВЕЛа, кВт/м	44,8			
Матеріал оболонки	Zr - 1 % Nb			
Товщина оболонки, мм	0,65	0,65	0,5	0,65
Максимальна температура оболонки, °С	355			
Матеріал дистанціонуючої решітки	Zr - 1 % Nb			
Середнє вигоряння за вивантаженими ТВЗ, МВт·доба/кг U	58	55	58	58
Максимальне вигоряння у ТВЗ, МВт·доба/кг U	66	60	66	66
Висота паливного стовпа, мм	3680	3530	3680	3680
Маса UO ₂ , кг	525	545	525	524,1

Кожна нова модель ТВЗ включає кращі ідеї і досвід попереднього покоління використання ядерного палива, оновлюючись сучасними досягненнями.

Основний напрямок модернізації конструкції ТВЗ – максимальне збільшення об'єму ядерного палива в існуючих габаритах активної зони шляхом подовження паливного стовпа, збільшення зовнішнього діаметра паливної таблетки і зменшення або виключення її центрального отвору.

6.3. Конструкція кластера для реакторів ВВЕР

ПС СУЗ входять до складу механічної системи управління і захисту реактора. ПС СУЗ призначені для регулювання потужності реактора і переведення його з одного рівня потужності на інший, а також для швидкого припинення ланцюгової реакції поділу ядер і здійснення аварійного захисту.

Використання стержнів СУЗ у реакторі ВВЕР-1000 має свою специфіку – стержні використовуються не у вигляді поодиноких ПС або ПЕЛ з індивідуальним приводом, а у вигляді кластерів ПС СУЗ.

Пучок ПС СУЗ для однієї ТВЗ називають ще кластером (від німецького *klaster* – віник). Кластер (ПС СУЗ) (рис. 6.9) складається з траверси (з гніздом для байонетного (штикового) з'єднання зі штангою) і 18-ти ПЕЛів. Маса кластера у складеному стані – 15 кг.

Головка являє собою центральну втулку, від якої відходять консольні ребра з отворами для встановлення ПЕЛів. В середині втулки є два виступи для зачеплення зі штангою привода СУЗ і паз для фіксатора, який перешкоджає мимовільному розвороту головки щодо штанги привода.

ПЕЛі закріплюють у головці за допомогою гайок і зварювання. Вони складаються (рис. 6.10) з герметичної оболонки зі сталі 0X18H10T довжиною 3,5 м і діаметром 8,2х0,6 мм, що заповнена поглинальним матеріалом (карбідом бору В₄С) методом віброущільнення.

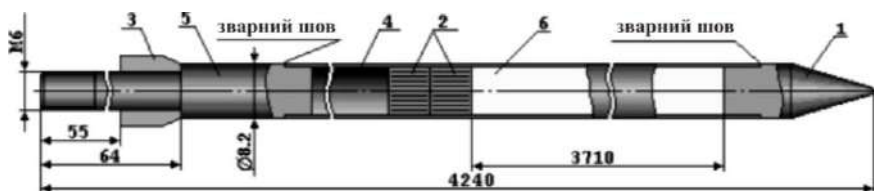


Рис. 6.10. Конструкція поглинального елемента (поглинального стержня):

- 1 – конус (сталь 0X18H10T);
- 2 – корок (нікелева сітка);
- 3 – шайба (сталь 0X18H10T);
- 4 – оболонка (сталь 0X18H10T);
- 5 – наконечник (сталь 0X18H10T);
- 6 – поглинальний матеріал (В₄С)

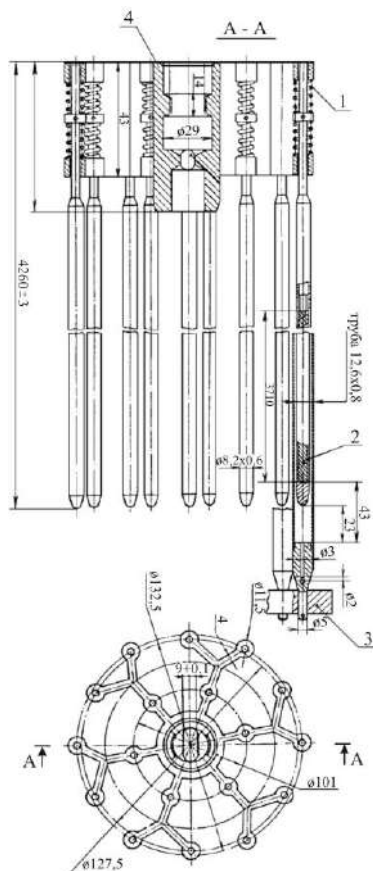


Рис. 6.9. Конструкція кластера з 18-ти ПЕЛів для реактора ВВЕР-1000 (В-320):

1 – демпферна пружина; 2 – поглинач (карбід бору);

3 – нижня дистанційуюча решітка;

4 – головка з байонетним (штиковим) зачепленням для штанги СУЗ

Герметизація оболонки здійснюється зварюванням з конусом і наконечником. Конусом ПЕЛ входить у канал напрямної труби, а наконечником приєднується до головки ПС СУЗ. Шайба служить опорою для пружини ПС СУЗ.

Демпферні пружини призначені для штучного зменшення коливань ПЕЛа під час удару ПС СУЗ об елементи головки касети під час спрацьовування аварійного захисту, а також при переміщеннях ПС СУЗ у процесі регулювання потужності реактора.

Переміщаються ПЕЛи у напрямних трубах ТВЗ з перерізом 12,6x0,85 мм (рис. 6.11). Радіальний кільцевий зазор між ПЕЛом і внутрішньою поверхнею напрямної труби становить 0,9 мм. Напрямні трубки для ПС СУЗ знизу закриті заглушками, а на бічній поверхні є два отвори для входу охолоджувальної води.

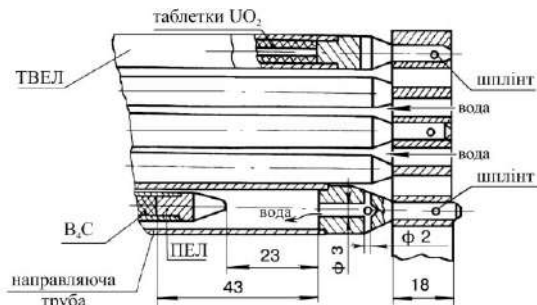


Рис. 6.11. *Схема переміщення ПЕЛів у напрямній трубі та їх охолодження водою:*

1 – таблетки UO_2 ; 2 – ТВЕЛ; 3 – напрямна труба; 4 – ПЕЛ; 5 – шплінт

Для зручності управління 61 кластер ПС реактора ВВЕР-1000 (В-320) об'єднані у 10 груп, кластери кожної з яких рухаються у реакторі синхронно.

Кожен кластер має кроковий електромеханізм (рос. ШЭМ – шаговий електромеханізм) приводу стержнів СУЗ, що розміщений на верхньому блоці реактора.

Проте управління органами регулювання проводиться не кожним кластером індивідуально, оскільки це занадто складно. Кластери об'єднані у “групи” органів, кількість яких дорівнює 10. Управління кластерами проводиться за допомогою системи групового та індивідуального управління.

Групи можуть мати різну кількість кластерів – від 3 до 12 і навіть до 18.

При цьому важливо, що групи №№ 1-9 практично завжди виконують функцію аварійного захисту. Група № 10 використовується для оперативного регулювання в якості РР / АР (стержні радіального регулювання / стержні автоматичного регулювання середнього рівня потужності).

Термін експлуатації ПС СУЗ обмежений двома роками роботи у групі регулювання (група № 10) або п'ятьма роками роботи у групі аварійного захисту (групи №№ 1-9).

У стандартному проекті ВВЕР-1000 (В-320) кількість кластерів становить 61. Стержні цих кластерів виконують такі основні функції:

– компенсація надлишкової реактивності;

- захист реактора (зупинка реактора) (у цьому випадку вони скидаються вниз за 3-4 с під власною вагою).

Швидкості руху ОР СУЗ під час проектування вибрані виходячи з вимог правил ядерної безпеки:

- робоча швидкість руху ПС СУЗ 2 см/с;
- швидкість падіння груп СУЗ під час спрацьовування аварійного захисту становить 1,0-1,2 м/с.

Пучок СВП має таку ж конструкцію, як і ПС СУЗ, але його трубки не мають пружинної підвіски на траверсі (до них не ставлять вимоги демпфірування (зменшення механічних коливань) при скиданні). Всередині трубки СВП заповнені диборидом хрому в алюмінієвому сплаві (порошок дибориду хрому рівномірно розмішаний у розплаві алюмінієвого сплаву ПС-80 і залитий у трубки СВП). Вміст бору у СВП становить близько 1,5 % від маси суміші.

Вибір борних СВП (на відміну від інших, що більш інтенсивно вигоряють) пов'язаний з можливістю забезпечення у цьому випадку збалансованого розподілу енерговиділення в усі моменти кампанії у поєднанні з отриманням необхідної концентрації бору у теплоносії на початку паливних завантажень, при якій виконуються проектні обмеження на ядерний зворотний зв'язок активної зони.

6.4. Характеристика комплексу касет для реакторів ВВЕР

У ядерному реакторі ВВЕР-1000 (В-320) встановлюються 163 ТВЗ із зазором 2 мм одна від одної (по ободах). Комплекс касет у реакторі має форму циліндра (з ребристою зовнішньою поверхнею) діаметром близько 3,3 м.

Орієнтація ТВЗ в плані (рис. 6.12) визначається посадкою у паз опорної труби пальця на хвостовику ТВЗ. Усі ТВЗ встановлені так, що фіксуючі штирі на хвостовиках спрямовані в бік шахт ревізії.

Фіксація головок ТВЗ і утримання ТВЗ від спливання та вібрації у всіх випадках експлуатації реактора, включаючи можливі аварійні ситуації, виконується за допомогою нижньої плити БЗТ.

Стратегія використання ядерного палива у реакторі ВВЕР-1000 передбачає:

- роботу активної зони у трирічному паливному циклі з трьома частковими перевантаженнями за кампанію при середньому вигоранні палива близько 43 МВт·доба/кг;
- можливість продовження кампанії завдяки роботі на вибігу реактивності.

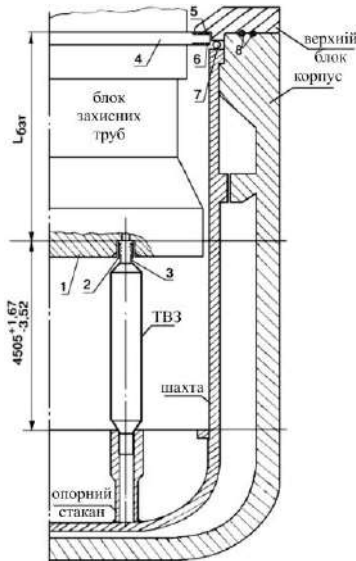


Рис. 6.12. *Схема встановлення ТВЗ в реакторі ВВЕР-1000 (В-320): 1 – нижня плита БЗТ; 2 – рухома частина головки ТВЗ; 3 – нерухома частина головки ТВЗ; 4 – опорний фланець БЗТ; 5 – верхня планка для спираання верхнього блока; 6 – нижня планка для захисту шахти від спливання; 7 – торовий сектор; 8 – прокладки головного розніму реактора*

У найбільш напружених ТВЗ застосовується профілювання збагачення палива, що полягає у розміщенні по периметру ТВЗ 66 ТВЕЛів з більш низьким збагаченням, ніж у інших ТВЕЛів.

Проектна геометрична конфігурація комплексу ТВЗ у плані є така:

- в центрі активної зони розташовується одна касета з малим вмістом ^{235}U , що ділиться (ТВЗ третього року роботи з ОР СУЗ в ній);
- в першому круговому ряді (кільці, орбіті) навколо центральної ТВЗ розташовуються 6 збірок з малим вмістом ^{235}U (ТВЗ третього року роботи);
- у другому ряді розташовуються 12 ТВЗ зі середнім збагаченням (другого року використання), в яких розташовані шість ОР СУЗ;
- у третьому ряді розташовуються 18 ТВЗ з малим вмістом ^{235}U (третього року роботи), в яких розташовані шість ОР СУЗ;
- у четвертому ряді розташовуються 24 ТВЗ (18 збірок другого року роботи і 6 збірок третього року роботи), де розташовані шість ОР СУЗ (у ТВЗ другого року);
- у п'ятому ряді розташовуються 30 ТВЗ (24 касети третього року роботи і 6 ТВЗ другого року роботи), де розташовані 24 органи СУЗ;

- у шостому ряді розташовані 26 ТВЗ (18 касет другого року роботи і 18 ТВЗ для першого року роботи), у касетах встановлені 18 ОР СУЗ, а в свіжих ТВЗ – стержні СВП;

- у сьомому, зовнішньому, ряді розташовані 36 ТВЗ зі СВП.

Наведений розподіл ТВЗ з різним вмістом (збагаченням) за ураном-235 є орієнтовним. Для кожної чергової паливної кампанії (періоду роботи між перевантаженнями ядерного палива) відділ ядерної безпеки проводить розрахунки оптимального розташування ТВЗ з урахуванням умов попередньої кампанії, необхідної тривалості майбутньої кампанії та з інших міркувань.

Проектна тривалість роботи реактора (і комплексу касет) між перевантаженнями 7000 ефективних годин (тобто годин на номінальній потужності) або 292 ефективних доби. В середньому за цей період вміст (збагачення) урану-235 у паливі зменшується на 1,1 %. Середня щільність потоку нейтронів в активній зоні при номінальній потужності – $2,66 \cdot 10^{13}$ нейтр/см²·с.

Розподіл витрат води через касети у реакторі однаковий (нерівномірність менша ~ 5 %) завдяки дроселюванню води в опорних стаканах, у які встановлюються хвостики ТВЗ (рис. 6.13).

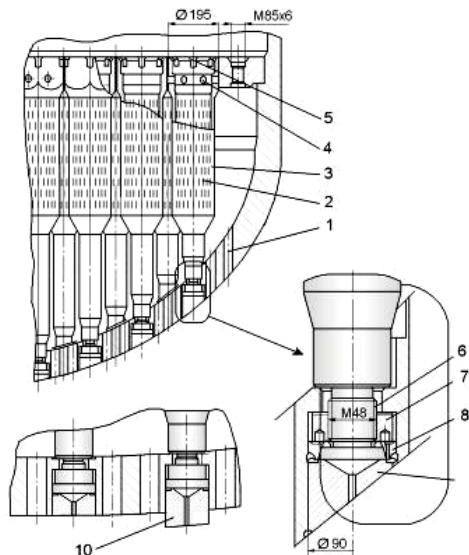


Рис. 6.13. Конструкція нижньої частини внутрішньокорпусної шахти реактора:

- 1 – отвір; 2 – щілина 3 мм; 3 – опорна труба; 4 – гвинт; 5 – паз;
 6 – хвостовик опорної труби; 7 – гайка; 8 – шайба;
 9 – заглушка; 10 – упор

Дроселювання води в опорних стаканах організоване вузькими поздовжніми щілинами у стінках опорних стаканів. Одночасно ці щілини захищають пучок ТВЗ від блокування витрати води сторонніми предметами і частинками, оскільки ширина щілин 3 мм при мінімальному зазорі між ТВЕЛами 3,65 мм. Між сусідніми ТВЗ відбувається масообмін потоків води близько 30-40 % витрати касети, а перемішування потоків води сусідніх петель становить 15 % витрати петлі при 4-х ГЦН.

Після перевантаження ядерного палива (заміни 54 відпрацьованих ТВЗ на свіжі) комплекс касет у реакторі має максимальний запас реактивності у гарячому неотруєному стані на мінімальній потужності – 15,6 % (не включена у цю величину реактивність 4 %, що компенсована СВП у 54 ТВЗ).

6.5. Цикл використання палива у реакторі ВВЕР-1000

Схема руху палива по активній зоні у прийнятому на даний час паливному циклі є традиційною (рис. 6.14). Вона здійснюється за три перевантаження палива в активній зоні реактора. Свіжі ТВЗ встановлюють на периферію активної зони, а частково вигорілі – переставляють ближче до центра. Відпрацьоване за три роки паливо видаляється з центра активної зони. Така схема руху палива (периферія – центр – центр) забезпечує рівномірне енерговиділення у паливі і максимальний запас до кризи теплообміну води на оболонках ТВЕЛів.

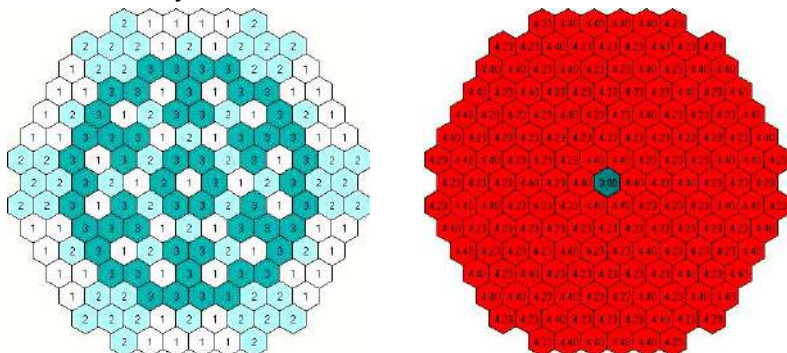


Рис. 6.14. Типове розташування ТВЗ у 3-річному паливному циклі: ліворуч – рік роботи; праворуч – збагачення ТВЗ за ^{235}U

Практично програми перевантаження ТВЗ у 3-річному паливному циклі встановлюють такий порядок виймання і перевстановлення:

- виймання з центральної зони реактора першої ТВЗ, яка відпрацювала три роки, і встановлення її на зберігання у комірку БВ;

- перевстановлення у місце, що звільнилося, касети зі середнього кільця (орбіти) з вигоранням два роки;
- послідовні вибіркові перевстановлення ТВЗ, які близько стоять, та мають два і один роки роботи у реакторі і виймання ВТВЗ по спіральній траєкторії переміщення робочої перевантажувальної машини (ПМ) з поступовим зменшенням радіуса положення штанги до центра активної зони (72-76 операцій);
- послідовні перевстановлення інших ТВЗ одного і двох років роботи та виймання ВТВЗ по спіральній траєкторії переміщення робочої штанги ПМ з поступовим збільшенням радіуса її положення щодо центра активної зони (орієнтовно до 100-ї операції);
- послідовні перевстановлення ТВЗ двох зовнішніх рядів активної зони та встановлення свіжих ТВЗ.

В результаті перевантаження усі ТВЗ змінюють своє положення в активній зоні. Потім проводиться перестановлення кластерів у касети, що розташовані під приводами ОР СУЗ.

З усіх ТВЗ, які відпрацювали один рік, виймають СВП. Усі свіжі ТВЗ оснащуються СВП ще на заводі і перевіряються на вузлі свіжого палива у спецкорпусі АЕС.

Порядок перевантаження, перевстановлення і заміни ТВЗ запроваджується на підставі нейтронно-фізичних розрахунків активної зони та інформації щодо вигорання ядерного палива, які одержують у процесі експлуатації реактора.

Основні критерії розташування ТВЗ в активній зоні є такі:

- 1) Вирівняти поле енерговиділення для рівномірного вигорання ядерного палива. Для цього необхідно:
 - чергування встановлених нових і частково відпрацьованих ТВЗ;
 - переважання встановлення свіжих ТВЗ ближче до краю активної зони;
 - забезпечення симетрії шести секторів активної зони (у цих секторах потрібно розміщувати однаковий набір ТВЗ у симетричних комірках).
- 2) Забезпечити достатні запаси надлишкової реактивності залежно від планованої тривалості до наступного перевантаження палива (в ефективних добах) та безлічі завантажених частково відпрацьованих і нових ТВЗ з різними термінами роботи і різним вихідним збагаченням.
- 3) Зменшити вплив нейтронного потоку (швидких нейтронів) на корпус реактора. Для цього у місцях розташування ТВЗ з мінімальною відстанню до корпусу реактора встановлювати максимально відпрацьовані ТВЗ.

Тривалість перевантаження ядерного палива для реакторів ВВЕР-1000 становить, як звичайно, 15-25 діб.

Конкретна схема перевантаження залежить від багатьох факторів. Зокрема, існує залежність від вихідного збагачення палива ізотопом урану-235. У разі використання ТВЕЛів з низьким збагаченням (близько 3-3,5 %) може бути реалізована лише 3-річна паливна кампанія. У разі використання ТВЕЛів з більш високим збагаченням (близько 4-4,4 %) може бути реалізована 4-річна паливна кампанія.

У прийнятих на даний час на українських АЕС схемах перевантаження ТВЗ реалізована 3-річна паливна кампанія з встановленням частини ТВЗ (для ТВЗ з наявністю високого початкового збагаченням) на 4-й рік експлуатації (п. 3.2.9 Технічного обґрунтування безпеки енергоблоку № 5 Запорізької АЕС (Україна)).

За цєю схемою протягом одного ПЗР замінюється новими близько 1/4 від загальної кількості ТВЗ. При цьому намагаються дотримати симетрію активної зони. Уся активна зона умовно розбивається на 6 однакових секторів (рис. 6.15). Тому кількість ТВЗ, що замінюють, має бути кратна 6, що становить близько 42 од. (всього в активній зоні ВВЕР-1000 розміщено 163 ТВЗ). При цьому типове розташування ТВЗ у 4-річному паливному циклі (рис. 6.16) буде дещо відрізнитися від 3-річного.

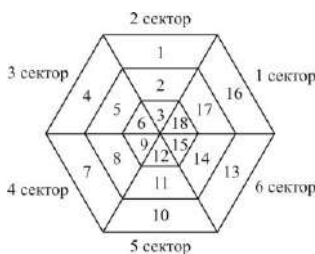


Рис. 6.15. Поділ активної зони реактора ВВЕР-1000 на сектори і ділянки при 4-річній паливній кампанії

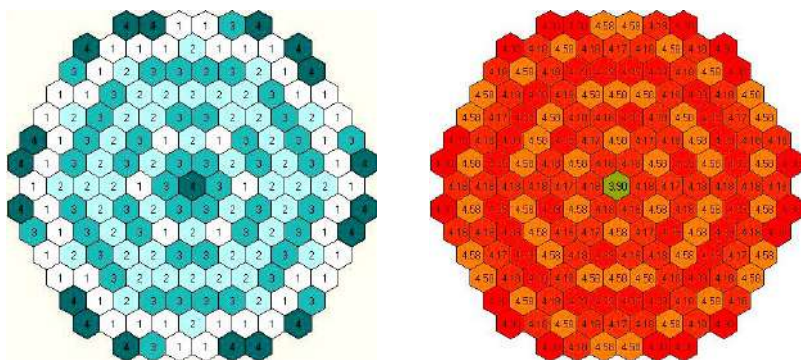


Рис. 6.16. Типове розташування ТВЗ у 4-річному паливному циклі: зліва – рік роботи; справа – збагачення ТВЗ за ^{235}U

Для експлуатації реакторної установки енергоблоку при 4-річній паливній кампанії у складі паливного завантаження активної зони може використовуватися комплекс касет різних модифікацій: ТВС-М, ТВСА (п. 3.2.1.2 Технічне обґрунтування безпеки енергоблоку № 5 Запорізької АЕС). Прикладом такого завантаження є картограма активної зони реактора енергоблоку № 1 Запорізької АЕС (рис. 6.17).

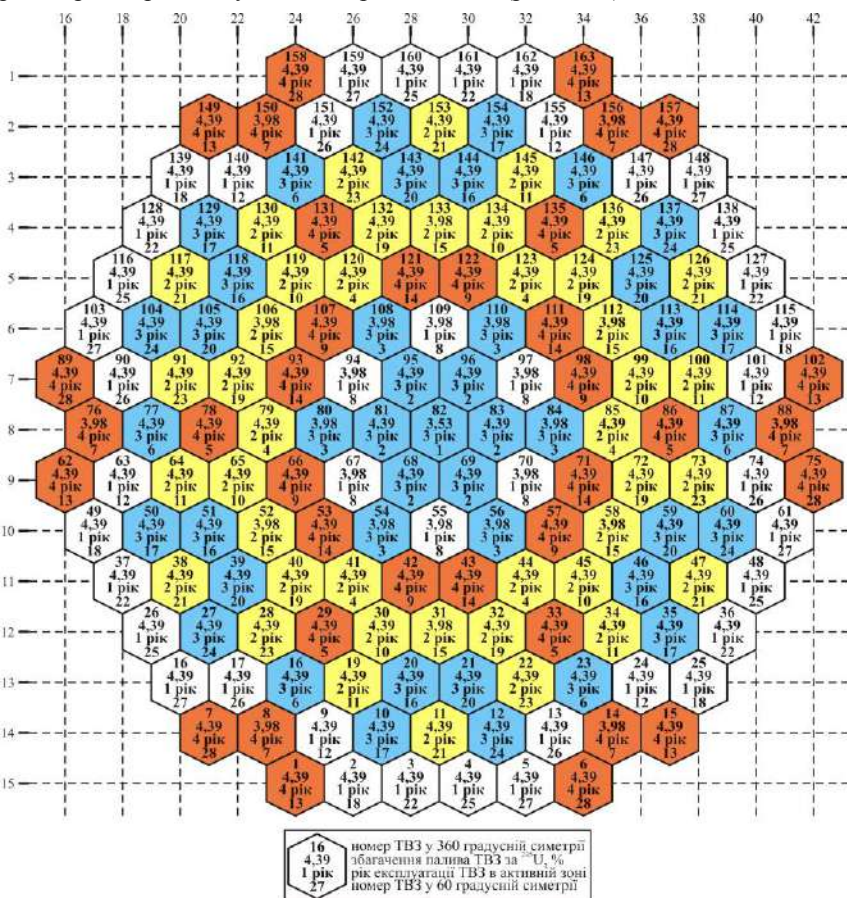


Рис. 6.17. Картограма активної зони реактора енергоблоку № 1 Запорізької АЕС (Україна) (завантаження № 27, 2014 рік):

- ТВЗ 1-ого року (42 од.);
- ТВЗ 2-ого року (42 од.);
- ТВЗ 3-ого року (43 од.);
- ТВЗ 4-ого року (36 од.)

Вивантажені з ядерного реактора ВТВЗ містять всередині ТВЕЛів велику кількість радіоактивних речовин (“уламків” поділу урану). Одразу після вивантаження одна ВТВС містить, в середньому, 0,3 мільйона юрії радіоактивних речовин, які виділяють енергію близько 100 кВт. З часом витримки ВТВЗ у воді БВ зменшується їх радіоактивність і потужність залишкових енерговиділень (табл. 6.2).

Таблиця 6.2

Залишкове тепловиділення однієї ТВЗ

Тривалість витримки	Потужність тепловиділень, кВт
3 місяці	14
6 місяців	11
1 рік	6
2 роки	2,8
3 роки	1,7

Якщо ВТВС вийняти з води і залишити її на повітрі без чохла, то вона розігріється до такої температури (табл. 6.3):

Таблиця 6.3

Зміна температури ВТВЗ без чохла на відкритому повітрі

Тривалість витримки	3 місяці	6 місяців	1 рік	2 роки	3 роки
Температура на поверхні ВТВЗ, °С	270	220	120	75	55

Встановлення ВТВС у закритий чохол з водою практично не змінює її температуру відносно поверхні чохла, проте закриття ВТВЗ у чохлі з повітрям викликає збільшення її температури приблизно до значень, що вказані у табл. 6.3.

Виймання однієї ВТВЗ з води БВ позбавляє її захисного шару води і створює велику потужність експозиційної дози γ -випромінювання у реакторному залі – 60-100 Р/год (на відстані 20-40 м), що є неприпустимим для безпеки працюючого там обслуговуючого персоналу.

У зв'язку з цим після роботи ТВЗ у реакторі вона витримується у БВ протягом не менше 3-х років. Після цього терміну ВТВЗ можна зберігати і транспортувати при повітряному охолодженні.

Організація зберігання ВТВЗ у приреакторних БВ з подальшим відправленням їх на завод з регенерації або у довготривалі сховища – заключний етап усієї технологічної схеми експлуатації ядерного палива на АЕС. Цей етап характеризує собою початок так званого “післяреакторного” циклу.

Контрольні питання

1. З якого матеріалу виготовляється трубка ТВЕЛа?
2. Яким газом і до якого тиску заповнюється внутрішня порожнина ТВЕЛа?
3. Яка температура в центрі паливних таблеток і на їх поверхні при номінальній потужності ядерного палива?
4. Які основні вимоги ставлять до оболонки ТВЕЛа?
5. Який вміст урану-235 у масі паливних таблеток на початку роботи і перед вивантаженням з реактора через 3 роки роботи?
6. Назвіть основне призначення ТВЗ.
7. Які матеріали використовуються у конструкції ТВЗ і ПС СУЗ?
8. З яких деталей складається ТВЗ реакторів ВВЕР-1000?
9. Як за заводською термінологією називається ТВЗ разом із ПС СУЗ або зі стержнями вигоряючого поглинача?
10. Які основні функції виконують пружини головки ТВЗ?
11. Які основні технологічні функції виконує обідок дистанціонуючої решітки ТВЗ?
12. Яке значення в кг становить максимально допустиме зусилля тертя ТВЗ об сусідні конструкції за умовами міцності обідків дистанціонуючих решіток?
13. Яке значення кюрі становить природна радіоактивність однієї свіжої ТВЗ?
14. Яке значення бер/год становить γ -випромінювання на поверхні однієї свіжої ТВЗ?
15. В чому полягають основні конструкційні особливості російських конструкцій ТВЗ на відміну від світових аналогів?
16. Назвіть основний напрям модернізації конструкцій ТВЗ.
17. Назвіть основне призначення ПС СУЗ?
18. В чому полягає специфіка використання стержнів СУЗ у реакторі ВВЕР-1000?
19. Як ще називають пучок ПС СУЗ для однієї ТВЗ?
20. Яким чином для зручності управління кластери ПС реактора ВВЕР-1000 об'єднуються у групи?
21. Які основні функції виконують стержні кластерів СУЗ?
22. Який термін експлуатації становить для ПС СУЗ у групі регулювання і який у групі аварійного захисту?
23. Виходячи з яких вимог вибрані швидкості руху органів регулювання СУЗ під час їх проектування”?
24. Яка кількість ТВЗ утворює активну зону реактора ВВЕР-1000?
25. Яким чином виглядає проектна геометрична конфігурація комплексу ТВЗ активної зони реактора ВВЕР-1000?

РОЗДІЛ 7 ОСНОВНІ СИСТЕМИ БЕЗПЕКИ НА АЕС З РЕАКТОРАМИ ВВЕР-1000

7.1. Система управління і захисту реактора

Системою управління і захисту (СУЗ) ядерного реактора називається багатофункціональна підсистема АСУ ТП блока (автоматизована система управління технологічним процесом), яка призначена для управління реактором при його пуску, роботі на потужності, плановій або аварійній зупинці реактора шляхом зміни положення твердих поглиначів органів регулювання (ОР), що розміщені в активній зоні реактора, у таких режимах:

- пуск реактора з підкритичного стану;
- виведення реактора на заданий рівень потужності;
- робота реактора в енергетичному (робочому) діапазоні;
- регламентна або аварійна зупинка реактора;
- підтримання підкритичного стану реактора.

Пуск і робота реактора без системи СУЗ забороняється.

Загальна кількість ОР серійного реактора ВВЕР-1000 становить 61 од., а для проєктів ВВЕР-1000 підвищеної безпеки – до 121. ОР розподілені на 10 груп.

Основними функціями СУЗ є:

- аварійний захист реактора (АЗ);
- запобіжні захисти реактора (ЗЗ), включаючи:
 - прискорений запобіжний захист (ПЗЗ);
 - запобіжний захист I роду (ЗЗ-1);
 - запобіжний захист II роду (ЗЗ-2).
- автоматичне регулювання потужності реактора;
- дистанційне групове та індивідуальне управління ОР;
- контроль нейтронно-фізичних параметрів реактора, положення ОР і технологічних параметрів реактора, що використовуються для виконання завдань СУЗ;
- індикація, реєстрація, архівування інформації.

Аварійний захист реактора призначений для переведення реактора у підкритичний стан, захисту активної зони від неприпустимих відхилень основних параметрів реакторної установки шляхом своєчасного припинення ланцюгової ядерної реакції.

Система аварійного захисту включає в себе АЗ, ЗЗ-1 і ЗЗ-2.

Сигнали АЗ викликають падіння усіх ОР (шляхом відключення силового живлення приводів) під дією власної ваги до крайнього нижнього положення. Час падіння ОР становить від 1,5 с до 4 с. Дія АЗ не припиняється незалежно від того, знялася першопричина спрацьовування чи ні.

Першопричинами спрацьовування АЗ реакторної установки є такі умови:

- 1) період розгону реактора (у будь-якому з діапазонів вимірювання щільності нейтронного потоку) менше 10 с;
Періодом реактора називається проміжок часу, за який нейтронна потужність реактора змінюється у e разів ($e = 2,71828\dots$). Є величиною, обернено пропорційною до реактивності.
- 2) збільшення щільності нейтронного потоку за значення, що задане оператором (у будь-якому з діапазонів вимірювання апаратурою контролю нейтронного потоку (АКНП));
- 3) збільшення щільності потоку нейтронів понад 107 % $N_{\text{ном}}$;
- 4) зменшення різниці температури насичення теплоносія I контура і максимальної температури у будь-якій з “гарячих” ниток ГЦТ менше 10 °С ($\Delta T_s < 10$ °С);
- 5) зниження тиску теплоносія I контура менше:
 - 140 кгс/см² при температурі у “гарячих” нитках ГЦК понад 260 °С;
 - 148 кгс/см² при температурі у “гарячих” нитках ГЦК понад 260 °С і $N_{\text{ру}} > 75$ % $N_{\text{ном}}$.
- 6) зниження перепаду тиску на будь-якому з працюючих ГЦН з 4 кгс/см² до 2,5 кгс/см² за час менший за 5 с;
- 7) збільшення різниці температур насичення теплоносія I контура і робочого тіла другого контура на понад 75 °С при тиску у II контурі меншому за 50 кгс/см²;
- 8) збільшення тиску у I контурі понад 180 кгс/см²;
- 9) збільшення тиску у захисній локалізувальній оболонці реакторної установки до понад 0,3 кгс/см²;
- 10) відключення одного з двох працюючих ГЦН при потужності реактора за показами АКНП $N_{\text{АКНП}} > 5$ % $N_{\text{ном}}$ (витримка часу – 1,4 с);
- 11) відключення двох з чотирьох працюючих ГЦН одночасно або послідовно протягом часу меншого за 70 с при нейтронній потужності $N_{\text{ру}} > 75$ % $N_{\text{ном}}$ (витримка часу – 6 с);
- 12) сейсмічна дія на рівні землі понад 6 балів;
- 13) зниження рівня у будь-якому з ПГ при працюючому ГЦН цієї петлі ГЦК менше 650 мм нижче номінального значення (витримка часу – 5 с);
- 14) підвищення температури теплоносія у “гарячій” нитці будь-якої з петель ГЦК більше ніж на 8 °С порівняно з номінальним значенням;
- 15) зниження рівня теплоносія у КТ нижче 4600 мм (витримка часу – 5 с);
- 16) зниження частоти напруги на трьох з чотирьох секцій електропостачання ГЦН менше 46 Гц;

- 17) збільшення тиску у будь-якому з ПГ при роботі ГЦН відповідної петлі ГЦК більше 80 кгс/см^2 ;
- 18) зникнення силового живлення 220 В 50 Гц на двох вводах СУЗ (витримка часу – 3 с);
- 19) зникнення надійного живлення СУЗ 380/220 В 50 Гц на двох з трьох вводів;
- 20) зникнення електроживлення 220 В на двох вводах будь-яких панелей аварійних команд (ПАК2);
- 21) використання ключа АЗ з БЩУ або резервного щита управління (РЩУ).

Прискорений запобіжний захист – це функція безпеки, яка забезпечує повне або часткове зниження потужності реактора падіння лише однієї групи ОР і запобігає спрацьовуванню АЗ.

Запобіжний захист I роду (33-1) – послідовний рух груп ОР вниз починаючи з робочої групи (у порядку зменшення їхніх номерів) з робочою швидкістю 20 мм/с. Час переміщення групи від верхнього до нижнього положення – 3 хв. Рух ОР припиняється при зникненні сигналу, що викликав спрацьовування запобіжного захисту.

Спрацьовування 33-1 ініціюється при виникненні будь-якої з цих умов:

- 1) період розгону реактора у будь-якому з діапазонів вимірювання рівня нейтронного потоку – менший за 20 с;
- 2) збільшення щільності потоку нейтронів у будь-якому з діапазонів її вимірювання вище заданого оператором значення;
- 3) збільшення тиску теплоносія над активною зоною понад 172 кгс/см^2 ;
- 4) збільшення температури теплоносія у будь-якій з “гарячих” ниток ГЦК більше, ніж на $3 \text{ }^{\circ}\text{C}$ від номінального значення;
- 5) збільшення тиску у головному паровому колекторі понад 70 кгс/см^2 ;
- 6) зниження частоти напруги електроживлення будь-якого з ГЦН до менше ніж 49 Гц;
- 7) відсутність електроживлення 220 В на панелі аварійних команд 33 (ПАК2);
- 8) відсутність надійного живлення СУЗ 220 В 50 Гц на двох з трьох вводів;
- 9) дія ключем 33-1 з БЩУ.

Крім того, через систему 33-1 здійснюється розвантаження енергоблока від пристрою розвантаження і обмеження потужності при таких умовах:

- 1) зниження частоти на трьох з чотирьох секцій електроживлення працюючих ГЦН до менше ніж 49 Гц – розвантаження до $N = 90 \% N_{\text{доп}}$;

- 2) відключення одного з чотирьох працюючих ГЦН – розвантаження до $N = 67 \% N_{\text{доп}}$;
- 3) відключення 2-х протилежних ГЦН з 4-х працюючих – розвантаження до $N = 49 \% N_{\text{доп}}$;
- 4) відключення 2-х суміжних ГЦН з чотирьох працюючих – розвантаження до $N = 39 \% N_{\text{доп}}$;
- 5) відключення одного з двох працюючих трубопроводів живильного насоса (ТЖН) – розвантаження до $N = 49 \% N_{\text{доп}}$;
- 6) відключення останнього працюючого ТЖН – розвантаження до $N = 10 \% N_{\text{ном}}$;
- 7) відключення генератора від мережі – розвантаження до $N = 39 \% N_{\text{ном}}$;
- 8) закриття двох з чотирьох стопорних клапанів турбіни – розвантаження до $N = 39 \% N_{\text{ном}}$.

Запобіжний захист II роду (33-2) – заборона на рух ОР вгору до зникнення сигналу, що викликав його спрацьовування.

Умовами спрацьовування захисту 33-2 є:

- 1) підвищення рівня щільності потоку нейтронів у діапазоні джерела (пусковому діапазоні) вище заданого встановленого значення;
- 2) збільшення тиску теплоносія над активною зоною понад 165 кгс/см^2 ;
- 3) падіння одного ОР СУЗ;
- 4) незакритий стан арматури ТК70S11 або ТК70S14;

Арматура ТК70S11 і ТК70S14 встановлені на лінії подачі дистилату від деаератора борного регулювання на всмоктування живильних насосів і закриваються при виникненні сигналу АЗ. При закритті даних арматур сигнал 33-2 знімається і сигналізація автоматично відключається.

- 5) температура теплоносія I контура на виході з окремої ТВЗ за показами системи внутрішньореакторного контролю (СВРК) більше допустимої;
- 6) теплова потужність реактора за показаннями СВРК для цієї кількості працюючих ГЦН більше допустимого значення;
- 7) запас до кризи тепловіддачі на поверхні ТВЕЛів за показаннями СВРК менший допустимого значення;
- 8) локальне енерговиділення за показаннями СВРК більше допустимого значення.

Система АЗ і 33 передбачає:

- сигналізацію першопричини АЗ (33) на БЩУ, її фіксацію в універсальній обчислювальній системі (УОС) і на щиті СУЗ;
- сигналізацію і фіксацію в УОС послідовності появи сигналів;
- шунтування (процес паралельного приєднання) вхідних сигналів АЗ (33) залежно від режимів роботи РУ;

- сигналізацію несправності щита СУЗ;
- контроль справності давачів і кабельних зв'язків для захисту на перевищення допустимого параметра.

Системою передбачено два незалежних триканальних комплекти АЗ і один триканальний комплект ЗЗ зі своїми первинними перетворювачами та блоками живлення.

Автоматичне регулювання потужності реактора передбачає приведення потужності реактора у відповідність з потужністю турбогенератора або підтримання постійного значення нейтронної (фізичної) потужності реактора дією на положення регулювальної (робочої) групи ОР.

Дистанційне керування ОР забезпечує як управління групами ОР, так і індивідуально кожним приводом ОР. У разі групового керування задана жорстка послідовність руху груп. При досягненні рухомою групою проміжного верхнього (при русі вгору) або проміжного нижнього (при русі вниз) кінцевого положення починає рух наступна група з номером відповідно на одиницю більшим або меншим залежно від напрямку руху. У індивідуальне дистанційне керування може бути обраний будь-який привод.

Структура СУЗ серійного реактора ВВЕР-1000 наведена на рис. 7.1. До складу СУЗ входять:

- два комплекти аварійного захисту;
- комплект запобіжного захисту, включаючи пристрій розвантаження та обмеження потужності реактора;
- автоматичний регулятор потужності реактора;
- обладнання групового та індивідуального управління;
- обладнання електроживлення.

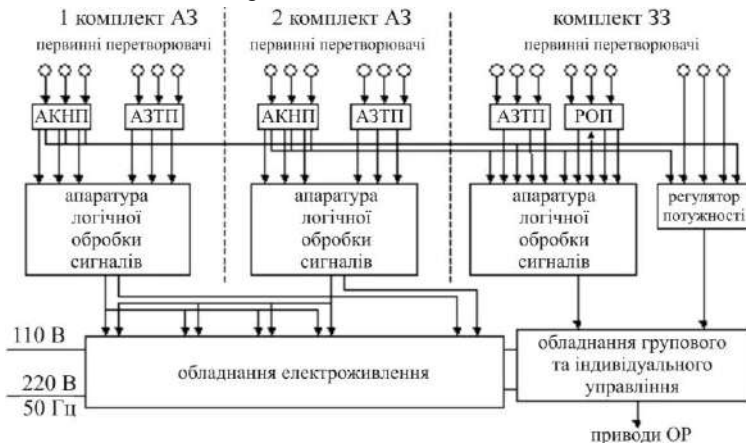


Рис. 7.1. Структура СУЗ серійного реактора ВВЕР-1000:
 АЗТП – апаратура захисту за технологічними параметрами;
 РОП – регулятор обмеження потужності

Комплект АЗ містить 3 канали контролю по кожному параметру, що використовується при формуванні сигналів АЗ. Сигнали від блоків детектування нейтронного потоку, що розміщені у спеціальних каналах бетонної шахти реактора, після обробки у нормуючих перетворювачах передаються в комплекс АКНП.

Комплекс АКНП призначений для контролю нейтронної (фізичної) потужності, швидкості зміни потужності (періоду) і реактивності реактора в усіх режимах його роботи на основі вимірювання щільності потоку нейтронів у спеціальних каналах для розміщення блоків детектування.

Комплекс АКНП формує і передає сигнали про перевищення заданих значень потужності і періоду реактора в апаратуру логічної обробки сигналів АЗ і ЗЗ, видає сигнали в автоматичний регулятор потужності реактора, здійснює обробку, реєстрацію та подання інформації на БЦУ та РЦУ.

До складу комплексу АКНП входять:

- два комплекти АКНП для СУЗ;
- комплект АКНП для РЦУ;
- апаратура фізичного пуску;
- апаратура контролю реактивності;
- апаратура контролю перевантаження ядерного палива.

До складу обладнання СУЗ входять також панелі контролю та управління, панелі силового управління, панелі групового управління і обладнання управління та контролю положення приводів ОР, що розміщуються на БЦУ і РЦУ.

На БЦУ розміщується обладнання, що дає змогу вибрати ОР або групу ОР у дистанційне керування, підключити робочу групу до автоматичного регулятора потужності реактора і забезпечити необхідне управління. На пульті і панелях БЦУ передбачені індикатори стану ОР.

Устаткування електроживлення забезпечує надійне постачання електроенергією обладнання СУЗ, силове живлення приводів ОР. До складу обладнання входять панелі з контакторами, що забезпечують відключення електроживлення приводів ОР при надходженні команди АЗ.

Технічні засоби, що використовуються для реалізації СУЗ серійного ВВЕР-1000 базуються, в основному, на елементах “жорсткої” логіки. Базові елементи – мікросхеми середнього ступеня інтеграції. Швидкий розвиток цифрової техніки, мікропроцесорних систем призвів до появи розробок апаратури і обладнання СУЗ з широким застосуванням нових технологій. На діючих енергоблоках відбувається безперервний процес модернізації та технічного переозброєння систем контролю і управління, включаючи СУЗ, що має на меті підвищення безпеки, експлуатаційної готовності та зменшення трудовитрат на експлуатацію енергоблоків.

7.2. Система аварійно-планового розхолодження ТQ

Одним з основних принципів, що забезпечують безпечну роботу РУ, є обмеження наслідків можливих аварій. Відповідно до вимог безпеки АЕС, у проектах РУ повинні бути засоби, що спрямовані на запобігання виникненню проектних аварій і обмеження їх наслідків. Все це обумовлює необхідність в системі аварійного охолодження активної зони (САОЗ), що здатна вступити в дію при порушенні циркуляції теплоносія у контурі охолодження реактора.

Система аварійно-планового розхолодження I контура призначена для:

1. Захисна функція – аварійне розхолодження активної зони реактора і потім тривале відведення від неї залишкових тепловиділень при аваріях, що пов'язані з розущільненням I контура (режим малої і великої течії, включаючи розрив ГЦТ).
2. Функції системи нормальної експлуатації і системи важливої для безпеки:
 - планове розхолодження I контура під час зупинки РУ і відведення залишкових тепловиділень активної зони під час проведення перевантаження активної зони, а також при проведенні ПЗР з відключенням ГЦН;
 - відведення залишкових тепловиділень активної зони під час проведення ремонтних робіт на обладнанні РУ зі зниженням рівня теплоносія у реакторі до осі патрубків “холодних” ниток петель без вивантаження активної зони.

В основу проекту системи аварійно-планового розхолодження активної зони покладено такі критерії і вимоги, що ставляться до неї з боку РУ:

- у всіх ситуаціях забезпечити подачу у I контур розчину борної кислоти з витратою 250-300 м³/год при тиску у I контурі 21 кгс/см² і 700-750 м³/год при тиску у I контурі 1 кгс/см² і температурою розчину не нижчою за 20 °С;
- забезпечити подачу у контур в початковий момент борного розчину з концентрацією не менше 16 кг/кг борної кислоти;
- забезпечити подачу води в аварійних ситуаціях не пізніше, ніж через 35-40 с з моменту досягнення тиску у I контурі 21 кгс/см²;
- ця вода повинна допускати можливість випробування (поканально) при роботі блока на потужності і при цьому не втрачати своїх функціональних властивостей;
- система повинна працювати як під час аварійних ситуацій, так і в післяаварійний період (протягом усього періоду перебування ядерного палива в активній зоні);
- система забезпечує захист I контура від переопресовки у “холодному” стані;

- система повинна мати можливість короткочасного виведення в ремонт її елементів у складі одного каналу при роботі реактора на потужності;
- вона повинна мати триканальну структуру, тобто відповідати структурі інших систем безпеки.

САОЗ поєднує функції пристрою нормальної експлуатації та захисного пристрою. Як захисна система безпеки, ця система забезпечує відведення тепла від активної зони реактора в аварійних режимах, а як пристрій нормальної експлуатації забезпечує відведення тепла від активної зони у режимах планового і ремонтного розхолодження.

Відповідно до принципів одиничної відмови і невиявленої відмови система виконана з трьох каналів, кожен з яких може виконувати функції усієї системи. Таким чином, ступінь резервування дорівнює 2. Такий ступінь резервування системи є достатнім для виконання функцій системи при поєднаннях ушкоджень, що визначені у загальних правилах безпеки. Тому відмова в одному каналі не призводить до втрати функціональних властивостей системи.

Система аварійно-планового розхолодження є захисною системою безпеки і відноситься до 1 категорії сейсмостійкості. Просторове розділення каналів із встановленням стін і перекриттів з вогнестійкістю не менше 1,5 год і наявність системи АУПГ кабельних приміщень дозволяє зберігати працездатність системи при пожежі в одному з каналів. Все обладнання та трубопроводи виконані за 1 категорією сейсмостійкості і розраховані на максимальний розрахунковий землетрус, що забезпечує виконання системою своїх захисних функцій.

Відповідно до вимог одиничної відмови і невиявленої відмови, система аварійно-планового розхолодження виконана з трьох каналів, кожен з яких може виконувати призначення усієї системи. САОЗ (активна частина) низького тиску складається з трьох каналів TQ12, TQ22 і TQ32.

Кожен з каналів TQ12,22,32 включає в себе:

- насос аварійного розхолодження TQ12(22,32)D01;
- бак аварійного запасу бору TQ10(20,30)B01;
- теплообмінник аварійно-планового розхолодження TQ10(20,30)W01;
- трубопровід D_y 600, що зв'язує бак TQ10(20,30)B01, теплообмінник TQ10(20,30)W01 і насос TQ12(22,32)D01;
- трубопровід D_y 300, що зв'язує насос TQ12(22,32)D01 з I контуром;
- трубопровід D_y 300 для відбору води з I контура;
- допоміжні трубопроводи і арматуру.

Спрощена схема системи аварійно-планового розхолодження має такий вигляд (рис. 7.2):

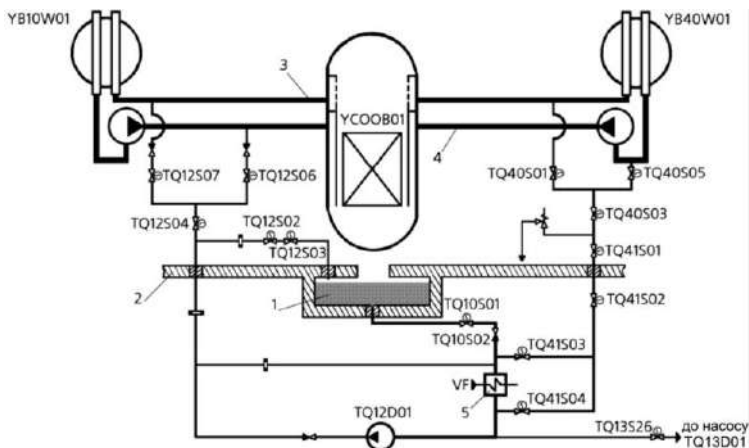


Рис. 7.2. Спрощена схема системи аварійно-планового розхолодження:
 1 – бак аварійного запасу бору TQ10-30B01; 2 – гермооболонка;
 3 – “гаряча” нитка петлі; 4 – “холодна” нитка петлі;
 5 – теплообмінник розхолодження TQ10W01

Усі три канали системи забезпечують подачу борованої води у верхню і нижню камери змішування реактора (в режимі ремонтного розхолодження вода подається лише у верхню камеру). Два канали системи підключаються до трубопроводів зв'язку “Гідроакмулююча ємність САОЗ – реактор”, а третій канал – до “гарячої” і “холодної” ниток однієї з циркуляційних петель: 1 канал – до “холодної” та “гарячої” ниток петлі № 1; 2 канал – до YТ13,14B01; 3 канал – до YТ11,12B01.

На напірній лінії насоса аварійного розхолодження встановлюється оперативна арматура, зворотні клапани, а також нормально відкрита арматура, які забезпечують необхідний напрям руху теплоносія у режимах аварійного та планового розхолодження. Енергопостачання арматури здійснюється від того ж каналу безпеки (2 категорія надійності живлення), що і двигун насоса аварійного розхолодження.

Встановлені послідовно два зворотних клапани, засувки з дренажем забезпечують відсікання високого тиску від низького. Для захисту устаткування і всмоктуючих трубопроводів системи поза герметичною частиною від перевищення тиску на лінії планового розхолодження у герметичній частині встановлені запобіжні клапани.

На лінії всмоктування система підключається до бака-приямка ГА-201 герметичної оболонки, а також до “холодної” або “гарячої” нитки четвертої петлі ГЦК (лінія планового і ремонтного розхолодження).

При роботі блока на потужності, в аварійній ситуації з розгерметизацією I контура система підключена до бака-приямка, а у всіх інших ре-

жимках забір води здійснюється з четвертої петлі ГЦК. Для забезпечення заданої швидкості розхолодження I контура при плановому розхолодженні і аварійному розхолодженні при цілому I контурі на трубопроводі перед теплообмінником САОЗ і на байпасі теплообмінника встановлено два регулюючих клапани.

Насос аварійного розхолодження має лінію рециркуляції D_y 150 з дросельною шайбою TQ12-32E02 і арматурою TQ12-32S02,03 (операторами БЩУ називається “великою” рециркуляцією), яка забезпечує випробування насоса на ГА-201 з витратою до 248 м³/год. Насос аварійного розхолодження також має лінію рециркуляції D_y 50 з дросельною шайбою TQ12-32E10 без арматури (операторами БЩУ називається “малою” рециркуляцією), яка забезпечує лише короткочасне випробування насоса.

Нетривала робота насоса на лінії “малої” рециркуляції визначається тим, що вона розрахована на витрату до 15 м³/год. Насоси при цьому працюють поза зоною робочої характеристики, з малою витратою і підвищеною вібрацією. Внаслідок цього завод-виробник насосів САОЗ допускає роботу насосів з мінімальною подачею 16 м³/год лише протягом 10 % часу від загального напрацювання до капітального ремонту.

На напорі насоса аварійного розхолодження встановлена дросельна шайба, що забезпечує стійку роботу насоса при повністю розуціленому I контурі. Передбачається спільна одночасна робота спринклерного насоса TQ11(21,31)D01 і насоса аварійно-планового розхолодження TQ12(22,32)D01, що мають спільні теплообмінники САОЗ TQ10(20,30)W01, бак аварійного запасу бору і всмоктувальні трубопроводи D_y 600.

Основним обладнанням системи аварійно-планового розхолодження є:

- теплообмінник аварійно-планового розхолодження TQ10(20,30)W01;
- насоси аварійного розхолодження TQ12(22,32)D01;
- бак аварійного запасу бору TQ10(20,30)B01 (ГА-201);
- запобіжні клапани TQ40S08,09;
- клапани регулюючі TQ41,42,43S03,04.

Теплообмінник аварійно-планового розхолодження TQ10(20,30)W01 (рис. 7.3) призначений для охолодження води I контура при аварійних ситуаціях, що пов’язані із розуціленням трубопроводів і обладнання I контура в аварійних ситуаціях. Він також використовується при нормальній експлуатації системи в режимі планового розхолодження, на момент її підключення залишкові тепловиділення становлять 33,2 мВт (через – 5 годин після зупинки РУ). Розташований теплообмінник в оббудові реакторного відділення на позначці 0,00 у приміщеннях А-123/1,2,3 (рис. 7.4).

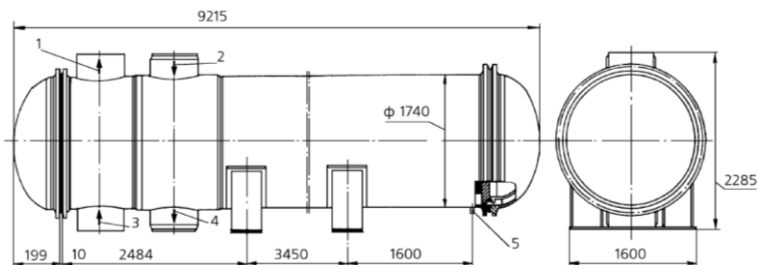


Рис. 7.3. Загальний вигляд теплообмінника аварійно-планового розхолодження TQ10(20,30)W01:

1 – вихід технічної води VF; 2 – вхід води I контура; 3 – вхід технічної води VF; 4 – вихід води I контура; 5 – дренаж по середовищу I контура



Рис. 7.4. Розташування теплообмінників CAO3 (активна частина) у приміщеннях А-123/1,2,3 на позначці 0,00:
4 – TQ10W01; 5 – TQ20W01; 6 – TQ20W01

Конструктивно цей апарат являє собою поверхневий, горизонтальний теплообмінник кожухотрубного типу, двоходовий по охолоджуючій воді, з компенсацією температурних переміщень за допомогою плаваючої головки. Охолоджуючим середовищем є технічна вода групи "А", що циркулює по трубках. У теплообміннику застосовується протитечієвий рух охолоджуючого середовища і того, що охолоджується. Основні технічні характеристики теплообмінника аварійно-планового розхолодження TQ10(20,30)W01 наведені у табл. 7.1.

Таблиця 7.1

Технічні характеристики теплообмінника TQ10(20,30)W01

Назва	Міжтрубний простір	Трубний простір
Середовище	розчин борної кислоти	технічна вода групи "А"
Витрата, т/год (не більше)	1750	3000
Розрахунковий тиск, кгс/см ²	21	5
Тиск гідравлічних випробувань, кгс/см ²	29	8
Розрахункова температура, °С	130	75
Гідравлічний опір, кгс/см ²	0,7	0,45
Об'єм	10,5	9,3
Поверхня теплообміну, м ²	935	

Кількість теплообмінних трубок 1878 одиниць діаметром 25x1,4 мм. Усі елементи теплообмінника, що омиваються водою I контура, виготовлені з нержавіючої сталі, решта елементів – з вуглецевої сталі.

Конструкція теплообмінника за весь термін експлуатації (30 років) допускає:

- кількість планових включень – не більше 90;
- кількість режимів порушень нормальних умов експлуатації, що супроводжуються раптовим припиненням і відновленням подачі будь-якої з середовищ, – не більше 30;
- не регламентовану швидкість зміни температур охолоджуючої води.

Вхід і вихід води I контура здійснюється по трубопроводах D_y 600 мм. Операції із видалення повітря з міжтрубного простору теплообмінника здійснюються по трубопроводу D_y 38 з арматурою TQ10(20,30)S05 у систему спецканалізації. Дренування теплообмінника здійснюється по трубопроводу D_y 38 з арматурою TQ10(20,30)S03 у систему збору дренажів боровмісної води.

Лінії планового і ремонтного розхолодження об'єднуються в один трубопровід, на якому встановлений регулюючий клапан 3TQ41(42,43)S03. Цей трубопровід врізається у всмоктувальну лінію насосів аварійного розхолодження перед теплообмінником.

Теплообмінник має байпас від лінії ремонтного і планового розхолодження. На байпасі також встановлено регулюючий клапан 3TQ41(42,43)S04.

Теплообмінник підключений до зливної магістралі технічної води групи "А", щоб через них протікала охолоджуюча вода. Такий спосіб підключення дозволяє вводити теплообмінник розхолодження у роботу без перемикань в частині технічного водопостачання.

Агрегат електронасосний відцентровий TQ12(22,32)D01 типу ЦНР-800-230 (рис. 7.5) призначений для розхолодження активної зони реактора при аварійних режимах і у режимах планового розхолодження на енергоблоках АЕС з реакторами ВВЕР-1000. Конструктивно насос виконаний уніфікованим зі спринклерним насосом TQ11(21,31)D01 типу ЦНСА 700-140 і відрізняється від нього великим діаметром робочого колеса.

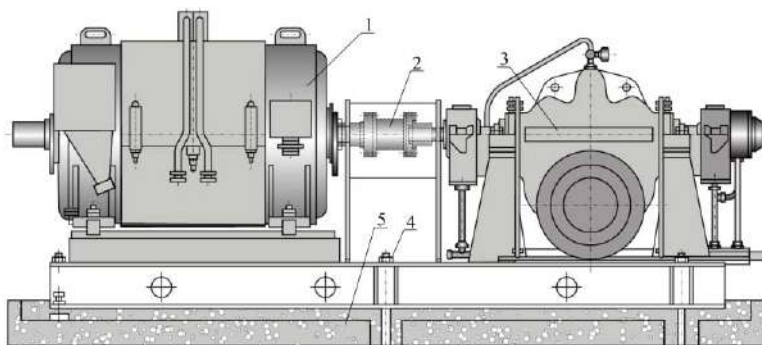


Рис. 7.5. Загальний вигляд насоса типу ЦНР-800-230:

1 – електродвигун; 2 – зубчаста муфта; 3 – насос; 4 – анкерний болт; 5 – залізобетонний фундамент

Насос агрегата одноступеневий. Насос приводиться у рух електродвигуном типу 2АЗМІ-800/6000-УХЛ4 потужністю 800 кВт, асинхронним, із замкнутою системою вентиляції через охолоджувач, що охолоджується технічною водою групи "А". Насос з'єднується з електродвигуном за допомогою зубчастої муфти.

Термін експлуатації насоса – 30 років. Насос та його кріплення до фундаменту задовольняють вимогам до обладнання 1 категорії сейсмостійкості. Розташовані насоси у приміщеннях 036/1,2,3 на позначці + 4,20 (рис. 7.6).

Насоси не мають власних захистів, що потребують відключення насоса. Основні технічні характеристики насосів TQ12(22,32)D01 наведені у табл. 7.2.

Для охолодження підшипників, що вбудовані у насос, теплообмінників і виносних теплообмінників подається технічна вода групи "А" по трубопроводу D_y 32 з витратою 8-9 м³/год. Витрата технічної води на охолодження електродвигуна становить 4,7 м³/год.



Рис. 7.6. Розташування насосів САОЗ (активна частина) у приміщеннях 036/1,2,3 на позначці + 4,20:
 39 – TQ12D01; 47 – TQ22D01; 48 – TQ32D01

Бак аварійного запасу борної кислоти TQ10-30B01 (ГА-201) являє собою у плані Г-подібне приміщення (рис. 7.7), що облицьоване нержавіючою сталлю, та входить до складу герметичної зони реакторного відділення. Верхня частина бака утворена перекриттям на позначці + 13,2, що сполучене з баком трьома незалежними зливними пристроями (приймальними люками) площею 1,0 м² у приміщеннях ГА-306/1,2,3. Вказане перекриття є нижньою експлуатаційною позначкою герметичного об'єму оболонки, з якої шляхом організації ухилів передбачається зливання води, що надходить у бак. Схема розташування бака аварійного запасу борної кислоти TQ10-30B01 у реакторному відділенні наведена на рис. 7.8.

Технічні характеристики насосів TQ12(22,32)D01

Параметр	Значення
Продуктивність, м ³ /год	800
Продуктивність по лінії випробування, м ³ /год	220
Продуктивність по лінії “малої” рециркуляції, м ³ /год	15
Напір, кгс/см ² (МПа)	23 (2,3)
Температура води, що перекачується, °С	10-150
Потужність насоса, кВт	681
Частота обертання, об/хв	2970
Марка електродвигуна	4А3М-800/1600 УХЛ 4
Допустимий кавітаційний запас, кгс/см ² (не менше)	1,1
Час повного розгону, с	7,5
Ресурс до капітального ремонту, роки	5
Витоки через ущільнення, м ³ /год (не більше)	0,001
Витрата технічної води на охолодження насосного агрегата, включаючи двигун, м ³ /год	11,6-12,6
Допустима віброшвидкість на корпусах підшипників, мм/с	≤ 4,5
Тип масла для змащування підшипників насоса і електродвигуна	Т-22, Тп-22, Тп-22С
Допустимий тиск на всмоктуванні, кгс/см ² (МПа)	22,5 (2,25)
Допустимі відхилення по напору, %	3

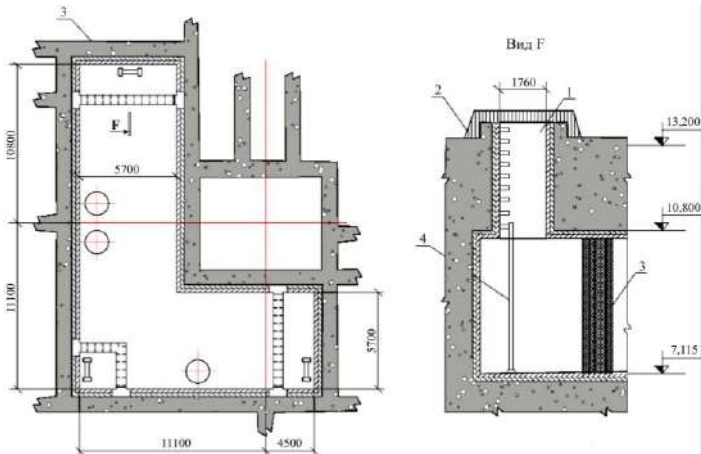


Рис. 7.7. Бак аварійного запасу борної кислоти TQ10-30B01 (ГА-201):
1 – приймальний колодязь; 2 – решітка; 3 – ряди сіток; 4 – драбина

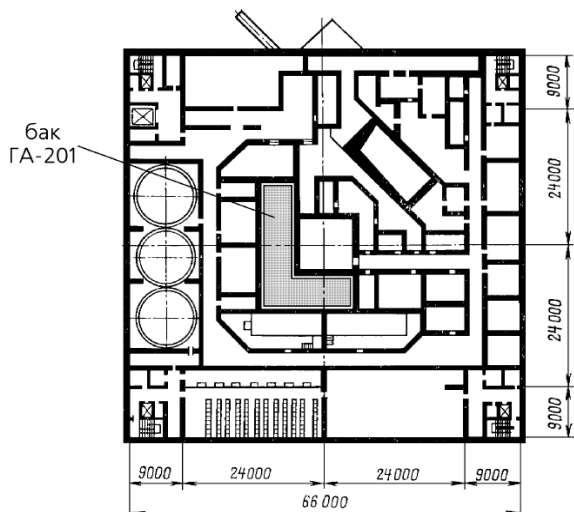


Рис. 7.8. Розташування бака аварійного запасу бору ГА-201 у будівлі реакторного відділення на позначці + 6,00

Бак-прямокутник виготовлений із залізобетону з облицюванням з нержавіючої сталі, заанкерованої у бетон з урахуванням дії аварійних навантажень. Для можливості контролю за протіканнями між нержавіючим облицюванням і бетонною поверхнею створений шар другого облицювання з вуглецевої сталі. Люки бака виступають над підлогою приміщень ГА-306/1,2,3 на 200 мм і закриті нержавіючими металевими решітками.

Під час аварії вода з приміщень ГА-306/1,2,3 потрапляє у “брудні” відсіки ГА-201 через ці три приймальних люки перерізом 960x960 мм, над якими встановлені решітки з отворами 100x100 мм, що не допускають попадання у бак-прямокутник великих частин ізоляції або інших сторонніх предметів.

У “чисті” відсіки вода потрапляє через шестирядні нержавіючі сітки спеціальної конструкції, що встановлені поперек бака-прямокутника біля кожного приймального отвору, та ділять бак-прямокутник на “чисте” і “брудне” відділення.

Концентрація борної кислоти у баку вимірюється періодично після попереднього перемішування розчину бору, що знаходиться в баку. Концентрація автоматично вимірюється на напорі насосів аварійного розхолодження за допомогою боромірів типу НАР-Б. Для створення можливості перемішування розчину борної кислоти у баку всередині нього передбачений роздатковий колектор, до якого приєднані лінії рециркуляції D_y 150 з дросельною шайбою TQ12-32E02 і арматурою TQ12-32S02,03 від кожного насоса.

Колектор являє собою трубопровід з рівномірно розміщеними отворами, поміщений у бак і повторює його конфігурацію.

Відбір борного розчину з бака-приямка ГА-201 до насосів аварійних систем здійснюється розсікачами, що встановлені у баку на всмоктувальних трубопроводах системи безпеки. Основна технічна характеристика бака TQ10-30B01 (ГА-201) наведена у табл. 7.3.

Таблиця 7.3

Технічна характеристика бака TQ10-30B01 (ГА-201)

Параметр	Значення
Об'єм бака, м ³	680
Концентрація борної кислоти, г/кг	16
Площа днища, м ²	181,3
Об'єм борної води (H ₃ BO ₃ /H ₂ O), що зберігається, м ³	500

Перше заповнення бака-приямка і дозаповнення здійснюється або зі спецкорпусу від установки СВО-4, або від системи боровмісної води ТВ30. Заповнення здійснюється лише по лінії, що врізана у всмоктуючий трубопровід TQ32D01.

Дренування основної маси води бака-приямка здійснюється у баки системи боровмісної води ТВ30, а решти – у систему спецканалізації.

У верхню частину бака-приямка заведені трубопроводи переливів і дренажів баків аварійного запасу бору TQ13(23,33)B01.

Всмоктувальна лінія системи аварійно-планового розхолодження TQ40 від I контура до насосів TQ12(22,32)D01 розрахована на тиск до 21 кгс/см²; тиск гідравлічних випробувань – 29 кгс/см². Для захисту всмоктувального трубопроводу систем САОЗ від переопресовки передбачене встановлення на всмоктувальній лінії планового розхолодження запобіжних клапанів TQ40S08,09. На енергоблоках АЕС з реакторами ВВЕР-1000 використовуються, в основному, запобіжні клапани прямої дії типу СППК4-150 або P55189-150 (рис. 7.9), налаштовуються на тиск спрацьовування 21,6-22,1 кгс/см².

При спрацьовуванні запобіжного клапана середовище скидається на підлогу приміщень ГА-306/2,3. Продуктивність запобіжних клапанів обрана виходячи з умови помилкового включення одного насоса введення бору високого тиску або двох підживлювальних насосів.

Пропускна здатність запобіжних клапанів типу СППК4-150 становить 200 м³/год (кожного) при повному відкритті.

Регулюючі клапани TQ41,42,43S03,04 встановлюються на байпасі теплообмінника і на трубопроводі перед теплообмінником САОЗ, використовуються для забезпечення заданої швидкості розхолодження I контура при плановому і аварійному розхолодженні. Основна технічна характеристика регулюючих клапанів наведена у табл. 7.4.

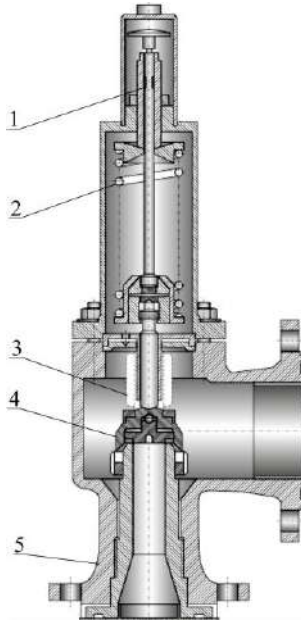


Рис. 7.9. Типова конструкція пружинного клапана прямої дії:
 1 – гвинт для налаштувань; 2 – пружина; 3 – сільфон;
 4 – золотник; 5 – корпус

Таблиця 7.4

Технічні характеристики регулюючих клапанів

Параметр	Значення
Тип клапана	И68052-250
Умовний прохід, мм	250
Тиск умовний, кгс/см ²	40
Температура робочого середовища, °С	215
Пропускна здатність, м ³ /год	1000
Протікання у зазорі при перепаді 1 кгс/см ² , м ³ /хв	0,05
Допустимий перепад на клапані, кгс/см ²	14

Крім регулюючих і запобіжних клапанів у схемі передбачені дроселюючі і звужуючі пристрої:

- дросельні шайби TQ12(22,32)E10 призначені для виключення роботи насоса TQ12(22,32)D01 у безвитратному режимі;
- дросельні шайби TQ12,22,32E11 призначені для обмеження витрати по лінії байпаса арматур TQ12,22,23S04;

- дросельні шайби TQ12(22,32)E01 призначені для обмеження витрати насоса TQ12(22,32)D01 у робочій зоні його характеристики при роботі на розушільнений I контур;
- дросельні шайби TQ12(22,32)E02 призначені для обмеження витрати у робочій зоні характеристики насоса TQ12(22,32)D01 при його роботі в режимі розігрівання контура розхолодження;
- дросельні шайби TQ12(22,32)E03 призначені для дроселювання можливих протікань з I контура між арматурою TQ12S07 і TQ22S04, TQ22S22 і TQ22S04, TQ32S22 і TQ22S04;
- дросельні шайби TQ22E04(E06), TQ23E04(E06) призначені для вирівнювання витрат, що подаються насосом TQ22(32)D01 “над зону” і “під зону” при роботі на I контур;
- дросельні шайби TQ12E06,07,08,09 (TQ22,32E05,07,08) призначені для обмеження витрати по лінії байпаса зворотних клапанів при їх випробуванні на щільність;
- звужувальні пристрої TQ12H01,02 призначені для обмеження витрати води, що витікає з I контура у разі розриву напірних трубопроводів TQ12 між зворотними клапанами і I контуром;
- дросельна шайба TQ40E01 призначена для дроселювання протікання I контура між арматурою TQ40S01,S02 і 3TQ40S03,S04;
- звужувальні пристрої TQ40H01,02 призначені для обмеження витрати води, що витікає з I контура при розриві трубопроводів планового розхолодження до арматури TQ40S01,S02,S05.

Оскільки система аварійного і планового розхолодження пов'язана з I контуром, то необхідні вузли, що призначені для поділу високого і низького тиску. Такі вузли призначені для захисту обладнання і трубопроводів системи від підвищення тиску понад допустимі значення:

- Вузол TQ40 (17,6/2,11 МПа (180/21,5 кгс/см²)) – При високому тиску у I контурі частина низького тиску відключена послідовно встановленими групами арматури TQ40S01,02,05 і TQ40S03,04 з організацією дренажу між ними у систему організованих протікань. На дренажі встановлений дросельний пристрій TQ40E01.
- Вузол подачі води від насосів аварійного розхолодження (17,6/4,9 МПа (180/50 кгс/см²)) у I контур – розподіл високого і низького тиску здійснюється установкою послідовної групи зворотних клапанів TQ12S09,27,08,26,11,22,10,20, TQ22S07,14,11,15,22,19, TQ32S07,23,11,24,22,19 і нормально закритою засувкою TQ12(22,32)S04. Байпаси зворотних клапанів забезпечені двома послідовними вентилями і дроселюючим пристроєм. Захист лінії низького тиску здійснюється установкою дренажу між групами зворотних клапанів і засувкою TQ12(22,32)S04. На дренажі встановлений дросельний пристрій TQ12(22,32)E03.

- Вузол рециркуляції насосів аварійного розхолодження (4,9/2,11 МПа (50/21,5 кгс/см²)). Розподіл високого і низького тиску здійснюється на редуцирувальному пристрої TQ12(22,32)E10.

Редуцирувальний пристрій призначений для зниження тиску на задану величину з можливістю зміни у меншу сторону аж до повного переkritтя.

При нормальній роботі енергоблоку АЕС з реактором ВВЕР-1000 система аварійно-планового розхолодження перебуває в режимі “чергування”. Це означає, що лінія відбору води з I контура TQ40 є закритою (при $P > 18$ кгс/см² закриті TQ40S01-05, їх схеми розібрані). Насоси аварійно-планового розхолодження TQ12(22,32)D01 у цьому випадку підключені до бака аварійного запасу бору ГА-201 TQ10(20,30)B01 і готові функціонувати автоматично за сигналами знеструмлення або розривних захистів САОЗ.

Відповідно дії оперативного персоналу з обслуговування системи САОЗ, що перебуває в режимі “чергування”, полягають у її регулярному зовнішньому огляді, відстеженні контрольованих параметрів і регламентної перевірки працездатності устаткування системи відповідно до встановленого графіка.

Перед виведенням реактора на мінімальний контрольований рівень повинні бути працездатні усі три канали аварійно-планового розхолодження. При роботі реакторної установки на потужності допускається виведення в ремонт одного каналу на термін не більше трьох діб з моменту виявлення дефекту за заявкою головного інженера станції. При цьому повинна бути підтверджена працездатність двох інших каналів.

Планове розхолодження енергоблоку проводиться у 2 етапи:

- на першому етапі розхолодження проводиться зі швидкістю 30 °С/год скиданням пари з парогенераторів у конденсатор турбіни;
- другий етап розхолодження розпочинається при досягненні температури I контура 150 °С і тиску у I контурі менше 18 кгс/см² (введення в роботу системи аварійно-планового розхолодження можливе лише на цьому етапі, оскільки вона розрахована на низький тиск).

Введення в роботу системи аварійно-планового розхолодження розпочинається зі складання технологічної схеми всмоктування насосів TQ12(22,32)D01 з I контура послідовним відкриттям TQ40S01(02),03(04); закриттям TQ10(20,30)S01 і відкриттям TQ41-43S01,02.

В цьому режимі особливо ретельно необхідно контролювати тиск у I контурі, який повинен знаходитись в межах 15-18 кгс/см². Це пов'язано з тим, що при тиску у I контурі нижче 15 кгс/см² експлуатація ГЦН забороняється, а при підвищенні тиску понад 18 кгс/см² закриваються TQ40S01-05 під дією захистів TQS121(I,II,III), TQ111,115,119(I,II,III) і всмоктування насосів TQ12(22,32)D01 переходить назад на ГА-201 через TQ10(20,30)S01. Відкривати засувки TQ41(42,43)S01,02 потрібно плавно,

невеликими кроками, для того, щоб повільно поставити під тиск всмоктуючий тракт системи аварійно-планового розхолодження.

Далі необхідно провести розігрівання системи аварійно-планового розхолодження перед її підключенням до I контура.

Трубопроводи до засувок TQ12(22,32)S04 повинні бути прогрітими таким чином, щоб різниця між їхньою температурою і температурою I контура була менше 60 °С.

Для розігрівання трубопроводів насоси CAO3 TQ12(22,32)D01 включаються на малу рециркуляцію через дросельну шайбу TQ12(22,32)E10 і надалі переводяться на рециркуляцію через TQ41(42,43)S05. Ділянка відбору води з I контура до засувок TQ40S03,04 розігрівається відкриттям контрольного дренажу TQ40S06. Іноді для прискорення процесу розігрівання короткочасно підривають TQ12(22,32)S02,03 для підмішування у тракт гарячої води з I контура.

Вищевказані два режими (підключення всмоктуючого тракту аварійно-планового розхолодження до I контура і його розігрівання) є критичними з точки зору довговічності роботи технологічного обладнання, особливо теплообмінників TQ10(20,30)W01, і безпосередньо визначають їх ресурс.

Після закінчення розігрівання “робочого” каналу TQ12(22,32) і загальних для трьох каналів трубопроводів планового розхолодження закривають засувки TQ40S06, TQ41(42,43)S05. Далі навантажують “робочий” канал, перевівши його на розхолодження I контура за такою схемою (рис. 7.10): гаряча петля I контура → TQ40S01(02) → TQ40S03(04) → TQ41(42,43)S01,02 → TQ10(20,30)W01 → TQ12(22,32)D01 → TQ12S04,22 (TQ22S04, TQ32S04) → TQ12S06 (TQ22S06, TQ32S06) → холодна петля I контура (або напірна камера змішування РУ).

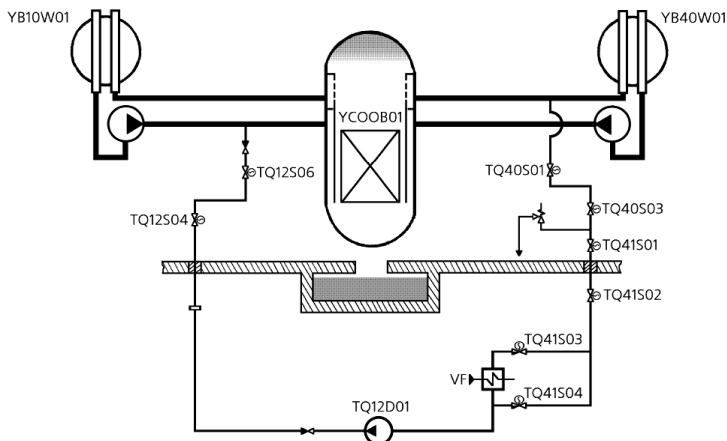


Рис. 7.10. Система розхолодження I контура системою CAO3 з температури 150 °С

В цьому режимі циркуляція теплоносія здійснюється як у нормальному режимі: відбір води I контура проводиться з гарячої петлі, а охолоджений теплоносій надходить у холодну петлю. При цьому у зв'язку з тим, що I контур перебуває під надлишковим тиском, створюються умови для безкавітаційної роботи насосів TQ12(22,32)D01.

Крім описаної вище існує ще одна схема ремонтного розхолодження РУ (або схема зворотного потоку), коли теплоносій забирається з холодної петлі, а охолоджений у теплообмінниках TQ10(20,30)W01 теплоносій надходить у гарячу петлю (рис. 7.11): холодна петля I контура → TQ40S05 → TQ41(42,43)S01,02 → TQ10(20,30)W01 → TQ12(22,32)D01 → TQ12S04,22 (TQ22S04, TQ32S04) → TQ12S07 (TQ22S10, TQ32S10) → гаряча петля I контура (або напірна камера змішування РУ).

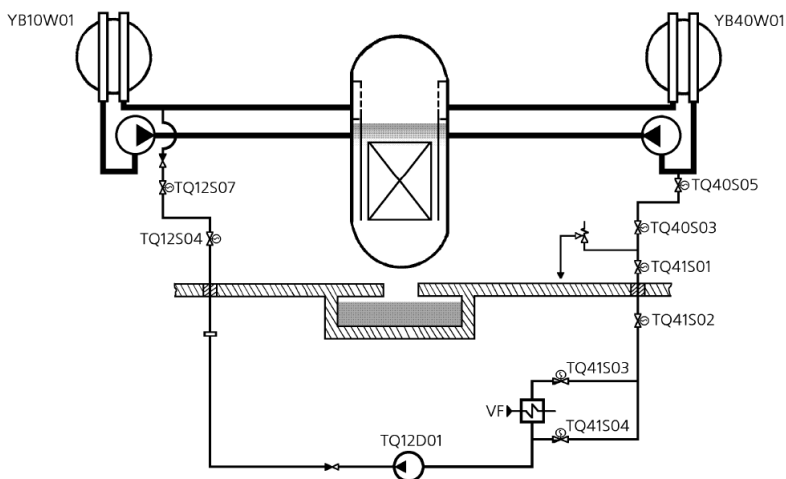


Рис. 7.11. Схема відведення залишкових енерговиділень від I контура з підключенням контура САОЗ в режимі “зворотного потоку”

Варіант підключення контура САОЗ за схемою зворотного потоку через активну зону в режимі планового розхолодження енергоблоку з температури у I контурі 150 °С є неприйнятним з таких причин:

- високі температури з максимально навантажених касет призводять до додаткового підвищення температури теплоносія в об'ємі під кришкою реактора до 180-200 °С;
- при зазначених умовах і слабкому тепловідведенні з верхнього блока (швидкість його розхолодження 1,5-3 °С/год) виникають обмеження щодо можливості зниження тиску та розхолодження компенсатора об'єму і, в цілому, істотно збільшується час процесу розхолодження (через гарячий об'єм теплоносія під кришкою);

– у цьому режимі можлива нестійка циркуляція теплоносія в окремих касетах активної зони, що може несприятливо відобразитися на їх працездатності.

Зміна температури теплоносія I контура при розхолодженні РУ з температури 150°C з САОЗ в режимі зворотного потоку наведена на рис. 7.12.

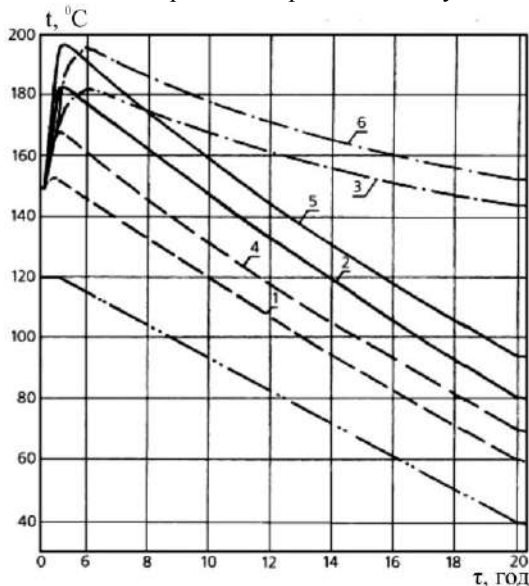


Рис. 7.12. Зміна температури теплоносія I контура при розхолодженні РУ з температури 150°C з САОЗ в режимі зворотного потоку:
 — · — · — температура теплоносія, що подається в реактор з САОЗ;
 — · — — температура теплоносія під кришкою реактора; — — — температура теплоносія на виході з касет з підйомним рухом; — — — температура теплоносія на виході з реактора; 1, 2, 3 – з витратою від САОЗ $1000\text{ м}^3/\text{год}$; 4, 5, 6 – з витратою від САОЗ $700\text{ м}^3/\text{год}$

При проведенні технічного обслуговування РУ під час “холодної” зупинки (тобто коли температура I контура знижена менше ніж на 70°C) часто потрібно провести ремонт виймальної частини ГЦН, ТЕНів КТ, колекторів парогенераторів тощо. Все це пов’язано з необхідністю дренажу гарячої нитки ГЦТ. У цьому випадку, відповідно, стає неможливою робота системи аварійно-планового розхолодження за нормальною схемою з відбором води з гарячою петлі ГЦК і поверненням охолодженого теплоносія у холодну петлю.

Саме в цьому випадку для відведення залишкових тепловиділень (і лише для відведення залишкових енерговиділень!) застосовується схема

ремонтного розхолодження. Ця схема має цілий ряд особливостей, які є сенс розібрати більш детально.

Відведення залишкових тепловиділень активної зони при зниженому рівні в реакторі, як правило, здійснюється з метою проведення ремонту обладнання реакторної установки, що розташоване вище позначки + 23,90 – осі “холодних” патрубків D_y 850 реактора і не потребує вивантаження активної зони. При цьому тиск на всмоктуванні насоса, що стоїть, TQ12(22,32)D01 буде визначатися тільки висотою стовпа рідини (наприклад, при дренаванні по верхню утворюючу позначку “холодної” нитки тиск буде близько $2,4 \text{ кгс/см}^2$).

Цілком очевидно, що при роботі насоса аварійно-планового розхолодження в цьому режимі з урахуванням опору теплообмінника САОЗ, трубопроводів, регуляторів і арматури тиск на всмоктуванні працюючого насоса буде низьким. Реально, виходячи з тривалого досвіду експлуатації, відомо, що в такому режимі неможливо підтримувати витрату в системі САОЗ понад 470 т/год.

Виходячи з низької витрати ($470 \text{ м}^3/\text{год}$) при роботі системи САОЗ в режимі зворотної циркуляції стабільна підтримка його температури I контура менша за $70 \text{ }^\circ\text{C}$ (що є умовою “холодної зупинки”) можливо тільки через 2-3 доби після зупинки реактора. Це пов’язане з досить високим рівнем енерговиділення активної зони реактора в перші три доби.

При непроектній витраті у контурі розхолодження через систему САОЗ ($465 \text{ м}^3/\text{год}$ замість $800 \text{ м}^3/\text{год}$ за проектом) забезпечується відведення залишкових тепловиділень активної зони не раніше, ніж через 50 годин після переведення реактора у підкритичний стан.

При проведенні режиму “ремонтного” розхолодження зі зворотною циркуляцією необхідний суворий контроль за рівнем теплоносія в реакторі. Критичний рівень, при якому може відбутися прорив повітряного ядра воронки у зливний трубопровід САОЗ, становить 250 мм до горизонтальної ділянки трубопровода I контура. В цьому режимі бажано завжди звіряти покази рівнемірів реактора YC00L01,02 і рівнеміра КТ YP10L05 (завдяки зв’язку КТ з “холодною” ниткою петлі № 4 через дренажі).

На системі аварійного і планового розхолодження передбачена така сигналізація:

- “Температура насоса аварійного розхолодження висока” – висвічується при підвищенні будь-якої температури по насосу або його електродвигуна до $85 \text{ }^\circ\text{C}$;
- “Витрата технічної води за теплообмінником аварійного розхолодження (ТОАР) низька” – висвічується при зниженні витрат технічної води за ТОАР до $2800 \text{ м}^3/\text{год}$;
- “Рівень у баку аварійного запасу розчину бору низький” – висвічується при зниженні рівня у баку-прямку до 2750 мм;

- “Рівень у баку аварійного запасу розчину бору високий” – висвічується при підвищенні рівня у баку-приямку до 5300 мм;
- “Концентрація перед ТОАР низька” – висвічується при зниженні концентрації бору перед теплообмінником до 15 г/кг;
- висвітлення будь-яких табло сигналізації на БЩУ супроводжується звуковим сигналом.

Устаткування і трубопроводи системи аварійного та планового розхолодження повинні бути негайно відключені (під час планового випробування) у таких випадках:

- при виявленні тріщин і свищів в основному металі і зварних з’єднаннях устаткування та трубопроводів;
- при руйнуванні опор і підвісок;
- при збільшенні тиску, температури або активності у необслуговуваних приміщеннях, де розташоване обладнання та трубопроводи;
- при появі шумів, вібрацій вище встановлених меж, ударів у обладнанні та трубопроводах;
- при збільшенні віброшвидкості насосного обладнання більше 18 мм/с в режимі випробування по лінії рециркуляції;
- під час пожежі на устаткуванні або у приміщенні, де розташоване обладнання;
- при досягненні технологічними параметрами захисних вставок на відключення;
- при зниженні тиску всмоктування насоса нижче регламентного значення;
- при підвищенні тиску понад робочий більше, ніж на 15 % і наступному його підвищенні, незважаючи на вжиті заходи;
- при несправності пристроїв вимірювання тиску або рівня.

В аварійних ситуаціях, при несправності обладнання системи аварійного та планового розхолодження, що потребують його негайного виведення з роботи, остаточне рішення про виведення каналу системи з роботи приймає начальник зміни станції.

7.3. Пасивна система аварійного охолодження активної зони

Під час експлуатації АЕС вирішальне значення приділяється безпеці роботи РУ. Один з основоположних принципів, на якому базується безпека роботи РУ – це обмеження наслідків можливих аварій. У всіх проектах РУ повинні бути засоби, що спрямовані на запобігання проектним аваріям та обмеження їх наслідків.

Дуже небезпечними є аварії з втратою теплоносія І контура, що викликані пошкодженням обладнання та трубопроводів. Максимально

проектною аварією для реакторів типу ВВЕР-1000 на даний час вважається розрив “холодної” петлі трубопроводу I контура $D_y 850$.

При такій аварії витік теплоносія I контура у початковий період сягає 150 000 кг/с. До 6-ї секунди аварійного процесу тиск у I контурі зменшується до значень менших за 20 кгс/см². Практично відразу спрацьовує АЗ реактора і розривний захист I контура, який ініціює включення механізмів системи безпеки. Проте механізми системи безпеки мають певну інерційність: запізнення надходження води у реактор з моменту досягнення тиску у I контурі 22 кгс/см² для насосів аварійно-планового розхолодження TQ12,22,32D01 становить близько 35-40 с, час запізнення надходження води у реактор з моменту включення насосів аварійного введення бору 3TQ13,23,33D01 становить близько 8 с, час запізнення надходження води у реактор з моменту включення насосів аварійного впрокування бору TQ14,24,34D01 становить приблизно 1 хв 30 с. Ці дані наведено без урахування розвороту дизелів, тобто якщо в аварійній ситуації разом з розривом відбудеться знеструмлення, то зазначені часи запізнення потрібно збільшити на 15 с.

Таким чином, для режимів великих витоків необхідна така система безпеки, яка була б здатна вступити у роботу в перші моменти аварійного процесу, не допускати оголення активної зони реактора і функціонувати до включення інших систем безпеки.

Швидкоплинність процесів спорожнення I контура при максимально проектній аварії та необхідність оперативної подачі великої кількості води в реактор для запобігання пошкодженню оболонок ТВЕЛів обумовлює необхідність застосування гідроакумуляторів САОЗ.

Система гідроакумуляторів САОЗ є прикладом вдалого конструкторського підходу до розробки систем безпеки, оскільки в її основі лежить використання пасивних пристроїв для застосування в системах безпеки АЕС і РУ. У деяких документах систему гідроакумуляторів САОЗ називають ще пасивною частиною САОЗ.

Устаткування системи гідроакумуляторів САОЗ, згідно з проектом, має оперативне маркування з латинськими літерами УТ.

Пасивна частина САОЗ призначена для швидкої подачі розчину борної кислоти з концентрацією 16 г/кг у реактор для охолодження активної зони і її заливання при аваріях з втратою теплоносія, коли тиск у I контурі знижується нижче 60 кгс/см². При цьому забезпечується виконання таких захисних функцій:

- заливання і охолодження активної зони;
- створення підкритичності реактора більше 2 %;
- компенсація температурних ефектів реактивності, що пов’язані з включенням і роботою систем безпеки при аваріях.

Відповідно до класифікації обладнання РУ за критеріями безпеки система пасивної частини САОЗ відноситься до захисних систем безпеки. За класифікацією обладнання РУ за категоріями сейсмостійкості система відноситься до першої категорії.

Устаткування пасивної частини САОЗ у складі РУ розташоване у герметичній захисній оболонці будівлі реакторного відділення (рис. 7.13).

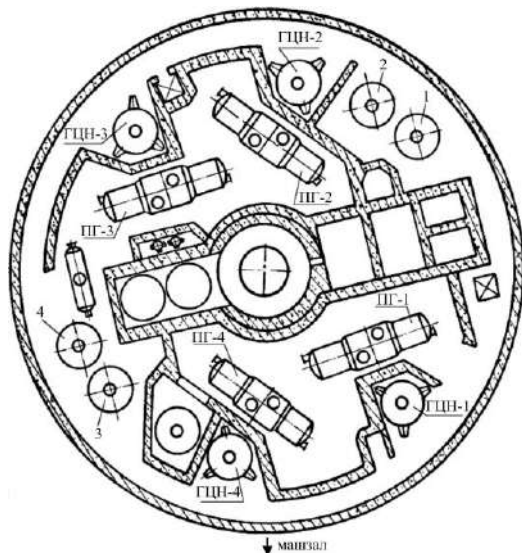


Рис. 7.13. Схема розташування обладнання пасивної частини САОЗ у гермооболонці на позначці +28,80:
 1 – гідроємність УТ11В01; 2 – гідроємність УТ12В01;
 3 – гідроємність УТ13В01; 4 – гідроємність УТ14В01

В основу проектування пасивної частини САОЗ та її компонентів покладено виконання таких вимог:

- система автоматично виконує задані функції при будь-якій події, яка потребує її роботи (включаючи витоки, що викликають відмову одного з каналів системи) з урахуванням однієї незалежної від вихідної події одиничної відмови в одному з каналів;
- при аваріях з втратою теплоносія система подає в реактор розчин борної кислоти з концентрацією 16 г/кг і температурою 60-70 °С при тиску у I контурі менше 60 кгс/см²;
- виключено потрапляння азоту в реактор при спрацьовуванні системи;
- упродовж перших 30 хвилин після виникнення аварії не потрібне втручання оператора в управління системою;

- трубопроводи від гідроємностей приєднуються безпосередньо до реактора (подача розчину борної кислоти здійснюється у напірну і збірну камери реактора);
- забезпечене незалежне трасування трубопроводів та їх надійне кріплення для того, щоб аварія одного трубопроводу не викликала пошкодження інших;
- забезпечена доступність для контролю і періодичних випробувань робочих елементів системи з метою перевірки їх працездатності (випробування і ремонт елементів системи можуть проводитись тільки на зупиненому реакторі);
- забезпечена працездатність в умовах навколишнього середовища під гермооболонкою при аваріях з втратою теплоносія;
- тиск у гідроємностях не перевищує розрахункового більше, ніж на 10 % у всіх проектних режимах;
- в режимах “малої” і “великої” течії обладнання пасивної частини САОЗ зрошується розчином борної кислоти з концентрацією 16 г/кг з вмістом гідразин-гідрату 0,1-0,2 г/кг і їдкого калію 3 г/кг (температура розчину при цьому для режиму “малої” течії 20-90 °С, а для режиму “великої” течії 20-150 °С).

Основними компонентами пасивної частини САОЗ є гідроємності САОЗ УТ11,12,13,14В01, трубопроводи та арматура. Кожна з гідроємностей з'єднана з реактором окремим трубопроводом.

Дві гідроємності УТ11,13В01 з'єднані з верхньою камерою змішування реактора, а дві інші УТ12,14В01 – з нижньою камерою змішування (рис. 7.14). З точки зору висотних позначок ємності УТ11,13В01, що з'єднані з верхньою камерою реактора, розташовані нижче (позначка +19,20), а з'єднані з нижньою камерою змішування гідроємності УТ12,14В01 – розташовані вище (позначка +24,60). Така схема підключення гідроємностей до корпусу реактора виконана з умови збереження темпу заливання активної зони з врахуванням гідравлічного опору опускної ділянки і АЗ реактора.

Під час нормальної експлуатації РУ кожна гідроємність відокремлена від реактора двома послідовно розташованими зворотними клапанами D_y 300 УТ11,12,13,14S03,04 (рис. 7.15). Коли тиск у реакторі знижується нижче тиску у гідроємностях (на 0,3 кгс/см²), зворотні клапани автоматично відкриваються і борована вода з гідроємностей надходить у реактор.

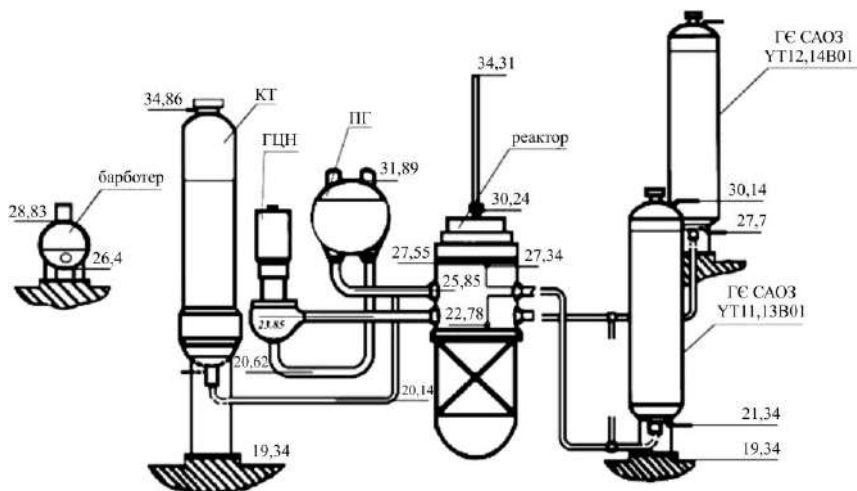


Рис. 7.14. Схема висотного розташування обладнання реакторної установки та гідросмистностей CAO3

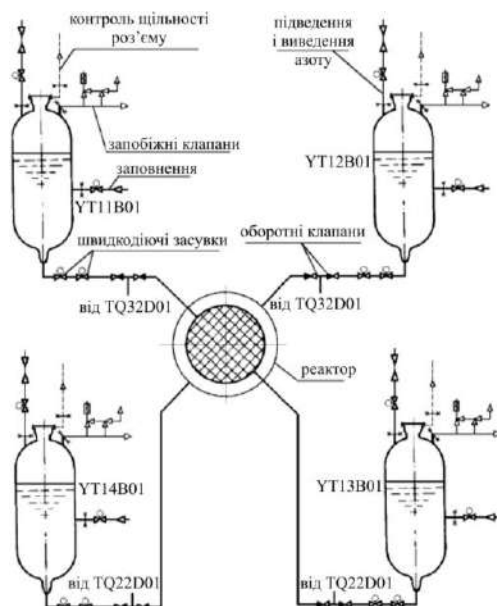


Рис. 7.15. Спрощена схема включення пасивної частини CAO3

При номінальних умовах роботи РУ робочий перепад тиску між реактором і ємністю становить 100 кгс/см^2 .

Застосування двох зворотних клапанів дає змогу уникати пошкодження ємності навіть при виході з ладу одного з них.

Крім зворотних клапанів на кожному трубопроводі встановлено по дві швидкодіючі (згідно з проектом час закриття 10 с) запірні засувки $D_y 300$ УТ11,12,13,14S01,02 (рис. 7.15), які забезпечують відсікання гідроємностей від реактора з метою унеможливлення потрапляння азоту у реактор під час спорожнення гідроємностей у разі аварії.

На трубопроводах встановлені швидкодіючі засувки, що починають автоматично закриватися при зниженні рівня у ємностях до 1200 мм. Таке блокування передбачає, що повне закриття хоча б однієї засувки відбулося на рівні у гідроємності не менше 800 мм. У процесі нормальної експлуатації РУ обидві засувки відкриті.

На трубопроводах зв'язку $D_y 300$ між швидкодіючими засувками влаштована дренажна лінія $D_y 20$ з електроприводною арматурою УТ16-19S03,04. Вона призначена для відведення можливих протікань через закриті швидкодіючі засувки УТ11-14S01,02 коли гідроємності САОЗ відключені від реактора.

Для розігрівання трубопроводів і перевірки щільності зворотних клапанів передбачені байпасні лінії паралельно до зворотних клапанів. На кожній байпасній лінії встановлено послідовно два сильфонних запірних вентилі $D_y 15$ з електроприводом УТ11,12,13,14S05,06,07,08. Під час нормальної експлуатації ці вентилі є закритими.

На кожній гідроємності встановлено по два запобіжних клапани (один робочий і один контрольний) УТ11,12,13,14S09,10.

Система опор трубопроводів пасивної частини САОЗ складається з опор двох типів:

- опори, що сприймають навантаження за нормальних умов експлуатації;
- опори, що призначені для сприйняття навантажень, які обумовлені аварійними ситуаціями та пов'язані з поперечними розривами самих трубопроводів.

На трубопроводах є необхідні трійники і штуцери для під'єднання трубопроводів активної частини САОЗ, байпасні лінії зворотних клапанів, трубопроводи дренажів, імпульсні лінії КВП. Трубопровід від гідроємностей САОЗ до реактора виготовлений зі сталі марки 10ГН2МФА з плакуванням внутрішньої поверхні. Трубопроводи САОЗ (підживлення, подача азоту тощо) і штуцери виготовлені з хромонікелевої сталі аустенітного класу типу 08Х18Н10Т.

Переміщення трубопроводів пасивної частини САОЗ не призводять до пошкодження інших трубопроводів.

Для зменшення кількості врізок у корпус реактора трубопроводи $D_y 300$ зв'язку ємностей САОЗ також використовуються для подачі у

І контур розчину борної кислоти від насосів аварійно-планового розхолодження. Напірні трубопроводи від насоса TQ22D01 врізаються у трубопроводи зв'язку від YТ13B01 і YТ14B01 між зворотними клапанами. Напірні трубопроводи від насоса TQ32D01 врізаються у трубопроводи зв'язку від YТ11B01 і YТ12B01 між зворотними клапанами.

Крім того, пасивна частина САОЗ пов'язана з такими системами:

- підживлення І контура ТК, яка забезпечує подачу розчину борної кислоти у гідроємності, з витратою до $5 \text{ м}^3/\text{год}$ і температурою $20\text{-}60 \text{ }^\circ\text{C}$ при тиску у гідроємності $1\text{-}85 \text{ кгс}/\text{см}^2$;
- організованих протікань ТУ, яка забезпечує зливання розчину борної кислоти з гідроємностей САОЗ, при тиску у гідроємності $1\text{-}85 \text{ кгс}/\text{см}^2$, температурі $20\text{-}60 \text{ }^\circ\text{C}$, з витратою до $5 \text{ м}^3/\text{год}$;
- азоту високого тиску ТР (UG), яка забезпечує подачу азоту у гідроємності під тиском $1\text{-}60 \text{ кгс}/\text{см}^2$ і температурі $20\text{-}60 \text{ }^\circ\text{C}$;
- газовидалення ТР (TS20), яка забезпечує видалення повітря при заповненні гідроємностей, скидання газу з однієї гідроємності САОЗ об'ємом 10 м^3 з витратою до $60 \text{ м}^3/\text{год}$ і температурою $20\text{-}60 \text{ }^\circ\text{C}$ при тиску $60 \text{ кгс}/\text{см}^2$;
- контролю ущільнень обладнання РУ.

До систем, від яких залежить працездатність пасивної частини САОЗ, відноситься система аварійного електропостачання.

Електроживлення КВП і виконавчих органів пасивної частини САОЗ здійснюється від надійних джерел живлення.

При експлуатації системи гідроємностей САОЗ треба також пам'ятати про обмеження на температуру і тиск для корпусу ядерного реактора, які ґрунтуються на небезпеку крихкого руйнування. Корпус ядерного реактора виконаний з матеріалу, що піддається такому явищу, як крихке руйнування (метал може руйнуватися без явної пластичної деформації). Оскільки явища крихкого руйнування потрібно уникати, то напруження, що виникають у корпусі ядерного реактора під впливом градієнтів тиску і температурних градієнтів, повинні обмежуватися безпечним значенням.

При виникненні аварії у реактор буде надходити вода з гідроємностей САОЗ, яка без вжиття спеціальних заходів матиме температуру близько $30 \text{ }^\circ\text{C}$. Саме тому на всіх реакторах ВВЕР-1000 типу В-320 при виготовленні корпусів реакторів у патрубках САОЗ встановлюються теплові сорочки (7.16). З метою підтримання температури середовища у гідроємностях на рівні $55 \text{ }^\circ\text{C}$ у ємностях САОЗ встановлені нагрівальні елементи. Це викликано необхідністю захисту реактора в аварійних режимах від різких перепадів температур.

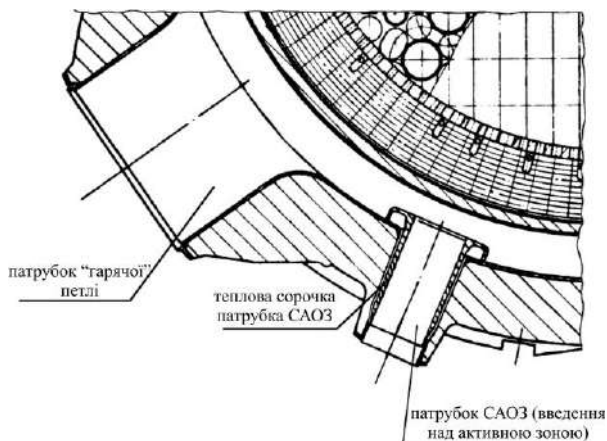


Рис. 7.16. Місце встановлення теплової сорочки у корпусі реактора на рівні “гарячих” петель

Гідроємність CAO3 УТ11-14В01 (рис. 7.17) є вертикальним циліндричним апаратом з еліптичними днищами, встановлена на циліндричній опорі і заповнена борованою водою під тиском, що створюється азотною подушкою. Обичайки і днища апарата мають поздовжні зварні шви, а з'єднання обичайок і днищ виготовлене за допомогою горизонтальних зварних швів.

Корпус гідроємності CAO3 (обичайки і днища) виготовлені зі сталі марки 22К-Ш. Внутрішня поверхня гідроємності має плакуючий антикорозійний шар, товщина якого становить не менше 7 мм. Для штуцерів, урівнювальних ємностей застосована хромонікелева сталь аустенітного класу типу 08Х18Н10Т. Для огляду і контролю внутрішньої поверхні влаштований люк Д_у 450.

Корпус гідроємності CAO3 (обичайки і днища) виготовлений зі сталі марки 22К-Ш. Внутрішня поверхня гідроємності має плакуючий антикорозійний шар, товщина якого становить не менше 7 мм. Для штуцерів, урівнюючих ємностей застосована хромонікелева сталь аустенітного класу типу 08Х18Н10Т. Для огляду і контролю внутрішньої поверхні влаштований люк Д_у 450.



Монтаж гідроємностей CAO3 на позначці + 28,10 енергоблоку № 1 Нововоронезької АЕС-2 (РФ)

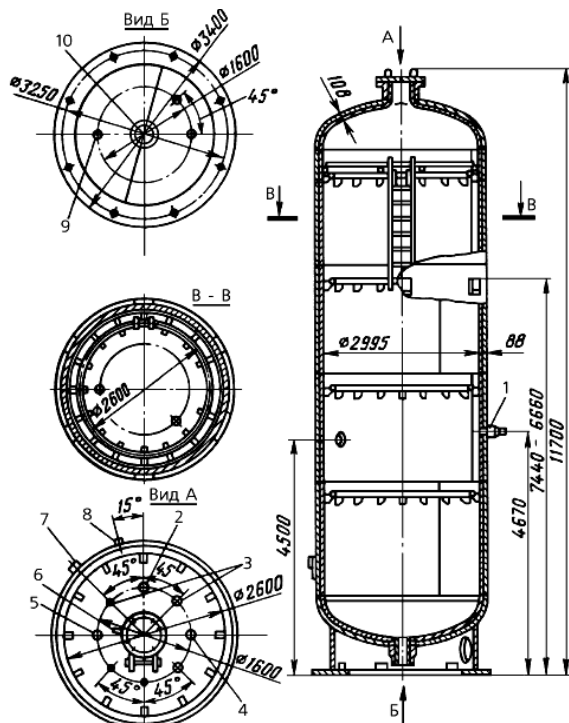


Рис. 7.17. Конструкція гідроємності CAO3:

1 – штуцер заповнення і підживлення; 2 – штуцер підведення і відведення азоту; 3 – штуцер для контролю за тиском; 4 – штуцер для контролю за рівнем; 5 – штуцер до запобіжного клапана; 6 – штуцер контролю щільності люка; 7 – патрубок для бороміра; 8 – патрубок для встановлення термоміри; 9 – штуцер для відбору проб; 10 – штуцер дренажу

Кришка люка, також має плакуюче наплавлення з внутрішньої сторони, а з патрубком кришки ущільнюється за допомогою двох нікелевих прокладок з нікелю типу НП-2 (в іншому варіанті внутрішня – нікелева, зовнішня – азбестографітова) і 16-ти шпильок.

Для внутрішнього огляду гідроємностей енергоблоків з реакторами ВВЕР-1000/В-320 передбачені стаціонарні майданчики.

У відповідності зі схемою включення гідроємностей на корпусах гідроємностей передбачені штуцери і патрубки для контролю щільності люка D_y 450, контролю тиску, контролю рівня, підведення і відведення газу, підключення запобіжних клапанів (штуцер D_y 70), заповнення та підживлення (штуцер D_y 50), відбору проб, заміру концентрації борного розчину (патрубок D_y 120), виходу води з ємності (патрубок D_y 300).

Опора гідроємності САОЗ є циліндричною обичайкою з опорним фланцем. В опорі є два отвори для виведення трубопроводу зв'язку "гідроємність САОЗ – реактор" і огляду нижньої частини корпусу. Матеріал опори – вуглецева сталь.

Конструкція гідроємності САОЗ енергоблоків з реактором ВВЕР-1000 В-320 і спосіб її закріплення забезпечують нормальне функціонування при одночасному впливі навантажень, що викликані максимальним розрахунковим землетрусом 9 балів за шкалою MSK-64 і навантажень, викликаних розривом трубопроводу D_y 300 (під'єднання до реактора) по повному перерізі.

Конструктивно це виконано шляхом встановлення упорного вузла і закладних деталей під опору гідроємностей.

Упорний вузол складається з кільця, що встановлюється на корпус ємності САОЗ, дванадцяти клинів, закладного кільця і дванадцяти кронштейнів. Заставна деталь під опору являє собою оребрену кільцеву плиту з привареними до неї анкерними стержнями.

Основні технічні характеристики гідроємностей САОЗ енергоблоків з реактором ВВЕР-1000 В-320 наведені в табл. 7.5.

Таблиця 7.5

Технічні характеристики гідроємностей САОЗ УТQ11,12,13,14В01

Параметр	Значення
Об'єм гідроємності, м ³	60,1
Об'єм води у гідроємності, м ³	50
Об'єм газового середовища, м ³	10
Номінальний тиск, кгс/см ²	60
Робочий розрахунковий тиск, кгс/см ²	65
Робоча температура металу стінки, °С	90
Товщина стінок днищ, мм	84
Товщина стінок обичайок, мм	79
Внутрішній діаметр корпусу, мм	3215
Висота корпусу ємності, мм	9865
Мінімальна температура газу після спорожнення, °С	110
Маса ємності, кг	86615



Транспортування гідроємності САОЗ для енергоблоку № 3 Ростовської АЕС (РФ)



Транспортування гідроємності САОЗ для енергоблоку № 3 АЕС "Тяньвань" (Китай)

Зворотні клапани D_y 300 УТ11,12,13,14S03,04 (рис. 7.18) призначені для відсікання гідроємності від реактора у процесі нормальної експлуатації РУ. Використовуються зворотні клапани прямої дії з закритими кришками і дистанційним показчиком кінцевих положень запірного органа. Основні технічні характеристики оборотних клапанів УТ11,12,13,14S03,04 наведені у табл. 7.6.

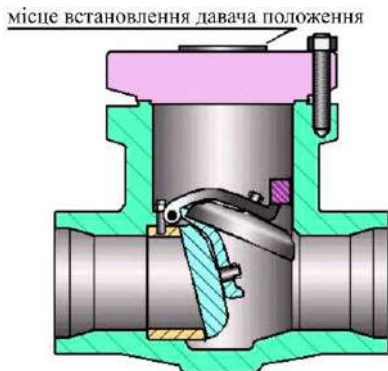


Рис. 7.18. Схема зворотного клапана

Таблиця 7.6

Технічні характеристики зворотних клапанів УТ11,12,13,14S03,04

Параметр	Значення
Умовний діаметр, м	D_y 300
Розрахунковий тиск, кгс/см ²	180
Розрахункова температура, °С	350
Перепад тиску відкриття, кгс/см ²	0,3
Робочий перепад тиску на затворі, кгс/см ²	120

Швидкодіючі засувки УТ11,12,13,14S01,02 (рис. 7.19) призначені для відсікання гідроємності від реактора з метою унеможливлення потрапляння азоту в реактор під час спорожнення гідроємності, відключення ємності при плановому зниженні тиску у I контурі, для огляду, ремонту або ревізії ємності, відключення ємності при несправності одного або обох зворотних клапанів. Під час роботи на потужності засувки відкриті. Основні технічні характеристики швидкодіючих засувок УТ11,12,13,14S01,02 наведені у табл. 7.7.

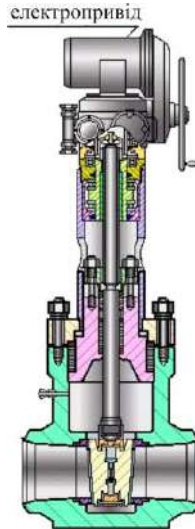


Рис. 7.19. Схема швидкодіючої засувки

Таблиця 7.7

Технічні характеристики швидкодіючих засувок УТ11,12,13,14S01,02

Параметр	Значення
Умовний діаметр, м	D_v 300
Розрахунковий тиск, $\text{кгс}/\text{см}^2$	180
Розрахункова температура, $^{\circ}\text{C}$	350
Температура води при гідравлічних випробуваннях, $^{\circ}\text{C}$	50-119
Час закриття при перепаді на затворі до $65 \text{ кгс}/\text{см}^2$, с	5-10

Байпасні лінії з сифонними запірними вентилями D_v 15 УТ11,12,13,14S05,06,07,08 (рис. 7.20) призначені для організації розігрівання трубопроводу і перевірки щільності зворотного клапана. У режимі нормальної експлуатації ці вентиля закриті.



Рис. 7.20. Схема сифонного запірного вентиля

Запобіжні клапани УТ11,12,13,14S09,10 типу SiH 3115-H (рис. 7.21) призначені для захисту гідроємності від підвищення тиску більше, ніж на 10 % від робочого. На кожній гідроємності САОЗ встановлюються два клапани (один робочий, інший контрольний), що відрізняються тільки вставками спрацьовування.

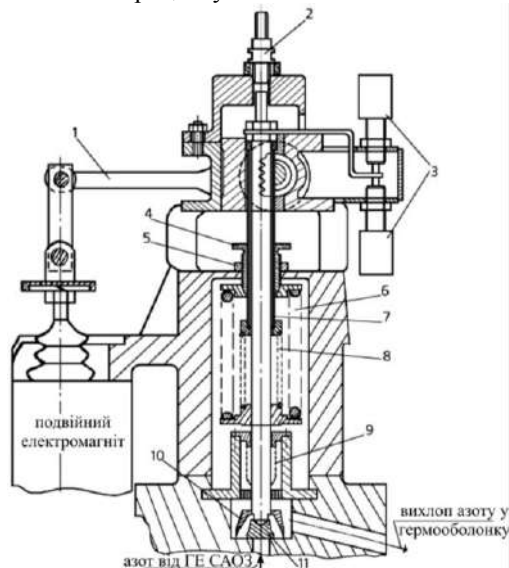


Рис. 7.21. Запобіжний клапан типу SiH 3115-H:

1 – важільна система; 2 – блокувальний болт; 3 – кінцеві вимикачі;
4 – нажимний болт основної пружини; 5 – контргайка нажимного болта;
6 – основна пружина; 7 – труба; 8 – допоміжна пружина; 9 – металевий
сильфон; 10 – дзвін; 11 – золотник з наплавкою

Конструкція клапана забезпечує його примусове відкриття з БЩУ при тиску, нижче встановленого спрацьовування за допомогою подвійного електромагніту (через котушку відкриття електромагніту).

Зусилля закриття у цьому запобіжному клапані створюють підйомний дзвін, шток і основна пружина. Щоб середовище при спрацьовуванні клапана скеровувалося у патрубок виходу, у конструкції клапана передбачена міцно-щільна втулка з сильфоном і ущільнюючими прокладками.

Основна пружина клапана налаштовується на тиск спрацьовування. Для забезпечення герметичності затвора запобіжного клапана до тиску спрацьовування є допоміжна пружина.

Потужність електромагніту відкриття така, що його сила долає опір головної пружини навіть у тих випадках, коли тиск під золотником сильно падає або він значно менший від встановленого на спрацьовування.

Тобто клапан можна “підірвати” з БЩУ примусово навіть при дуже низькому тиску у гідроємності САОЗ. У комплекті з клапанами SiH 3115-Н встановлюються електроконтактні манометри і логічні пристрої для формування схеми збігу “2 з 3-ох”. За їхньою допомогою:

- при підвищенні тиску у гідроємності САОЗ до 67 кгс/см² формується команда на відкриття запобіжного клапана УТ11-14S09 від котушки відкриття подвійного електромагніту;
- при підвищенні тиску у гідроємності САОЗ до 68,4 кгс/см² формується команда на відкриття запобіжного клапана УТ11-14S10 від котушки відкриття подвійного електромагніту;
- при зниженні тиску у гідроємності САОЗ нижче 62 кгс/см² формується команда на знеструмлення котушки відкриття і заживлення котушки закриття подвійного електромагніту.

При повному знеструмленні подвійного електромагніту допоміжна пружина блокується і тільки головна пружина визначає величину спрацьовування клапана. При такому середньому положенні запобіжний клапан працює, як звичайний пружинний клапан прямої дії. Тиск спрацьовування буде визначатися налаштуванням головної пружини.

Відкриття і закриття клапана фіксується за допомогою кінцевих вимикачів з виведенням сигналізації положення клапана на панель БЩУ.

Основні технічні характеристики запобіжних клапанів УТ11,12,13,14S09,10 наведені у табл. 7.8.

Таблиця 7.8

Технічні характеристики запобіжних клапанів УТ11,12,13,14S09,10

Параметр	Значення
Прохідний переріз входу і виходу, мм	25x25
Робочий тиск, кгс/см ²	65
Робоча температура, °С	150
Тиск початку відкриття робочого / контрольного клапана від пружини, кгс/см ²	70 / 68
Тиск початку відкриття робочого / контрольного клапана від електромагніту, кгс/см ²	68 / 67
Протитиск, кгс/см ²	5
Потужність електромагніту, що споживається, Вт:	
– котушки відкриття	150
– котушки закриття	78
Напруга живлення магніту, В	196-235

У воді гідроємностей САОЗ нормується певне співвідношення борної кислоти і лугів, підтримання якого має забезпечуватися проектними системами і технологією експлуатації.

Одне із завдань організації ВХР САОЗ полягає в тому, щоб в аварійних ситуаціях, які пов'язані з втратою герметичності I контура і порушенням герметичності оболонок ТВЕЛів, зменшити утворення летких форм радіонуклідів йоду. Саме цими радіонуклідами, в першу чергу, визначається радіаційна небезпека виходу радіонуклідів за межі захисної оболонки в обслуговуванні приміщення АЕС і довкілля. У нормальних умовах експлуатації РУ при підтриманні у I контурі відновного ВХР леткі форми радіонуклідів йоду практично відсутні. Основні вимоги до ВХР гідроємностей САОЗ наведені у табл. 7.9.

Таблиця 7.9

Вимоги до ВХР гідроємностей САОЗ

Параметр	Значення
Концентрація борної кислоти, г/кг	16
Водневий показник рН при 25 °С, не менше	6,5
Концентрація хлорид-йонів, мг/л, не більше	0,15
Концентрація йонів калію, мг/л	100-200
Концентрація кисню, мг/л, не більше	0,02

При заповненні гідроємностей САОЗ у розчин повинен вводитися гідразин-гідрат у кількості, що створює концентрацію гідразину не менше 100 мг/л.

Підтримання концентрації кисню за досвідом експлуатації повинно зводитися лише до забезпечення надлишку гідразину у розчині борної кислоти, що подається у гідроємності САОЗ при заповненні і підживленні.

Крім того, для забезпечення вимог ядерної безпеки точність вимірювання концентрації борної кислоти як у гідроємностях САОЗ, так і у баках запасу борної кислоти повинна бути на рівні 7 %, що забезпечує можливість автоматичного контролю концентрації борної кислоти боромірами.

Основні труднощі у процесі експлуатації при підтриманні вимог ВХР гідроємностей САОЗ зводяться до забезпечення перемішування розчину для підтримання концентрацій нормованих показників відповідно до вимог нормативно-технічної документації щодо ведення ВХР I контурів АЕС з реакторами типу ВВЕР і їх контролю.

Порушення ВХР систем безпеки усуваються введенням системи підігрівання розчинів у гідроємностях САОЗ.

В систему підігрівання борного розчину входить таке технологічне обладнання (рис. 7.22):

- підігрівач, який являє собою циліндричний корпус з вбудованим блоком ТЕНів;
- трубопроводи;
- арматура;

- захисти і блокування;
- КВП;
- електрообладнання;
- теплова ізоляція.

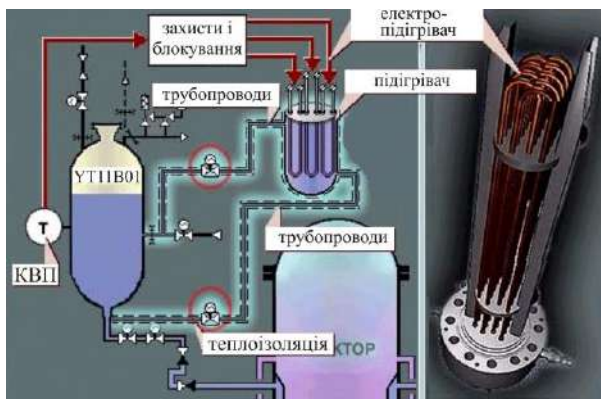


Рис. 7.22. Технологічне обладнання системи підігрівання борного розчину

Підігрівач складається з циліндричного корпусу з вбудованим блоком ТЕНів. Після включення блока ТЕНів борний розчин у підігрівачі нагрівається і завдяки різниці густини розчину борної кислоти у підігрівачі виникає циркуляція по контуру:

гідроємність САОЗ → трубопровід до підігрівача → підігрівач →
трубопровід відведення → гідроємність САОЗ

Після підігрівання борного розчину у гідроємності САОЗ до заданої температури (не нижче 55 °С) потужність підігрівача знижується до величини, необхідної для підтримання температури розчину у гідроємності САОЗ на заданому рівні. Необхідна потужність підігрівача в процесі роботи системи підігрівання забезпечується відповідною комбінацією груп потужності блока ТЕНів. Для підтримання необхідних температурних параметрів борного розчину у гідроємності САОЗ досить роботи підігрівача на потужності 4 кВт. Загальна потужність підігрівача – 90 кВт.

При нормальній експлуатації РУ (робота на потужності) система пасивної частини САОЗ перебуває в стані готовності (у випадку виникнення аварії з втратою теплоносія). Гідроємності заповнені розчином борної кислоти з концентрацією 16 г/кг від системи підживлення. У гідроємностях створені:

- номінальний рівень, що відповідає об'єму розчину борної кислоти 50 м³;
- номінальний тиск 60 кгс/см².

Гідроємності САОЗ підключаються до реактора в режимі розігрівання і підйому тиску у I контурі шляхом відкриття засувки УТ11-14S01,02 при підвищенні тиску у I контурі понад 65 кгс/см². Крім того, зазначена операція проводиться автоматично з блокуванням УТВ04(I,II,III) якщо збігаються такі умови: тиск у I контурі – більше 70 кгс/см², тиск у гідроємності – понад 55 кгс/см² і відсутня заборона відкриття цієї арматури через зниження рівня у гідроємності САОЗ нижче 1200 мм.

Для виключення спрацьовування системи на I контур в результаті зниження тиску в режимі планового розхолодження засувки закриваються дистанційно з БЦУ при зниженні тиску в реакторі до 80 кгс/см². Крім того, зазначена операція проводиться автоматично з блокуванням УТВ05(I,II,III) після зниження тиску у I контурі до 70 кгс/см², якщо відсутній сигнал на заборону дії блокувань нормальної експлуатації (з захисту TQS05). За наявності сигналу на заборону дії блокувань нормальної експлуатації, тобто при виникненні реальної аварії, автоматичного відсікання гідроємностей не відбувається.

Контроль і управління пасивною частиною САОЗ повинні розраховуватися для усіх проектних режимів. Засоби автоматизації, як правило, приймаються у сейсмостійкому виконанні.

Функціонування системи САОЗ оцінюється за такими параметрами:

- рівень у гідроємності САОЗ;
- концентрація борної кислоти;
- температура борної кислоти;
- температура корпусу гідроємності САОЗ;
- тиск азоту у гідроємності САОЗ;
- тиск у трубопроводах САОЗ.

Засувки на зливі з гідроємностей САОЗ УТ11-14S01,02 заживлені від II категорії надійного живлення, управляються дистанційно з БЦУ, РЦУ і автоматично за блокуваннями.

7.4. Спринклерна система

При виникненні аварії з розривом трубопроводу I контура бажаним є зниження тиску у захисній оболонці для зменшення витоку радіоактивних речовин з-під гермооболонки. Для пом'якшення ефекту виділення великих кількостей пари і зниження тиску у гермооболонці при аварії з розривом трубопроводу передбачена спеціальна система безпеки – спринклерна система.

Устаткування спринклерної системи маркується латинськими літерами TQ як і всі інші системи безпеки, перший канал спринклерної системи позначається як TQ11, другий канал – TQ21, третій канал – TQ31.

Спринклерна система TQ11-31 за характером виконуваних функцій є локалізаційною системою безпеки. Система призначена для:

- зниження тиску всередині герметичної оболонки при розривах трубопроводів I контура або трубопроводів II контура шляхом конденсації пари на краплях води, що розбризкується через спринклерні сопла всередині герметичної оболонки;
- зв'язування радіоактивних ізотопів йоду в атмосфері оболонки за допомогою борату калію (йод в атмосфері оболонки надходить через протікання теплоносія у герметичну оболонку, що викликані руйнуванням ТВЕЛів активної зони реактора);
- аварійного заповнення басейну витримки у режимах, при яких порушений доступ охолоджувальної води до нього.

При роботі спринклерної системи забезпечується конденсація парогазового середовища в об'ємі зони локалізації аварій і відбувається процес зв'язування йоду та багатьох радіоактивних газоподібних речовин.

Спринклерна система складається з трьох незалежних однакових за конструкцією підсистем. Кожна підсистема має незалежні технологічні зв'язки, КВП і ланцюг блокувань, штатні та аварійні джерела живлення. Загальним для підсистем TQ11,21,31 (а також TQ12,22,32; TQ13,23,33) є бак TQ10B01 аварійного запасу борної кислоти (16 г/кг), а також один насос ТВ90D01 перемішування розчину борату калію у баках його зберігання TQ11,21,31B01.

До складу кожної підсистеми входять:

- спринклерний насос TQ11(21,31)D01;
- бак спринклерного розчину TQ11(21,31)B01;
- водоструминний насос TQ11(21,31)D02;
- розпилювальні форсунки (по 20 в кожному каналі);
- трубопроводи, арматура, КВП.

Принципова технологічна схема спринклерної системи наведена на рис. 7.23.

Магістралі каналів закінчуються трьома незалежними кільцями під куполом гермооболонки на позначках + 62-64 м, на яких розташовуються форсунки таким чином, щоб забезпечити найбільш рівномірне зрошення всього об'єму герметичної оболонки. Напірний колектор кожної спринклерної підсистеми забезпечений 20-ма форсунками-розпилювачами, що забезпечують рівномірне розпилення розчину на значну площу. Перепад тиску на кожній з форсунок становить 1 кгс/см^2 .



Загальний вигляд спринклерної системи енергоблоку № 2 Балаковської АЕС (РФ)

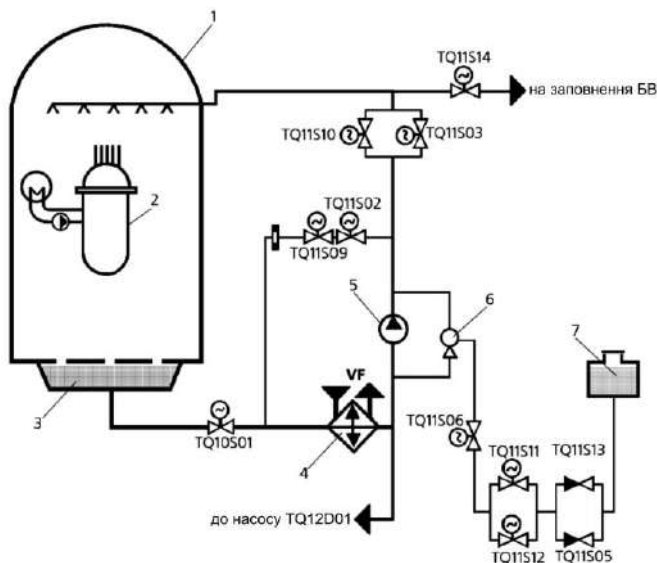


Рис. 7.23. Принципова технологічна схема спринклерної системи:
 1 – гермооболонка; 2 – реактор; 3 – бак ГА-201; 4 – теплообмінник TQ10W01; 5 – спринклерний насос TQ11D01; 6 – водоструменевий насос TQ11D02; 7 – бак спринклерного розчину TQ11B01

На напірній магістралі від спринклерних насосів до форсунок встановлені паралельно дві нормально закриті електроприводні арматури, які відкриваються за сигналами підвищення тиску під оболонкою. При підвищенні надлишкового тиску під оболонкою спринклерна система включається автоматично і впорскує у гермооболонку боровмісну воду.

Борована вода розпоршується форсунками у приміщення гермозони, знижуючи у ній тиск і температуру завдяки конденсації пари, звідки стікає у бак аварійного запасу бору ГА-201, і, охолоджуючись на теплообміннику аварійно-планового розхолодження TQ10(20,30)W01, знову надходить на всмоктування спринклерних насосів.

Для зв'язування радіоактивного йоду, що виходить під оболонку у разі значних пошкоджень ТВЕЛів, передбачається дозування у спринклерну воду пентоборату калію з баків запасу спринклерного розчину TQ11(21,31)B01.



Перевірка працездатності спринклерної системи енергоблоку № 2 Нововоронезької АЕС-2 (РФ)

Склад розчину, що використовується системою для зменшення тиску і зв'язування йоду, визначається, виходячи з виконання системою своїх функцій із урахуванням його впливу на підкритичність палива у зоні локалізації аварії.

Предбачається спільна одночасна робота спринклерного насоса TQ11(21,31)D01 і насоса аварійно-планового розхолодження TQ12(22,32)D01, що мають спільні теплообмінники CAO3 TQ10(20,30)W01, бак аварійного запасу бору і всмоктувальні трубопроводи D_y 600.

Лінія з арматурою TQ11(21,31)S14 виконана для аварійного підживлення басейну витримки у разі виникнення течі з нього. Автоматичного включення спринклерної системи із зниження рівня у басейні витримки TG21B01-03 не передбачено, включення насосів TQ11(21,31)D01 і відкриття арматур TQ11(21,31)S14 у цьому випадку повинні проводитися оператором з БЦУ.

Спринклерна система є активною локалізувальною системою безпеки і відноситься до 1 категорії сейсмостійкості.

Просторове розділення каналів із встановленням стін і перекриттів з вогнестійкістю не менше 1,5 год і наявність системи АУПГ кабельних приміщень дає змогу зберегти працездатність системи при пожежі в одному з каналів. Все обладнання та трубопроводи виконані за 1 категорією сейсмостійкості і розраховані на максимальний розрахунковий землетрус, що забезпечує виконання системою своїх функцій при землетрусі.

Система при нормальному режимі роботи енергоблоку перебуває в режимі очікування, тобто заповнені усі всмоктувальні трубопроводи і система підключена на всмоктування до бака TQ10B01. Бак TQ11(21,31)B01 заповнений розчином борату калію і відключений від струминного насоса TQ11(21,31)D02.

Спринклерна система вводиться у роботу автоматично за сигналами захисту енергоблоку (“розривні захисти” CAO3) по робочому електроживленню без витримки часу, а також в режимі знеструмлення енергоблоку на 30-ій секунді за сигналом автоматики ступеневого пуску. На 10-ій секунді після включення насоса відкриваються засувки на рециркуляції і насос працює на рециркуляцію.

При підвищенні тиску у гермооболонці до 30 кПа (0,3 кгс/см²) відкривається засувка з бака борату калію TQ11(21,31)B01.

При підвищенні тиску у гермооболонці до 20 кПа (0,2 кгс/см²) відкриваються засувки від спринклерного насоса під гермооболонкою на форсунки і відбувається розбризкування розчину у паровому об'ємі оболонки. При роботі спринклерного насоса TQ11(21,31)D01 частина води з напору подається на сопло водоструменевого насоса TQ11(21,31)D02. Струмінь води, що виходить із сопла під тиском з великою швидкістю, захоплює за собою з всмоктуючої порожнини насоса розчин борату калію

з бака TQ11(21,31)B01, і далі, розширюючись у дифузорі, надходить на всмоктування спринклерного насоса. Все це призводить до конденсації пари і зниження тиску у гермооболонці, а також зв'язування йоду. У початковий момент використовується запас борованої води з бака TQ10B01 і розчин борату калію з бака TQ11(21,31)B01, а надалі – сконцентрована вода пароповітряної суміші, що зливається з гермооб'єму у бак через водоприймальні люки.

При збільшенні витрати від насоса до 480 м³/год закривається рециркуляція насоса і насос TQ11(21,31)D01 працює тільки у гермооболонці.

При зниженні тиску у гермооболонці до 0,08 МПа (0,8 кгс/см² абс.) автоматично закриваються засувки у гермооболонці від спринклерної системи і насос переводиться у режим рециркуляції.

Спринклерна система має такі зв'язки з іншими системами:

- з системою TQ12(22,32) по всмоктуючому трубопроводу;
- з системою TQ13(23,33) по трубопроводу подачі розчину на всмоктування TQ13(23,33)D01;
- з системою TQ12(22,32) по трубопроводу рециркуляції;
- з системою збору борованих дренажів UR по дренажу і переливу бака TQ11(21,31)B01;
- з системою дистилляту TN по трубопроводу подачі “чистого” конденсату на бак TQ11(21,31)B01 з заглушками;
- з системою ТВ90 трубопроводами для перемішування розчину у баках TQ11(21,31)B01.

Основним обладнанням спринклерної системи є:

- спринклерні насоси TQ11(21,31)D01;
- бак спринклерного розчину TQ11(21,31)B01;
- бак аварійного запасу бору TQ10,2030W1 (ГА-21);
- спринклерні форсунки;
- водоструменевий насос TQ11(21,31)D02.

Спринклерні насоси TQ11(21,31)D01 (рис. 7.24) являють собою електронасосні центробіжні агрегати типу ЦНСА 700-140 і призначені для зниження тиску під гермооболонкою при аварійних режимах на енергоблоках АЕС з реакторами ВВЕР-1000. Конструктивно насос виконаний уніфікованим з насосом аварійно-планового розхолодження TQ12(22,32)D01 типу ЦНР 800-230 та відрізняється від нього меншим діаметром робочого колеса.

Насос цього агрегату є одноступінчастим. Його проточна частина складається з двостороннього напівспіралного підведення, робочого колеса, що посаджене на вал по ковзкій посадці, та спіралного напівзавиткового відведення, яке розташоване у корпусі і у кришці насоса.

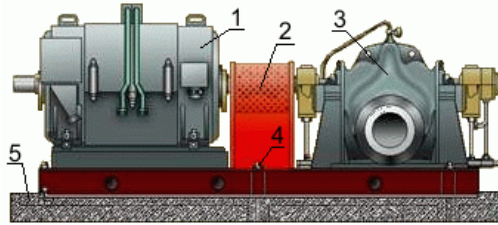


Рис. 7.24. Загальний вигляд спринклерного насоса ЦНСА 700-140:

1 – електродвигун; 2 – зубчаста муфта; 3 – насос;
4 – анкерний болт; 5 – залізобетонний фундамент

Робоче колесо має ущільнення для ліквідації внутрішніх протікань рідини, що перекачується, з напору на всмоктування. Корпус насоса має горизонтальний роз'єм, який ущільнюється паронітовою прокладкою.

Ущільнення вала насоса – механічне одинарне торцеве з подачею до нього охолоджувальної води від автономної системи.

Оскільки передбачена робота системи з температурою середовища, яке перекачується, до 150 °С, то в конструкції насоса були прийняті спеціальні заходи щодо зниження температури в ущільненні. Матеріали ущільнення вала спринклерного насоса вибрані, виходячи з умов сумісності зі середовищем, яке перекачується. Розрахункова температура їх роботи – близько 150 °С.

Для зменшення передачі тепла від рідини, що перекачується, в ділянку ущільнення встановлені вбудовані теплообмінники.

Опорами ротора є гідродинамічні підшипники ковзання з кільцевим масляним змащуванням. Масло в підшипників заповнюється турбінним маслом Т-22 або Тп-22. Циркуляція масла забезпечується двома масловідбійними кільцями, а охолодження масла – вбудованим у масловідбійник змійовиком з подачею у нього технічної води групи “А”.

Застосування у насосі робочого колеса з двостороннім входом розвантажує осьове зусилля ротора. Залишкові осьові зусилля на роторі сприймаються здвоєним радіально-упорним кульковим підшипником. Конструкція насоса виключає потрапляння конденсату для відмивання бору у порожнини насоса, що пов'язані з середовищем, яке перекачується. Зливання конденсату проводиться у зливний колектор витоків насоса. Насос з'єднується з електродвигуном за допомогою зубчастої муфти.

Термін експлуатації насоса – 30 років. Насос і його кріплення до фундаменту задовольняють вимогам до обладнання 1 категорії сейсмостійкості. Основні технічні характеристики насосів ТQ11(21,31)D01 наведені у табл. 7.10.

Таблиця 7.10

Технічні характеристики спринклерних насосів TQ11(21,31)D01

Параметр	Значення
Подача, м ³ /год	700
Напір, кгс/см ²	14
Температура середовища, що перекачується, °С	100-150
Потужність електродвигуна насоса, кВт	500
Частота обертання, об/хв	2980
Допустимий кавітаційний запас, кгс/см ² , не менше	1,1
Час повного розвороту, с	7,5
Ресурс роботи до капітального ремонту, роки	5
Максимальний витік через ущільнення, м ³ /год, не більше	0,01
Витрата технічної води на охолодження насоса, включаючи двигун, м ³ /год	11,6-12,6
Тип масла для змащування підшипників насоса та електродвигуна	T-22, Тп-22, Тп-22С

Насоси не мають власних захистів, які потребують відключення насоса.

Бак спринклерного розчину TQ11(21,31)B01 призначений для зберігання розчину борату калію, що додається для дозування у воду при зрошенні гермооболонки під час виникнення аварії. Борний розчин у баку також містить гідразин-гідрат, який використовується для більш ефективного видалення йоду з об'єму зони локалізації аварії.

Гідразин-гідрат разом з борним розчином подається на всмоктувальну лінію спринклерних насосів за допомогою водоструминного насоса. Розчин борату калію надходить з бака спринклерного розчину до спринклерних насосів за 20 хв при максимальній витраті на спринклерному насосі.

Основні технічні характеристики бака спринклерного розчину TQ11(21,31)B01 наведені у табл. 7.11.

Таблиця 7.11

Технічні характеристики бака спринклерного розчину TQ11(21,31)B01

Параметр	Значення
Об'єм бака, м ³	6
Тиск – розрідження, мм.рт.ст.	атм.
Концентрація борної кислоти, г/кг	160
Концентрація йонів калію, мг/кг	105
Концентрація гідразин-гідрата, мг/кг	15
Номинальний рівень (від дна бака), м	3,1

Форсунки спринклерні типу АС 230.00.00 є частиною спринклерних колекторів, що встановлені у верхній частині герметичної оболонки.

Розстановка спринклерних форсунок проводиться з умови забезпечення максимального охоплення об'єму оболонки факелами води, що розпилюється.

Зазвичай для цієї мети проектною організацією виконується спеціальний розрахунок, що дозволяє отримати максимальний ефект зниження тиску у захисній оболонці при роботі спринклерної системи.

Основні технічні характеристики форсунок наведені у табл. 7.12.



Випробування спринклерної системи енергоблоку № 4 Рівненської АЕС (Україна)

Таблиця 7.12

Технічні характеристики форсунок

Параметр	Значення
Проектний перепад тиску, кгс/см ²	0,98
Проектна витрата через одну форсунку, м ³ /год	30
Кут розкриття факела форсунки, градуси	75

Насос водоструминний TQ11(21,31)D02 типу СН-10/50-К призначений для перекачування розчину борату калію з бака TQ11(21,31)B01 на всмоктування спринклерного насоса. Матеріал корпусних деталей насоса СН-10/50К – сталь 08X18N10T.

Струменеві насоси відзначаються простою будовою і легкістю обслуговування, оскільки не мають частин, що труться, і клапанів. Вони є малочутливими до забруднених рідин. Саме тому вони, ймовірно, і були вибрані проектувальниками для перекачування розчину борату калію, який у певних умовах має схильність до кристалізації.

Водоструминний насос (рис. 7.25) складається з таких основних елементів: робочого сопла 2, камери змішування 3, дифузора 4, вхідної ділянки горловини (конфузора). Порожнину, у яку надходить, рідина, що перекачується, зазвичай називають всмоктувальною камерою.

У соплі рідина завдяки звууженню поперечного перерізу набуває великої швидкості, а отже, її кінетична енергія зростає, а потенційна, відповідно, зменшується. При цьому тиск знижується і при певній швидкості стає меншим від атмосферного, тобто у всмоктувальній камері виникає вакуум.

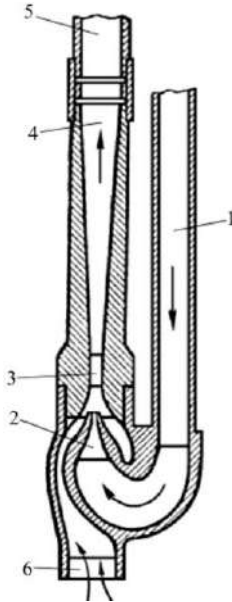


Рис. 7.25. Конструкція струменевого насоса:

1 – підведення робочої рідини; 2 – робоче сопло; 3 – камера змішування; 4 – дифузор; 5 – відвід; 6 – підведення перекачуваної рідини

Під дією вакууму рідина з бака TQ11(21,31)B01 по всмоктувальній трубі надходить у всмоктувальну камеру і далі у камеру змішування. У камері змішування відбувається перемішування потоку робочої рідини (з напору TQ11(21,31)D01) і рідини, що перекачується (з бака TQ11(21,31)B01). Пройшовши камеру змішування потік надходить у дифузор і далі по трубопроводу на всмоктування спринклерного насоса TQ11(21,31)D01, де борат калію змішується з розчином борної кислоти, що перекачується спринклерним насосом.

Основні технічні характеристики насосів TQ11(21,31)D02 наведені у табл. 7.13.

При температурі теплоносія I контура більше, ніж на 120 °С спринклерна система повинна перебувати у стані чергування, тобто в стані повної готовності до виконання своїх обов'язків у разі виникнення аварії з повним об'ємом захистів і блокувань.

Відповідно дії оперативного персоналу з обслуговування спринклерної системи, що перебуває в режимі чергування, полягають у її регулярному зовнішньому огляді, перемішуванні розчину борату калію у баках спринклерного розчину TQ11-31B01, відстеженні контрольованих параметрів з БЩУ і регламентної перевірки працездатності відповідно до графіка.

Таблиця 7.13

Технічні характеристики насосів TQ11(21,31)D02

Параметр	Значення
Марка насоса	СН-10/50
Тиск робочої рідини на вході у насос, кгс/см ²	7-12
Тиск рідини, що перекачується, на вході у насос, кгс/см ²	1
Тиск рідини, що перекачується, на виході з насоса, кгс/см ²	4,1-7
Подача робочої рідини, м ³ /год	50
Подача рідини, що перекачується, м ³ /год	10
Коефіцієнт корисної дії, %	30

Перед виведенням реактора на мінімальний контрольований рівень потужності працездатними мають бути усі три канали спринклерної системи.

При роботі РУ на потужності допускається виведення в ремонт одного каналу на термін не більше трьох діб з моменту виявлення дефекту за узгодженою заявкою та письмовим дозволом головного інженера станції за умови підтвердження працездатності двох інших каналів.

При несправності двох і більше каналів РУ повинна бути переведена в “холодний” стан.

Включення спринклерної системи TQ11-31 автоматично відбувається за такими сигналами захистів САОЗ:

- знеструмленню, тобто зниженню напруги менше $0,25 U_{\text{ном}}$ на 5 ступені пікового мережевого підігрівача;
- розривного захисту I контура ts_{10} , коли різниця між температурами насичення теплоносія I контура і температурою у гарячих петлях менша за 10°C ;
- розривного захисту I контура $P_{\text{го}} > 1,3 \text{ кгс/см}^2$, коли тиск у гермооболонці більший за $1,3 \text{ кгс/см}^2$;
- розривного захисту II контура ts_{75} при зменшенні тиску у паропроводі до 50 кгс/см^2 і збільшенні різниці температур насичення I і II контурів до 75°C .

При спрацюванні будь-якого з цих захистів автоматично включається насос TQ11(21,31)D01. При роботі захистів САОЗ або знеструмленні накладається заборона на дистанційне відключення спринклерного насоса TQ11(21,31)D01. Заборона автоматично знімається при досягненні будь-якого з таких параметрів:

- температура переднього підшипника електродвигуна – понад 85°C ;
- температура заднього підшипника електродвигуна – понад 85°C ;
- температура переднього підшипника насоса – понад 85°C ;

- температура заднього підшипника насоса – понад 85°C ;
- температура торцевого ущільнення – понад 70°C ;
- активність технічної води – понад $5 \cdot 10^{-10}$ Кі/л;
- тиск на всмоктуванні – менше $0,41$ кгс/см².

Відкриття арматури TQ11(21,31)S03,10 на зрошення гермооболонки проводиться лише блокуванням TQS07,15,23(1,2,3) за сигналом підвищення тиску під оболонкою понад $1,3$ кгс/см². Це блокування на відкриття арматури TQ11(21,31)S03,10 виконане незалежним від захистів САОЗ, що викликають включення насосів TQ11-31D01, для виключення випадкового зрошення гермооболонки при помилковій роботі технологічного захисту і блокувань.

Для забезпечення заданих показників надійності в межах кожного каналу захисти і блокування за параметрами виконані за схемою збігу “2” з “4”, а блокування по зняттю заборони дистанційного відключення насоса, як правило, за схемою “2 з 2-ох”.

У зв’язку з тим, що експлуатація насосів TQ11(21,31)D01 у безвитратному режимі більше 2 хвилин забороняється, на підтримку цього були розроблені такі блокування для автоматичного управління рециркуляцією насоса:

- через 10 с після включення насоса TQ11(21,31)D01 відкриваються TQ11(21,31)S02,09;
- при збільшенні витрати на напорі насоса TQ11(21,31)D01 понад 200 м³/год вводиться заборона на відкриття TQ11(21,31)S02,09;
- при збільшенні витрати на напорі насоса TQ11(21,31)D01 понад 420 м³/год вводиться закриття TQ11(21,31)S02,09.

Під час нормальної експлуатації енергоблоку забороняється робота спринклерного насоса TQ11,21,32D01 якщо:

- температура підшипників насоса більша за 85°C ;
- температура підшипників електродвигуна більша за 80°C ;
- температура торцевого ущільнення більша за 60°C ;
- витік через ущільнення більший за $0,01$ м³.

При експлуатації спринклерного насоса слід мати на увазі, що тривала його робота забезпечується при температурі підшипників не більше 70°C . При роботі спринклерного насоса в аварійному режимі понад 200 годин протікання через торцеві ущільнення можуть зрости до $0,1$ м³/год. За температурними умовами електродвигуна дозволяється проводити пуск насоса TQ11(21,31)D01 два рази підряд з холодного стану, один раз з гарячого стану. Усі наступні пуски можуть бути здійснені не раніше, ніж через 30 хв.

Оскільки у баках TQ11(21,31)B01 зберігається спринклерний розчин з високою концентрацією борної кислоти, то з метою уникнення кристалізації цього розчину необхідне його періодичне перемішування (рис. 7.26).

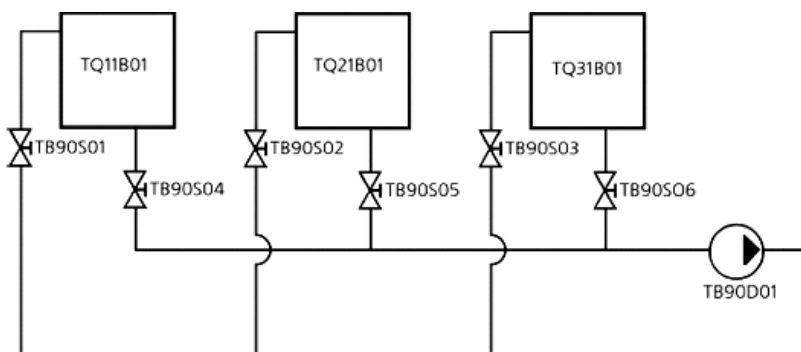


Рис. 7.26. Схема переміщення розчину борної кислоти з баків спринклерного розчину TO11,21,31B01

Для цих цілей встановлений насос з оперативним маркуванням TB90D01 і змонтовані трубопроводи зв'язку з кожним баком.

Насос TB90D01 – типу AX 8/18-K-2M, відцентровий, одноступінчастий, з витратою 8 м³/год і напором 1,8 кгс/см².

7.5. Група аварійного введення бору

Під час експлуатації АЕС вирішальне значення приділяється безпеці роботи РУ. Одним із принципів, на яких базується безпека роботи РУ, є обмеження наслідків можливих аварій. У проектах РУ необхідно передбачати засоби, спрямовані на запобігання проектним аваріям і обмеження їх наслідків.

Найбільш небезпечними є аварії з втратою теплоносія I контура, що викликані пошкодженням обладнання та трубопроводів. У разі значної течі тиск у контурі швидко знижується і охолодження може здійснюватися спочатку борованою водою, яка автоматично подається з гідроємностей САОЗ, а потім від системи аварійно-планового розхолодження. У разі ж малої або середньої течі для заповнення втрати теплоносія потрібне встановлення насосів високого тиску.

Також дуже небезпечні розриви трубопроводів і паропроводів II контура, які призводять до різкого падіння тиску у II контурі і збільшення теплообміну між I і II контурами. Це призводить до інтенсивного зниження температури теплоносія I контура і, при негативних температурних коефіцієнтах реактивності, до збільшення потужності реактора. Для підтримання РУ у безпечному підкритичному стані у цьому випадку необхідно вводити у I контур розчин борної кислоти (рис. 7.27), що потребує встановлення високонапірних насосів сумарною продуктивністю

до 200 м³/год (з урахуванням неспрацювання одного насоса) і малим часом запізнення подачі води у I контур.

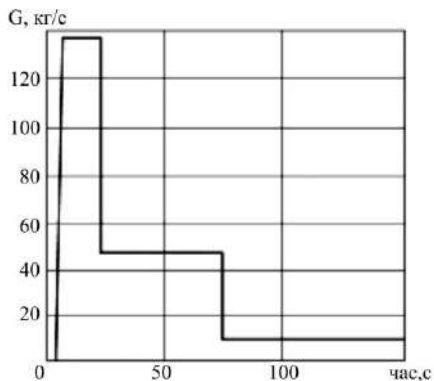


Рис. 7.27. Зміна необхідної витрати борного розчину в аварійну петлю при розриві паропроводу ПП

Для цих цілей і служить система аварійного введення бору високого тиску.

Система аварійного введення бору призначена для аварійної подачі висококонцентрованого розчину бору у I контур при аваріях, що пов'язані з виділенням позитивної реактивності в активній зоні реактора зі збереженням високого тиску у I контурі, а також у режимах, пов'язаних з розущільненням I контура.

Система аварійного введення бору складається з трьох ідентичних каналів. Кожен канал складається з двох груп – TQ13(23,33) і TQ14(24,34).

В основу проекту груп аварійного введення бору високого тиску TQ13,23,33 покладено такі критерії і вимоги, що ставляться до них з боку РУ:

- забезпечити подачу у I контур розчину борної кислоти з витратою не менше 130 м³/год і початковою концентрацією 40 г/кг в діапазоні тисків I контура 90-15 кгс/см², а при тиску у I контурі 100 кгс/см² – не менше 100 м³/год;
- забезпечити можливість роботи насоса аварійного введення бору високого тиску з бака-пряма під оболонкою при аваріях, що пов'язані з течєю у I контурі, протягом часу, необхідного для розхолодження блока і відведення залишкових тепловиділень;
- можливість випробування (поканально) при роботі блоку на потужності і при цьому не втрачати своїх функціональних властивостей;
- забезпечення в аварійній ситуації подачі борного розчину у I контур не пізніше, ніж за 35-40 с з моменту досягнення тиску у I контурі 90 кгс/см² від насоса аварійного введення бору високого тиску;

- наявність триканальної структури, тобто відповідність структури інших систем безпеки.

Відповідно до вимог одиничної відмови і невиявленої відмови, система аварійного введення бору виконана з трьох ідентичних каналів, кожен з яких може виконувати призначення всієї системи. Таким чином, ступінь резервування дорівнює двом. Такий ступінь резервування достатній для виконання функцій системи при поєднанні ушкоджень, тому відмова в одному каналі не призводить до втрати функціональних властивостей системи.

Система аварійного введення бору є захисною системою безпеки і відноситься до 1 категорії сейсмостійкості. Просторове розділення каналів із встановленням стін і перекриттів з вогнестійкістю не менше 1,5 год та наявність системи автоматичного пожежогасіння кабельних приміщень дає змогу зберігати працездатність системи при пожежі в одному з каналів. Все обладнання та трубопроводи виконані по 1 категорії сейсмостійкості і розраховані на максимальний розрахунковий землетрус, що забезпечує виконання системою своїх функцій.

Група системи аварійного введення бору TQ13(23,33) складається з трьох незалежних каналів, кожен з яких включає в себе таке технологічне обладнання (рис. 7.28):

- бак аварійного запасу концентрованого розчину борної кислоти TQ13(23,33)B01;
- насосний агрегат аварійного введення бору TQ13(23,33)D01;
- трубопроводи, арматура, дросельні шайби та КВП.

Всмоктувальні, напірні трубопроводи і трубопроводи рециркуляції насосів аварійного введення бору виготовлені зі сталі 08X18H10T.

На всмоктувальних трубопроводах встановлені запобіжні клапани TQ13(23,33)S02, що захищають ці трубопроводи від недопустимого підвищення тиску. Тиск спрацьовування клапанів – 5,5 кгс/см².

На напірних трубопроводах всередині гермозони встановлені по два швидкодіючих вентиля, далі по ходу встановлено 4 зворотних клапани, що об'єднані попарно-паралельно. Кожна пара зворотних клапанів має байпас, що виконаний з трубопроводу D_y 15 з дросельною шайбою і двома ручними вентилями.

Призначенням байпаса є:

- проведення контролю щільності пари зворотних клапанів;
- прогрівання напірного трубопроводу до температури гідровипробувань.

Для відведення можливих протікань через зворотні клапани з порожнини між швидкодіючими вентилями прокладено дренаж у систему оргпротікань, що забезпечений дросельною шайбою TQ13(23,33)E03 і електроприводним вентилям TQ13(23,33)S09.

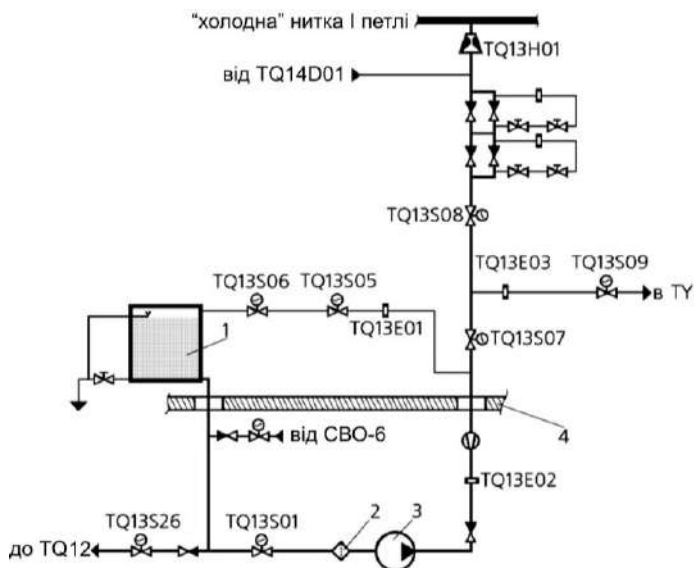


Рис. 7.28. Спрощена схема групи аварійного введення бору (на прикладі каналу TQ13):

1 – бак аварійного запасу розчину борної кислоти TQ13B01; 2 – механічний фільтр TQ13N01; 3 – насос TQ13D01; 4 – гермооболонка

На напірному трубопроводі насоса TQ13(23,33)D01 встановлена дросельна шайба TQ13(23,33)E02 для забезпечення надійної роботи насоса при зниженні тиску у I контурі нижче 40 кгс/см^2 . Ця шайба забезпечує роботу насоса у робочій частині характеристики за будь-яких протитисків у I контурі, аж до 1 кгс/см^2 , що дає змогу використовувати насос в аварійних ситуаціях і при тисках менших за 15 кгс/см^2 .

В наявності є лінія рециркуляції з арматурою TQ13(23,33)S05,06 на бак TQ13(23,33)B01, що забезпечує випробування насоса і його роботу в режимі ступеневого пуску і аварійних ситуацій, коли відсутні технологічні умови на подачу борного розчину у I контур. Арматура на лінії рециркуляції управляється автоматично за технологічним параметром (витрата насоса), забезпечуючи роботу насоса у робочій частині характеристики.

Зворотні клапани, баки аварійного запасу бору і оперативна арматура розташовані у герметичній частині захисної оболонки, а інше обладнання системи – у негерметичній частині.

Напірні трубопроводи насосів TQ13(23,33)D01 об'єднуються з трубопроводами від TQ14(24,34)D01 відповідно і врізаються: від TQ13D01 – у “холодну” нитку петлі № 1; від TQ23D01 – у “холодну” нитку петлі № 4; від TQ33D01 – у “холодну” нитку петлі № 3.

Врізка напірних трубопроводів аварійного введення бору $D_y 150$ усіх трьох систем безпеки у “холодні” нитки петель виконана з встановленням пристроїв звуження потоку TQ13,23,33H01, що обмежують витік з I контура у разі розриву зазначених напірних трубопроводів.

Канали аварійного введення бору TQ13(23,33) забезпечують подачу в реактор розчину борної кислоти на початку з концентрацією 40 г/кг з баків TQ13(23,33)B01 об’ємом 15 м³, а після їх спорожнення – розчину бору з концентрацією 16 г/кг з бака-прямка герметичної оболонки ГА-201 об’ємом 680 м³.

В системі аварійного введення бору застосовується насос типу ЦН 150-110 (рис. 7.29). Насоси аварійного введення бору TQ13,23,33D01 встановлені у приміщеннях оббудови реакторного відділення А-123/1,2,3 відповідно і відносяться до категорії багатоступневих відцентрових насосів.

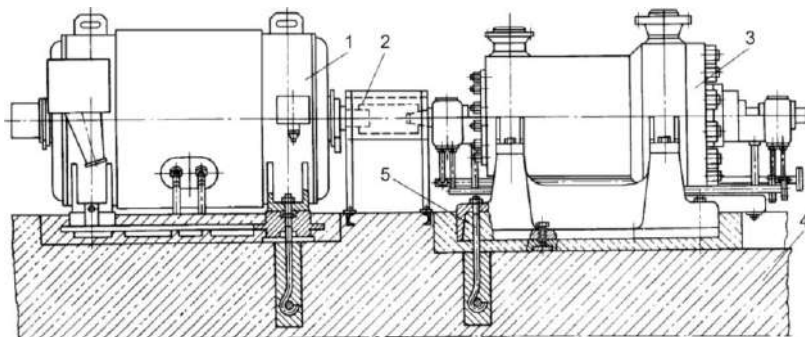


Рис. 7.29. Загальний вигляд насоса типу ЦН 150-110:

- 1 – електродвигун; 2 – зубчаста муфта; 3 – насос;
4 – фундамент; 5 – анкерний болт

Для безпечної експлуатації та полегшення збирання і розбирання насоса застосована двокорпусна конструктивна схема, яка має ряд переваг порівняно з традиційними секційними насосами. Насос виготовляється з матеріалів, що дозволяють його роботу на воді з добавками борної кислоти, їдкого калію і механічних домішок.

Насос – відцентровий, восьмиступінчастий, горизонтальний, двокорпусний, з секційним внутрішнім корпусом. Насос виготовляється у сейсмостійкому виконанні.

Базовими деталями насоса є кований циліндричний зовнішній корпус з входним і напірним патрубками, що спрямовані вертикально вгору, та напірна кришка. Корпус насоса опирається на плиту чотирма лапами розташованими у горизонтальній площині, що проходить нижче осі насоса.

Проточна частина насоса складається з підведення; робочих коліс, щільно посаджених на вал; напрямних апаратів, що запресовані у секції.

Стики високого тиску між зовнішнім і внутрішнім корпусами, зовнішнім корпусом і напірної кришкою ущільнюються обтиснутими металевими прокладками.

Внутрішній корпус фіксується від повертання у зовнішньому корпусі циліндричним штифтом. Напірна кришка притягується до зовнішнього корпусу шпильками. До напірної кришки прикріплена подушка гідроп'яти.

Робочі колеса спільно з напрямними апаратами і секціями, стягнутими шпильками, утворюють внутрішній корпус, що встановлюється у зовнішній корпус. Між робочими колесами і секціями розташовані щільні ущільнення. Конструкція насосів ЦН 150-110 передбачає в якості кінцевих ущільнень ротора встановлення взаємозамінних одинарних торцевих або сальникових ущільнень. В якості кінцевих ущільнень вала спочатку використовувалися сальникові ущільнення, однак на сьогодні на насосних агрегатах встановлюються одинарні торцеві ущільнення. Допустиме протікання через ущільнення – до 30 см³/год.

Розвантажувальний пристрій – гідравлічна п'ята, розташована у напірній кришці насоса. Осьове зусилля ротора сприймається подушкою гідроп'яти і розвантажувальним диском. Гідравлічна п'ята є саморегулюючим пристроєм: зазор між гідроп'ятою і корпусом автоматично встановлюється завдяки осьовим зсувам ротора таким, що різниця сил тиску по обидва боки диска дорівнює зусиллю на роторі насоса.

Не дозволяється робота насоса при збільшенні температури у камері гідроп'яти понад 70 °С.

Особливість установки насосів TQ13(23,33)D01 полягає в тому, що лінія відведення води з гідроп'яти виконана безпосередньо на всмоктування насоса, внаслідок цього заводом-виробником цих насосів категорично заборонена їхня робота у безвитратному режимі.

Оскільки завдяки тертю об камеру гідроп'яти рідина додатково підігрівається на 10-20 °С, то дозволяється перекачування середовища з температурою не більше 60 °С.

Опори ротора – гідродинамічні підшипники ковзання з кільцевим змащуванням, які кріпляться до статора насоса шпильками і штифтуються. Змащують підшипники маслом турбінним Т-22 (Тп-22, Тп-22С). У картер кожного підшипника заливається по 2 літри зазначеного масла. Контроль температури вкладишів підшипників здійснюється за допомогою термометрів опору.

Лапами, що розташовані у горизонтальній площині, насос опирається на плиту. Кріплення лап до плити є рухливим, що допускає температурні розширення корпусу.

Напрямок обертання ротора насоса з боку електродвигуна – лівий. Максимально допустима температура підшипників насоса і електродвигуна – 70 °С.

Насос не має власних систем захисту, які потребують його автоматичного відключення. Для передачі зусилля від електродвигуна до насоса передбачена зубчаста муфта. Муфта сприймає переміщення вала і теплове розширення.

Електродвигуни насосів TQ13,23,33D01 підключаються до секцій надійного живлення. В аварійних ситуаціях, що пов'язані з включенням програми ступеневого пуску, ці секції живляться від працюючих дизель-генераторів.

Основні технічні характеристики насосів TQ13(23,33)D01 наведені у табл. 7.14.

Таблиця 7.14

Технічні характеристики насосів TQ13(23,33)D01

Параметр	Значення
Марка насоса	ЦН 150-110
Продуктивність, м ³ /год	150
Напір, м.водн.ст.	980
Діапазон роботи за напором, кгс/см ²	110-140
Температура рідини, що перекачується, °С	20-60
Номінальна частота обертання, об/хв	2970
Масло для підшипників	Т-22, Тп-22
Номінальний тиск на всмоктуванні, кг/см ²	0,2-3
Протікання через ущільнення, см ³ /год	30
Потужність двигуна, кВт	800
Потужність насоса (при номінальній подачі), кВт	640
Напруга живлення, кВ	6 / 50 Гц
Тип електродвигуна	2АЗМ1-800/6000

Бак аварійного запасу розчину борної кислоти TQ13(23,33)B01 призначений для зберігання аварійного запасу розчину борної кислоти концентрацією 40 г/л. Бак являє собою ємність у формі паралелепіпеда, яка виготовлена з нержавіючої сталі (марки 08X18H10T). Об'єм кожного бака – 15 м³.

Для створення максимального підпору (кавітаційного запасу) на всмоктуванні насосів TQ13(23,33)D01 баки розташовані на позначці + 13,20 гермозони у приміщеннях ГА-306/1-3 (рис. 7.30) та додатково підняті на 2 метри від рівня підлоги.

Основні технічні характеристики баків аварійного запасу розчину борної кислоти TQ13(23,33)B01 наведені у табл. 7.15.

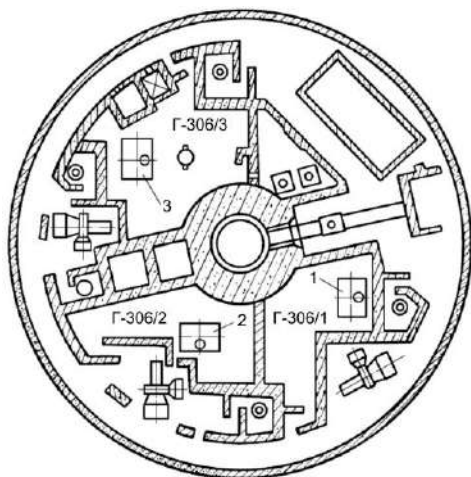


Рис. 7.30. План розташування баків аварійного запасу розчину борної кислоти TQ13(23,33)V01 на позначці + 13,20:
1 – бак TQ13V01; 2 – бак TQ23V01; 3 – бак TQ33V01

Таблиця 7.15

Технічні характеристики баків TQ13(23,33)V01

Параметр	Значення
Об'єм бака, м ³	15
Тиск – розрідження, мм.водн.ст.	30
Концентрація борної кислоти, г/кг	40
Концентрація хлорид-йонів, мг/кг, не більше	0,15
Значення рН, не менше	3,8

Баки аварійного запасу борної кислоти TQ14(24,34)V01, що розташовані у приміщеннях оббудови реакторного відділення А-123/1,2,3 відповідно, призначені для зберігання аварійного запасу розчину борної кислоти концентрацією 40 г/л і являють собою циліндричні ємності з нержавіючої сталі (рис. 7.31).

Основні технічні характеристики баків аварійного запасу розчину борної кислоти TQ14(24,34)V01 наведені у табл. 7.16.

Дросельні шайби TQ13,23,33E01, що розташовані на трубопроводах рециркуляції від TQ13,23,33D01 у баки TQ13,23,33V01, служать для оптимізації гідравлічного опору трубопроводів рециркуляції.

Дросельні шайби TQ13,23,33E01 розраховані на робочий тиск 110 кгс/см², перепад на шайбі – 110 кгс/см², розрахункову витрату – 30 м³/год.

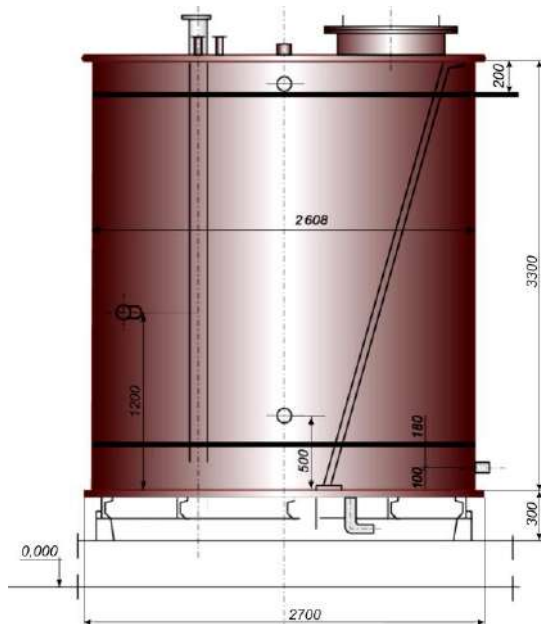


Рис. 7.31. Загальний вигляд бака аварійного запасу борної кислоти TQ14(24,34)B01

Таблиця 7.16

Технічні характеристики баків TQ14(24,34)B01

Параметр	Значення
Об'єм бака геометричний / робочий, м ³	17 / 15
Об'ємно-висотне відношення, м ³ на 1 см рівня	0,055
Тиск – розрідження, мм.водн.ст.	30
Концентрація борної кислоти, г/кг	40
Концентрація хлорид-йонів, не більше, мг/кг	0,15
Значення рН, не менше	3,8

Дросельні шайби TQ13,23,33E02, що розташовані на напірних трубопроводах від TQ13,23,33D01, служать для забезпечення надійної роботи насоса при зниженні тиску у I контурі нижче 40 кгс/см². Дросельні шайби TQ13,23,33E02 розраховані на робочий тиск 110 кгс/см², перепад на шайбі – 5,5 кгс/см², розмір отвору у шайбі – 39,9 мм, розрахункова витрата – 105 м³/год.

Дросельні шайби TQ13,23,33E03, що розташовані на трубопроводах відведення можливих протікань через зворотні клапани з порожнини між

швидкодіючими вентилями у систему організованих протікань, служать для захисту системи організованих протікань від неприпустимого збільшення тиску у разі сильного пропуску.

Дросельні шайби TQ13,23,33E03 розраховані на робочий тиск 135 кгс/см^2 , перепад на шайбі – 134 кгс/см^2 , розрахункову витрату – $0,4 \text{ м}^3/\text{год}$.

Дросельні шайби TQ14,24,34E01, що розташовані на трубопроводах відведення можливих протікань через зворотні клапани з порожнини між швидкодіючими вентилями у систему організованих протікань, служать для захисту системи організованих протікань від неприпустимого збільшення тиску у разі сильного пропуску.

Дросельні шайби TQ14,24,34E01 розраховані на робочий тиск 160 кгс/см^2 , перепад на шайбі – 159 кгс/см^2 , розрахункову витрату – $0,29 \text{ м}^3/\text{год}$.

Дросельні шайби TQ14,24,34E01, що розташовані на трубопроводах рециркуляції від TQ14,24,34D01 у баки TQ14,24,34B01, служать для оптимізації гідравлічного опору трубопроводів рециркуляції.

Дросельні шайби TQ14,24,34E01 розраховані на робочий тиск 160 кгс/см^2 , перепад на шайбі – 100 кгс/см^2 , розрахункову витрату – $6 \text{ м}^3/\text{год}$.

Звужувальні пристрої TQ13,23,33H01, що розташовані у місці врізки напірних трубопроводів від TQ13(23,33)D01 у I контур, служать для обмеження витoku з I контура у випадку розриву зазначених трубопроводів.

Звужувальні пристрої TQ13,23,33H01 розраховані на робочий тиск 160 кгс/см^2 , перепад на пристрої звуження потоку – $5,5 \text{ кгс/см}^2$, розрахункову витрату – $235 \text{ м}^3/\text{год}$.

В системі аварійного впорскування бору високого тиску застосовується насос типу ПТ 160/6-С (рис. 7.32). Насоси аварійного впорскування бору високого тиску TQ14,24,34D01 встановлені у приміщеннях А-036/1,2,3 оббудови реакторного відділення і відносяться до категорії поршневих насосів. Заводське умовне позначення агрегату означає: ПТ – триплунжерний; 6 – подача, $\text{м}^3/\text{год}$; 160 – тиск на виході з насоса, кгс/см^2 ; С – спеціальне виконання.

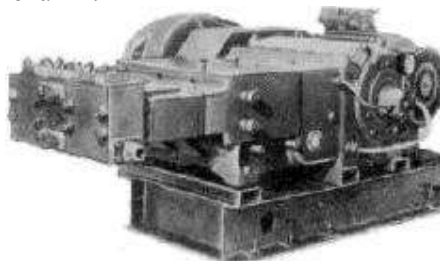


Рис. 7.32. Загальний вигляд насоса типу ПТ 160/6-С

Насосний агрегат складається з насоса із електродвигуном і двоступінчастим циліндричним редуктором, які змонтовані на загальній фундаментній рамі. Для захисту насоса від перевантажень у період проведення гідравлічних випробувань до складу запасних частин, інструментів та приладдя входить перепускний клапан, що кріпиться на гідроблоку, який відрегульований на заводі-виробнику на тиск повного перепуску 200 кгс/см².

Насос типу ПТ 160/6-С – горизонтальний кривошипний трипоршневий потрійної дії; складається з приводної та гідравлічної частин і маслосистеми. Приводна частина включає в себе корпус (станину), колінчастий вал, шатуни, повзуни з напрямними і проставки з шарнірно-плаваючим з'єднанням проставків зі штоками. У корпус заливається масло для змащування пар приводної частини, що труться.

Гідравлічна частина складається з гідроблока, робочих клапанів, штоків з поршнями та ущільнень.

Основні технічні характеристики насоса аварійного впорскування бору TQ14(24,34)D01 наведені у табл. 7.17.

Таблиця 7.17

**Технічні характеристики насоса аварійного впорскування бору
TQ14(24,34)D01**

Параметр	Значення
Марка насоса	ПТ 160/6-С
Подача, м ³ /год	6,3
Номінальний тиск на виході з насоса, кгс/см ²	160
Номінальна потужність насоса, кВт	37,3
Витоки середовища через сальники, см ³ /год, не більше	3000
Робоча температура води, °С	30-104
Об'єм масла у камері станини, л	35
Об'єм масла в камері повзунів, л	13,5
Допустима температура масла, °С	65
Допустимий тиск в системі змащування, кгс/см ²	0,2-5
Потужність електродвигуна, кВт	55
Частота обертання електродвигуна, об/хв	1470
Маса насоса, кг	1250

Роботи з виведення (введення) в ремонт (з ремонту) каналів TQ13,23,33, їх випробування з подачею борного розчину в реактор, заповнення або дозаповнення баків аварійного запасу розчину борної кислоти TQ13-33B01, перемикання, що пов'язані з порушенням готовності до роботи систем безпеки або пов'язані з можливістю “перепресовки” (підвищення тиску понад 35 кгс/см²) корпусу реактора у “холодному”

стані при температурі металу корпусу нижче критичної температури крихкості у каналах TQ13,23,33, є ядерно-небезпечними.

При тиску у I контурі нижче 35 кгс/см² і середній температурі теплоносія I контура нижче критичної температури крихкості металу корпусу реактора (100 °С) або при роботі активної частини САОЗ в режимі планового розхолодження I контура повинні бути закриті TQ13,23,33S07,08 і розібрані їхні електричні схеми.

При роботі енергоблоку АЕС система аварійного введення бору повинна перебувати в режимі “Чергування”, тобто в стані повної готовності до виконання своїх обов’язків у разі виникнення аварії. При цьому повинні бути виконані організаційні заходи, що виключають помилкове закриття арматури TQ13(23,33)S01 на лінії всмоктування насосів TQ13(23,33)D01.

Відповідно, дії оперативного персоналу з обслуговування системи аварійного введення бору, що перебуває в режимі “Чергування”, полягають у її регулярному зовнішньому огляді, відстеженні контрольованих параметрів з БЩУ і регламентної перевірки працездатності відповідно до встановленого графіка.

Перед виведенням реактора на мінімально контрольований рівень повинні бути працездатними усі три канали системи аварійного введення бору.

При роботі РУ на потужності допускається виведення в ремонт одного каналу на термін не більше трьох діб з моменту виявлення дефекту за узгодженою заявкою та письмовим дозволом головного інженера станції за умови підтвердження працездатності двох інших каналів. При несправності двох і більше каналів РУ необхідно перевести у “холодний” стан.

Існує така вимога по витратній ефективності підсистеми аварійного введення бору TQ13-33:

- витрата TQ13(23,33)D01 при $P_{1к} = 15-90$ кгс/см² повинна бути не менше 130 м³/год;
- витрата TQ13(23,33)D01 при $P_{1к} = 100$ кгс/см² повинна бути не менше 100 м³/год.

Управління та контроль системи аварійного введення бору виконані ідентичними до технологічної частини проекту у триканальному виконанні з територіальним, електричним та інформаційним поділом каналів. При цьому засоби автоматизації виготовлені у сейсмостійкому виконанні.

Підсистема автоматичного управління забезпечує реалізацію захистів і блокувань, необхідних для роботи системи у всіх передбачених проектом режимах. Основними параметрами, що характеризують нормальне функціонування групи аварійного введення бору, є тиск на напорі насосів аварійного введення бору TQ13-33D01, а також витрати розчину борної кислоти, що ними забезпечуються.

При аварії основним видом управління для насосів TQ13(23,33)D01 є автоматичне керування за командами захистів САОЗ, що реалізується через апаратуру ступеневого пуску, яка впливає на комплекс технічних засобів. Включення підсистеми аварійного введення бору TQ13-33 автоматично відбувається за такими сигналами:

- знеструмлення, тобто зниження напруги менше $0,25 \cdot U_{\text{ном}}$ на II ступені програми ступеневого пуску;
- розривного захисту I контура ts_{10} , коли різниця між температурою насичення теплоносія I контура і температурою у “гарячих” петлях менша за 100°C ;
- розривного захисту I контура $P_{\text{го}} > 1,3$ кгс/см², коли тиск у гермооболонці більший за $1,3$ кгс/см²;
- розривного захисту II контура ts_{75} при зменшенні тиску у паропроводі до 50 кгс/см² і збільшенні різниці температур насичення I і II контурів до 75°C .

При спрацьовуванні будь-якого з цих захистів автоматично включається насос TQ13(23,33)D01, відкривається напірна арматура TQ13(23,33)S07, і якщо тиск у I контурі через течу впаде нижче 110 кгс/см², то почнеться надходження води від насосів у I контур. Арматура TQ13(23,33)S08 на напірній лінії від насосів у I контур є завжди відкритою. При роботі захистів САОЗ або програми ступеневого пуску накладається заборона на дистанційне відключення насоса введення бору TQ13(23,33)D01; заборона автоматично знімається при досягненні будь-якого з цих параметрів:

- рівень в баку аварійного запасу борної кислоти менший за 25 см;
- температура підшипників електродвигуна – понад 85°C ;
- температура в камері гідроп’яти – понад 70°C ;
- температура підшипників насоса – понад 85°C ;
- активність технічної води більша за $5 \cdot 10^{-10}$ Кі/л;
- тиск на всмоктуванні менший за $0,51$ кгс/см²;
- тиск у I контурі менший за 18 кгс/см².

При цьому у разі вичерпання запасу розчину борної кислоти в баках TQ13(23,33)B01 передбачена робота насосів аварійного введення бору TQ13(23,33)D01 з ГА-201 із відкриттям TQ13(23,33)S26. Для виключення “зависання” тиску у I контурі при роботі насосів TQ13(23,33)D01 на щільний I контур передбачено зняття заборони на закриття арматури на напірній лінії по підвищенню рівня у КТ до 8000 мм. При підвищенні рівня у КТ оператор може закрити арматуру на напорі, арматура на лінії рециркуляції при цьому автоматично відкривається. При зниженні рівня у КТ до 3500 мм арматура на напорі автоматично відкривається, а на лінії рециркуляції – закривається.

Крім автоматичного управління передбачено індивідуальне регулювання насосами та арматурою безпосередньо з БЩУ і РЩУ за

схемою, що виключає помилкові спрацьовування під час пожеж, через блоки блочного пункту управління (БПУ) у шафах зв'язку.

При включенні насоса TQ13(23,33)D01 відкриття арматури VF12(22,32)S07 на подачі технічної води на охолодження агрегату також відбувається автоматично, тому воно не потребує присутності оператора за місцем.

У зв'язку з тим, що експлуатація насосів TQ13(23,33)D01 у безвитратному режимі забороняється, для підтримки цього було розроблено такі блокування для автоматичного управління рециркуляцією насоса:

- через 10 с після включення насоса TQ13(23,33)D01 відкриваються TQ13(23,33)S05,06;
- при збільшенні витрати на напорі насоса TQ13(23,33)D01 понад $30 \text{ м}^3/\text{год}$ вводиться заборона на відкриття TQ13(23,33)S05,06;
- при збільшенні витрати на напорі насоса TQ13(23,33)D01 понад $80 \text{ м}^3/\text{год}$ вводиться закриття TQ13(23,33)S05,06.

Огляд підсистеми аварійного введення бору високого тиску TQ13-33 за місцем встановлення обладнання повинен проводитись щозміни, з контролем:

- відповідності положення арматури вказаної в Інструкції з експлуатації, особливо відкритого положення TQ13(23,33)S01;
- рівнів масла у підшипниках електродвигуна і насоса TQ13(23,33)D01;
- відсутності протікання через роз'єми та ущільнення насосних агрегатів TQ13(23,33)D01;
- положення ротора TQ13(23,33)D01 за ризиками візуального покажчика осьового зсуву.

Комплексними випробуваннями груп аварійного введення бору підтверджено, що видаткова характеристика насосів TQ13(23,33)D01 при роботі на ущільнений I контур дорівнює $137 \text{ м}^3/\text{год}$ при тиску у I контурі $90 \text{ кгс}/\text{см}^2$ зі збільшенням витрати до $239 \text{ м}^3/\text{год}$ при зниженні тиску до $20 \text{ кгс}/\text{см}^2$.

Час запізнювання надходження води у реактор з моменту включення насосів теж задовольняє вимогам безпеки і дорівнює для насосів (без урахування часу на розворот дизеля):

- для TQ13D01 – 3 с;
- для TQ23D01 – 8 с;
- для TQ33D01 – 9 с.

При роботі енергоблоку група аварійного впрокування бору високого тиску TQ14-34 повинна знаходитись в режимі “Чергування”, тобто у стані повної готовності до виконання своїх обов'язків у разі виникнення аварії. При цьому все обладнання (насоси, арматура, трубопроводи) повинні перебувати у справному стані, електричні схеми зібрані, у робочому стані знаходиться система КВП і сигналізації.

Баки TQ14,24,34B01 повинні бути заповнені необхідними розчинами борної кислоти до номінального рівня. Як було зазначено раніше, для захисту плунжерних насосів TQ14(24,34)D01 від роботи у безвитратному режимі вони мають лінії рециркуляції на бак з арматурою TQ14,24,34S03,04. Зокрема, згідно з алгоритмами технологічних захистів і блокувань, на відключених насосах TQ14,24,34D01 арматура TQ14,24,34S03,04 автоматично відкривається (блокування TQS65,73,81 для 1,2,3 системи безпеки відповідно).

Дії оперативного персоналу щодо обслуговування каналів аварійного впорскування бору високого тиску TQ14-34, що перебувають у режимі “Чергування”, полягають у їх регулярному зовнішньому огляді, відстеженні контрольованих параметрів з БЩУ і регламентної перевірки працездатності відповідно до затвердженого графіка.

Згідно з “Регламентом безпечної експлуатації” існує така вимога по видатковій ефективності каналів аварійного впорскування бору високого тиску TQ14-34 – витрата TQ14(24,34)D01 при $P_{1к} 160 \text{ кгс/см}^2$ повинна бути не менше $6,3 \text{ м}^3/\text{год}$.

Відповідно до “Переліку ядерно-небезпечних робіт ...” роботи з виведення (введення) в ремонт (з ремонту) каналів TQ14,24,34, їх випробування з подачею борного розчину у реактор, заповнення або дозаповнення баків аварійного запасу розчину борної кислоти TQ14-34B01, перемикання, що пов’язані з можливістю порушення готовності до роботи систем безпеки, або пов’язані з можливістю “переопресовки” (підвищення тиску понад 35 кгс/см^2) корпусу реактора у “холодному” стані при температурі металу корпусу нижче критичної температури крихкості у каналах TQ14,24,34 є ядерно-небезпечними.

При тиску у I контурі нижче 35 кгс/см^2 і середній температурі теплоносія I контура нижче критичної температури крихкості металу корпусу реактора або при роботі активної частини САОЗ в режимі планового розхолодження I контура повинні бути закриті TQ14,24,34S07,08 і розібрані їх електричні схеми.

Перед виведенням реактора на мінімально контрольований рівень потужності повинні бути працездатними усі три канали аварійного впорскування бору високого тиску TQ14,24,34. При роботі реакторної установки на потужності допускається виведення в ремонт одного каналу на термін не більше трьох діб з моменту появи дефекту за узгодженою заявою та письмовим дозволом головного інженера станції за умови підтвердження працездатності двох інших каналів. При несправності двох і більше каналів РУ повинна бути переведена у “холодний” стан.

При виникненні аварійної ситуації включення насосів підсистеми аварійного впорскування бору високого тиску TQ14,24,34D01 відбувається

автоматично за сигналом знеструмлення, тобто зниження напруги нижче $0,25 \cdot U_{\text{ном}}$ на II ступені програми ступеневого пуску.

При спрацьовуванні цього захисту разом з включенням насоса TQ14(24,34)D01 відкривається напірна арматура TQ14(24,34)S07. Друга арматура TQ14(24,34)S08 на напірній лінії від насосів у I контур, згідно з алгоритмами технологічних захистів і блокувань, є завжди відкритою (блокування TQS61,69,77 для 1,2,3 системи безпеки відповідно).

Гідравлічний опір трубопроводу рециркуляції з урахуванням встановленої на ньому дросельної шайби TQ14,24,34E02 є меншим, ніж номінальний тиск у I контурі. Тому для подачі води у I контур при робочому тиску оператор повинен при відкритій засувці на напорі дистанційно закрити арматуру на рециркуляції. Автоматичного закриття арматури TQ14,24,34S03,04 на лініях рециркуляції за проектом РУ не передбачено.

При роботі захисту від знеструмлення накладається заборона на дистанційне відключення насоса аварійного впорскування бору високого тиску TQ14,24,34D01; заборона автоматично знімається при досягненні будь-якого з таких параметрів:

- тиск у I контурі менший за 18 кгс/см^2 ;
- рівень у баку аварійного запасу розчину борної кислоти TQ14,24,34B01 менший за 25 см.

Забороны, як правило, реалізовані за схемою “2 з 3-х”. Крім автоматичного управління передбачене індивідуальне регулювання насосами і арматурою безпосередньо з БЦУ і РЦУ за схемою, що виключає помилкові спрацьовування під час пожеж, через блоки БПУ у шафах зв’язку.

При роботі насосів аварійного впорскування бору високого тиску TQ14,24,34D01 під час нормальних умов експлуатації енергоблоку забороняється:

- робота насосного агрегата TQ14,24,34D01 при появі протікання рідини, що перекачується, і гідрозатворної рідини, а також масла в місцях нерухомих ущільнень гідравлічної і приводної частин;
- робота насосного агрегата TQ14,24,34D01 при підвищенні температури масла у картері приводної частини станини більше $65 \text{ }^{\circ}\text{C}$ і у редукторі більше $65 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- робота насосного агрегата TQ14,24,34D01 при появі протікання масла з картера станини по проставці через рухоме ущільнення більше $0,2 \text{ см}^3/\text{хв}$;
- робота насосного агрегата TQ14,24,34D01 при тиску масла менше $0,2 \text{ кгс/см}^2$ і більше 5 кгс/см^2 , при пуску допускається підвищення тиску до $5,5 \text{ кгс/см}^2$ (через холодне масло);
- підвищення температури підшипників двигуна понад $80 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

При спрацьовуванні розривних захистів I і II контурів автоматичного включення насосів TQ14,24,34D01 не передбачено, вони повинні бути включені оператором дистанційно з БЦУ (РЦУ).

Час запізнювання надходження води у реактор з моменту включення насосів аварійного впорскування бору високого тиску TQ14,24,34D01 задовольняє вимогам проекту РУ і дорівнює для насосів:

- для TQ14D01 – 1 хв 27 с;
- для TQ24D01 – 1 хв 30 с;
- для TQ34D01 – 1 хв 30 с.

7.6. Система аварійного парогазовидалення

Під час експлуатації АЕС вирішальне значення приділяється безпеці роботи РУ. Один з основоположних принципів, на якому базується безпека роботи РУ – це обмеження наслідків можливих аварій.

Компонування обладнання I контура і розташування його за позначками дозволяють здійснювати розхолодження реактора у режимі природної циркуляції в режимах порушення нормальної експлуатації з відключенням усіх ГЦН. Проектом РУ з ВВЕР-1000 передбачено використання природної циркуляції теплоносія I контура для охолодження активної зони зупиненого реактора в режимах з відключенням усіх ГЦН.

Відомо, що природна циркуляція рідини у ємності або системі посудин і труб відбувається при підведенні тепла до рідини у нижній частині системи і відведення тепла від неї у верхній частині. На рис. 7.33 наведена схема розташування основних елементів I контура. Джерело тепла (активна зона реактора) розташоване на 9 м нижче від охолоджувачів (парогенераторів), всі зазначені елементи з'єднані трубопроводами великого діаметра. Цим створені конструктивні умови для природної циркуляції води у I контурі.

Природна циркуляція може використовуватися для відведення залишкового тепловиділення активної зони після зупинки реактора. Ця можливість підтверджена розрахунковим аналізом і дослідними перевірками на енергоблоках з реакторами ВВЕР-1000. Потужність, яка може бути відведена від активної зони природною циркуляцією теплоносія по чотирьох петлях при номінальних тисках I і II контурах, на основі даних розрахункового аналізу і результатів випробувань на головних енергоблоках з реакторами ВВЕР-1000 становить 10 % від номінальної. Це є суттєво вище за ймовірну величину залишкових тепловиділень. При зазначеній потужності теплоносій на виході з максимально навантажених касет активної зони має недогрів до температури насичення не менше 15 °С.

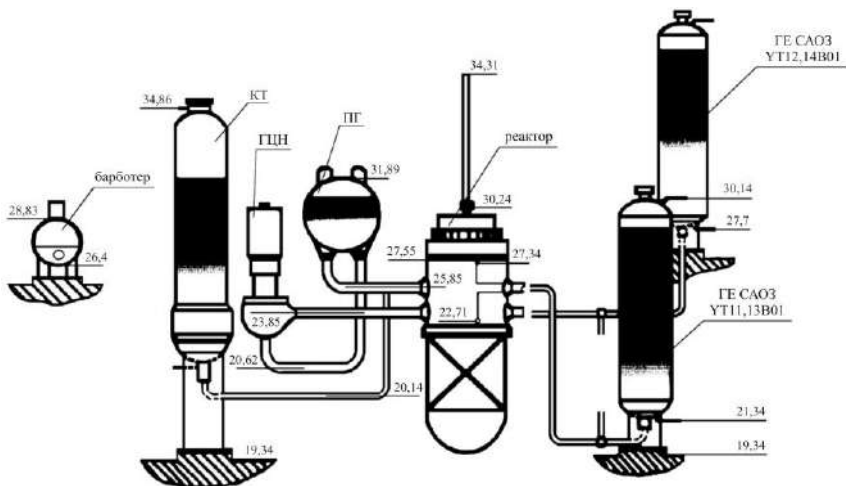


Рис. 7.33. Гідравлічна схема I контура з повисотними позначками

У режимах із знеструмленням ГЦН відбувається плавний перехід з примусової циркуляції теплоносія у I контурі на природну завдяки вибігу ГЦН. Тривалий вибіг ГЦН-195М досягається шляхом штучного збільшення моменту інерції ротора агрегату встановленням в електродвигуні масивного маховика (постійна вибігу у ГЦН-195М з механічним торцевим ущільненням вала дорівнює 30 с, після цього його подача знижується всього у 2,7 раза). Відповідно до класифікації за категоріями безпеки ГЦН відноситься до пристроїв нормальної експлуатації. При цьому система ГЦН несе додаткову функцію як система, що забезпечує циркуляцію теплоносія при вибігу при різних аваріях із знеструмленням, що дозволяє здійснювати плавний вихід на режим природної циркуляції.

В практиці експлуатації ВВЕР-1000 природна циркуляція у I контурі використовується при потужності залишкових енерговиділень від 2 % (через 2 год після зупинки) до 0,2 % (через місяць після зупинки). При цьому підігрівання теплоносія у реакторі становить 12 градусів і 1,8 градуса відповідно. Рушійний напір природної циркуляції залежить від підігрівання і становить у зазначених випадках 9 см водн. ст. і 1 см водн. ст. відповідно.

Дуже небезпечними є аварії з течами теплоносія I контура, що викликані пошкодженням обладнання та трубопроводів. При таких аваріях через зниження тиску теплоносія I контура до тиску насичення відбувається процес інтенсивного пароутворення.

Початковий витік з I контура менше 50 м³/год не викликає автоматичного відключення ГЦН. Зупинка і розхолдження РУ проводиться при роботі ГЦН.

Витік понад 50 м³/год, але менше 300 м³/год викликає зниження рівня у КТ до 2 м, можливе навіть тимчасове його спорожнення. Відбувається зупинка реактора і відключення ГЦН, запуск насосів САОЗ. Витрата у течу забирає менше теплової енергії, ніж потужність залишкових енерговиділень. Для їх відведення і розхолодження РУ потрібно використовувати II контур і природну циркуляцію.

Витік понад 300 м³/год викликає швидке спорожнення КТ. Відбувається зупинка реактора і відключення ГЦН, запуск насосів САОЗ, зливання гідроємностей САОЗ у I контур. Відбувається кипіння теплоносія у реакторі. В цій ситуації подальший тепломасообмін у I контурі залежить від місця розущільнення. При цьому нещільність у верхній частині I контура (“гарячі” нитки ГЦТ і вище) забезпечує природний вихід усїєї пари, що утворюється, яка забирає всю потужність енерговиділень. Якщо розрив відбувся на ділянці від ГЦН до “холодних” патрубків реактора, то з нього витікає вода без підігрівання у реакторі.

Оскільки під кришкою реактора при нормальній експлуатації знаходиться гарячий об’єм теплоносія з відносно слабкою циркуляцією, то ця область має високу здатність до закипання при зниженні тиску теплоносія I контура до тиску насичення. При цьому виникає проблема охолодження активної зони реактора, оскільки пара, що збирається у верхній частині корпусу реактора і “гарячих” нитках петель I контура, перешкоджає природній циркуляції теплоносія через активну зону і створює умови для її оголення.

Саме така проблема призвела до важкої аварії на енергоблоці № 2 АЕС “Three Mile Island” (США). 29 березня 1979 року відбулося відключення турбіни енергоблока № 2. При цьому не розпочалася подача живильної води у ПГ від резервних насосів, оскільки після ремонту на їх напірні засувки не було подано живлення. Зростання температури і тиску у РУ призвело до аварійної зупинки реактора і спрацьовування запобіжного клапана на КТ. Цей клапан не закрився при подальшому зниженні тиску і став причиною втрати теплоносія з I контура. Оператори не розібралися у ситуації, що виникла.

Відповідно до вимог загальних положень забезпечення безпеки атомних станцій у проєктах РУ повинні бути засоби, що спрямовані на запобігання проєктним аваріям і обмеження їх наслідків. Саме тому на енергоблоках з ВВЕР-1000 В-320 є система аварійного газовиділення YR, що призначена для скидання парогазових бульбашок з верхніх позначок обладнання РУ.

Спочатку у складі проєкту ВВЕР-1000 система аварійного газовиділення YR була відсутня. Фактично введення системи YR до складу I контура було здійснено як реакція проєктувальників обладнання РУ на аварію на АЕС “Three Mile Island”, що призвела, як було зазначено вище, до важких пошкоджень (розплавлення) активної зони. У зв’язку з тим, що

на енергоблоках № 1 і № 2 Балаковської АЕС (РФ) система YR виконувалася як доповнення до технічного проекту, то на БЩУ зазначених блоків ключі управління арматурою аварійного газовиділення монтувалися “по міццю” на вільній ділянці несистемної панелі БЩУ НУ04. На енергоблоках № 3 і № 4 система YR була внесена у проект і на БЩУ цих блоків ключі управління арматурою монтувалися на відповідних їм за електроживленням панелях систем безпеки БЩУ:

- арматура YR01S01, YR11S01, YR22S01, YR41S01, YR60S02, YR53S01, YR61S01 розташована на панелі 1 СБ НУ20;
- арматура YR02S01, YR12S01, YR31S01, YR42S01, YR52S01, YR62S01 розташована на панелі 2 СБ НУ22;
- арматура YR03S01, YR21S01, YR32S01, YR60S01, YR51S01, YR63S01 розташована на панелі 3 СБ НУ24.

Допускається використання системи для таких режимів:

- забезпечення розхолодження кришки реактора, верхніх частин колекторів ПГ;
- газовиділення з I контура і з-під кришки реактора при зупинці РУ.

Управління системою YR та її компонентами здійснюється оператором дистанційно з БЩУ або РЩУ. Система живлення та керування виконана трьохканальною;

Обладнання системи аварійного парогазовиділення належить до групи С (3 клас безпеки) і відноситься до захисних систем безпеки. I категорія за сейсмостійкістю.

Система YR (рис. 7.34) являє собою комплекс електроприводної запірної арматури зі сполучними трубопроводами, що розташовані між основним обладнанням I контура (реактором, парогенераторами, КТ) з одного боку і барботажем баком YP20B01 – з іншого.

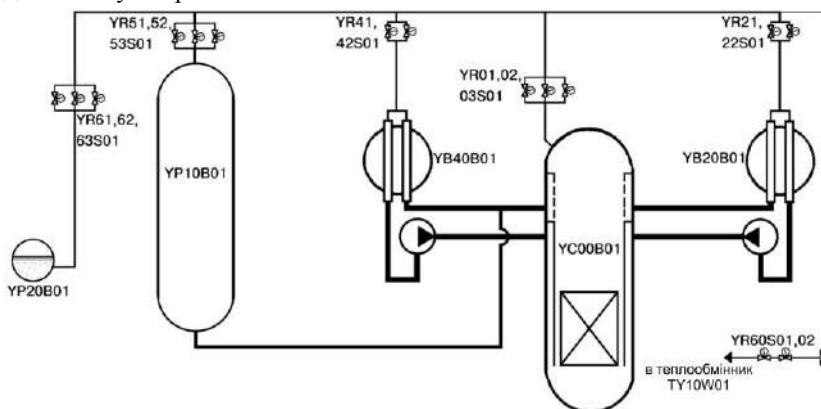


Рис. 7.34. Спрощена схема системи газовиділення YR (трубопроводи скидання з ПГ-1 YR-11, 12S01 і ПГ-3 YR-31, 32S01 умовно не показані)

Функціонально систему можна розділити на окремі вузли, що відсікають кожен свою одиницю обладнання. При цьому вузол скидання парогазової суміші на барботажний бак є загальним для реактора, КТ і ПГ. Між загальним та індивідуальними вузлами є вузол відведення можливих протікань I контура через відсічну арматуру індивідуальних вузлів у систему збору організованих протікань ТУ.

Для надійності роботи вузли скидання парогазової суміші з кожного ПГ виконані двома паралельними арматурами, а вузли реактора і КТ – трьома паралельними арматурами кожен. Загальний вузол скидання на барботажний бак також виконаний трьома паралельними арматурами. Вузол відведення протікання для можливості надійного відключення системи YR від системи організованих протікань виконаний з двома послідовно розташованими запірними вентилями.

Система YR фізично пов'язана з такими системами:

- через арматуру YR01,02,03S01 – з реактором;
- через арматуру YR51,52,53S01 – з КТ;
- через арматуру YR11,12S01 – з ПГ-1;
- через арматуру YR21,22S01 – з ПГ-2;
- через арматуру YR31,32S01 – з ПГ-3;
- через арматуру YR41,42S01 – з ПГ-4;
- через арматуру YR61,62,63S01 – з барботажним баком;
- через арматуру YR60S01,02 з дросельною шайбою YR60E01 – з системою організованих протікань ТУ.

Відповідно до проекту основні напрями руху теплоносія або парогазової суміші є такими:

- від реактора (КТ, ПГ) на барботажний бак;
- від реактора на КТ (ПГ);
- або у комбінаціях цих елементів без скидання на барботажний бак.

Час відкриття (закриття) вентилів системи не повинен перевищувати 60 с. Для захисту системи організованих протікань (особливо теплообмінника ТУ10W01, розрахованого на тиск 4 кгс/см²) від можливого підвищення тиску в результаті роботи YR на лінії відведення організованих протікань змонтована дросельна шайба YR60E01. Ця шайба розрахована на перепад тисків 159 кгс/см² і витраті при розрахунковому перепаді тисків 0,4 м³/год.

Арматура системи YR є запірною, може займати положення “відкрито” або “закрито” і не призначена для регулювання витрати у проміжних положеннях.

Трубопроводи системи аварійного газовидалення розраховані на робочі параметри 180 кгс/см² і 350 °С (параметри гідравлічних випробувань 250 кгс/см² і 70 °С) та мають наступні діаметри:

- трубопровід скидання парогазової суміші з КТ у барботажний бак – 76x7 мм;
- трубопровід скидання парогазової суміші з реактора – 38x3,5 мм;
- трубопровід скидання парогазової суміші з колекторів ПГ – 32x3,5 мм;
- трубопровід аварійного газовидалення до YR60S02 – 18x2,5 мм.

У відповідності з проектними матеріалами система YR повинна бути працездатною при нормальних умовах експлуатації, при порушенні нормальних умов експлуатації, в аварійних ситуаціях і повинна відповідати таким вимогам:

- забезпечувати швидкість протікання парогазової суміші 220 м/с протягом 10 год;
- швидкодія арматури – не більше 60 с;
- коефіцієнт гідравлічного опору з КТ у барботажний бак – не більше 30;
- система повинна управлятися із БЦУ, РЦУ з контролем стану арматури у передаварійному і післяаварійному періодах;
- система може використовуватися для видалення з I контура парогазової суміші при закипанні теплоносія у колекторах ПГ і під кришкою реактора;
- в аварійній ситуації, що пов'язана з оголенням активної зони і виникненням пароцирконісової реакції, забезпечувати здування парогазової суміші з-під кришки реактора, з колекторів ПГ або з-під кришки реактора і колекторів ПГ одночасно.

При перевищенні витрати прийнятною здатності системи спецгазоочищення по парі і газу, що скидаються (60 м³/год), допускається розрив мембрани барботажного бака і виведення парогазової суміші під герметичну оболонку.

Специфіка системи YR полягає у відсутності власних контрольно-вимірювальних приладів. У розпорядженні оператора є лише ключі управління усіма електроприводними запірними вентилями, що розташовані на панелях систем безпеки у приміщенні БЦУ.

Кожен ключ управління забезпечений контрольними лампами положення і стану арматури. На РЦУ ключі управління зібрані на окремій панелі HR10. При порушеннях ланцюгів управління арматурою на панелях каналів безпеки з'являються збірні світлові табло “Несправність ланцюгів управління у шафах зв'язку БЦУ, РЦУ”. При цьому несправний ключ управління блокується. Відновлення управління від цього ключа проводиться у приміщенні системи безпеки черговим персоналом.

При нормальній експлуатації на потужності система YR знаходиться в режимі очікування. Цьому режиму відповідає такий стан арматури:

- схеми електроживлення, управління і сигналізації є зібраними;
- закрито YR01,02,03S01, YR11,12,21,31,32,41,42S01, YR51,52,53,61S01, YR62,63,S01 – арматура відключення I контура і барботажного бака;
- відкрито YR60S01,02 для відведення можливих протікань через нещільну арматуру відключення у систему збору організованих протікань ТУ.

Порядок експлуатації системи в режимі очікування складається з контролю положення і стану арматури за наявною у оператора сигналізації на БЩУ – постійно протягом зміни, на РЩУ – періодично під час планових обходів.

Випробування арматури системи YR проводиться в період зупинки енергоблока на перевантаження палива. При випробуванні арматури повинні ретельно контролюватися легкість і швидкість ходу, робота моментної муфти дотискування при закритті (вона забезпечує щільність арматури у затворі). У жодному разі не можна робити ручне обтиснення арматури, оскільки це може викликати подальшу відмову її відкриття.

В період експлуатації при появі або виявленні факторів, що можуть призвести до зміни гідравлічних характеристик лінії скидання, повинні бути проведені випробування за окремою програмою для підтвердження прохідності трубопроводів та арматури.

У зв'язку з тим, що у верхніх частинах реактора, ПГ під час розхолодження утворюються застійні зони, які не дають змогу рівномірно розхолоджувати вказане обладнання, система YR може використовуватися для інтенсифікації цього процесу організацією спрямованого руху щодо холодного теплоносія через верхні частини реактора, ПГ.

Для забезпечення розхолодження кришки реакторів і колекторів ПГ по I контуру необхідно закрити YR60S01,02 та відкрити YR11,12,21,22,31,32,41,42S01, YR01,02,03S01.

Після закінчення розхолодження устаткування I контура необхідно закрити YR11,12,21,22,31,32,41,42S01; YR01,02,03S01, відкрити YR60S01,02.

Система також може бути використана при плановому розхолодженні I контура у разі непрацездатності ГЦН для виключення “зависання” тиску у I контурі через закипання теплоносія під кришкою реактора. У цьому випадку відкривається арматура на трубопроводах, що з'єднує колектори ПГ і об'єм під кришкою реактора з КТ.

Гідравлічні випробування системи YR проводяться спільно з гідровипробуваннями I контура на щільність і міцність.

Проте, основне призначення системи YR – робота у перерахованих вище аварійних режимах за рахунок скидання у барботажний бак частини теплоносія I контура через арматуру YR61,62,63S01 і, отже, зниження тиску у I контурі.

При цьому створюються умови для забезпечення номінальної подачі у I контур борного розчину з концентрацією 40 г/кг від насосів аварійного введення борної кислоти TQ13-33D01, що відповідає тиску у I контурі 90-100 кгс/см². Критерієм виконання функцій системою є зниження тиску у I контурі.

При виникненні пародирконієвої реакції критерієм виконання функцій системою є відкриття арматури на лініях газовидалення від устаткування I контура і скидання парогазової суміші у барботажний бак.

Можливими дефектами системи YR можуть бути:

- відмови арматури внаслідок втрати управління, живлення, неякісного обслуговування;
- дефекти у металі і зварних швах корпусу арматури та сполучних трубопроводах з течами або без течі;
- нещільне закриття арматури від привода внаслідок неправильного налаштування кінцевих вимикачів або моментної муфти, порушень налаштувань внаслідок вібрації;
- відмови в системі внаслідок зовнішніх впливів.

Головним недоліком системи аварійного газовидалення можна вважати недостатній діаметр трубопроводів (D_y 32) скидання парогазової суміші з-під кришки реактора і ПГ, оскільки при компонуванні системи YR були використані лінії штатних повітряників РУ. Пропускна здатність повітряника реактора є недостатньою для зняття залишкових енерговиділень від реактора деякий час після його зупинки.

7.7. Система аварійного підживлення парогенераторів

При нормальній роботі енергоблоку АЕС на потужності теплова енергія, що виробляється у реакторі, відводиться через ПГ у II контур, де вона використовується на турбогенераторі. Після зупинки реактора потужність швидко знижується до долі відсотка, але завдяки запізним нейтронам, радіоактивного розпаду продуктів поділу та акумулюючої здатності матеріалів активної зони тепловиділення триває.

У випадку з реактором ВВЕР-1000 у ТВЕЛах активної зони при зупинці з повної потужності міститься близько 50 млн кДж високотемпературного тепла (еквівалент тепла, що виділяється при згорянні близько 1000 кг бензину), 68 % з яких зосереджено у диоксидному паливі і близько 32 % у теплоносії (на частку цирконієвих оболонок припадає 0,5-0,6 %). Проте, навіть після досить тривалої витримки ядерне паливо продовжує виділяти залишкове тепло. В реакторах типу ВВЕР через 60 с після спрацьовування аварійного захисту залишкове тепловиділення становить

близько 5,7 % від номінальної потужності, через 15 хв воно знижується до 3,2 %, а через добу – до 0,9 %.

В процесі відведення тепла від активної зони реактора важливе значення має система живильної води, що здійснює подачу води у парогенератори. Тому виникнення відхилень в схемі подачі живильної води у парогенератори створює умови для порушення нормального відведення тепла від I контура. При неможливості нормального підживлення парогенераторів проектом передбачена подача живильної води у ПГ від спеціальної системи, що називається системою аварійного підживлення ПГ. Ця система створює умови для розхолодження РУ.

Згідно з проектом обладнання системи аварійного підживлення ПГ маркується латинськими літерами ТХ, перший канал системи аварійного підживлення позначається як ТХ10, другий канал – ТХ20, третій канал – ТХ30.

Система аварійного підживлення ПГ (ТХ) призначена для подачі знесоленої води у парогенератори в режимах знеструмлення енергоблоку та інших аварійних режимах на енергоблоці з реактором ВВЕР-1000, для забезпечення аварійного зняття залишкових тепловиділень і розхолодження РУ в режимі знеструмлення енергоблоку, а також при аваріях і несправності системи живильної води ПГ II контура.

Система включається автоматично за імпульсом від програми ступеневого пуску або за зниженням рівня у будь-якому з ПГ при $T_{\text{гк}}$ вище 150°C . При знеструмленні енергоблоку система здійснює подачу води у парогенератори протягом 6-7 год для відведення залишкових тепловиділень на першому етапі аварійного розхолодження.

В основу проекту аварійної подачі живильної води у парогенератори покладено такі критерії і вимоги, що пред'являються до неї з боку РУ:

- забезпечити подачу води не менше, ніж у два ПГ;
- забезпечити подачу живильної води у ПГ з моменту аварії за проміжок часу не більше 2 хв;
- забезпечити подачу живильної води у ПГ з витратою $150 \text{ м}^3/\text{год}$ при тиску у ПГ $64 \text{ кгс}/\text{см}^2$;
- створення необхідного запасу знесоленої води виходячи з умов забезпечення розхолодження енергоблоку через БРУ-А до тиску у I контурі $15 \text{ кгс}/\text{см}^2$;
- вона повинна допускати можливість випробування (поканально) при роботі енергоблоку на потужності і при цьому не втрачати своїх функціональних властивостей;
- вона повинна мати триканальну структуру, тобто відповідати структурі інших систем безпеки;
- повинна бути можливість виведення її в ремонт у складі одного каналу безпеки (на час не більше 72 год при роботі РУ згідно з вимогами Технологічного регламенту безпечної експлуатації).

Критерієм виконання функцій є забезпечення подачі живильної води у ПГ, а також виконання вимоги з боку РУ – забезпечити подачу знесолоної води у ПГ з витратою не менше:

- 150 м³/год при тиску у ПГ 64 кгс/см²;
- 125 м³/год при тиску у ПГ 70 кгс/см²;
- 80 м³/год при тиску у ПГ 86 кгс/см².

Відповідно до вимог одиначної відмови і не виявленої відмови система аварійного підживлення парогенераторів виконана з трьох незалежних каналів ТХ10, ТХ20 і ТХ30.

Підсистема аварійного підживлення парогенераторів ТХ10-30 є системою важливою для безпеки і відноситься до захисних систем безпеки. Устаткування системи відноситься до 1 категорії сейсмостійкості і за своїми функціями спроектоване за принципом захисного пристрою. Просторове розділення каналів з встановленням стін і перекриттів, вогнестійкістю не менше 1,5 год, і наявність системи АУПГ кабельних приміщень дозволяє зберігати працездатність системи при пожежі в одному з каналів. Усе обладнання та трубопроводи виконані за 1 категорією сейсмостійкості і розраховані на максимальний розрахунковий землетрус.

Система аварійного підживлення ПГ (рис. 7.35) складається з трьох незалежних каналів ТХ10,20,30 кожен з яких окремо забезпечує розхолдження енергоблоку. Кожен канал системи включає в себе таке технологічне обладнання:

- бак запасу хімічно знесолоної води ТХ10(20,30)В01 ємністю 500 м³;
- аварійний живильний електронасосний агрегат ТХ10(20,30)D01;
- трубопроводи, арматуру, дросельні шайби і КВП.

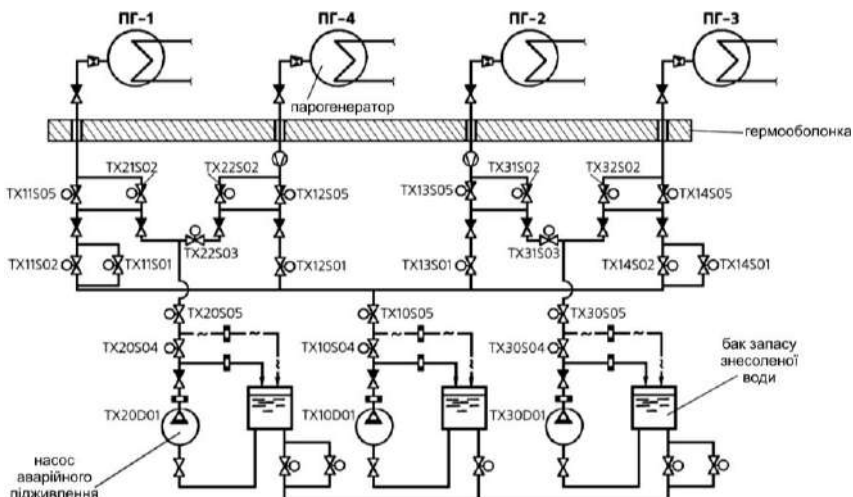


Рис. 7.35. Спрощена технологічна схема аварійного підживлення ПГ

Кожен аварійний живильний насос підключений до свого бака запасу знесоленої води. Для можливості роботи насоса з суміжних баків усі три баки об'єднані між собою трубопроводами D_y 300 з відсікаючою електроприводною арматурою. Заповнення і підживлення баків хімічно знесоленої води TX10(20,30)B01 здійснюється через арматуру TX10(20,30)S01 з лінії подачі хімічно знесоленої води. Підшипники насосів TX10(20,30)D01 і повітроохолоджувачі їх двигунів охолоджуються системою технічного водопостачання групи А (VF).

Два аварійних живильних насоси TX20D01 і TX30D01 включені у технологічну схему таким чином, що кожен з насосів постачає водою по два парогенератори. Третій аварійний живильний насос TX10D01 подає воду до всіх чотирьох парогенераторів, причому на підводі до двох парогенераторів засувки TX12,13S01 нормально відкриті (невідключені парогенератори ПГ-2, ПГ-4), а до двох інших TX11,14S01,02 нормально закриті (відключені парогенератори ПГ-1, ПГ-3).

На напорі аварійних живильних пристроїв розташовані дросельні шайби TX10(20,30)E03, що призначені для обмеження витрати у робочій зоні характеристики насоса TX10(20,30)D01 при припустимих відхиленнях подачі живильної води у ПГ.

На кожному трубопроводі подачі живильної води до парогенератора встановлена засувка, регулюючий і зворотний клапани.

Регулюючі клапани TX11S05, TX21S02 перед ПГ-2 і TX14S05, TX32S02 перед ПГ-3 управляються регуляторами рівня води у зазначених парогенераторах. Регулюючі клапани TX12S05, TX22S02 перед ПГ-4 і TX13S05, TX31S02 перед ПГ-2 управляються або регуляторами рівня води, або регуляторами витрати води в залежності від рівня у ПГ та витрати на нього.

Засувки на трубопроводах подачі води у ПГ-4 (TX12S01 від насоса TX10D01 і TX22S03 від насоса TX20D01) та у ПГ-2 (TX13S01 від насоса TX10D01 і TX31S03 від насоса TX20D01) призначені для відключення ПГ-2 і ПГ-4 по аварійній живильній воді при наявності течі.

Обмежувачі течі TX11-14H01 перед ПГ призначені для зменшення витрати пари, що виходить з ПГ при розриві трубопроводу між обмежувачем і зворотним клапаном TX11-14S06.

У парогенераторів ПГВ-1000М, що застосовуються у ВВЕР-1000 з РУ В-320, передбачені спеціальні патрубки для підведення живильної води від аварійних живильних насосів. Патрубок для підведення аварійної живильної води D_y 100 розташований на еліптичному днищі симетрично до люка D_y 500 (рис. 7.36). Конструкція патрубка виконана таким чином, що трубопровід підведення аварійної живильної води безпосередньо не дотикається до корпусу ПГ (рис. 7.37). Це зроблено для зменшення ймовірності виникнення температурних напружень, в тому числі і змінних, у корпусі ПГ в місці проходу труби.

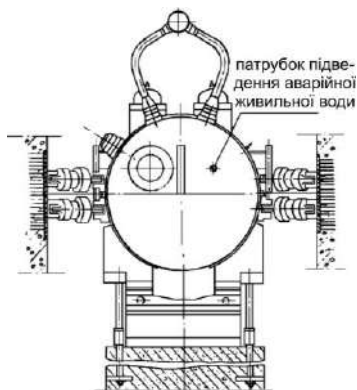


Рис. 7.36. Схема розташування патрубка підведення аварійної живильної води D_y 100 до ПГ

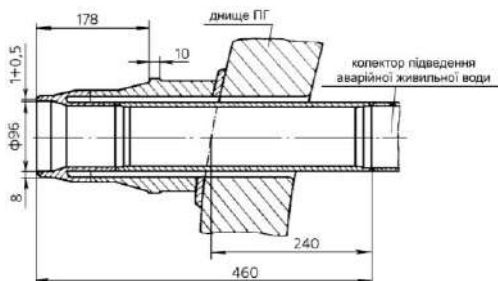


Рис. 7.37. Конструкція патрубка підведення аварійної живильної води у ПГВ-1000М

Підведення аварійної живильної води у ПГ здійснюється через вказаний вище спеціальний патрубок з вставкою D_y 100 на еліптичному днищі ПГ, до якої всередині ПГ приєднаний роздавальний колектор D_y 80 (рис. 7.38). Цей колектор змонтований над трубопроводом основної живильної води D_y 250. Колектор аварійної живильної води розташований по осі парогенератора трохи нижче від жалюзійного сепаратора, на висоті 600 мм від занурювального отвірного листа. Вода подається через 38 перфорованих трубок D_y 25 у парову частину корпусу ПГ.

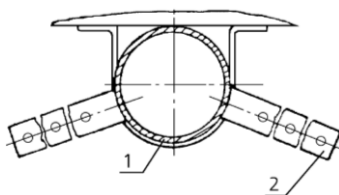


Рис. 7.38. Схема колектора роздачі аварійної живильної води у парогенераторі ПГВ-1000М:
1 – колектор; 2 – перфоровані трубки D_y 25 (38 од.)

Устаткування, арматура та труби системи аварійного підживлення ПГ виготовлені зі сталі 08X18H10T.

Незважаючи на прийняті у конструкції ПГ заходи, подача аварійної живильної води з температурою 25°C у гарячий ПГ з температурою 280°C може викликати негативні впливи типу “теплового удару”.

Тому технічні обмеження на парогенератори ПГВ-1000М свідчать, що загальна кількість циклів подачі води від аварійного живильного

електронасоса повинна бути не більше 70 разів за весь термін експлуатації парогенераторів на енергоблоці АЕС з реактором ВВЕР-1000.

У проекті уніфікованого ВВЕР-1000 (В-320) для подачі аварійної живильної води у парогенератори застосовуються аварійні живильні насоси TX10(20,30)D01 типу ПЭА 150-85 та ЦН 150-90Г. Конструктивно обидва типи насосів є максимально уніфікованими. На відміну від ПЭА 150-85 у насосі ЦН 150-90Г замість сальників застосовані кінцеві ущільнення вала торцевого типу.

Насоси аварійного підживлення парогенераторів TX10,20,30D01 встановлені у приміщеннях А-038/1,2,3 оббудови реакторного відділення відповідно (рис. 7.39) і відносяться до категорії багатоступневих відцентрових насосів. Насоси розміщені кожен в окремому приміщенні для того, щоб внутрішньосистемні аварії (наприклад, викликані пожежею або падінням будь-яких важких предметів) одного з каналів не призвели до відмови іншого каналу.



Рис. 7.39. Розташування насосів TX10,20,30D01 у будівлі реакторного відділення на позначці 0,00

Аварійний живильний насос типу ПЭА 150-85 (рис. 7.40) – відцентровий, горизонтальний, однокорпусний, секційний, семиступінчастий, з гідравлічною п'ятою, підшипниками ковзання з кільцевим змащуванням, кінцевими ущільненнями торцевого типу. Продуктивність насоса обрана з умови забезпечення розхолодження РУ в аварійних ситуаціях.

Корпус насоса виготовлений з хромової сталі і складається з набору секцій, вхідної і напірної кришок, які центруються між собою на заточках і стягуються спільно вісьмома стяжними шпильками. Корпус встановлюється на чавунну фундаментну плиту.



Рис. 7.40. Загальний вигляд живильного насоса типу ПЗА 150-85

Електродвигуни насосів TX10,20,30D01 підключаються до секцій надійного живлення. В аварійних ситуаціях, що пов'язані зі знеструмленням і включенням програми ступеневого пуску, ці секції живляться від працюючих дизель-генераторів.

Насосний агрегат комплектується зворотним клапаном на напірному трубопроводі, дроселюючим пристроєм на лінії рециркуляції і захисною сіткою на вході в насос.

Допустима кількість аварійних пусків насоса зі зміною температури води від 20°C до 170°C за 3 с і зупинкою насоса при природному охолодженні – не більше 500 за весь термін експлуатації насоса. Допустима швидкість прогрівання та охолодження стінок корпусу при пуску насоса – не більше 10°C .

Насос не має власних захистів, які потребують його автоматичного відключення.

Основні технічні характеристики аварійного живильного насоса TX10,20,30D01 наведені у табл. 7.18.

Для підтримання оптимального температурного режиму у кожному приміщенні А-038/1,2,3, де встановлені насоси аварійного підживлення парогенераторів, встановлена рециркуляційна вентиляційна установка.

Кожна установка включає в себе вентиляційний агрегат UV05D01,02,03 і повітроохолоджувачі, в які подається технічна вода групи "А" від відповідного каналу системи технічної води VF. Продуктивність системи UV05 визначено з розрахунку, що при максимальній температурі технічної води 33°C температура повітря в приміщенні не перевищить 45°C , що допускається за технологічними вимогами.



Аварійні живильні насоси, що виготовлені на ПАТ "Насос-енергомаш" (м. Суми, Україна), для енергоблоків № 3 і № 4 Тяньваньської АЕС (Китай)

Таблиця 7.18

Технічні характеристики аварійного живильного насоса TX10,20,30D01

Параметр	Значення
Тип насосів TX10,20,30D01	ПЭА 150-85
Продуктивність, м ³ /год	150
Напір, метрів водн.ст.	910
Температура середовища, що перекачується, °С	5-150
Допустимий кавітаційний запас (по гарячій воді), м	11
Розрахунковий тиск всмоктування, кгс/см ² , не більше	10
Номінальна частота обертання, об/хв	2970
Тип мастила для змащування підшипників	Т-22, Тп-22
Потужність двигуна, кВт	800
Напруга живлення, кВ	6/50 Гц
Тип електродвигуна	2АЗМ1-800/6000

Двигуни вентиляційних агрегатів UV05D01,02,03 включаються автоматично при включенні насосів аварійного підживлення в аварійному режимі або режимі випробування обладнання. Температури підшипників вентиляційних агрегатів вентиляційної системи UV05 не повинні перевищувати 65 °С.

Бак аварійного запасу знесоленої води TX10(20,30)B01 призначений для зберігання аварійного запасу хімічно знесоленої води. Бак являє собою зварену зі сталі марки Ст3 циліндричну ємність, зсередини покриту шпаклівкою. Об'єм кожного бака – 500 м³. Об'єм бака обраний таким, щоб запасу води, що в ньому зберігається, було достатньо для розхолодження енергоблока через БРУ-А до тиску у I контурі 15 кгс/см², коли до нього можна підключити систему аварійно-планового розхолодження. Відмова системи подачі хімічно знесоленої води у баки не впливає на виконання функцій системою, оскільки створений у баках запас води є достатнім для подолання проектної аварії.

Для створення підпору (кавітаційного запасу) на всмоктуванні насосів TX10(20,30)D01 баки TX10(20,30)B01 розташовані на позначці + 3,60 оббудови реакторного відділення у приміщенні А-205 (рис. 7.40). Для можливості роботи насосів з суміжних баків усі три бака об'єднані між собою трубопроводами Д_у 300 з відсікаючою електроприводною арматурою.

Основні технічні характеристики баків аварійного запасу знесоленої води TX10(20,30)B01 наведені у табл. 7.19.

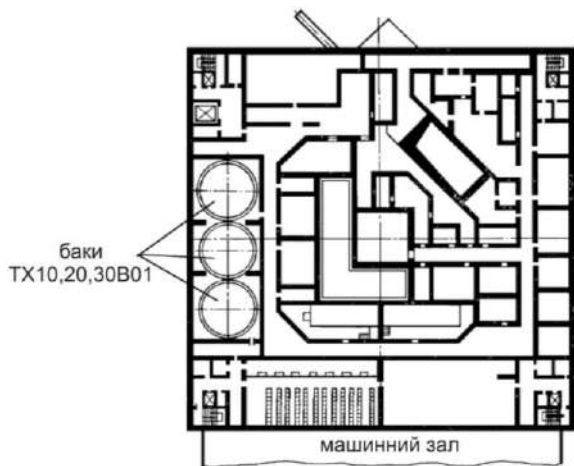


Рис. 7.40. Розташування баків TX10,20,30B01 у будівлі реакторного відділення на позначці + 6,00

Таблиця 7.19

Технічні характеристики баків аварійного запасу знесоленої води TX10(20,30)B01

Параметр	Значення
Об'єм бака (повний), м ³	529
Об'єм бака (робочий), м ³	470
Об'ємно/висотне співвідношення, м ³ /см	0,77
Тиск – розрідження, мм.водн. ст.	атм.
Температура, °С	10-50
Рівень номінальний, мм	5500
Матеріал баків	сталь Ст3

Якість хімічно знесоленої води у баках TX10(20,30)B01 має відповідати таким нормам:

- жорсткість – не більше 0,003 мг-екв/г;
- вміст хлоридів – не більше 0,1 мг/г;
- вміст кремнієвої кислоти – не більше 0,3 мг/г;
- питома електропровідність – не більше 0,3 мкСм/см.

Дросельні шайби TX10(20,30)E03 розташовані на напорі аварійних живильних пристроїв і призначені для обмеження витрати у робочій зоні характеристики насоса TX10(20,30)D01 при неприпустимих відхиленнях подачі живильної води у ПГ. Основні технічні характеристики дросельних шайб TX10(20,30)E03 наведені у табл. 7.20.

Таблиця 7.20

Технічні характеристики дросельних шайб TX10(20,30)E03

Параметр	Значення
Тиск перед шайбою, кгс/см ²	80
Витрата при номінальних параметрах, м ³ /год	250
Довжина звужуючого пристрою, мм	700
Діаметр звужуючого пристрою, мм	150
Кількість вставок, од.	3
Максимальна температура середовища, °С	40

Обмежувачі течі TX11(12,13,14)H01 розташовані на трубопроводах подачі аварійної живильної води безпосередньо перед ПГ і призначені для зменшення витрати пари, що виходить з ПГ при розриві трубопроводу між обмежувачем і зворотним клапаном TX11(12,13,14)S06. Основні технічні характеристики обмежувачів течі TX11(12,13,14)H01 наведені у табл. 7.21.

Таблиця 7.21

Технічні характеристики обмежувачів течі TX11(12,13,14)H01

Параметр	Значення
Робочий тиск, кгс/см ²	64
Перепад на обмежувачі, кгс/см ²	4,5
Розрахункова витрата, м ³ /год	150
Робоча температура середовища, °С	280

При роботі енергоблоку система аварійного підживлення парогенераторів повинна знаходитися в стані повної готовності до виконання своїх обов'язків у разі виникнення аварії. При цьому необхідно вжити організаційних заходів, що виключають помилкове закриття арматури TX10(20,30)S01 на всмоктуванні насосів TX10(2030)D01.

Відповідно, дії оперативного персоналу з обслуговування системи аварійного підживлення парогенераторів полягають у її регулярному зовнішньому огляді, відстеженні контрольованих параметрів з БЩУ і регламентної перевірки працездатності відповідно до встановленого графіка.

Технічне обслуговування системи полягає в огляді аварійних живильних електронасосів (на відсутність течі у місцях фланцевих з'єднань, цілісність живильних кабелів електродвигунів, кріплення насоса і електродвигуна до рами, наявність заземлення, приєднання трубопроводів тощо).

Контроль рівня і якості масла у маслованнах підшипників насосів (не нижче позначки нижнього рівня масла за вказівником рівня) проводиться два рази на добу, за необхідності доливається турбінне масло Тп-22.

Необхідно проводити огляд електропривідної арматури на предмет кріплення електроприводу і електрокабелю до корпусу арматури, перевірку легкості ходу перемикача управління арматурою. Огляд і перевірку справності приладів КВП слід здійснювати один раз на зміну, при обходах і оглядах обладнання. Контроль відсутності течі трубопроводів, баків хімічно знесоленої води, арматури слід проводити при кожному огляді.

Технічне обслуговування насосних агрегатів необхідно проводити після повідомлення персоналу БЦУ.

Перед виведенням реактора на мінімально контрольований рівень потужності повинні бути працездатні усі три канали системи аварійного підживлення парогенераторів.

При роботі РУ на потужності допускається виведення в ремонт одного каналу на термін не більше трьох діб з моменту виявлення дефекту за узгодженою заявкою та письмовим дозволом головного інженера станції за умови підтвердження працездатності двох інших каналів.

У разі несправності двох і більше каналів РУ повинна бути переведена у "холодний" стан.

Автоматичне регулювання по системі ТХ охоплює такі параметри:

- підтримання рівня у ПГ-1,2,3,4 – 1700 мм;
- підтримання витрати у ПГ-2,4 – 75 м³/год.

У разі перевищення витрати перед ПГ-2 або ПГ-4 позначки 75 м³/год відключаються регулятори рівня, а регулятори витрати включаються і обмежують витрату на 75 м³/год. Перемикання здійснюється лише тоді, коли рівень у вказаних парогенераторах є меншим від максимального.

Управління та контроль системи аварійного підживлення парогенераторів виконані ідентично до технологічної частини проекту у триканальному виконанні з територіальним, електричним та інформаційним поділом каналів. При цьому засоби автоматизації мають сейсмостійке виконання.

Підсистема автоматичного управління забезпечує реалізацію захистів і блокувань, необхідних для роботи системи у всіх передбачених проектом режимах. Основними параметрами, що характеризують нормальне функціонування системи аварійного підживлення парогенераторів, є рівні у баках запасу хімічно знесоленої води ТХ10-30В01, тиск на напорі насосів аварійного підживлення ПГ ТХ10-30D01, а також витрати хімічно знесоленої води, що ними забезпечуються.

Апарати управління обладнанням розміщені на панелях систем безпеки, де також розміщено лампи сигналізації положення згаданого вище обладнання, індивідуальні засоби контролю технологічних параметрів, табло аварійної, запобіжної і сигналізації для виклику.

Для контролю за обладнанням в умовах нормальної роботи енергоблоку на дисплей робочого місця оператора-технолога виведена необхідна

інформація щодо положення арматури і механізмів, а також у цифровому вигляді на ці ж формати виведена інформація по основних технологічних параметрах. Крім того, на дисплей виведена сигналізація відхилення параметрів, аварійного відключення механізмів, ходу і зупинки проміжного положення арматури.

На напірному трубопроводі від насосів до ПГ після зворотного клапана є дві арматури: TX10(20,30)S04 і TX10(20,30)S05. Перша по ходу арматура TX10(20,30)S04 відкривається при виникненні аварійної ситуації разом з включенням насоса. Друга арматура TX10(20,30)S05 згідно з алгоритмами технологічних захистів і блокувань завжди відкрита на відключеному насосі TX10(20,30)D01.

У разі аварії основним видом управління для насосів TX10(20,30)D01 є автоматичне керування за командами захистів САОЗ, що реалізується через апаратуру ступеневого пуску, яка впливає на комплекс технічних засобів. Включення системи аварійного підживлення парогенераторів ТХ автоматично відбувається за такими сигналами:

- знеструмлення, тобто зниження напруги менше $0,25 \cdot U_{\text{ном}}$ на VI ступені програми ступеневого пуску;
- розривного захисту I контура t_{s10} , коли різниця між температурою насичення теплоносія I контура і температурою у “гарячих” петлях менша за 10°C ;
- розривного захисту I контура $P_{\text{го}} > 1,3 \text{ кгс/см}^2$, коли тиск у гермооболонці більший за $1,3 \text{ кгс/см}^2$;
- розривного захисту II контура t_{s75} при зменшенні тиску у паропроводі до 50 кгс/см^2 і збільшенні різниці температур насичення I і II контурів до 75°C .

При спрацьовуванні будь-якого з цих захистів САОЗ автоматично включається насос TX10(20,30)D01, за сигналом з програми ступеневого пуску відкривається напірна арматура TX10(20,30)S04, включається в автоматичний режим регульовальний клапан і починається надходження води до відповідного ПГ.

При включенні насоса TX10(20,30)D01 відкриття арматури VP11(21,31)S01 на подачі технічної води для охолодження агрегата також відбувається автоматично, тому воно не потребує присутності оператора на місці.

При роботі захистів САОЗ або програми ступеневого пуску накладається заборона на дистанційне відключення насоса аварійного підживлення ПГ TX10(20,30)D01; заборона автоматично знімається при досягненні будь-якого з таких параметрів:

- температура підшипників насоса – понад 85°C ;
- температура підшипників електродвигуна – понад 85°C ;
- температура води у камері за гідроп’ятою – понад 70°C ;

- рівень у баку знесоленої води – менший за 60 см;
- температура теплоносія I контура у будь-якій петлі – менша за 100 °С;
- насос TX10(20,30)D01 працює упродовж 10 с і тиск на напорі насоса менший з 12 кгс/см².

Одночасно з подачею імпульсу на запуск аварійних живильних пристроїв включаються в роботу регулятори, що встановлені на напірних трубопроводах подачі живильної води у парогенератори.

Система аварійного підживлення парогенераторів TX також автоматично вводиться в роботу при збігу таких сигналів:

- зниження рівня у будь-якому ПГ на 750 мм нижче номінального;
- температура теплоносія I контура більша за 150 °С у будь-якій з петель;
- відсутній сигнал зі ступеневого пуску на заборону дії блокувань нормальної експлуатації.

При цьому йде команда на включення насосних агрегатів TX10(20,30)D01 і за фактором зниження рівня у ПГ на 750 мм від номінального йде сигнал на відкриття засувки TX10(20,30)S04 на напорі насосів. При цьому включаються:

- TX10D01 – при зниженні рівня у будь-якому ПГ на 750 мм і більше від номінального;
- TX20D01 – при зниженні рівня у ПГ-1,4 на 750 мм і більше від номінального;
- TX30D01 – при зниженні рівня у ПГ-2,3 на 750 мм і більше від номінального.

Крім автоматичного управління передбачено індивідуальне регулювання насосами і арматурою безпосередньо з БЩУ і РЩУ за схемою, що виключає помилкові спрацьовування при пожежах, через блоки БПУ у шафах зв'язку.

7.8. Система технічного водозабезпечення відповідальних споживачів групи “А”

Система технічного водопостачання групи “А” є системою, важливою для безпеки і поєднує функції системи безпеки (відведення тепла від активної зони через теплообмінник аварійного розхолодження, охолодження механізмів систем безпеки) і системи нормальної експлуатації (відведення тепла від теплообмінників промконтура тощо). Система технічної води відповідальних споживачів реакторного відділення (VF) призначена:

- для відведення тепла від відповідальних споживачів реакторного відділення (басейнів витримки, теплообмінників промконтура,

- ряду вентиляційних систем і механізмів систем безпеки, а також від теплообмінника САОЗ в режимі планового розхолодження РУ);
- для відведення тепла від механізмів систем безпеки і активної зони реактора при аваріях.

Як і до системи безпеки, до системи технічної води VF не ставляться вимоги щодо відведення тепла промконтура, басейнів витримки і вентиляційних систем у герметичній оболонці в аварійних ситуаціях. Однак, при аваріях, що не пов'язані з підвищенням тиску у гермооболонці вище $0,3 \text{ кгс/см}^2$, або різниці температур насичення I і II контурів менше $10 \text{ }^\circ\text{C}$, теплообмінники цих систем не відключаються (з огляду на незакрыття пневмоарматури у зв'язку з відсутністю зазначених вище аварійних сигналів) і зберігається можливість охолодження споживачів у гермооб'ємі.

Усі елементи системи відносяться до першої категорії сейсмостійкості, за винятком насосних агрегатів. Енергопостачання обладнання системи здійснюється від мережі надійного живлення другої категорії.

Поєднання функцій системи безпеки і нормальних експлуатаційних функцій не погіршує захисних властивостей системи. Це обумовлено тим, що система працює в однаковій технологічній послідовності, з використанням тих же механізмів і обладнання, перемикачі які не потрібно (за винятком переведення на електроживлення від дизель-генераторів при знеструмленні АЕС) і не змінює своїх гідравлічних характеристик (витрата, тиск) забезпечуючи температуру води, що подається у реакторне відділення, в діапазоні $5\text{-}33 \text{ }^\circ\text{C}$ у всіх режимах роботи.

Система технічної води відповідальних споживачів спроектована на підставі таких вимог:

- система повинна виконувати свої функції у будь-якій аварійній ситуації, включаючи повне знеструмлення АЕС;
- система має триканальну структуру, тобто відповідає структурі систем безпеки;
- система має можливість контролю і випробування її у будь-яких режимах нормальної експлуатації без порушення функціональних властивостей;
- система має можливість виведення її в ремонт у складі відповідного каналу безпеки (на час не більше 72 год згідно з вимогами Технологічного регламента безпечної експлуатації);
- система працює протягом усього необхідного періоду часу (час знаходження палива в реакторі або басейні витримки);
- система забезпечує температуру води, що подається в реакторне відділення, в діапазоні $5\text{-}33 \text{ }^\circ\text{C}$ у всіх режимах роботи.

В межах будівлі реакторного відділення обладнання системи технічної води відповідальних споживачів маркується латинськими літерами VF, а в межах резервної дизель-генераторної електростанції (РДЕС) – QF.

Перелік споживачів системи технічної води групи “А” на прикладі її першого каналу (споживачі 1 системи безпеки) наведено в табл. 7.22.

Таблиця 7.22

Споживачі технічної води групи “А” 1 системи безпеки (системи VF)

Найменування споживачів	Витрата води, м ³ /год
Аварійний живильний насос TX10D01	7,7
Спринклерний насос TQ11D01	12,6
Насос аварійного розхолодження TQ12D01	13,7
Маслоохолоджувачі підживлювальних насосів	64,0
Охолодження приміщень підживлювальних насосів TL06	7,0
Охолодження приміщень аварійної системи TL10	26,0
Вентсистема охолодження приміщень аварійних живильних електронасосів	6,2
Притічно-витяжна система охолодження приміщення РЩУ	4,2
Притічно-витяжна система охолодження БЩУ	9,0
Охолодження давачів радіаційного контролю	1,0
Насос аварійного вводу бору TQ13D01	7,0
Підживлювальний насос	4,7
Теплообмінник аварійного розхолодження TQ10W01	3000
Теплообмінник промконтура TF21W01	700
Теплообмінник розхолодження басейну витримки TG11W01	950
Приточно-витяжна система охолодження приміщення керуючої обчислювальної системи	27,0
Охолоджувач гідроп’яти підживлювального насоса	75
Система охолодження венткамери і проходок днища оболонки TL13	6,1
Система охолодження приміщень КВП	3,8
Система охолодження приміщення теплообмінника промконтура TL09	7,0
Охолодження давачів радіаційного контролю	1,2
Теплообмінник системи очищення технологічних здувок (система герметичного огороження)	6,0
Цеолітові фільтри системи герметичного огороження	6,0
Система охолодження приміщення щита радіаційного контролю	4,8
Приточно-витяжна система охолодження приміщення апаратури контролю нейтронного потоку	27
Приточно-витяжна система охолодження приміщення комплектно-розподільних пристроїв, панелей реле і трансформаторів надійного живлення	36

продовження табл. 7.22

Охолодження давачів радіаційного контролю	1,0
Система охолодження шахти реактора TL05	101,5
Система охолодження боксу ПГ і ГЦН TL01	203
Система охолодження центрального залу гермооб'єму TL04	101,5
Загальна витрата	3120

Споживачі технічної води групи “А” другого і третього каналу є практично аналогічними до зазначених у табл. 7.22 для 1 системи безпеки з невеликими відмінностями для третього каналу:

- у третьому каналі технічної води відсутній теплообмінник пром-контура, оскільки за проектом їх лише два: TF21W01 охолоджується від системи техводи 1 системи безпеки, а TF22W01 охолоджується від системи технічної води 2 системи безпеки;
- тільки від третього каналу системи VF подається технічна вода з витратою 110 м³/год на охолоджувач підживлювальної води ТК12W01 (приміщення А-319).

На кожен енергоблок АЕС передбачається по три незалежні канали системи технічного водопостачання відповідальних споживачів реакторного відділення, що забезпечують роботу енергоблоку у номінальному режимі, планового розхолодження, а також в аварійних ситуаціях. Принципова схема системи технічного водопостачання відповідальних споживачів реакторного відділення наведена на рис. 7.41.

Система прийнята оборотною, ізольованою від зовнішніх водойм і ґрунтових вод з охолодженням технічної води у бризкальних басейнах укісного типу.

Від споживачів реакторного відділення технічна вода відводиться для охолодження у бризкальні басейни. Вибір в якості охолоджувачів бризкальних пристроїв був обумовлений вимогами до забезпечення підвищеної надійності експлуатації системи з урахуванням зовнішніх впливів.

Охолоджена у бризкальних басейнах технічна вода по трубопроводу самопливом підводиться до водоприймальних камер насосних станцій, що розташовані у будівлі РДЕС, проходить через обертові водоочисні сітки і йде на всмоктування насосів технічної води. Водоприймальні камери призначені для приймання води, що надходить з бризкальних басейнів і створення підпору на всмоктуванні насосів QF11(21,31)D01,D02.

З напору насосів вода по трубопроводу D_y 600 з витратою не менше 3000 м³/год подається у реакторне відділення для його споживачів і з витратою близько 600 м³/год на споживачі РДЕС (охолодження дизель-генератора при його роботі).

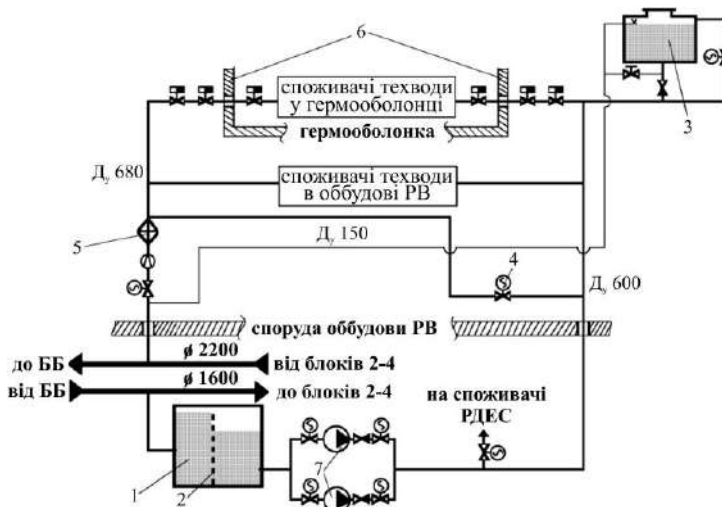


Рис. 7.41. *Схема системи технічної води VF*

(на прикладі підсистеми 1 системи безпеки) блока № 1:

- 1 – водоприймальна камера; 2 – водоочисна сітка QF11N01; 3 – бак аварійного запасу технічної води VF10B014; 4 – регулюючий клапан VF40S05; 5 – теплообмінник аварійно-планового розхолодження TQ10W01; 6 – стінки гермооболонки з локалізувальними групами; 7 – насоси технічної води QF11D01,02; РВ – реакторне відділення; ББ – барботажний бак

До складу кожного каналу системи технічної води входять робочий і резервний насоси. Насоси та дизель-генератори кожного каналу системи розташовані в ізованих комірках РДЕС, у зв'язку з чим у всіх аварійних ситуаціях можливий вихід з ладу не більше одного з трьох каналів системи зі загальної причини.

В межах реакторного відділення технічна вода подається на охолодження споживачів. Безпосереднього контакту з системами РУ, а також з системами дизель-генератора система технічної води VF не має. Відведення тепла від споживачів відбувається у теплообмінниках поверхневого типу, де теплообмін здійснюється через стінку.

Враховуючи, що при аваріях зі знеструмленням енергоблоку є неминуча перерва в роботі насосів технічної води (на час запуску дизель-генераторів, пуску і розвороту насосів), в системі передбачені баки аварійного запасу технічної води, які розташовані у верхній точці кожного каналу системи на позначці + 33,60 будівлі реакторного відділення, тобто вище споживачів. При знеструмленні насосів технічної води запас води з цих баків самопливом надходить у теплообмінники реакторного відді-

лення і служить для зняття залишкових тепловиділень активної зони в режимі розхолодження I контура.

Ємність бака аварійного запасу технічної води обрана таким чином, щоб до моменту запуску насосів технічної води від дизель-генераторів (або від основного джерела електроживлення при короткочасній перерві електроживлення, наприклад, при випробуванні каналу безпеки) система не була спорожнена. Після запуску насосів технічної води відбувається відновлення початкового запасу технічної води у баках шляхом їх заповнення з напірних трубопроводів каналу системи.

Для забезпечення надійного охолодження теплообмінника аварійно-планового розхолодження паралельно споживачам технічної води (на байпасі) встановлена перемичка з регулюючим клапаном. Регулятор підтримує у всіх режимах роботи енергоблоку витрату технічної води через теплообмінник $CAO3\ 3000 \pm 50\ \text{м}^3/\text{год}$.

В межах реакторного відділення система технічної води групи "А" реакторного відділення складається з трьох незалежних каналів. Кожен канал системи включає в себе таке технологічне обладнання:

- два насоси технічної води QF11(21,31)D01,02;
- бак аварійного запасу технічної води VF10(20,30)B01;
- арматуру, трубопроводи, запобіжні клапани, КВП.

В системі технічного водопостачання групи "А" для циркуляції води, що охолоджує обладнання, використовуються насосні агрегати типу Д 4000-95 (22НДс) (насоси технічної води QF11(21,31)D01,02). Ці насоси встановлені у насосній, що розташована у будівлі РДЕС відповідного каналу безпеки.

Насоси технічної води Д 4000-95 (рис. 7.42) – відцентрові, двостороннього входу, горизонтальні одноступеневі, з напівспіральним підведенням рідини до робочого колеса, горизонтальним роз'ємом корпусу, з виносними підшипниками кочення. Насоси призначені для перекачування води з температурою до $85\ ^\circ\text{C}$. Основні технічні характеристики насосів технічної води QF11(21,31)D01,02 наведені у табл. 7.23.



Рис. 7.42. Загальний вигляд насоса технічної води Д 4000-95

Таблиця 7.23

Технічні характеристики насосів технічної води QF11(21,31)D01,02

Параметр	Значення
Тип насоса	Д 4000-95 (22НДс)
Діаметр робочого колеса, мм	825
Подача номінальна, т/год	3200
Напір, м.водн.ст.	55
Допустимий кавітаційний запас, м	5,5
Частота обертання вала, об/хв	730
Коефіцієнт корисної дії, %	88
Тип електродвигуна	А-13-62-84УХЛ4
Напруга живлення, В	6000
Потужність двигуна, кВт	630

Матеріали основних деталей насоса:

- корпус, кришка, робоче колесо – чавун СЧ 18 або СЧ 20;
- вал – сталь 35 або 45.

Напрямок обертання ротора насоса – проти годинникової стрілки, якщо дивитися на насос з боку електродвигуна, причому вхідний патрубок розташований з лівого боку.

Баки аварійного запасу технічної води VF10(20,30)B01 розташовані у приміщеннях А-909, А-910/1,2 в оббудові реакторного відділення на позначці + 33,60. Основні технічні характеристики баків аварійного запасу технічної води VF10(20,30)B01 наведені у табл. 7.24.

Таблиця 7.24

Технічні характеристики баків аварійного запасу технічної води VF10(20,30)B01

Параметр	Значення
Геометрична ємність бака, м ³	90
Робоча ємність бака, м ³	80
Висота, м	5,1
Діаметр, м	5,1
Площа дзеркала, м ²	20

Для заповнення бака запасу технічної води при зниженні рівня у ньому нижче 405 см (наприклад, при випробуванні резервного насоса технічної води) з блокування відкривається засувка на трубопроводі напірної частини системи, закривається арматура при досягненні рівня у баку 415 см.

В якості конструкційних матеріалів обладнання, арматури і трубопроводів застосовані низьколеговані і вуглецеві сталі. Трубочатка теплообмінного обладнання виготовлена з нержавіючої сталі типу 08X18N10T.

Підвідні трубопроводи системи відповідальних споживачів $d = 2200$ мм із переходом на $d = 2000$ мм, з товщиною стінки 10 мм виготовлені зі сталі 09Г2С з підсилюючими кільцями із швелера № 10 з кроком встановлення 3,0 м.

Відвідні трубопроводи системи відповідальних споживачів $d = 1600$ і 1200 мм з товщиною стінки 10 мм виготовлені зі сталі 16ГС.

Арматура системи має загальнопромислове виконання, так і (наприклад, пневмоарматура) спеціальне для АЕС. Пневмопривідна арматура встановлюється на напірних і зливних трубопроводах технічної води споживачів гермозони, по дві в оббудові і одна у гермозоні на кожному трубопроводі, і служить для локалізації гермооб'єму при аваріях, що пов'язані з розущільненням I контура. Час закриття пневмоарматури не повинен перевищувати 10 с.

Управління та контроль системи технічної води групи "А" мають триканальне виконання з територіальним, електричним та інформаційним розподілом каналів. При цьому засоби автоматизації мають сейсмостійке виконання.

Підсистема автоматичного управління забезпечує реалізацію захистів і блокувань, необхідних для роботи системи у всіх передбачених проектом режимах. При роботі захистів САОЗ основним видом управління системою технічної води VF є автоматичне керування через апаратуру ступеневого пуску, що впливає на комплекс технічних засобів.

При знеструмленні секцій 6 кВ надійного живлення (від яких живляться механізми систем безпеки), забезпечується автоматичне відключення працюючого насоса технічної води і подальше його включення (після запуску дизель-генераторів). При роботі захистів САОЗ або знеструмленні накладається заборона на дистанційне відключення насоса технічної води QF11(21,31)D001(02); заборона автоматично знімається при зниженні рівня у водоприймальній камері до 450 см.

Для підвищення надійності роботи технологічної системи передбачене автоматичне введення резерву (АВР) насосів. При цьому схема АВР будується із застосуванням блоків проміжного управління, що практично виключає виведення АВР з роботи під час пожежі на БЦУ або РЦУ. Для забезпечення надійної роботи усіх каналів системи технічної води групи "А" проектом також передбачені:

- автоматичний контроль за технічними параметрами системи;
- сигналізація на БЦУ і РЦУ про відхилення основних параметрів і про стан обладнання;
- можливість огляду за місцем обладнання системи, що розташоване поза герметичним об'ємом;
- можливість проведення опробування і випробувань для перевірки працездатності елементів системи при будь-якому експлуатаційному режимі роботи енергоблоку.

Передбачено автоматичний контроль таких параметрів:

- рівень води у бризкальних басейнах;
- рівень води у баках аварійного запасу технічної води;
- температура води у водоприймачі насосної станції технічної води;
- витрата технічної води в каналах системи: як сумарна витрата в каналі, так і витрата по споживачах;
- тиск на напорі насосів технічної води;
- витрата технічної води по кожному каналу системи на панелі НУ20(22,24) відповідно.

Автоматичне регулювання витрати технічної води через теплообмінники аварійного розхолодження призначене для підтримання витрати 3000 м³/год, що забезпечує постійне підтримання режиму очікування системи аварійного розхолодження енергоблоку.

Регулювання витрати здійснюється регуляторами, що видають керуючі імпульси на регулюючі клапани VF40(50,60)S05. Ці клапани розташовані на трубопроводі байпаса споживачів реакторного відділення.

Апаратура автоматичного регулювання встановлена на панелях, що розташовані у приміщеннях автоматики відповідних систем безпеки. Управління регуляторами здійснюється з БЩУ і РЩУ, при цьому апаратура вибору режиму управління, покажчики положення регулюючого органу розміщені на тих же панелях систем безпеки, на яких розміщена апаратура управління обладнанням систем безпеки.

Крім автоматичного управління передбачено дистанційне індивідуальне регулюванням насосів і електрифікованої арматури з БЩУ і РЩУ.

Система технічної води VF функціонує в усіх режимах нормальної експлуатації включаючи пуск і зупинку енергоблоку, а також у всіх аварійних режимах. Основним режимом роботи системи технічної води групи “А” є тривалий режим нормальної експлуатації. У кожній підсистемі QF10,20,30 в роботі постійно знаходиться один насос технічної води, другий у гарячому “резерві” і включається в роботу за необхідності по АВР або вручну.

Перед початком розігріву енергоблоку, в процесі розігріву, при роботі на потужності і розхолодженні повинні бути працездатні усі три канали системи технічної води відповідальних споживачів, в тому числі:

- всі насоси кожного каналу системи;
- всі баки аварійного запасу технічної води, рівень води у баках повинен бути 3900 + 200 мм;
- витрата води через теплообмінник аварійного розхолодження 3000 т/год;
- повинні бути працездатними КВП, регулятори, технологічні захисти і блокування.

Допускається виведення в ремонт одного каналу системи на термін не більше 72 год. За необхідності виведення каналу системи в ремонт на час більше 72 год, РУ повинна бути переведена в стан “холодної зупинки”.

Порядок підключення і відключення окремих споживачів системи технічної води VF (обладнання реакторного цеху, турбінного цеху) визначається діючими інструкціями щодо експлуатації систем, в які входять ці споживачі.

На напорі технічної води у кожному каналі паралельно споживачам (на байпасі) встановлено регулюючий клапан, який працює за програмою підтримання постійної витрати води через теплообмінник САОЗ у всіх режимах роботи енергоблоку 3000 м³/год. Автоматично регульований байпас дає змогу подавати постійну витрату на теплообмінник САОЗ, що встановлений на зливній магістралі після усіх інших споживачів технічної води.

Постійна безперервна витрата через теплообмінник САОЗ забезпечує надійність охолодження теплообмінника САОЗ в аварійних режимах, оскільки виключає операцію з підключення теплообмінника.

При огляді і контролі за місцем обладнання системи технічної води VF особливо необхідно брати до уваги такі моменти:

- відсутність течі трубопроводів і фланцевих з’єднань;
- стан КВП і їх покази;
- стан обладнання, арматури, запобіжних клапанів, кріплення і підвісок.

При зростанні температури охолоджувальної води після споживачів необхідно видалити повітря з трубопроводів та споживачів і, за необхідності, відрегулювати витрату технічної води до споживача вентилем на зливному трубопроводі.

Температуру охолоджувальної води необхідно підтримувати в межах від + 15 °С до + 33 °С. Контроль за температурою води проводиться у водоприймачі насосної станції технічної води. Перевищення максимальної температури є неприпустимим за умовами забезпечення необхідного температурного режиму споживачів, а зниження температури технічної води нижче 15 °С є неприпустимим за умовами забезпечення міцності корпусу реактора внаслідок можливості закидання у I контур теплоносія з теплообмінника аварійного розхолодження з температурою меншою за допустиму.

Тиск води на напорі насосів технічної води у нормальному режимі експлуатації повинен бути в межах 4-6 кгс/см² для забезпечення проектних параметрів роботи обладнання і трубопроводів як системи технічної води, так і споживачів.

Забороняється експлуатація системи при несправних КВП і при непрацюючих технічних захистах і блокуваннях.

Об'єм у баках аварійного запасу технічної води повинен бути не меншим за 80 м^3 для виключення спорожнення системи при перервах у роботі насосів технічної води (наприклад, при знеструмленні АЕС).

Забороняється експлуатація системи при збільшенні активності технічної води понад $5 \cdot 10^{-10}$ Кі/л для недопущення розповсюдження радіоактивності за встановлені проектом межі і в кількостях, що перевищують допустимі межі.

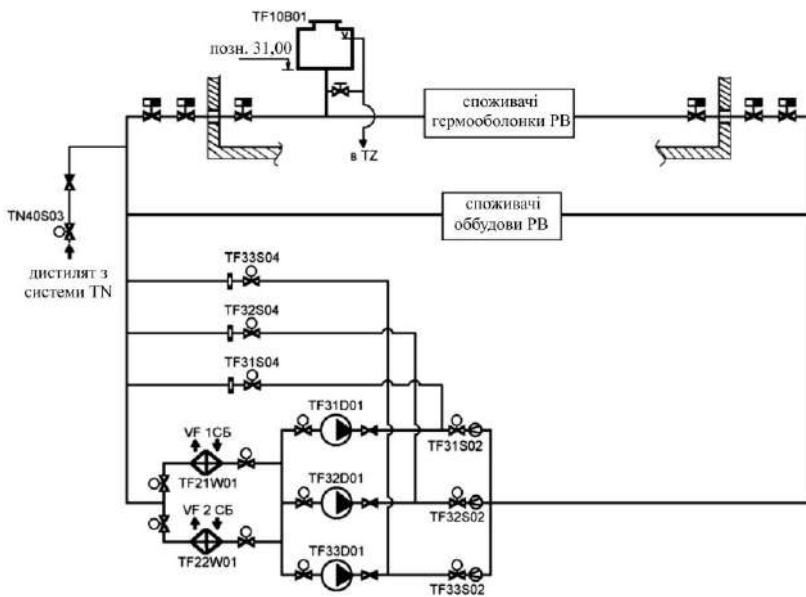
7.9. Система промконтура TF

Для охолодження обладнання та зниження температури робочих середовищ систем реакторного відділення як правило використовується технічна вода групи "А" (VF) і "В" (VB). Однак у разі охолодження споживачів з радіоактивним середовищем при високих параметрах з використанням систем технічної води при пошкодженні теплообмінних пристроїв можливе її забруднення внаслідок надходження радіоактивних речовин. У цьому випадку використання технічної води є небажаним, оскільки може відбуватися забруднення навколишнього середовища.

Тому у реакторному відділенні є промконтур – система, що спроектована для відведення тепла від споживачів, які працюють з радіоактивними теплоносіями високих параметрів:

- головних циркуляційних насосів YD10-40D01;
- охолоджувача організованих протікань TY10W01;
- доохолоджувача продувки I контура TK80W02;
- охолоджувача барботера YP20B01;
- охолоджувачів відбору проб з реактора TV30,40,50W01;
- охолоджувача відбору проб з КТ TV10W01;
- охолоджувача відбору проб газового об'єму барботажного бака TV10W02;
- охолоджувачів відбору проб фільтрів СВО-1 TV10W03-10;
- охолоджувачів відбору проб з системи компенсації тиску TV20W01,02.

Вода промконтура, що охолоджує споживачів, циркулює по замкнутому контуру за допомогою насосів промконтура і охолоджується у теплообмінниках промконтура технічною водою (рис. 7.43). Таким чином промконтур – замкнута система, яка не виходить за межі будівлі реакторного відділення і служить сполучною ланкою між радіоактивними споживачами і технічною водою групи "А" 1, 2 систем безпеки. Промконтур запобігає потраплянню радіоактивних ізотопів у технічну воду в разі порушення герметичності устаткування, яке безпосередньо пов'язане з I контуром.



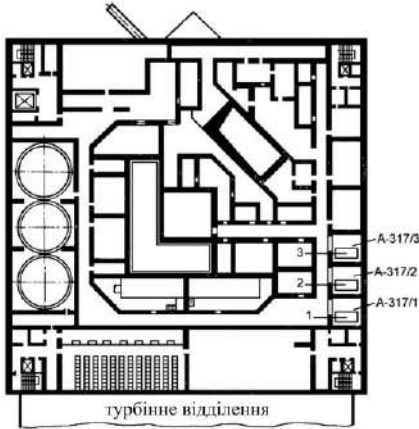
*Рис. 7.43. Спрощена схема системи промконтура:
РВ – реакторне відділення*

В основу проекту системи промконтура були покладені вимоги до неї з боку РУ, згідно з якими критерієм виконання покладених на систему функцій є забезпечення відведення тепла від устаткування. Система промконтура є системою нормальної експлуатації, важливою для безпеки. Устаткування та арматура частини системи, що розташовані у герметичній оболонці, розраховані на аварійні параметри, що виникають при аваріях, пов'язаних з розуцільненням трубопроводів I контура. Система відноситься до 2 категорії сейсмостійкості. Устаткування системи промконтура маркується латинськими літерами TF.

Система промконтура функціонує у всіх режимах нормальної експлуатації, включаючи пуск і зупинку енергоблоку, в режимах його знеструмлення. В аварійних режимах, пов'язаних з підвищенням тиску під оболонкою більше $0,3 \text{ кгс/см}^2$ або зниженні запасу до закипання теплоносія I контура менше $10 \text{ }^\circ\text{C}$ робота системи не потрібна. У цій ситуації закривається уся пневмовідсічна арматура на подачі промконтура до споживачів гермооб'єму і система перестає виконувати свої функції.

Система промконтура складається з трьох насосів промконтура, двох теплообмінників, дихального бака, трубопроводів, арматури і споживачів охолоджувальної води (рис. 7.44).

план будівлі реакторного відділення
позначці + 6,60



план будівлі реакторного відділення
позначці 0,000

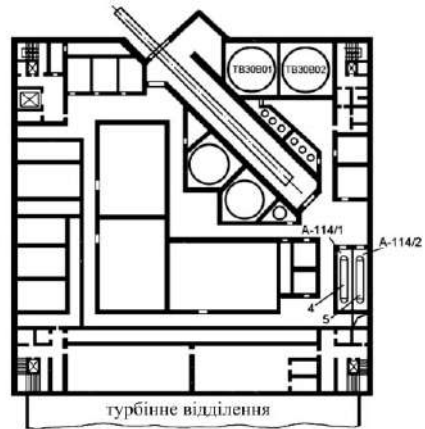


Рис. 7.44. Розташування обладнання системи промконтура у будівлі реакторного відділення:

1 – насос TF31D01; 2 – насос TF32D01; 3 – насос TF33D01;
4 – теплообмінник TF21W01; 5 – теплообмінник TF22W01

Тепло, що відведене теплоносієм промконтура від споживачів реакторного відділення, передається технічній воді групи “А” VF у теплообмінниках промконтура TF21,22W01. З метою організації можливості ремонту і чищення теплообмінників TF їх у системі встановлено два. Нормальної роботи одного теплообмінника достатньо для організації знімання тепла.

Для безперебійного охолодження споживачів у системі передбачено три насоси TF31-33D01, один з яких працює під час експлуатації системи, а решта – в резерві. Один з резервних насосів промконтура може бути виведений в ремонт. Регулювання витрати промконтура на споживачів проводиться оператором реакторного відділення за місцем за допомогою регуляторів з ручним приводом.

Теплоносій промконтура розподіляється по споживачах таким чином:

- на ГЦН YD10-40D01 – 60 м³/год x 4;
- на охолоджувач оргпротікань TY10W01 – 140 м³/год;
- на доохолоджувач продувки ТК80W02 – 170 м³/год;



Насосний агрегат TF33D01 у приміщенні теплообмінника системи охолодження промконтура енергоблоку № 1 Балаковської АЕС (РФ)

- на охолоджувач барботера УР20В01 – 20 м³/год;
- на охолоджувачі відбору проб (сумарно) – 40 м³/год.

Таким чином, загальна витрата по споживачах становить 610 м³/год. Безпосереднього контакту з системами РУ, які є споживачами промконтура, система не має, оскільки вона і призначена для виключення контакту між охолоджуванним і охолоджуючим середовищем. Відведення тепла від споживачів відбувається у теплообмінниках поверхневого типу, де контакт середовищ відсутній.

В якості теплоносія у системі промконтура використовується хімічно очищена вода (дистилят) від системи ТН. Її якість (технічні показники) при нормальній експлуатації системи повинна бути:

- показник рН – 6,0;
- концентрація розчину борної кислоти – менше 0,06 г/кг;
- концентрація хлоридів – не більше 0,1 мг/кг;
- концентрація натрію – не більше 1,0 мг/кг;
- сумарна активність води – $5 \cdot 10^{-10}$ Кі/л.

Система промконтура має зв'язок з системою дистиляту реакторного відділення ТН, оскільки вона заповнюється і підживлюється від системи дистиляту через трубопровід Д_у 80 через арматуру ТН40S03. Проектом передбачений автоматичний контроль радіоактивності води промконтура. Для компенсації температурних змін і підтримання необхідного об'єму води у замкнутій системі промконтура встановлений дихальний бак об'ємом 1 м³.

Трубопроводи і обладнання системи промконтура виготовлені виходячи з вимог до якості робочого середовища, забезпечення працездатності системи в умовах нормальної експлуатації і порушень нормальних умов експлуатації з корозійностійкої сталі 08X18N10T.

Для виконання технологічних переключень система забезпечена сифонною запірною арматурою. Арматура системи виконана у спеціальному виконанні для АЕС. На напірних і зливних трубопроводах промконтура споживачів гермозони встановлена пневмоприводна арматура, по дві в оббудові і одна у гермозоні на кожному трубопроводі, яка служить для локалізації гермооб'єму при аваріях, що пов'язані з розушільненням І контура. Час закриття арматури не повинен перевищувати 10 с.

Арматура та обладнання системи промконтура заживлені з електропостачання від системи надійного живлення. При знеструмленні секцій надійного живлення BV, BW, VX вони живляться від аварійних дизель-генераторів GV, GW, GX.

Насоси промконтура TF31-33D01 типу TX800/70/8-K-2E (рис. 7.45) розташовані у приміщеннях А-317/1-3 оббудови реакторного відділення відповідно і служать для створення циркуляції у замкнутому контурі системи промконтура.

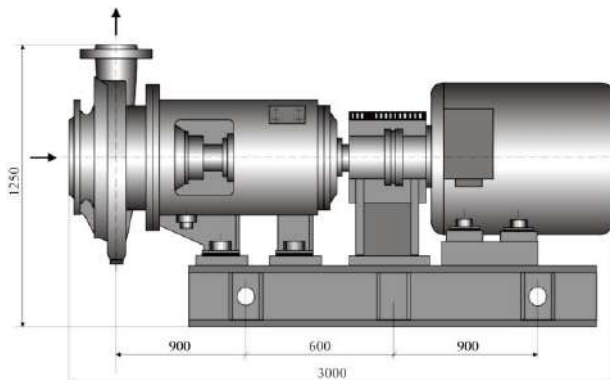


Рис. 7.45. Загальний вигляд насосного агрегату типу TX800

Згідно з паспортними даними, агрегат електронасосний марки TX800/70/8-K-2E-U3 призначений для перекачування хімічноактивних і нейтральних рідин, суспензій з температурою від мінус 40 °С до плюс 120 °С, густиною не більше 1850 кг/м³, в'язкістю до 30·10⁻⁶ м²/с, що містять тверді включення розміром не більше 1 мм, об'ємна концентрація яких не перевищує 15 %, в тому числі розміром не більше 5 мм, об'ємна концентрація яких не перевищує 1 %.

Електронасосний агрегат має загальнопромислове виконання і не призначений для вибухонебезпечних і пожежонебезпечних виробництв.

Насоси промконтур – відцентрові, горизонтальні, консольні, одноступінчасті. Ущільнення вала – одинарне торцеве.

Змащування та охолодження поверхонь в ущільненні, які піддаються тертю, здійснюється рідиною, що перекачується.

Максимальна температура підшипників насоса і електродвигуна 70 °С. Напрямок обертання вала насоса – проти годинникової стрілки, якщо дивитися з боку електродвигуна.

Матеріал основних деталей насоса TX800/70:

- робочого колеса, всмоктувальної кришки, корпусу насоса, переднього і заднього захисних дисків – сталь 12X18H9ТЛ-II;
- захисної втулки і вала – сталь 12X18H9Т;
- кронштейна – сталь Ст3;
- напівмуфти – сталь 35.

Основні технічні характеристики насосів промконтур TF31-33D01 наведені у табл. 7.25.

Теплообмінник промконтур TF21(22)W01 типу 1200 ГЗП – горизонтальний, жорсткотрубний, кожухотрубний, протиточний, двоходовий апарат по стороні трубного простору, з багаторазовим поперечним обтіканням трубного пучка по міжтрубному просторі.

Технічні характеристики насосів TF31-33D01

Параметр	Значення
Тип насосів	ТХ800/70/8-К-2Е
Продуктивність, м ³ /год	6000
Напір, м.водн.ст.	35
Частота обертання, об/хв	730
Допустимий кавітаційний запас, м.водн.ст.	6,0
Коефіцієнт корисної дії, %	65
Тиск на лінії всмоктування, не більше, кг/см ²	3
Витоки через ущільнення, л/год	0,03
Потужність двигуна, кВт	132
Напруга живлення, В	380 / 50 Гц
Маса насосного агрегата, кг	2050
Тип електродвигуна	А03-3555-83

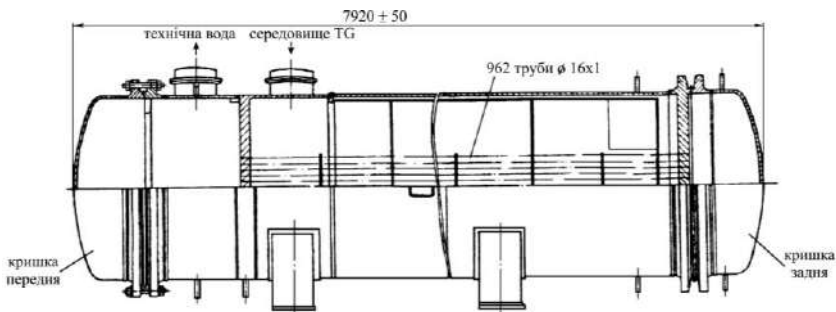


Рис. 7.46. Конструкція теплообмінника промконтура TF21(22)W01 типу 1200 ГЗП

Теплообмінники промконтура розташовані у приміщеннях А-114/1,2 оббудови реакторного відділення відповідно.

Поверхня теплообміну виконана з 962 труб 18x1 мм, розташованих по сторонах рівностороннього трикутника з кроком 23 мм. Положення труб у корпусі фіксується дистанціонуючими решітками, які приварені до поздовжньої перегородки у корпусі і зв'язані з 8-ома маяковими трубами.

Корпус теплообмінника має обичайку з внутрішнім діаметром 1200 мм. До обичайки корпусу з двох торців приварені трубні решітки, до яких приєднані камери охолоджувальної води (входу-виходу і поворотна) з еліптичними днищами. Для підведення і відведення середовищ служать патрубки D_y 300. Теплоносій промконтура рухається у міжтрубному просторі, технічна вода VF – у трубному.

Камери охолоджуючої води, міжтрубний простір забезпечені дренажами D_y 30. Теплообмінник TF встановлений на двох опорах – рухомій і нерухомій.

Через високий вміст у технічній воді групи “А” води VF спостерігаються корозійні пошкодження трубних дошок, патрубків і кришок теплообмінників TG, що виготовлені зі сталі 08X18H10T. Ця проблема розповсюджується на всі теплообмінники реакторного відділення, що охолоджуються технічною водою VF.

Теплообмінник допускає не більше 180 включень за весь термін експлуатації. Швидкість зміни температур охолоджуючого і охолоджуваного середовищ не обмежена.

Основні технічні характеристики теплообмінників промконтура TF21(22)W01 наведені у табл. 7.26.

Таблиця 7.26

Технічна характеристика теплообмінників TF21(22)W01

Параметр	Значення	
	трубний простір	міжтрубний простір
Витрата середовища, т/год, не більше	950 (технічна вода)	630 (дистилят)
Тиск розрахунковий, кгс/см ²	10	5
Тиск робочий, кгс/см ²	5	3
Об'єм, м ³	2,48	5,2
Гідравлічний опір, кгс/см ²	0,83	0,72
Температура розрахункова, °С, не більше	70	100
Номінальна теплова потужність при температурі технічної води 5 / 33 °С, МВт	20,12 / 10,35	
Поверхня теплообміну, м ²	325	
Кількість / діаметр теплообмінних труб	962 / 16x1	
Матеріал поверхні теплообміну	нержавіюча сталь 08X18H10T	

Промконтур – замкнута герметична система. У зв'язку з цим постає питання компенсації зміни об'єму води в системі при зміні її температури.

Для цих цілей на позначці + 31,00 у гермооболонці реакторного відділення встановлено дихальний бак промконтура TF10B01 об'ємом 1 м³. Він призначений для компенсації температурних змін об'єму води, яка заповнює замкнутий контур системи, і створення тиску на всмоктуванні насосів TF.

Бак має форму паралелепіпеда і виготовлений зі сталі 08X18H10T. З метою організації контролю за рівнем у баку і автоматичного його

підживлення в ньому встановлений рівнемір TF10L01 та сигналізатори рівня TF10L02,03.

Підживлення проводиться з системи дистилляту TN через арматуру TN40S03 автоматично при зниженні рівня у дихальному баку TF10B01 нижче 140 мм і припиняється при досягненні рівня 1150 мм.

Основні технічні характеристики дихального бака промконтура TF10B01 наведені у табл. 7.27.

Таблиця 7.27

Технічні характеристики дихального бака промконтура TF10B01

Параметр	Значення
Довжина, м	1,22
Ширина, м	0,895
Висота, м	1,19
Об'єм бака (корисний), м ³	1,0
Матеріал	нержавіюча сталь 08X18H10T
Робочий тиск	вільний налив
Місце встановлення	приміщення ГА-506/1

Підсистема автоматичного управління промконтура забезпечує реалізацію захистів і блокувань, необхідних для роботи технологічної системи у всіх передбачених проектом режимах. Управління та контроль системи виконані у відповідності з технологічною частиною проекту у трьох каналах системи безпеки з територіальним, електричним та інформаційним поділом каналів. При цьому засоби автоматизації мають сейсмостійке виконання.

Параметрами, котрі характеризують нормальне функціонування системи, є рівень води у дихальному баку, температура води промконтура і тиск на напорі насоса промконтура. У режимі нормальної експлуатації АЕС (за відсутності сигналу програми ступеневого пуску) насос промконтура TF31(32,33)D01 включається оператором БЩУ або автоматично за сигналом “Автоматичне введення резерву”. Насос автоматично відключається дією технологічних захистів та блокувань при будь-якій з таких умов:

- витрата на напорі насоса менша за 125 м³/год;
- температура на виході з будь-якого теплообмінника промконтура вища за 70 °С;
- тиск на всмоктуванні насоса менший за 1 кгс/см².

Промконтур – це важлива для безпеки система, тому електроживлення насосів і арматури системи ТФ виконано у схемі споживачів 2 групи надійного живлення. Це означає, що при знеструмленні будь-якої з трьох секцій надійного живлення після розвороту дизель-генераторів і його включення у секцію у міру ступеневого введення в роботу механізм-

мів системи безпеки на V ступені програми ступеневого пуску включається відповідний насос промконтура. При знеструмленні накладається заборона на дистанційне відключення насоса; заборона автоматично знімається при будь-якому з таких сигналів:

- витрата на напорі насоса менша за 125 м³/год;
- температура на виході з будь-якого теплообмінника промконтура більша за 70 °С;
- тиск на всмоктуванні насоса менший за 1 кгс/см².

Для підвищення надійності роботи технологічної системи передбачене автоматичне включення резерву насосів промконтура за сигналом зниження витрати працюючого насоса нижче 130 м³/год. При цьому схема автоматичного включення резерву по витраті насоса будується автономно по кожному насосу з індивідуальними давачами.

Крім автоматичного управління передбачено дистанційне керування насосами і арматурою з панелей БЩУ і РЩУ. При управлінні арматурою з БЩУ або управлінні насосами і арматурою з БЩУ і РЩУ застосовується схема з використанням блочного пункту управління, що практично виключає мимовільну зміну положення механізму під час пожежі на БЩУ або РЩУ.

Ключі управління насосами промконтура розміщені на панелі НУ09 БЩУ. Для контролю за обладнанням в умовах нормальної роботи енергоблоку на програмно-технічний комплекс виведена необхідна інформація щодо положення арматури і механізмів, а також у цифровому вигляді – по основних технологічних параметрах.

Режим роботи системи ТФ – постійний, вона вводиться в роботу перед пуском енергоблоку при розігріві I контура понад 70 градусів або перед включенням будь-якого ГЦН в роботу незалежно від температури I контура. Перед виведенням реактора на мінімально-контрольований рівень потужності повинні бути працездатні як мінімум два насоси промконтура, два теплообмінники промконтура.

У режимах нормальної експлуатації, при виконанні системою промконтура функції відведення тепла від устаткування, відкрита арматура на відводі і підводі охолоджувальної води до теплообмінників промконтура і локалізується арматура на трубопроводах, які перетинають контур герметизації.

При роботі системи промконтура включення / відключення споживачів або регулювання витрат через них, як правило, не проводиться, так що в роботі завжди знаходиться один насос ТФ31(32,33)D01 з витратою близько 610 т/год. При цьому один з насосів ТФ32(31,33)D01 повинен перебувати у готовності до включення. Система відводить тепло від споживачів і, в свою чергу, охолоджується технічною водою групи “А” у теплообмінниках ТФ21,22W01.

При непрацездатності двох насосів або теплообмінників промконтура згідно Інструкції з експлуатації потрібна зупинка реактора і його переведення у “холодний” стан.

З точки зору експлуатації підшипників і електродвигунів насосів промконтура ТФ31-33D01 температура у приміщеннях їх встановлення в оббудові реакторного відділення А-317/1,2,3 не повинна перевищувати 45 °С. Для відведення надлишкового тепла, що виділяється насосами при їх роботі, встановлена рециркуляційна вентиляційна система ТL09D01-03. Проектом передбачено по одній рециркуляційній установці для кожного приміщення А-317/1,2,3. Вентсистеми ТL09D01-03 повинні включатися автоматично при включенні відповідних насосів промконтура, що розташовані у приміщеннях їх встановлення.

Досить чутливим до зміни температури споживачем води промконтура є ГЦН. Згідно з Інструкцією з експлуатації, витрата промконтура на І ГЦН повинна становити не менше 45 м³/год. Причому у самому ГЦН, в свою чергу, можна виділити також декілька споживачів промконтура:

- теплообмінник охолодження води, що забирає;
- корпус ущільнення;
- теплообмінник автономного контура;
- електромагніт осьового розвантаження.

Температура автономного контура на вході у ГЦН, згідно з інструкцією з експлуатації ГЦН, не повинна перевищувати 60 °С. При температурі автономного контура 110 °С на ГЦН накладається заборона включення, а при температурі 150 °С захист відключає працюючий ГЦН.

Також важливим споживачем води ТФ є доохолоджувач продувки І контура ТК80W02. Згідно з Інструкцією з експлуатації, витрата промконтура на нього повинна становити 170 м³/год. З точки зору подальшого очищення на іонообмінних фільтрах СВО-2 найбільш оптимальною є температура продувної води І контура 35-40 °С.

При втраті витрати води промконтура на ТК80W02 почнеться зростання температури продувної води. При підвищенні температури продувної води на вході у СВО-2 понад 70 °С виникає небезпека пошкодження смоли, тому система СВО-2 байпасується через байпас ТЕ00S01,04 дією захисту при підвищенні температури понад 58 градусів.

При подальшому підвищенні температури продувки вище 72 °С і невиключення додаткового теплообмінника ТК12W01 виникає небезпека відключення з заборною включення усіх підживлювальних насосних агрегатів ТК21-23D01,02. Якщо температура продувної води І контура перевищить 100 °С, то лінія продувки виводиться з роботи закриттям пневмоарматури ТК80S01-03.

Є ще один споживач – теплообмінник оргпротікань ТУ10W01, робота якого також актуальна з точки зору експлуатації енергоблоку.

Згідно Інструкції з експлуатації витрата промконтура на нього повинна становити 140 м³/год. При втраті води TF на теплообмінник оргпротікань TУ10W01 відбуватиметься зростання температури оргпротікань, а при температурі у баці TУ20B01 більше 60 °С відбувається відключення з заборону включення TУ21-23D01.

Теплоносій промконтура використовується в охолоджувачах відбору проб I контура з сумарною витратою промконтура на них 70 м³/год. При втраті води TF на охолоджувачі зникає можливість контролювати водно-хімічний режим теплоносія I контура штатними засобами (при підвищенні температури після теплообмінника відбору проб більше 70 °С закриваються вентилі TV30,40,50S01).

Промконтур також використовується для охолодження водяного об'єму барботера YP20B01. Витрата промконтура на теплообмінник барботажного бака становить 20 м³/год.

Температура води TF на виході з теплообмінників TF21-22W01 не повинна перевищувати 40 °С. При підвищенні температури на виході з теплообмінників промконтура TF21,22W01 понад 70 градусів відключаються з заборону включення насоси промконтура TF31(32,33)D01.

Якщо при експлуатації системи TF відбудеться відмова з повною втратою технічної води I або II системи безпеки, то відповідний теплообмінник TF21(22)W01 повинен бути негайно відключений, щоб уникнути подачі гарячої води на всмоктування насосів промконтура, обходячи теплообмінник з технічною водою, що залишився в роботі.

Оскільки система виготовлена з нержавіючої сталі 08X18H10T, а насоси TF31-33D01 забезпечені торцевими ущільненнями, то при нормальній експлуатації системи витоки води з неї становлять приблизно 0,001 м³/год.

У той же час система TF – замкнута, запас на зміну її об'єму становить всього 1 м³. Поява течі потребує більш частого підживлення системи.

Основним індикатором заповнення системи є рівень у дихальному баку TF10B01. При неспрацьовуванні автоматики заповнення системи TF може відбутися поступове падіння рівня у всмоктуючому трубопроводі насосів TF і їх аварійне відключення.

Відключення системи TF на працюючому енергоблоці не тільки призводить до його зупинки, але також може викликати серйозні пошкодження основного обладнання.

Проте в цьому випадку, навіть якщо основне обладнання не отримало ушкоджень, виникає ще одна проблема – відновлення циркуляції промконтура. Після припинення циркуляції TF споживачі розігріються до високої температури і подальше відновлення подачі холодної води може призвести до їх виходу з ладу. Тому після відключення системи TF на гарячому енергоблоці потрібні спеціальні заходи щодо розігріву води промконтура і пом'якшення “теплого удару” по споживачах.

Оскільки система промконтура подає середовище у гермооболонку, то на трубопроводах ТФ в районі введення у гермозону встановлена локалізуюча група, яка складається з трьох швидкодіючих пневмовідсічних арматур, мета яких – відсікання трубопроводів при виникненні аварії з розривом I контура у гермооболонці. Нормальне положення цієї арматури – відкрите, її закриття відбувається за сигналами розривного захисту I контура:

- тиск під гермооболонкою – понад $1,3 \text{ кгс/см}^2$;
- запас до закипання I контура – менший за 10^0C .

Ретельна підготовка до експлуатації локалізуючої арматури після ремонту або перед пуском енергоблоку є дуже важливою, оскільки у випадку її самовільного закриття відбудеться відключення системи ТФ. Локалізуюча арматура зазвичай має досить високу надійність, проте виникають випадки її помилкового закриття на АЕС.

Хибне закриття локалізуючої арматури може статися як у результаті відмов в уніфікованому комплексі технічних засобів, так і при виникненні витоків повітря у пневмоприводі.

При експлуатації необхідно регулярно проводити огляди доступної локалізуючої арматури на предмет відсутності витоків керуючого повітря.

Промконтур – замкнута система. При порушенні герметичності теплообмінного обладнання радіоактивного контура промконтур запобігає потраплянню радіоактивних речовин у технічну воду. Найбільш вірогідним є виникнення течії в енергонапружених споживачах з високими параметрами середовища – таких, як ГЦН, доохолоджувач продувки I контура.

Ознаками цього буде підвищення рівня у дихальному баку промконтура ТФ10В01 при закритому підживленні і підвищення активності ТФ. Конкретне визначення споживача з внутрішньою течією ускладнене через відсутність індивідуальних відборів з них у систему радіаційного контролю.

7.10. Системи вентиляцій реакторного відділення

Організуючи вентиляцію АЕС насамперед необхідно дотримуватися принципу роздільного вентилявання приміщень зон вільного і суворого режиму.

Зона суворого режиму АЕС з енергоблоками ВВЕР-1000 при роботі обладнання I контура і допоміжних систем характеризується не тільки наявністю γ -фоном, а й наявністю інертних радіоактивних газів і аерозолів.

При протіканні теплоносія I контура в результаті зміни тиску і температури вони частково випаровуються, виділяючи у повітря технологічних приміщень газу і аерозолі. Однак джерелом радіоактивності є не тільки протікання теплоносія I контура, а й обладнання допоміжних систем (розхолодження БВ, продувки-підживлення I контура ТК, оргпротікань ТУ, бакового господарства і т.д.).

Відповідно вентиляція повинна забезпечувати нормальні санітарно-гігієнічні і безпечні умови роботи персоналу. Для підтримання концентрації радіоактивних речовин у повітрі періодично обслуговуваних приміщень на допустимому рівні існує технологічна припливно-витяжна вентиляція. Одним із призначень технологічної вентиляції також є створення розрідження у герметичних необслуговуваних приміщеннях для запобігання перетіканню забрудненого радіоактивними речовинами повітря з них у “чисті” приміщення.

Друга основна задача вентиляційних установок зони суворого режиму – забезпечення допустимих температур у всіх технологічних приміщеннях: не вище 40 °С у періодично обслуговуваних приміщеннях і не вище 60 °С у необслуговуваних приміщеннях, а також охолодження обладнання РУ. Для цих цілей існує рециркуляційна вентиляція, що виконана за замкнутою схемою з відведенням тепла від повітря у повітроохолоджувачах технічною водою груп “А” (VF), технічною водою групи “В” (VB), а також водою від пароежекторних машин (UX).

Подача технічної води VB на енергоблок здійснюється з блочної берегової насосної зі ставка-охолоджувача насосом продуктивністю 4250-4430 т/год і тиском 5,4-5,6 кгс/см². Основним недоліком технічної води VB є велика кількість органіки (мул, черепашки, водорості), особливо у літній період, яка забиває теплопередаючі поверхні і потребує виведення з роботи теплообмінників і їх частого чищення.

Подача технічної води VF на реакторне відділення проводиться з кожної комірки РДЕС насосом продуктивністю 3200 т/год і тиском 5,5 кгс/см². Основним недоліком технічної води VF є підвищений солеміст.

При працюючому реакторі у необслуговуваних приміщеннях використовують рециркуляційні вентиляційні системи.

Застосування рециркуляційних вентсистем для відведення тепло-виділень і очищення повітря у цих приміщеннях дає змогу зменшити об’єм повітря, що викидається в атмосферу, а отже, і кількість радіоактивних викидів. Прикладом цього може служити організація вентиляції гермооболонки на енергоблоці з серійним реактором ВВЕР-1000 (рис. 7.47).

Оскільки основна частина усіх приміщень зони суворого режиму реакторного відділення є герметичною, то нормальна робота вентиляційних агрегатів для відведення тепла і зниження концентрації радіоактивних речовин є необхідною умовою нормальної роботи технологічного обладнання систем реакторного відділення.

Вентиляційні системи герметичної частини реакторного відділення поділяються на відокремлені групи, які обслуговують окремі технологічні частини енергоблоку. Розрахунковий об’єм гермооболонки реакторного відділення проекту В-320 становить 44,890 м³.

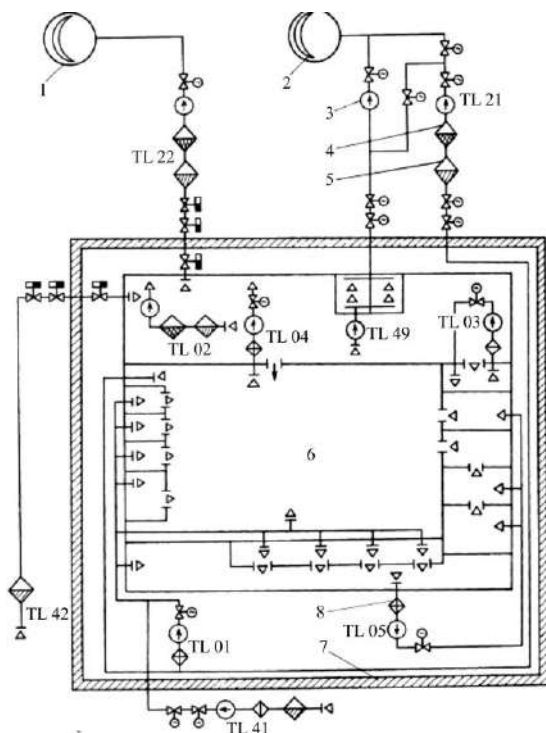


Рис. 7.47. Спрощена схема вентиляції гермооболонки енергоблока з реактором ВВЕР-1000:

- 1 – внутрішня вентиляційна труба; 2 – зовнішня вентиляційна труба;
 3 – вентилятор; 4 – йодний фільтр; 5 – аерозольний фільтр; 6 – бокс ПГ;
 7 – захисна оболонка; 8 – повітроохолоджувач

За проектом загальна витрата повітря у герметичній частині реакторного відділення в режимі нормальної експлуатації становить $341000 \text{ м}^3/\text{год}$, коли загальні теплові надлишки становлять $11 \cdot 10^3 \text{ МДж}$, а при зупиненому реакторі – $621000 \text{ м}^3/\text{год}$, повітрообмін при цьому досягає середньої кратності циркуляції відповідно 8 і 12.

У захисній оболонці розміщені системи, обладнання і трубопроводи з високопотенційним теплоносієм I контура:

- РУ, що включає реактор, ПГ УВ10-40W01, ГЦН УД10-40D01, КТ УР10В01, герметичну ємність САОЗ УТ11-14В01 і трубопроводи зв'язку;
- система байпасного очищення води I контура СВО-1;
- система продувки-підживлення I контура;
- система організованих протікань I контура.

Під час перебування РУ у “гарячому” стані навіть за наявності на поверхнях обладнання теплової ізоляції, відбуватимуться значні теплові втрати у простір гермооб’єму. Теплові втрати тільки від корпусу реактора і чохлів СУЗ у гарячому стані становлять 700 кВт. З урахуванням теплових втрат від трубопроводів ГЦК і парогенераторів загальні теплові втрати будуть досягати значення 4 МВт.

Згідно з Інструкцією з експлуатації РУ при роботі енергоблоку є такі обмеження за температурним станом гермозони:

- температура повітря у гермооболонці повинна бути не більша за 60 °С;
- температура повітря на вході у верхній блок – не більша за 60 °С;
- температура повітря на виході з колектора охолодження верхнього блока – не більша за 115 °С;
- температура будівельного бетону – не більша за 80 °С;
- температура серпентенового бетону “сухого” захисту – не більша за 300 °С.

При перевищенні зазначених температур Інструкція з експлуатації РУ однозначно вимагає зупинки енергоблоку і його переведення у “холодний” стан з нормальною швидкістю.

Відповідно, без охолодження повітряного об’єму і будівельних конструкцій гермооболонки експлуатація РУ неможлива. Тому з метою охолодження гермооб’єму у гермооболонці встановлена група рециркуляційних вентиляційних агрегатів.

При розробці рециркуляційних вентсистем були враховані такі основні вимоги, що ставляться до цих систем:

- забезпечення підтримання заданої температури повітря у герметичних приміщеннях під оболонкою при роботі енергоблоку на потужності у номінальному режимі, у перехідних режимах, а також в режимі припинення подачі нормального електроживлення (знеструмлення);
- забезпечення працездатності в режимі нормальної експлуатації і режимі “малої течії” при підвищенні тиску до 1,3 атм.;
- виведення в ремонт систем можливе лише під час ПЗР.

Призначення групи рециркуляційних вентагрегатів гермооб’єму – видалення тепла і вологи від будівельних конструкцій та обладнання I контура, розміщеного під захисною оболонкою, охолодження (TL01, TL03, TL04, TL05) повітря до температури + 60 °С в нормальних режимах і до + 75 °С в період знеструмлення енергоблоку, очищення повітря від радіоактивних домішок (TL02).

TL01D01-06 – рециркуляційна вентсистема охолодження боксів ПГ і ГЦН, встановлена у приміщеннях ГА-405/1-6 на позначці + 19,30 гермозони.

TL02D01-02 – рециркуляційна вентсистема очищення повітря боксів ГЦН, ПГ і центрального залу від радіоактивних забруднень, встановлена у приміщенні ГА-701 (центральный зал).

TL03D01-03 – рециркуляційна вентсистема охолодження приводів СУЗ, встановлена у приміщенні ГА-701 (центральный зал) на позначці + 36,90 гермозони.

TL04D01-03 – рециркуляційна вентсистема охолодження центрального залу, встановлена у приміщенні ГА-701 (центральный зал) на позначці + 36,90 гермозони.

TL05D01-03 – рециркуляційна вентсистема охолодження шахти реактора, встановлена у приміщенні ГА-307/1-3 на позначці + 13,20 гермозони.

У рециркуляційних вентсистемах гермозони встановлюються вентагрегати високого тиску типу ВДНА-нж-15С у сейсмостійкому виконанні, що допускають експлуатацію при температурі навколишнього середовища до 75 °С і вологості до 100 %. Ці вентилятори мають підвищені показники надійності роботи (напрацювання на відмову не менше 10 000 год, міжремонтний період 25 000 год, термін служби до списання 30 років).

Усі рециркуляційні вентсистеми гермозони реакторного відділення TL01, TL03, TL04, TL05 повинні перебувати постійно в роботі при роботі реактора. Вентсистема TL02, що забезпечена аерозольним і йодним фільтром (фільтрувальна станція знаходиться у приміщенні ГА-702), вводиться в роботу при виникненні необхідності очищення повітря у приміщеннях електродвигунів ГЦН, боксів ПГ і центрального залу (приміщень ГА407-ГА506/1-2).

Дві рециркуляційні системи TL01 і TL04 (180 і $60 \cdot 10^3$ м³/год) призначені для відведення тепла і виділення вологи від технологічного обладнання та підтримання у герметичних приміщеннях оболонки температури до 55 °С. Рециркуляційні вентсистеми TL01 і TL04 відносяться до систем нормальної експлуатації, важливих для безпеки.

Для відведення теплоти від повітря і його осушення у кожній групі є дві послідовно встановлені групи повітроохолоджувачів, в одну з яких (4 повітроохолоджувачі у два ряди) подається технічна вода VF, а в іншу (2 повітроохолоджувача в один ряд) по незалежній системі трубопроводів – вода від пароежекторної холодильної машини UX.

Друга група повітроохолоджувачів за проектом є резервною. Згідно проекту при підвищенні температури технічної води до + 18 °С включається холодильна машина, від якої охолоджена вода подається до другої групи повітроохолоджувачів.

Ці вентсистеми TL01 і TL04 розташовані відповідно на позначках + 19,30 і + 36,90 гермозони, охолоджують повітря нижнього і верхнього об'ємів, на які поділяється герметична оболонка, і мають розгалужену

мережу металевих повітропроводів. Це дає змогу рівномірно роздавати охолоджене повітря по приміщеннях.

Система TL01 складається з шести рециркуляційних установок (три робочі і три резервні). Повітря, що забирається з верхньої зони бокса ПГ, проходить через повітроохолоджувачі системи TL01 і охолоджене до температури близько 30°C розгалуженою мережею повітропроводів подається у приміщення вентиляторів, електродвигунів ГЦН і на позначку обслуговування з подальшим перетіканням у бокс парогенераторів.

Рециркуляційна вентсистема TL04 складається з трьох рециркуляційних вентустановок (одна робоча та дві резервні).

Приводи СУЗ охолоджуються рециркуляційним повітрям вентсистеми TL03. У кожній установці цієї рециркуляційної системи є три вентагрегати (один робочий та два резервні) і група з трьох повітроохолоджувачів, що встановлені послідовно. Вентсистема TL03 розрахована на відведення тепла в кількості $1870 \cdot 10^3$ кДж/год. Холодоносієм є технічна вода VB. Повітря, що проходить через приводи СУЗ, нагрівається в них до 110°C , охолоджується у повітроохолоджувачах і викидається з температурою близько 50°C .

Робота вентсистеми TL03 є важливою не тільки для підтримання температурного режиму приводів СУЗ, а й для вимірювальних каналів системи внутрішньо-реакторного контролю. Зокрема, на верхньому блоці розташовані компенсаційні коробки термопар внутрішнього реакторного термоконтролю ТК.

Згідно з Інструкцією з експлуатації систем вентиляції гермозони реакторного відділення, температура бетону у консолі повинна становити не більше 85°C , температура металу опорної ферми – не більше 70°C , температура бетону в опорі – не більше 85°C . Тому з метою охолодження зони двері і днища шахти реактора, сухого захисту і консолі шахти реактора влаштована самостійна рециркуляційна вентсистема TL05.

Рециркуляційною системою TL05 повітря забирається з позначки +13,20, де встановлена система, по повітроводах подається у шахту, охолоджує її і перепускається у бокси парогенераторів з температурою близько 60°C . Повітроохолоджувачі кожної з установок системи згруповані і працюють також, як у системах знімання тепло- і вологовиділення від технологічного обладнання. Продуктивність системи $38 \cdot 10^3$ м³/год. У режимі нормальної експлуатації в рециркуляційній системі TL05 працює одна вентустановка.

Кількість повітря $38 \cdot 10^3$ м³/год, що подається на охолодження шахти реактора, розподіляється таким чином:

- підведення повітря до кільцевої щілини на охолодження сухого захисту і опори ($10 \cdot 10^3$ м³/год);
- на охолодження каналів іонізаційних камер ($20 \cdot 10^3$ м³/год);
- на охолодження консолі ($8 \cdot 10^3$ м³/год).

При роботі РУ дозволяється перерва в охолодженні приводів СУЗ (вентсистема TL03) не більше 30 хв, при охолодженні шахти реактора (вентсистема TL05) – не більше 5 год, в іншому випадку енергоблок повинен бути зупинений і переведений у “холодний” стан. Відключення вентсистеми TL05 можна здійснювати при зупиненому реакторі не раніше, ніж через 24 год після його зупинки.

Управління та контроль рециркуляційними вентсистемами охолодження гермооболонки TL01, TL04 і TL05 в об’ємі, необхідному для нормального функціонування, здійснюється з БЩУ і РЩУ. Передбачається відключення вентилятора при підвищенні температури масла у картері підшипників до 80 °С.

Для створення і підтримання необхідного розрідження повітря у гермозоні 15-20 мм.вод.ст. під час роботи енергоблоку, забезпечення мінімального повітрообміну із зовнішнім повітрям, запобігання накопиченню водню у верхній частині гермооболонки влаштовані витяжна TL22 (рис. 7.48) і припливна TL42 вентиляції.

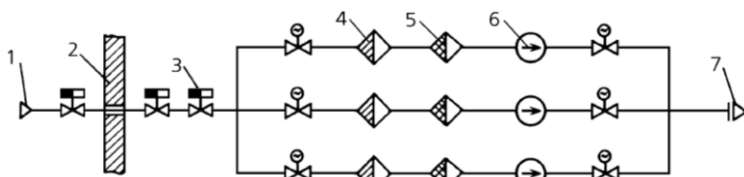


Рис. 7.48. Спрощена схема вентсистеми TL22:

- 1 – забір повітря з гермооболонки; 2 – захисна оболонка; 3 – швидкодіючий відсічний клапан; 4 – аерозольний фільтр; 5 – йодний фільтр; 6 – вентилятор; 7 – викид повітря у вентиляційну трубу енергоблоку

TL22D01-03 – системи створення розрідження під гермооболонкою, встановлені у приміщенні АВ-812/1-3 на позначці + 28,80 оббудови реакторного відділення.

TL42S01-03 – регулятори припливні для підтримання розрідження під гермооболонкою шляхом подачі повітря у гермооб’єм, встановлені у приміщенні АВ-913/1 на позначці + 36,60 оббудови реакторного відділення.

Слід зазначити, що під час експлуатації РУ завдяки спільній роботі витяжної вентиляції під оболонкою TL22 і припливної TL42 повинно підтримуватися розрідження у гермооболонці понад 15 мм.вод.ст. У режимі нормальної експлуатації відсмоктування повітря з-під захисної оболонки проводиться тільки вентсистемою TL22. Таким чином, з найбільш “брудної” частини енергоблоку з-під захисної оболонки в режимі нормальної експлуатації викидається в атмосферу після ретельного очищення лише 0,833 м³/с (3000 м³/год) повітря. Це забезпечує мінімальний викид радіоактивних газів і аерозолів.

Оскільки повітроводи вентсистем TL22 і TL42, які постійно працюють за нормальних умов експлуатації РУ, перетинають стіни гермооболонки, то для її локалізації при аварії на повітроводах встановлені герметичні відсічні клапани. При аварії з розгерметизацією I контура закриття герметичних клапанів на повітроводах цих систем TL22S07,08,09 і TL42S01,02,03 має відбуватися автоматично при підвищенні тиску під гермооболонкою більше $0,003 \text{ кгс/см}^2$ (захисти TLS01(I), TLS02(II), TLS03(III)).

Енергоживлення вентиляційних установок TL01, TL04, TL05, TL22 виконано у схемі власних потреб 2 категорії, що при знеструмленні отримує живлення від дизель-генераторів. При знеструмленні їх включення відбувається автоматично на 4 ступені пікового мережевого підігрівача.

Для запобігання виходу газів і аерозолів разом з водяними парами з відкритих поверхонь басейну мокрого перевантаження у режимі ремонтних і перевантажувальних робіт влаштована рециркуляційна вентсистема TL49.

TL49D01-02 – припливна вентсистема для перекриття повітряного струменя БВ, басейну внутрішньо-корпусних пристроїв, верхньої частини апарата; встановлені у приміщенні ГА-701 на позначці + 36,60 гермозони.

Для створення нормальних умов у гермозоні у режимі перевантаження і проведення ремонтних робіт, для очищення повітря у можливий післяаварійний період влаштована ремонтно-аварійна витяжна (TL21) (рис. 7.49) і припливна (TL41) вентсистеми.

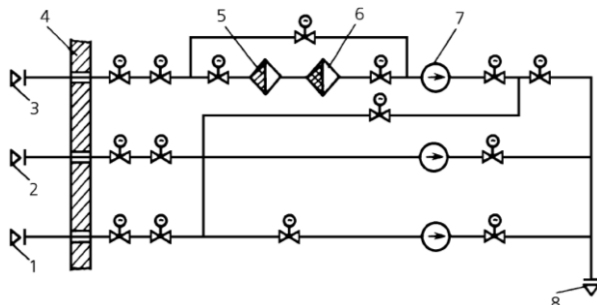


Рис. 7.49. Спрощена схема ремонтно-аварійної витяжної вентсистеми TL21: 1 – забір повітря від басейну внутрішньо-корпусних пристроїв; 2 – забір повітря від БВ; 3 – забір повітря від боксу ПГ; 4 – гермооболонка; 5 – аерозольний фільтр; 6 – йодний фільтр; 7 – вентилятор; 8 – викид повітря у вентиляційну трубу

TL21D01-03 – системи забору та очищення повітря гермозони, встановлені у приміщеннях АВ-813, АВ-810 та АВ-908 відповідно.

TL41D1-03 – системи для подачі повітря у простір гермозони, встановлені у приміщенні АВ-911/1,2 на позначці + 36,60 оббудови реакторного відділення.

Згідно з Інструкцією з експлуатації, введення у роботу систем ремонтно-аварійної припливної та витяжної вентиляції TL21 і TL41 проводиться після зупинки реактора і зниження активності у гермооболонці нижче 10^{-8} к/л за командою начальника зміни енергоблоку. Залежно від показів дозиметричного контролю повітря, що видаляється, може проходити очищення на аерозольних і йодних фільтрах або викидатися у трубу по обвідній лінії без очищення.

Приміщення оббудови характеризуються відносно незначною кількістю надлишків теплоти і вологи, наявністю аерозолів та ізотопів йоду у повітряному середовищі через невеликі протікання з радіоактивного I контура.

Як зазначалося раніше, для створення нормальних санітарно-гігієнічних умов у приміщеннях і коридорах оббудови реакторного відділення влаштована технологічна припливно-витяжна вентиляція.

У зоні суворого режиму розрізняють три види приміщень: обслуговувані, напівобслуговувані і необслуговувані. З метою зменшення кількості вентагрегатів їх встановлюють не для окремих приміщень, а для цілої групи і внаслідок цього виникає проблема виключення потрапляння повітря з більш забруднених приміщень у “чисті” через загальну для них систему технологічної вентиляції.

Тому системи припливної та витяжної вентиляції подають і видаляють повітря таким чином, щоб у приміщеннях з найбільшим забрудненням повітря створити розрідження по відношенню до менш забруднених приміщень і таким чином виключити перегітання повітря з більш “брудних” приміщень у більш “чисті”. Припливна система з продуктивністю $42 \cdot 10^3$ м³/год подає повітря в усі приміщення, в яких можуть бути радіоактивні речовини. Повітря перегітає у них через клапани надлишкового тиску з чистої частини оббудови за ступеневою схемою завдяки розрідженню, що створюється трьома витяжними системами загальнообмінної вентиляції.

Для вентиляції напівобслуговуваних і необслуговуваних приміщень оббудови реакторного відділення припливне повітря подається в обслуговувані коридори і перепускається у приміщення через клапани надлишкового тиску. Розрідження у цих приміщеннях (приблизно 100-150 Па) створюється витяжними системами. Клапани надлишкового тиску можуть бути налаштовані на перепади тиску від 30 до 100 Па. Вони призначені для локалізації аварій, пов'язаних з вибоком радіоактивних середовищ у приміщення з відповідним підвищенням тиску. У нормальному режимі клапан надлишкового тиску знаходиться у відкритому положенні.

Для створення проектного повітрообміну у приміщеннях оббудови реакторного відділення влаштовані такі вентсистеми:

- витяжні TL23, TL25, TL26, TL28, TL29, TL30;
- припливні TL43, TL45, TL46.

Таким чином, вентсистемами, що позначаються кодом TL, припливне повітря подається у коридори і обслуговувані приміщення, звідки через клапани надлишкового тиску подається у необслуговувані приміщення завдяки розрідженню 20 мм.вод.ст., що створюється витяжними вентагрегатами (рис. 7.50).



Приміщення з витяжними вентагрегатами енергоблоку № 1 Балаковської АЕС (РФ)

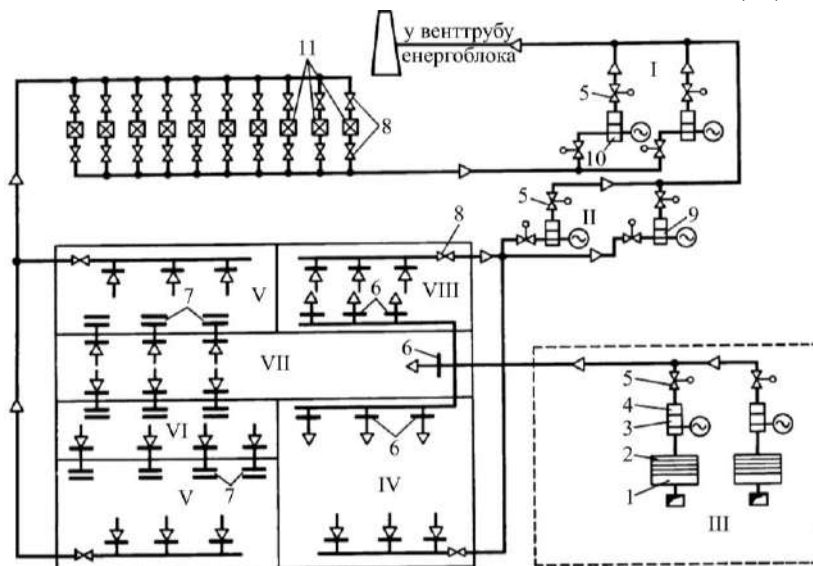


Рис. 7.50. Принципова схема організації припливно-витяжної вентиляції у зоні суворого режиму:

I – витяжна система напівобслуговуваних і необслуговуваних приміщень; II – витяжна система обслуговуваних приміщень; III – припливна вентсистема; IV – обслуговувані приміщення; V – необслуговувані приміщення; VI – напівобслуговувані приміщення; VII – обслуговуваний коридор; VIII – обслуговуване приміщення 1 – припливні фільтри очищення від пилу; 2 – калорифери; 3 – припливні вентилятори; 4 – напірна частина вентиляторів; 5 – вентклапани; 6 – вікна повітроводів; 7 – клапани надлишкового тиску; 8 – відсічні вентклапани; 9 – витяжні вентилятори з “чистих” приміщень; 10 – витяжні вентилятори з “брудних” приміщень; 11 – аерозольні і йодні фільтри

З точки зору експлуатації підшипників і електродвигунів температура у технологічних приміщеннях оббудови реакторного відділення не повинна перевищувати 40 °С. Для відведення надлишкового тепла, що виділяється технологічним обладнанням, влаштовані індивідуальні рециркуляційні системи:

- TL06D01-03 – вентсистеми охолодження приміщень насосів ТК, встановлені у приміщенні А-018/1-3;
- TL07D01-02 – вентсистеми охолодження приміщення теплообмінників ТК, встановлені у приміщенні А-319;
- TL09D01-02 – вентсистеми охолодження приміщення ДП А-423;
- TL09D01-03 – вентсистеми охолодження приміщень насосів промконтура, встановлені у приміщенні А-317/1-3;
- TL10D01-03 – вентсистеми охолодження приміщень систем безпеки, встановлені у приміщенні А-036/1-3;
- UV05D01-03 – вентсистеми охолодження приміщень А-038/1-3 аварійних живильних насосів TX10-30D01.

Вентсистеми TL06 і TL09, TL10 повинні включатися автоматично при включенні насосних агрегатів, що розташовані у відповідних приміщеннях.

Для протидимного захисту сходових кліток влаштовані вентиляційні установки TL44, UV58, що включаються в разі пожежі та подають повітря у шахти ліфтів і сходових кліток.

Для трубних проходок, що призначені для трубопроводів з температурою понад 100 °С, як правило, передбачено охолодження повітрям від розташованих у реакторному відділенні систем вентиляції гермопроходок:

- TL-13 – системи охолодження гермопроходок днища оболонки і приміщень вентиляційних камер трубопроводів аварійного розхолювання, розташовані на позначці + 6,60 оббудови реакторного відділення у приміщеннях А-327/1-3;
- UV-40 – системи охолодження гермопроходок на позначці + 33,60 приміщення А-910/1,2;
- TL-50 – система охолодження гермопроходок на позначці + 19,20 приміщення А-633/1.

Продуктивність рециркуляційної вентсистеми TL13 визначена відповідно до технічного завдання розробника проходок на витрату повітря, необхідного для їх охолодження, а також виходячи з тепловиділення у приміщеннях вентиляційних камер А-327/1-3 і необхідності підтримання в них допустимої температури + 45 °С. Проектом передбачено по одній рециркуляційній установці у приміщенні вентиляційної камери кожного каналу відповідно. Продуктивність кожного вентилятора TL13D01-03 становить 6330 м³/год.

Продуктивність вентсистеми UV40 визначено відповідно до технічного завдання розробника проходок на витрату повітря, необхідного для їх охолодження. Проектом передбачено дві групи установок, у кожній з яких один робочий вентагрегат і два резервних. У кожній групі вентагрегати заживлені від дизелів надійного електроживлення. Продуктивність кожного вентилятора UV40D01-06 становить 5000 м³/год.

Також потрібно відзначити, що для вентиляції приміщень маслосистем ГЦН А-315/1,2 влаштовано окремі вентсистеми:

- TL26,46D01-02 – витяжка і пригтік з приміщень маслосистем ГЦН, розташовані у приміщеннях АВ-624/1,2 і АВ-815/2 відповідно;
- TL29D01-02 – витяжка з приміщень підживлювальних насосів і їх маслосистем.

У виняткових випадках для димовидалення з пожежонебезпечних приміщень інструкція про заходи пожежної безпеки у реакторному відділенні допускає використання вентсистем TL26, TL29.

Контрольні питання

1. Для яких режимів роботи ядерного реактора призначена СУЗ?
2. Скільки органів регулювання має серійний реактор ВВЕР-1000?
3. Скільки органів регулювання має проєкт ВВЕР-1000 підвищеної безпеки?
4. Назвіть основні функції СУЗ.
5. Які види захистів реакторної установки включає в себе СУЗ?
6. Назвіть основні умови спрацьовування системи АЗ реакторної установки.
7. Назвіть основні умови спрацьовування ЗЗ-1 та ЗЗ-2.
8. Назвіть основні захисні функції системи аварійно-планового розхолодження і в чому вони полягають?
9. Які критерії і вимоги покладено в основу проєкту системи аварійно-планового розхолодження?
10. Назвіть основне обладнання системи аварійно-планового розхолодження.
11. Назвіть основне призначення теплообмінника системи аварійно-планового розхолодження.
12. Яке значення концентрації має розчин борної кислоти, що зберігається у баку аварійного запасу бору ГА-201 у будівлі реакторного відділення?
13. Які функції в системі аварійно-планового розхолодження виконує редуцирувальний пристрій?
14. Як називається схема, за допомогою якої здійснюється відведення залишкових тепловиділень з активної зони реактора?

15. З якою метою здійснюється відведення залишкових тепловиділень активної зони при зниженому рівні теплоносія в реакторі?
16. Про які параметри сигналізує система аварійного і планового розхолодження?
17. У яких випадках устаткування і трубопроводи системи аварійного та планового розхолодження повинні бути негайно відключені (під час плавного випробування)?
18. Наслідки якої аварії для реактора ВВЕР-1000 вважаються максимальною проектною аварією?
19. Назвіть основне призначення пасивної частини САОЗ.
20. Назвіть основні захисні функції САОЗ.
21. Назвіть вимоги, що покладено в основу проектування пасивної частини САОЗ та її компонентів.
22. Назвіть основні компоненти пасивної частини САОЗ.
23. Від якої системи залежить працездатність пасивної частини САОЗ?
24. Яке значення температури води підтримується у гідроємностях САОЗ?
25. З якою метою в пасивній частині САОЗ призначені швидкодіючі засувки УТ11,12,13,14S01,02 ?
26. Назвіть завдання організації водно-хімічного режиму САОЗ.
27. В чому полягають основні труднощі при підтриманні вимог водно-хімічного режиму гідроємностей САОЗ?
28. Яке основне технологічне обладнання входить в систему підігрівання борного розчину гідроємностей САОЗ?
29. Якими параметрами оцінюється функціонування САОЗ?
30. Назвіть основне призначення спринклерної системи.
31. Яке основне обладнання входить в склад спринклерної системи?
32. З врахуванням яких умов проводиться розстановка форсунок спринклерної системи?
33. За якими сигналами захистів САОЗ автоматично відбувається включення спринклерної системи?
34. Назвіть основне призначення системи аварійного введення бору.
35. За якими сигналами автоматично відбувається включення підсистеми аварійного введення бору ТQ13-33?
36. При яких режимах роботи реакторної установки допускається використання системи аварійного парогазовидалення?
37. Назвіть основне призначення системи аварійного підживлення парогенераторів.
38. Які основні критерії і вимоги покладено в основу проекту аварійної подачі живильної води у парогенератори?

ЛІТЕРАТУРА

1. Реакторная установка В-320. Техническое описание и информация по безопасности 320.00.00.00.000 Д61. – ОКБ “Гидропресс”, 1987.
2. Основные принципы безопасности атомных электростанций. – Вена: МАГАТЕ, 1989. – 118 с. – (Серия изданий по безопасности № 75-INSAG-3).
3. Комплекс кассет ВВЭР-1000 (тип В-302, В-320, В-338). Каталогное описание У 0401.04.00.000 ДКО (ТВСМ). – Новосибирск: НЗКХ, 2003. – 34 с.
4. Вимоги до змісту звіту з аналізу безпеки АЕС з реакторами типу ВВЕР на стадії видачі дозволу на введення в експлуатацію. КНД 306.302-96, 1997.
5. Павленко Т. А. Существующие дозы облучения населения Украины / Т. А. Павленко, И. П. Лось // Ядерна та радіаційна безпека. – 2009. – № 1. – С. 18-22.
6. Маргулова Т. Х. Атомные электрические станции: Учебник для вузов / Т. Х. Маргулова. – М.: ИздАТ, 1994. – 289 с.
7. Маргулова Т. Х. Некоторые основополагающие концепции проектирования атомных электростанций с водным теплоносителем / Т. Х. Маргулова // Труды МЭИ “Актуальные проблемы эксплуатации, технической диагностики, безопасности АЭС. Опыт подготовки специалистов для атомной энергетики”. – М.: Изд-во МЭИ, 1993. – № 660. – 190 с.
8. Сучасний стан і перспективи розвитку електроенергетики України / І. В. Плачков [та ін.] // Енергетика і електрифікація. – Київ: вид-во Паливно-енергетичного комплексу України, 1999. – № 5. – С. 1-15.
9. Атомная энергетика сегодня и завтра: Науч.-попул. / [Маргулова Т. Х., Кабанов Л. П., Плюнинский В. И., Байбаков В. Д.]. – М.: Высш. шк., 1989. – 168 с.
10. Воронин Л. М. Особенности проектирования и сооружения АЭС / Л. М. Воронин. – М.: Атомиздат, 1980. – 192 с.
11. Воронин Л. М. Особенности эксплуатации и ремонта АЭС / Л. М. Воронин. – М.: Атомиздат, 1981. – 168 с.
12. Соколов В. А. Защитные оболочки атомных электростанций. Учебное пособие / В. А. Соколов. – СПб.: Из-во Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, 2003. – 106 с.
13. Кузнецов В. М. Настоящее и будущее быстрых реакторов. Некоторые вопросы экономики БН-800 [Электронный ресурс] / В. М. Кузнецов, В. Ф. Поляков – М., 2001. – 27 с. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM); 12 см. – Систем. требования: Pentium; 32 Mb RAM; Windows 95, 98, 2000, XP; MS Word 97-2000.

14. Погосов А. Ю. Ионизирующая радиация: радиоэкология, физика, технологии, защита: учеб. / А. Ю. Погосов, В. А. Дубковский. – Одесса: Наука и техника, 2012. – 804 с.
15. Шелегов А. С. Физические особенности и конструкция реактора РБМК-1000: Учебное пособие / А. С. Шелегов, С. Т. Лескин, В. И. Слободчук. – М.: НИЯУ МИФИ, 2011. – 64 с.
16. Легасов В. А. Экономика безопасности ядерной энергетики / В. А. Легасов, В. Ф. Демин, Я. В. Шевелев. – М.: ИАЭ им. Курчатова, 1984. – 48 с. – (Препринт / Институт атомной энергии им. И. В. Курчатова; ИАЗ 4072/3).
17. Бабаев Н. С. Ядерная энергетика, человек и окружающая среда / Н. С. Бабаев, В. Ф. Демин, Л. А. Ильин. – М.: Энергоиздат, 1981. – 296 с.
18. Дорошук В. Е. Ядерные реакторы на электростанциях / В. Е. Дорошук. – М.: Атомиздат, 1977. – 208 с.
19. Сидоренко В. А. Вопросы безопасности работы реактора ВВЭР / В. А. Сидоренко. – М.: Атомиздат, 1977. – 216 с.
20. Радиационная безопасность в атомной энергетике / Булдаков Л. А. [и др.]; под ред. А. И. Бурназяна. – М.: Атомиздат, 1981. – 196 с.
21. Петросьянц А. М. От научного поиска к атомной промышленности / А. М. Петросьянц. – М.: Атомиздат, 1972. – 351 с.
22. Повышение безопасности АЭС с РБМК / Е. О. Адамов [и др.] // Атомная энергия. – 1987. – Т. 62, Вып. 4. – С. 219-226.
23. Книжников В. А. Сравнительная оценка радиационной опасности для населения от выбросов в атмосферу тепловых и атомных электростанций / В. А. Книжников, Р. М. Бархударов // Атомная энергия. – 1977. – Т. 43, Вып. 3. – С. 24-27.
24. Чечёткин Ю. В. Радиационная безопасность АЭС с быстрым реактором и натриевым теплоносителем / Ю. В. Чечёткин, В. Я. Казин, В. Н. Поляков. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 128 с.
25. Егоров Ю. А. Состояние и задачи исследований радиационной безопасности АЭС в связи с дальнейшим развитием ядерной энергетики / Ю. А. Егоров, Н. Я. Емельянов // Радиационная безопасность и защита АЭС. – М.: Энергоиздат, 1982. – Вып. 7. – С. 5.
26. Радиационная безопасность серийных АЭС с ВВЭР-440 // Г. Дычев, Г. Хитов, Р. Фишер и др. // Обеспечение радиационной безопасности при эксплуатации АЭС. – Кн. 1. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – С. 15.
27. Егоров Ю. А. Радиационная безопасность на АЭС / Ю. А. Егоров, А. А. Носков – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 153 с.
28. Лузанова Л. И. Выход радиоактивных продуктов деления в теплоносителе первого контура работающего реактора типа ВВЭР / Л. И. Лузанова, В. Н. Миглов, П. Д. Словягин // Атомные электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – Вып. 9. – С. 124.

29. Радиационные характеристики продуктов деления: Справочник / [Гусев Н. Г., Рубцов П. М., Коваленко В. В., Колобашкин В. М.]. – М.: Атомиздат, 1974. – 224 с.
30. Коняшов В. В. Выход радиоактивных продуктов деления из дефектных твэлов с оксидным топливом / В. В. Коняшов, Е. И. Шкоков. – М.: ЦНИИАтоминформ, 1987. – 57 с.
31. Гусев Н. Г. Обеспечение радиационной безопасности на АЭС / Н. Г. Гусев // Атомная энергия. – 1976. – Т. 41, Вып. 4. – С. 254.
32. Радиационные характеристики облученного ядерного топлива: Справочник / [В. М. Колобашкин, П. М. Рубцов, П. А. Ружанский, В. Д. Сидоренко] – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 382 с.
33. Инженерный расчет защиты атомных электростанций / Веселкин А. П. [и др.]; под. ред. А. П. Веселкина, Ю. А. Егорова – М.: Атомиздат, 1976. – 296 с.
34. Егоров Ю. А. Основы радиационной безопасности атомных электростанций / Ю. А. Егоров. – М.: Энергоиздат, 1982. – 124 с.
35. Маргулис У. Я. Ядерная энергетика и радиационная безопасность / У. Я. Маргулис. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 224 с.
36. Бескrestнов Н. В. Радиоактивные выбросы АЭС и принципы их нормирования / Н. В. Бескrestнов, Н. Г. Гусев, Н. С. Сафонов // Доклад-лекция на IV Всесоюзной школе “Ядерная энергетика и окружающая среда”. – Каунас, 1985.
37. Реакторное отделение АЭС с ВВЭР-1000/РУ-В-320. Оценка пожароопасности гермозоны: Технический отчет / – К.: ОАО “Киевский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт “Энергопроект”, 2005. – С. 1-132.
38. Микеев А. К. Противопожарная защита АЭС / А. К. Микеев. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 432 с.
39. Погосов А. Ю. Іонізуюча радіація: радіоекологія, фізика, технології, захист / А. Ю. Погосов, В. А. Дубковский. – Одеса: Одеський національний політехнічний університет, 2012. – 801 с.
40. Nuclear Power Plant Operating Experiences from the IAEA / NEA Incident Reporting System 1996-1999. – Vienna: IAEA, 2000. – 1987 p.
41. Усынин Г. Б. Реакторы на быстрых нейтронах / Г. Б. Усынин, Е. В. Кусмарцев. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 288 с.
42. Дементьев Б. А. Ядерные энергетические реакторы / Б. А. Дементьев. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 280 с.
43. Дементьев Б. А. Кинетика и регулирование ядерных реакторов / Б. А. Дементьев. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 272 с.
44. Основы теории и методы расчета ядерных энергетических реакторов. Учеб. пособие для вузов // [Г. Г. Бартоломей, Г. А. Бать, В. Д. Байбаков, М. С. Алхутов]. – М.: Энергоиздат, 1982. – 511 с.

45. Кузьмин А. В. Основы теории переноса нейтронов / А. В. Кузьмин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 192 с.
46. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Розвиток атомної енергетики та об'єднаних енергосистем / К. Б. Денисевич [та ін.]. – К.: ТОВ “Редакція видання “Енергетика: історія, сучасність і майбутнє”, 2011. – 304 с.
47. Основы теории и методы расчёта ядерных энергетических реакторов: Учеб. пособие для вузов / [Бартоломей Г. Г., Бать Г. А., Байбаков В. Д., Алхутов М. С.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 512 с.
48. Региональная эффективность проектов АЭС / В. И. Басов [и др.]. – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 228 с.
49. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Розвиток атомної енергетики та об'єднаних енергосистем [Текст] / К. Б. Денисевич, Ю. О. Ландау, В. О. Нейман [та ін.] ; наук. ред. Ю. О. Ландау, І. Я. Сігал. – Київ: Б.в., 2013. – 304 с. – Бібліогр.: с. 301.
50. Доповідь про стан ядерної та радіаційної безпеки в Україні в 2018 році. – К.: Державна інспекція ядерного регулювання України, 2019. – 70 с.
51. Виконання Комплексної (зведеної) програми підвищення безпеки енергоблоків атомних електростанцій України у II-му кварталі 2019 року. http://www.energoatom.com.ua/ua/actvts-16/integrated_security_program-161/p/komplekt_dokumentiv_z_kzppb-4913.

Світові постачальники ТВЗ
(станом на початок 2020 року)

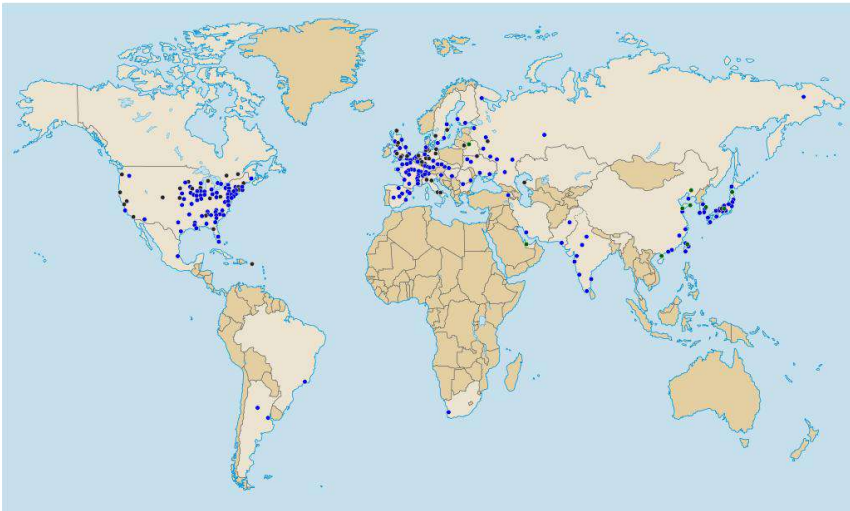
-  Areva (Франція) – 31 % світового ринку
-  Toshiba (Японія) – крім власних потужностей сьогоднішній власник Westinghouse
-  Westinghouse Electric Company (США) – разом з Toshiba 26 % світового ринку
-  ТВЭЛ (РФ) – 17 % світового ринку, майже 100 % ринку поставок палива для АЕС з реакторами ВВЕР, 100 % – на АЕС з реакторами РБМК, а також з деякими іншими типами реакторів
-  Japan Nuclear Fuel Limited (Японія) – 17 % світового ринку
-  Mitsubishi Heavy Industries (Японія)
-  Hitachi (Японія)
-  Nuclear Fuel Industries (Японія)
-  General Electric (США)
-  Babcock and Wilcox (США)
-  Cameco (Канада)
-  CNNC (Китай)
-  Siemens (Німеччина)
-  British Nuclear Fuels (Великобританія)
-  FCN (Румунія)
-  ENUSA (Іспанія)
-  Korea Nuclear Fuel (Південна Корея) – корейський монополіст
-  Nuclear Fuel Complex (Індія) – індійський монополіст
-  BelgoNucléaire (Бельгія) – виробництво МОХ-палива
-  Duke Cogema Stone&Webster (США) – виробництво МОХ-палива
-  Thorium Power Inc (США) – виробництво перспективного торієвого палива

Перелік АЕС світу
(станом на початок 2020 року)

У 31 країнах світу експлуатується 190 атомних електростанцій з 443 енергоблоками загальною електричною потужністю близько 391 358 МВт (нетто). 52 енергоблоки перебувають на стадії будівництва. 186 енергоблоки закриті.

У таблицях наведена така інформація: тип реактора (у графічній формі) і його модель; статус (у графічній формі); роки початку будівництва, енергетичного пуску і закриття (якщо ці події вже відбулися); електрична потужність бруто (у мегаватах).

Розташування АЕС світу



Пояснення до позначень

Статус енергоблоків



діючі



будується












закритий



не працює






не запущений

	PWR	водо-водяний ядерний реактор
	BWR	корпусний киплячий реактор
	PHWR	важководний ядерний реактор
	GCR	газоохолоджуваний реактор
	LWGR	графіто-водяний ядерний реактор
	FBR	реактор-розмножувач на швидких нейтронах
	HTGR	високотемпературний газохолоджуваний реактор
	HWGCR	важководний газохолоджуваний реактор
	HWLWR і SGHWR	важководний водоохолоджуваний реактор і киплячий важководний реактор





 Австрія

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Центендорфська	1	 BWR'69		1972		1978	692

 Аргентина

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Атуча	1	 KWU-PHWR		1968	1974		362
	2	 KWU-PHWR		1981	2014		745
Ембальсе	3	 CANDY-6		1974	1983		683
CAREM		 CAREM 25		2014			29





 Бангладеш

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Руппур	1	 ВВЕР-1200/523		2017			1200
	2	 ВВЕР-1200/523		2018			1200













 Бельгія

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Центр ядерних досліджень Бельгії		 BR3		1957	1962	1987	12
Дул	1	 W 2-loop		1969	1974		454
	2	 W 2-loop		1971	1975		454
	3	 W 3-loop		1975	1982		1056
	4	 W 3-loop		1978	1985		1090
Тіанж	1	 F 3-loop		1970	1975		1009
	2	 W 3-loop		1976	1982		1055
	3	 W 3-loop		1978	1985		1089







 Білорусь

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Білоруська	1	 ВВЕР-1200/491		2013			1194
	2	 ВВЕР-1200/491		2014			1194







































 Болгарія























































АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Козлодуй	1	 ВВЕР-440/230		1970	1974	2002	440
	2	 ВВЕР-440/230		1970	1975	2002	440
	3	 ВВЕР-440/230		1973	1980	2006	440
	4	 ВВЕР-440/230		1973	1982	2006	440
	5	 ВВЕР-1000/320		1980	1987		1000
	6	 ВВЕР-1000/320		1982	1991		1000

 Бразилія

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Ангра	1	 W 2-loop		1971	1982		640
	2	 Pre-Konvoi		1976	2000		1350
	3	 Pre-Konvoi		2010			1350

 Великобританія











































АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Берклі	1	 Магнокс		1957	1962	1989	166
	2	 Магнокс		1957	1962	1988	166
Брадвел	1	 Магнокс		1957	1962	2002	146
	2	 Магнокс		1957	1962	2002	146
Дандженес	A1	 Магнокс		1960	1965	2006	230
	A2	 Магнокс		1960	1965	2006	230
	B1	 AGR		1965	1983		615
	B2	 AGR		1965	1985		615
Дунрей		 DFR		1955	1962	1977	15
		 DFR		1966	1975	1994	250
Колдер-Хол	1	 Магнокс		1953	1956	2003	60
	2	 Магнокс		1953	1957	2003	60
	3	 Магнокс		1955	1958	2003	60
	4	 Магнокс		1955	1959	2003	60
Олдбері	1	 Магнокс		1962	1967	2012	230
	2	 Магнокс		1962	1968	2011	230
Сайзвел	A1	 Магнокс		1961	1966	2006	245
	A2	 Магнокс		1961	1966	2006	245
	B	 W 4-loop (SNUPPS)		1988	1995		1250

















Торнес	1	 AGR		1980	1988		682
	2	 AGR		1980	1989		682
Траусвініт	1	 Магнокс		1959	1965	1991	235
	2	 Магнокс		1959	1965	1991	235
Уїлфа	1	 Магнокс		1963	1971	2015	530
	2	 Магнокс		1963	1971	2012	540
Уїндскейл		 AGR		1958	1963	1981	36
Уїнфріт		 SGHWR		1963	1967	1990	100
Хантерстон	A1	 Магнокс		1957	1964	1990	173
	A2	 Магнокс		1957	1964	1989	173
	B1	 AGR		1967	1976		644
	B2	 AGR		1967	1977		644
Хартлпул	A1	 AGR		1968	1983		655
	A2	 AGR		1968	1984		655
Хейшем	A1	 AGR		1970	1983		625
	A2	 AGR		1970	1984		625
	B1	 AGR		1980	1988		680
	B2	 AGR		1980	1988		680
Хінклі-Пойнт	A1	 Магнокс		1957	1965	2000	267
	A2	 Магнокс		1957	1965	2000	267
	B1	 AGR		1967	1976		655
	B2	 AGR		1967	1976		655
	C1	 EPR-1750		2018			1720
Чапелкрос	1	 Магнокс		1955	1959	2004	60
	2	 Магнокс		1955	1959	2004	60
	3	 Магнокс		1955	1959	2004	60
	4	 Магнокс		1955	1960	2004	60

 Вірменія





АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Вірменська	1	 ВВЕР-440/270		1969	1976	1989	408
	2	 ВВЕР-440/270		1975	1980		408

 Індія





















АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Кайга	1	 IPHWR-220		1989	2000		220
	2	 IPHWR-220		1989	1999		220
	3	 IPHWR-220		2002	2007		220
	4	 IPHWR-220		2002	2011		220
Какрапар	1	 IPHWR-220		1984	1992		220
	2	 IPHWR-220		1985	1995		220
	3	 IPHWR-700		2010			700
	4	 IPHWR-700		2010			700
Куданкулам	1	 ВВЕР-1000/412		2002	2013		1000
	2	 ВВЕР-1000/412		2002	2016		1000
	3	 ВВЕР-1000/412		2017			1000
	4	 ВВЕР-1000/412		2017			1000
Мадрас	1	 IPHWR-220		1971	1983		220
	2	 IPHWR-220		1972	1985		220
Нарора	1	 IPHWR-220		1976	1989		220
	2	 IPHWR-220		1977	1992		220
Раджастан	1	 CANDU-200		1965	1972		100
	2	 CANDU-200		1968	1980		200
	3	 IPHWR-220		1990	2000		220
	4	 IPHWR-220		1990	2000		220
	5	 IPHWR-220		2002	2009		220

	6	 IPHWR-220		2003	2010		220
	7	 IPHWR-700		2011			700
	8	 IPHWR-700		2011			700
Тарапур	1	 BWR-1		1964	1969		160
	2	 BWR-1		1964	1969		160
	3	 IPHWR-540		2000	2006		540
	4	 IPHWR-540		2000	2005		540
IGCAR (центр ядерних досліджень ім. Індіри Ганді)		 PFBR		2004			500









 Іран

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Бушер	1	 ВВЕР-1000/446		1975	2011		1000
	2	 ВВЕР-1000/528		2019			1057

 Іспанія

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Альмарас	1	 W 3-loop		1973	1981		1049
	2	 W 3-loop		1973	1983		1044
Аско	1	 W 3-loop		1974	1983		1033
	2	 W 3-loop		1975	1985		1035
Вандельос	1	 UNGG		1968	1972	1990	500
	2	 W 3-loop		1980	1987		1087
Кофрентес		 BWR-6		1975	1984		1102
Санта-Марія-де-Гаронья		 BWR-3		1966	1971	2017	466
Трільо		 PWR 3-loop		1979	1988		1066
Хосе Кабрера (Сорита)		 W 1-loop		1964	1968	2006	150





























 Італія























АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Гарільяно		 BWR-1		1959	1964	1982	160
Латіна		 Магнокс		1958	1963	1987	160
Каорсо		 BWR-4		1970	1978	1990	882
Енріко Фермі		 W 4-loop		1961	1964	1990	270

 Казахстан





























АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Шевченківська		 БН-350		1964	1973	1999	90



























































 Канада





































АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Брюс	1	 CANDU-791		1971	1977		830
	2	 CANDU-791		1970	1976		830
	3	 CANDU-750A		1972	1977		830
	4	 CANDU-750A		1972	1978		830
	5	 CANDU-750B		1978	1984		872
	6	 CANDU-750B		1978	1984		891
	7	 CANDU-750B		1979	1986		872
	8	 CANDU-750B		1979	1987		872
Дарлінгтон	1	 CANDU-850		1982	1990		934
	2	 CANDU-850		1981	1990		934
	3	 CANDU-850		1984	1992		934
	4	 CANDU-850		1985	1993		934
Джентілі	1	 CANDU-BWR		1966	1971	1977	266
	2	 CANDU-6		1974	1982	2012	675

Дуглас-Пойнт		 CANDU-200		1960	1967	1984	218
Пікерінг	1	 CANDU-500A		1966	1971		542
	2	 CANDU-500A		1966	1971	2007	542
	3	 CANDU-500A		1967	1972	2008	542
	4	 CANDU-500A		1968	1973		542
	5	 CANDU-500B		1974	1982		540
	6	 CANDU-500B		1975	1983		540
	7	 CANDU-500B		1976	1984		540
	8	 CANDU-500B		1976	1986		540
Пойнт-Лепро		 CANDU-6		1975	1982		705
Ролфтон		 NPD		1958	1962	1987	25





 Китай

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Дайябейська (Гуандунська)	1	 M310		1987	1993		984
	2	 M310		1988	1994		984
Лінбао	1	 M310		1997	2002		990
	2	 M310		1997	2002		990
	3	 CPR-1000		2005	2010		1086
	4	 CPR-1000		2006	2011		1086
Нінде	1	 CPR-1000		2008	2012		1089
	2	 CPR-1000		2008	2014		1089
	3	 CPR-1000		2010	2015		1089
	4	 CPR-1000		2010	2016		1089
Саньмень	1	 AP1000		2009	2018		1251
	2	 AP1000		2009	2018		1251
Тайшань	1	 EPR-1750		2009	2018		1750
	2	 EPR-1750		2010	2019		1750





Тяньваньська	1	 ВВЕР-1000/428		1999	2006		1060
	2	 ВВЕР-1000/428		2000	2007		1060
	3	 ВВЕР-1000/428М		2012	2017		1126
	4	 ВВЕР-1000/428М		2013	2018		1126
	5	 АСРР-1000		2015			1118
	6	 АСРР-1000		2016			1118
Фанцзяшань	1	 СРР-1000		2008	2014		1089
	2	 СРР-1000		2009	2015		1089
Фанченган	1	 СРР-1000		2010	2015		1086
	2	 СРР-1000		2010	2016		1086
	3	 Hualong One		2015			1180
	4	 Hualong One		2016			1180
Фуцін	1	 СРР-1000		2008	2014		1089
	2	 СРР-1000		2009	2015		1089
	3	 СРР-1000		2010	2016		1089
	4	 СРР-1000		2012	2017		1089
	5	 Hualong One		2015			1150
	6	 Hualong One		2015			1150
Хайян	1	 АР1000		2009	2018		1250
	2	 АР1000		2010	2018		1250
Хіапу	1	 СFR-600		2017			600
Хойчжоу	1	 Hualong One		2019			1150
Хуньяньхе	1	 СРР-1000		2007	2013		1119
	2	 СРР-1000		2008	2013		1119
	3	 СРР-1000		2009	2015		1119
	4	 СРР-1000		2009	2016		1119
	5	 АСРР-1000		2015			1119
	6	 АСРР-1000		2015			1119
Ціншань-1	1	 СNР-300		1985	1991		310

Ціншань-2	1	 CNP-600		1996	2002		650
	2	 CNP-600		1997	2004		650
	3	 CNP-600		2006	2010		660
	4	 CNP-600		2007	2011		660
Ціншань-3	1	 CANDU-6		1996	2002		728
	2	 CANDU-6		1998	2003		728
Чанцзян	1	 CNP-600		2010	2015		650
	2	 CNP-600		2010	2016		650
Чженчжоу	1	 Hualong One		2019			1150
Шідаовань	1	 HTR-PM		2012			211
Шідаовань-2	1	 CAP1400		2019			1400
Янцзян	1	 CPR-1000		2008	2013		1086
	2	 CPR-1000		2009	2015		1086
	3	 CPR-1000+		2010	2015		1086
	4	 CPR-1000+		2012	2017		1086
	5	 ACPR-1000		2013	2018		1086
	6	 ACPR-1000		2013	2019		1086
CEFR (Китайський інститут атомної енергії)		 BN-20		2000	2011		25



 Литва

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Ігналінська	1	 RBMK-1500		1977	1983	2004	1300
	2	 RBMK-1500		1978	1987	2009	1300









































 Мексика

































АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Лагуна-Верде	1	 BWR-5		1976	1989		805
	2	 BWR-5		1977	1994		810

 Нідерланди








АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Борселе		 KWU 2LP		1969	1973		515
Додевард		 BWR		1965	1968	1997	60

 Німеччина

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Бібліс	A	 PWR		1970	1974	2011	1225
	B	 PWR		1972	1976	2011	1300
Брокдорф		 PWR		1976	1986		1480
Брунсбюттель		 BWR'69		1970	1976	2011	806
Вюргассен		 BWR'69		1968	1971	1994	670
Графенрайн-фельд		 PWR		1975	1981	2015	1345
Грайфсвальд	1	 ВВЕР-440/230		1970	1973	1990	440
	2	 ВВЕР-440/230		1970	1974	1990	440
	3	 ВВЕР-440/230		1972	1977	1990	440
	4	 ВВЕР-440/230		1972	1979	1990	440
	5	 ВВЕР-440/213		1976	1989	1989	440
Гронде		 PWR		1976	1984		1430
Гросвельцхейм		 Superheated steam reactor		1965	1969	1971	27
Гундреммінген	A	 BWR-1		1962	1966	1977	250
	B	 BWR'72		1976	1984	2017	1344
	C	 BWR'72		1976	1984		1344
Ізар	1	 BWR'69		1972	1977	2011	912
	2	 Konvoi		1982	1988		1485
Технологічний інститут Карлсруе		 MZFR		1961	1966	1984	57
		 KNK-II		1974	1978	1991	21


Каль		 BWR-1		1958	1961	1985	16
Крюммель		 BWR'69		1974	1983	2011	1402
Лінген		 BWR-1		1964	1968	1977	268
Мюльхайм-Керліх		 PWR		1975	1986	1988	1302
Неккарвестхайм	1	 PWR		1972	1976	2011	840
	2	 Konvoi		1982	1989		1400
Нідерайбах		 HWGCR		1966	1973	1974	106
Обрігхайм		 PWR		1965	1968	2005	357
Райнсберг		 BBEP-70/2		1960	1966	1990	70
Унтервезер		 PWR		1972	1978	2011	1410
Філіппсбург	1	 BWR'69		1970	1979	2011	926
	2	 PWR		1977	1984	2019	1468
Штаде		 PWR		1967	1972	2003	672
Емсланд		 Konvoi		1982	1988		1406
Юліх (AVR)		 HTGR		1961	1967	1988	15
ТНТН-300		 ТНТН-300		1971	1985	1988	308

































 Об'єднані Арабські Емірати

















АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Барака	1	 APR-1400		2012		1400	
	2	 APR-1400		2013		1400	
	3	 APR-1400		2014		1400	
	4	 APR-1400		2015		1400	


 Пакистан





АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Карачі	1	 CANDU-137		1966	1971		137
	2	 Hualong One		2015			1150
	3	 Hualong One		2016			1150
Чашма	1	 CNP-300		1993	2000		325
	2	 CNP-300		2005	2011		325
	3	 CNP-300		2011	2016		340
	4	 CNP-300		2001	2016		340

 Південна Корея

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Вольсон	1	 CANDU-6		1977	1982	2019	682
	2	 CANDU-6		1992	1997		655
	3	 CANDU-6		1994	1998		670
	4	 CANDU-6		1994	1999		656
Корі	1	 W60		1972	1977	2017	607
	2	 W F		1977	1983		681
	3	 W F		1979	1985		1044
	4	 W F		1980	1985		1044
Сін-Вольсон	1	 OPR-1000		2007	2012		1045
	2	 OPR-1000		2008	2015		1050
Сін-Корі	1	 OPR-1000		2006	2010		1044
	2	 OPR-1000		2007	2012		1046
	3	 APR-1400		2008	2016		1455
	4	 APR-1400		2009	2019		1400
	5	 APR-1400		2017			1400
	6	 APR-1400		2018			1400



























































Сін-Ханул (до 2013 року Сін-Ульчін)	1	 APR-1400		2012			1400
	2	 APR-1400		2013			1400
Ханбіт (до 2013 року Йонгван)	1	 W F		1981	1986		1032
	2	 W F		1981	1986		1028
	3	 OPR-1000		1989	1994		1039
	4	 OPR-1000		1990	1995		1022
	5	 OPR-1000		1997	2001		1052
	6	 OPR-1000		1997	2002		1050
Ханул (до 2013 року Ульчін)	1	 CP-1		1983	1988		1008
	2	 CP-1		1983	1989		1012
	3	 OPR-1000		1993	1998		1049
	4	 OPR-1000		1993	1998		1053
	5	 OPR-1000		1999	2003		1051
	6	 OPR-1000		2000	2005		1051































 Південно-Африканська Республіка

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
АЕС Коберг	1	 CP-1		1976	1984		970
	2	 CP-1		1976	1984		970





 РФ

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Академік Ломоносов (плаваюча атомна теплоелектростанція (ПАТЕС) проекта 20870)	1	 КЛТ-40С		2007	2019		38
	2	 КЛТ-40С		2007	2019		38
Балаковська	1	 ВВЕР-1000/320		1980	1985		1000
	2	 ВВЕР-1000/320		1981	1987		1000
	3	 ВВЕР-1000/320		1982	1988		1000
	4	 ВВЕР-1000/320		1984	1993		1000











Балтійська	1	 ВВЕР-1200/491		2012			1194
Білоярська	1	 АМБ-100		1958	1964	1983	108
	2	 АМБ-200		1962	1967	1990	160
	3	 БН-600		1969	1980		600
	4	 БН-800		2006	2015		885
Білібінська	1	 ЕГП-6		1970	1974	2019	12
	2	 ЕГП-6		1970	1974		12
	3	 ЕГП-6		1970	1975		12
	4	 ЕГП-6		1970	1976		12
Калінінська	1	 ВВЕР-1000/338		1977	1984		1000
	2	 ВВЕР-1000/338		1982	1986		1000
	3	 ВВЕР-1000/320		1985	2004		1000
	4	 ВВЕР-1000/320		1986	2011		1000
Кольська	1	 ВВЕР-440/230		1970	1973		440
	2	 ВВЕР-440/230		1970	1974		440
	3	 ВВЕР-440/213		1977	1981		440
	4	 ВВЕР-440/213		1976	1984		440
Курська	1	 РБМК-1000		1972	1976		1000
	2	 РБМК-1000		1973	1979		1000
	3	 РБМК-1000		1978	1983		1000
	4	 РБМК-1000		1981	1985		1000
Курська-2	1	 ВВЕР-1300/510К		2018			1255
	2	 ВВЕР-1300/510К		2019			1255
Ленінградська	1	 РБМК-1000		1970	1973	2018	1000
	2	 РБМК-1000		1970	1975		1000
	3	 РБМК-1000		1973	1979		1000
	4	 РБМК-1000		1975	1981		1000
Ленінградська-2	1	 ВВЕР-1200/491		2008	2018		1187
	2	 ВВЕР-1200/491		2010			1199









Нововоронежка	1	 ВВЕР-210/1		1957	1964	1988	210
	2	 ВВЕР-365/3М		1964	1969	1990	365
	3	 ВВЕР-440/179		1967	1971	2016	417
	4	 ВВЕР-440/179		1967	1972		417
	5	 ВВЕР-1000/187		1974	1980		1000
Ново-воронежка-2	1	 ВВЕР-1200/392М		2008	2016		1180
	2	 ВВЕР-1200/392М		2009	2019		1195
Обнінська		 АМ-1		1951	1954	2002	6
Ростовська	1	 ВВЕР-1000/320		1981	2001		1000
	2	 ВВЕР-1000/320		1983	2010		1000
	3	 ВВЕР-1000/320		2009	2014		1000
	4	 ВВЕР-1000/320		2010	2018		1030
Смоленська	1	 РБМК-1000		1975	1982		1000
	2	 РБМК-1000		1976	1985		1000
	3	 РБМК-1000		1984	1990		1000

 Румунія


АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Чернаводе	1	 CANDU-6		1982	1996		650
	2	 CANDU-6		1983	2007		650

 Словаччина







АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Богуніце	А-1	 KC-150		1958	1972	1977	143
	1	 ВВЕР-440/230		1972	1978	2006	440
	2	 ВВЕР-440/230		1972	1980	2008	440
	3	 ВВЕР-440/213		1976	1984		505
	4	 ВВЕР-440/213		1976	1985		505

























































Моховце	1	 ВВЕР-440/213		1983	1998		470
	2	 ВВЕР-440/213		1983	1999		470
	3	 ВВЕР-440/213+		1987			471
	4	 ВВЕР-440/213+		1987			471




















































 Словенія






















































АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Кршко		 W 2-loop		1975	1981		727


























































 США


АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Арканзас	1	 B&W L-loop		1968	1974		903
	2	 CE 2-loop		1968	1978		1065
Байрон	1	 W 4-loop		1975	1985		1242
	2	 W 4-loop		1975	1987		1210
Бівер Вейллі	1	 W 3-loop		1970	1976		959
	2	 W 3-loop		1974	1987		958
Біг Рок Пойнт		 BWR-1		1960	1962	1997	71
Бонус		 BONUS		1960	1964	1968	18
Браунз-Феррі	1	 BWR-4		1967	1973		1155
	2	 BWR-4		1967	1974		1155
	3	 BWR-4		1968	1976		1155
Брейдвуд	1	 W 4-loop		1975	1987		1270
	2	 W 4-loop		1975	1988		1230
Брансуїк	1	 BWR-4		1970	1976		990
	2	 BWR-4		1970	1975		960
Валлесітос		 BWR		1956	1957	1963	24(50 Max)
Вермонт Янкі		 BWR-4		1967	1972	2014	635

Ві-Сі Саммер	1	 W 3-loop		1973	1982		1006
Вогтль	1	 W 4-loop		1976	1987		1229
	2	 W 4-loop		1976	1989		1229
	3	 AP1000		2013			1250
	4	 AP1000		2013			1250
Волф Крік		 W 4-loop		1977	1985		1285
Гранд-Галф		 BWR-6		1974	1984		1500
Гумбольдт-Бей		 Natural cir.		1960	1963	1976	65
Джінна		 W 2-loop		1966	1969		608
Дональд Кук	1	 W 4-loop		1969	1975		1131
	2	 W 4-loop		1969	1978		1231
Дрезден	1	 BWR-1		1956	1960	1978	207
	2	 BWR-3		1966	1970		950
	3	 BWR-3		1966	1971		935
Дуейн-Арнольд		 BWR-4		1970	1974		624
Дьябло Каньон	1	 W 4-loop		1968	1984		1197
	2	 W 4-loop		1970	1985		1197
Девіс Бесс		 B&W R-loop		1970	1977		925
Зіон	1	 W 4-loop		1968	1973	1998	1085
	2	 W 4-loop		1968	1973	1998	1085
Індіан Пойнт	1	 PWR		1956	1962	1974	277
	2	 W 4-loop		1966	1973		1067
	3	 W 4-loop		1968	1976		1085
Калверт Кліфс	1	 CE 2-loop		1968	1975		918
	2	 CE 2-loop		1968	1976		911
Каллауей		 W 4-loop		1975	1984		1275
Катоба	1	 W 4-loop		1974	1985		1188
	2	 W 4-loop		1974	1986		1188

















Квод Сітіс	1	 BWR-3		1967	1972		940
	2	 BWR-3		1967	1972		940
Кевоні		 W 2-loop		1968	1974	2013	595
Клінтон		 BWR-6		1975	1987		1098
Колумбія		 BWR-5		1972	1984		1190
Команчі-Пік	1	 W 4-loop		1974	1990		1259
	2	 W 4-loop		1974	1993		1250
Коннектікут Янкі		 PWR		1964	1967	1996	603
Крістал Рівер		 B&W L-loop		1968	1977	2013	890
Купер		 BWR-4		1968	1974		801
Ла-Кросс		 BWR		1963	1968	1987	55
Ласаль	1	 BWR-5		1973	1982		1207
	2	 BWR-5		1973	1984		1207
Лімерік	1	 BWR-4		1974	1985		1194
	2	 BWR-4		1974	1989		1194
МакГвайр	1	 W 4-loop		1971	1981		1215
	2	 W 4-loop		1971	1983		1215
Мілстоун	1	 BWR-4		1966	1970	1998	684
	2	 CE 2-loop		1969	1975		918
	3	 W 4-loop		1974	1986		1280
Монтічелло		 BWR-3		1967	1971		691
Мен Янкі		 CE 2-loop		1968	1972	1997	900
Найн-Майл- Пойнт	1	 BWR-2		1965	1969		642
	2	 BWR-5		1975	1987		1320
Норт Анна	1	 W 3-loop		1971	1978		990
	2	 W 3-loop		1971	1980		1011
Ойстер Крік		 BWR-2		1964	1969	2018	652


Оконі	1	 B&W L-loop		1967	1973		891
	2	 B&W L-loop		1967	1973		891
	3	 B&W L-loop		1967	1974		900
Палісадес		 CE 2-loop		1967	1971		850
Пало-Верде	1	 CE 2-loop		1976	1985		1414
	2	 COMB CE80		1976	1986		1414
	3	 COMB CE80		1976	1987		1414
Патфайндер		 BWR		1959	1966	1967	63
Перрі		 BWR-6		1974	1986		1303
Пікуа		OCM		1960	1963	1966	12
Пілігрим		 BWR-3		1968	1972	2019	711
Піч-Боттом	1	 HTGR		1962	1967	1974	42
	2	 BWR-4		1968	1974		1412
	3	 BWR-4		1968	1974		1412
Пойнт-Біч	1	 W 2-loop		1967	1970		640
	2	 W 2-loop		1968	1972		640
Прейрі-Айленд	1	 W 2-loop		1968	1973		566
	2	 W 2-loop		1969	1974		560
Ранчо Секо		 B&W L-loop		1969	1974	1989	917
Рівер-Бенд		 BWR-6		1977	1985		1016
Робінсон		 W 3-loop		1967	1970		780
Салем	1	 W 4-loop		1968	1976		1254
	2	 W 4-loop		1968	1981		1200
Сан-Онофре	1	 W 2-loop		1964	1967	1992	456
	2	 CE 2-loop		1974	1982	2013	1127
	3	 CE 2-loop		1974	1983	2013	1127
Сакстон		 PWR		1960	1967	1972	3
Саррі	1	W 3-loop		1968	1972		890
	2	W 3-loop		1968	1973		890



Саскуеханна	1	 BWR-4		1973	1982		1330
	2	 BWR-4		1973	1984		1330
Саус-Тексас	1	 W 4-loop		1975	1988		1354
	2	 W 4-loop		1975	1989		1354
Секвойя	1	 W 4-loop		1970	1980		1221
	2	 W 4-loop		1970	1981		1200
Сент-Лусі	1	 CE 2-loop		1970	1976		1045
	2	 CE 2-loop		1977	1983		1050
Сібрук		 W 4-loop		1976	1990		1296
Трі-Майл-Айленд	1	 B&W L-loop		1968	1974	2019	880
	2	 B&W L-loop		1969	1978	1979	959
Троян		 W 4-loop		1970	1975	1992	1155
Теркі-Пойнт	1	 W 3-loop		1967	1972		829
	2	 W 3-loop		1967	1973		829
Уотерфорд		 CE 2-loop		1974	1985		1250
Уотс-Бар	1	 W 4-loop		1973	1996		1210
	2	 W 4-loop		1973	2016		1218
Фарлі	1	 W 3-loop		1970	1977		918
	2	 W 3-loop		1970	1981		928
Фіцпатрік		 BWR-4		1968	1975		849
Форт Калхун		 CE 2-loop		1968	1973	2016	512
Форт Сент-Врейн		 HTGR		1968	1976	1989	342
Хатч	1	 BWR-4		1968	1974		911
	2	 BWR-4		1972	1978		921
Халлам		LMGMР		1959	1963	1964	84
Хоуп Крик		 BWR-4		1976	1986		1240
Шіппінгпорт		 PLWBR		1954	1957	1982	68
Шірон Харріс		 W 3-loop		1978	1987		960
Шорхам		 BWR-5		1972	1986	1989	849

Елк-Рівер		 BWR		1959	1963	1968	24
Енріко Фермі	1	 FBR		1956	1966	1972	65
	2	 BWR-4		1972	1986		1198
Янкі		 PWR		1957	1960	1991	180
CVTR		 CVTR		1960	1963	1967	19









 Тайвань











































АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Коушен	1	 BWR-6		1975	1981		985
	2	 BWR-6		1976	1982		985
Лунгмень	1	 ABWR		1999			1350
	2	 ABWR		1999			1350
Мааншан	1	 W 3-loop		1978	1984		951
	2	 W 3-loop		1979	1985		951
Цзиньшань	1	 BWR-4		1972	1977	2018	636
	2	 BWR-4		1973	1978	2018	636


 Туреччина



АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
АЕС Аккую	1	 ВВЕР-1200/491		2018			1200

 Угорщина





























АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Пакш	1	 ВВЕР-440/213		1974	1982		500
	2	 ВВЕР-440/213		1974	1984		500
	3	 ВВЕР-440/213		1979	1986		500
	4	 ВВЕР-440/213		1979	1987		500





















































АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Запорізька	1	 ВВЕР-1000/320		1980	1984		1000
	2	 ВВЕР-1000/320		1981	1985		1000
	3	 ВВЕР-1000/320		1982	1986		1000
	4	 ВВЕР-1000/320		1983	1987		1000
	5	 ВВЕР-1000/320		1985	1989		1000
	6	 ВВЕР-1000/320		1986	1995		1000
Рівненська	1	 ВВЕР-440/213		1973	1980		420
	2	 ВВЕР-440/213		1973	1981		415
	3	 ВВЕР-1000/320		1980	1986		1000
	4	 ВВЕР-1000/320		1986	2004		1000
Чорнобильська	1	 РБМК-1000		1970	1977	1996	800
	2	 РБМК-1000		1973	1978	1991	1000
	3	 РБМК-1000		1976	1981	2000	1000
	4	 РБМК-1000		1979	1983	1986	1000
Хмельницька	1	 ВВЕР-1000/320		1981	1987		1000
	2	 ВВЕР-1000/320		1985	2004		1000
	3	 ВВЕР-1000/392Б		1986			1000
	4	 ВВЕР-1000/392Б		1987			1000
Южно-Українська	1	 ВВЕР-1000/302		1977	1982		1000
	2	 ВВЕР-1000/338		1981	1985		1000
	3	 ВВЕР-1000/320		1984	1989		1000



























































 Фінляндія

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Ловіса	1	 ВВЕР440/213		1971	1977		531
	2	 ВВЕР440/213		1972	1980		526
Олкїлуото	1	 BWR-2500		1974	1978		910
	2	 BWR-2500		1975	1980		910
	3	 EPR		2005			1720












 Франція

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Бельвіль	1	 P'4		1980	1987		1363
	2	 P'4		1980	1988		1363
Блайас	1	 CP1		1977	1981		951
	2	 CP1		1977	1982		951
	3	 CP1		1978	1983		951
	4	 CP1		1978	1983		951
Бреннїліс		 EL-4		1962	1967	1985	75
Бюже	1	 UNGG		1965	1972	1994	555
	2	 CP0		1972	1978		945
	3	 CP0		1973	1978		945
	4	 CP0		1974	1979		917
	5	 CP0		1974	1979		917
Гольфеш	1	 P'4		1982	1990		1363
	2	 P'4		1984	1993		1363













Гравлін	1	 CP1		1975	1980		951
	2	 CP1		1975	1980		951
	3	 CP1		1975	1980		951
	4	 CP1		1976	1981		951
	5	 CP1		1979	1984		951
	6	 CP1		1979	1985		951
Дампьер	1	 CP1		1975	1980		937
	2	 CP1		1975	1980		937
	3	 CP1		1975	1981		937
	4	 CP1		1975	1981		937
Катгеном	1	 P'4		1979	1986		1362
	2	 P'4		1980	1987		1362
	3	 P'4		1982	1990		1362
	4	 P'4		1983	1991		1362
Крей-Мальвіль		 Суперфенікс		1976	1986	1998	1242
Крюа	1	 CP2		1978	1983		956
	2	 CP2		1978	1984		956
	3	 CP2		1979	1984		956
	4	 CP2		1979	1984		956
Маркуль	G1	 UNGG		1955	1956	1968	2
	G2	 UNGG		1955	1959	1980	43
	G3	 UNGG		1956	1960	1984	43
		 Фенікс		1968	1973	2010	142
Ножан	1	 P'4		1981	1987		1363
	2	 P'4		1982	1988		1363
Папюель	1	 P'4		1977	1984		1382
	2	P'4		1978	1984		1382
	3	P'4		1979	1985		1382
	4	P'4		1980	1986		1382

Пенлі	1	 P'4		1982	1990		1382
	2	 P'4		1984	1992		1382
Сент-Альбан	1	 P'4		1979	1985		1381
	2	 P'4		1979	1986		1381
Сен-Лоран	A1	 UNGG		1963	1969	1990	500
	A2	 UNGG		1966	1971	1992	530
	B1	 CP2		1976	1981		956
	B2	 CP2		1976	1981		956
Сіво	1	 N4		1988	1997		1561
	2	 N4		1991	1999		1561
Трікастен	1	 CP1		1974	1980		955
	2	 CP1		1974	1980		955
	3	 CP1		1975	1981		955
	4	 CP1		1975	1981		955
Фессенхайм	1	 CP0		1971	1977		920
	2	 CP0		1972	1977		920
Фламанвіль	1	 P4		1979	1985		1382
	2	 P4		1980	1986		1382
	3	 EPR		2007			1650
Шінон	A1	 UNGG		1957	1963	1973	80
	A2	 UNGG		1959	1965	1985	230
	A3	 UNGG		1961	1966	1990	480
	B1	 CP2		1977	1982		954
	B2	 CP2		1977	1983		954
	B3	 CP2		1980	1986		954
	B4	 CP2		1981	1987		954
Шо	A	 CHOOZ-A		1962	1967	1991	320
	B1	 N4		1984	1996		1560
	B2	 N4		1985	1997		1560













 Чехія















АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Дуковани	1	 ВВЕР-440/213		1979	1985		500
	2	 ВВЕР-440/213		1979	1986		500
	3	 ВВЕР-440/213		1979	1986		500
	4	 ВВЕР-440/213		1979	1987		500
Темелін	1	 ВВЕР-1000/320		1987	2000		1080
	2	 ВВЕР-1000/320		1987	2002		1080

 Швейцарія





































АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Бецнау	1	 W 2-loop		1965	1969		380
	2	 W 2-loop		1968	1971		380
Гьосген		 KWU 3-loop		1973	1979		1060
Лайбштгадт		 BWR-6		1974	1984		1275
Лусенс		 HWGCR: 2-loops		1962	1968	1969	7
Мюлеберг		 BWR-4		1967	1971		390



















































 Швеція







































АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Аджеста		 R3		1957	1964	1974	12
Барсебек	1	 АВВ-II		1971	1975	1999	615
	2	 АВВ-II		1973	1977	2005	615
Оскарсхамн	1	 АВВ-II		1966	1971	2017	492
	2	 АВВ-II		1969	1974	2016	661
	3	 BWR-3000		1980	1985		1450

Рінгхальс	1	 ABB-I		1969	1974		910
	2	 W 3-loop		1970	1974	2019	963
	3	 W 3-loop		1972	1980		1117
	4	 W 3-loop		1973	1982		1171
Форсмарк	1	 BWR-2500		1973	1980		1022
	2	 BWR-2500		1975	1981		1156
	3	 BWR-3000		1979	1985		1203

 Японія

АЕС	Енерго-блок	Тип реактора	Статус	Початок будівництва	Пуск	Закри-ття	Потужність, МВт
Генкай	1	 M 2-loop		1971	1975	2015	559
	2	 M 2-loop		1977	1980	2019	559
	3	 M 4-loop		1988	1993		1180
	4	 M 4-loop		1992	1996		1180
Іката	1	 M 2-loop		1973	1977	2016	566
	2	 M 2-loop		1978	1981	2018	566
	3	 M 3-loop		1990	1994		890
Касівадзакі-Каріва	1	 BWR-5		1980	1985		1100
	2	 BWR-5		1985	1990		1100
	3	 BWR-5		1989	1992		1100
	4	 BWR-5		1990	1993		1100
	5	 BWR-5		1985	1989		1100
	6	 ABWR		1992	1996		1356
	7	 ABWR		1993	1996		1356
Міхама	1	 W 2-loop		1967	1970	2015	340
	2	 M 2-loop		1968	1972	2015	500
	3	 M 3-loop		1972	1976		826
Мондзю		 Мондзю		1986	1995	2017	280

Онагава	1	 BWR-4		1980	1983	2018	524
	2	 BWR-5		1991	1994		825
	3	 BWR-5		1998	2001		825
Оі	1	 W 4-loop		1972	1977	2018	1175
	2	 W 4-loop		1972	1978	2018	1175
	3	 M 4-loop		1987	1991		1180
	4	 M 4-loop		1988	1992		1180
Ома		 ABWR		2010			1383
Сіка	1	 BWR-5		1989	1993		540
	2	 ABWR		2001	2005		1206
Сімане	1	 BWR-3		1970	1973	2015	460
	2	 BWR-5		1985	1988		820
	3	 ABWR		2007			1373
Сендай	1	 M 3-loop		1979	1983		890
	2	 M 3-loop		1981	1985		890
Такахама	1	 M 3-loop		1970	1974		826
	2	 M 3-loop		1971	1975		826
	3	 M 3-loop		1980	1984		870
	4	 M 3-loop		1981	1984		870
Токай	1	 Магнокс		1961	1965	1998	166
	2	 BWR-5		1973	1978		1100
Томарі	1	 M 2-loop		1985	1988		579
	2	 M 2-loop		1985	1990		579
	3	 M 3-loop		2004	2009		912
Фуґа		 ATR		1972	1978	2003	165

Фукусіма-1	1	 BWR-3		1967	1970	2011	460
	2	 BWR-4		1969	1973	2011	784
	3	 BWR-4		1970	1974	2011	784
	4	 BWR-4		1973	1978	2011	784
	5	 BWR-4		1972	1977	2013	784
	6	 BWR-5		1973	1979	2013	1100
Фукусіма-2	1	 BWR-5		1976	1981	2019	1100
	2	 BWR-5		1979	1983	2019	1100
	3	 BWR-5		1981	1984	2019	1100
	4	 BWR-5		1981	1986	2019	1100
Хамаока	1	 BWR-4		1971	1974	2009	540
	2	 BWR-4		1974	1978	2009	840
	3	 BWR-5		1983	1987		1100
	4	 BWR-5		1989	1993		1137
	5	 ABWR		2000	2004		1380
Хігасідорі	1	 BWR-5		2000	2005		1100
Цуруга	1	 BWR-2		1966	1969	2015	357
	2	 M 4-loop		1982	1986		1160
JPDR	1	 JPDR		1960	1963	1976	13

Додаток 3

Організації, які працюють в сфері використання ядерної енергії і промисловості та використовуються для забезпечення ядерно-паливного циклу України

№ з/п	Назва організації	Юридична адреса	Інформаційний ресурс
1.	Міністерство енергетики та вугільної промисловості України	01601, м. Київ, вул. Хрещатик, 30	http://mpe.kmu.gov.ua/
2.	Національна комісія регулювання електроенергетики України	03680, м. Київ, вул. Смоленська, 19	http://www.nerc.gov.ua/
3.	Державна інспекція ядерного регулювання України	01011, м. Київ, вул. Арсенальна, 9/11	www.snrc.gov.ua/
4.	Державне агентство України з управління зоною відчуження	01133, м. Київ, бул. Лесі Українки, 26 07270, м. Чорнобиль, Київська обл., вул. Радянська, 14	http://www.dazv.gov.ua/
5.	ДП НАЕК “Енергоатом”	01032, м. Київ, вул. Назарівська, 3	http://nfr.energoatom.kiev.ua/ua/
6.	ВП “Запорізька АЕС”	71504, Запорізька обл., м. Енергодар	http://www.npp.zp.ua/
7.	ВП “Южно-Українська АЕС”	55000, Миколаївська обл., м. Южноукраїнськ	http://www.sunpp.mk.ua/
8.	ВП “Рівненська АЕС”	34400, Рівненська обл., м. Кузнецовськ	http://www.rnpp.rv.ua/
9.	ВП “Хмельницька АЕС”	30100, Хмельницька обл., м. Нетішин	http://www.xaec.org.ua/
10.	ДСП “Чорнобильська АЕС”	07100, Київська обл., м. Славутич	http://www.chnpp.gov.ua/
11.	ВП “Атоменергомаш”	71503, Запорізька обл., м. Енергодар, вул. Промислова, 52	http://aem.zp.ua/
12.	ВП “Атомпроектінжиніринг”	01033, Київ, вул. Сім’ї Прахових, 6	http://nfr.energoatom.kiev.ua/ua/separated/atomprojectengineering/
13.	АТ “Київський інститут “Енергопроект”	01135, м. Київ, пр. Перемоги, 4	https://kiep.co.uk
14.	АТ “Харківський науково-дослідний і проектно-конструкторський інститут “Енергопроект”	61003, м. Харків, Московський проспект, 10/12	http://www.energoproekt.com.ua/
15.	Інститут ядерних досліджень НАН України (дослідницький ядерний реактор ВВР-М)	03680, м. Київ, пр. Науки, 47	http://www.kinr.kiev.ua/
16.	Національний науковий центр “Харківський фізико-технічний інститут”	61108, м. Харків, вул. Академічна, 1	http://www.kipt.kharkov.ua/
17.	НАН України ННЦ “Харківський фізико-технічний комплекс “Ядерний паливний цикл”	61108, м. Харків, вул. Академічна, 1	http://crcd.kipt.kharkov.ua/

18.	Інститут підтримки експлуатації АЕС	03124, м. Київ, вул. М. Василенко, 7	http://www.npp-osi.kiev.ua/
19.	Національний технічний університет України “Київський політехнічний інститут”. Теплоенергетичний факультет. Кафедра атомних електричних станцій і інженерної теплофізики	03056, м. Київ, пр. Перемоги, 37 НТУУ “КПІ”, ТЕФ, АЕС і ІТФ 03056, м. Київ, вул. Політехнічна, 6	http://kpi.ua/ http://tef.kpi.ua/ http://www.aesiitf.edukit.kiev.ua/
20.	Одеський національний політехнічний університет. Інститут енергетики і комп’ютерно-інтегрованих систем управління. Кафедра атомних електричних станцій	65044, м. Одеса, пр. Шевченка, 1	http://www.opu.ua/ https://opu.ua/iecsu https://opu.ua/kaf-aes
21.	Національний університет “Львівська політехніка”. Інститут енергетики та систем керування. Кафедра теплоенергетики, теплових та атомних електричних станцій	79000, м. Львів, вул. С. Бандери, 12.	http://lp.edu.ua/ http://lp.edu.ua/iesk http://lp.edu.ua/tae
22.	Державний науково-інженерний центр систем контролю і аварійного регулювання	04213, м. Київ, вул. Героїв Сталінграда, 64/56	http://dnic.com.ua/
23.	Науково-виробниче підприємство “Атом Комплекс Прилад”	02660, м. Київ, вул. Магнітогорська, 1	http://www.akp.com.ua/
24.	НДУ “Український науково-дослідний інститут екологічних проблем”	61166, м. Харків, вул. Бакуліна, 6	http://www.niiep.kharkov.ua/
25.	ПАТ “Інститут титану”	69035, м. Запоріжжя, пр. Соборний, 180	http://www.timag.org/
26.	АТ “Науково-дослідний і проектно-конструкторський інститут атомного і енергетичного насособудування”	40003, м. Суми, вул. 2-а Залізнодорожна, 2	http://www.vniiaen.sumy.ua/
27.	Інститут прикладної фізики Національної академії наук України	40000, м. Суми, вул. Петропавлівська, 58	http://iap.sumy.org/
28.	Державна науково-дослідна установа “Чорнобильський центр з проблем ядерної безпеки, радіоактивних відходів та радіоекології”	07100, Київська обл., м. Славутич, вул. 77-ї Гвардійської Дивізії, 11	http://www.chornobyl.net/
29.	Інститут проблем безпеки атомних електростанцій НАН України	07270, Київська обл., м. Чорнобиль, вул. Кірова, 36а 03680, м. Київ, вул. Лисогірська, 12	http://www.ispnpp.kiev.ua/
30.	Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки	03142, Київ, вул. Василя Стуса, 35-37	https://www.sstc.com.ua/
31.	Державний концерн “Ядерне паливо”	01601, Україна, м. Київ, вул. Хрещатик, 34	http://www.nfuel.gov.ua/

32.	Державне підприємство “Східний гірничо-збагачувальний комбінат”	52210, Дніпропетровська область, м. Жовті Води, вул. Горького, 2	http://vostgok.com.ua/
33.	ДП “Смоли”	51917, Дніпропетровська обл., м. Кам’янське, пр. Аношкіна, 179	http://smoly.com.ua/
34.	ДП “Український науково-дослідний та проектно-розвідувальний інститут промислової технології”	52204, Дніпропетровська обл., м. Жовті Води, бул. Свободи, 37	http://www.iptzw.org.ua/
35.	ПрАТ “Завод з виробництва ядерного палива”	26223, Кіровоградська обл., смт Смоліне, вул. Козакова, буд. 7А	http://plantnf.com.ua/
36.	Державна корпорація “УкрДО “Радон”	03083, м. Київ, вул. Червонопрапорна, 50	http://radon.net.ua/
37.	Корпорація “Укратомприлад”	03680, м. Київ, вул. Горького, 152, оф. 224	http://www.uap.kiev.ua/
38.	Українське державне виробниче підприємство “Ізотоп”	03680, м. Київ, вул. Антоновича, 152	http://www.izotop.kiev.ua/
39.	ТзОВ “Орган з оцінки відповідності “Сертагом”	03179, м. Київ, вул. Львівська, 57а	http://www.certatom.kiev.ua/
40.	ПАТ “Хартрон” НВП “Хартрон-Енерго ЛТД”	61070, м. Харків, вул. Ак. Проскури, 1	http://www.hartron.com.ua/
41.	ТзОВ Українсько-американське підприємство “Вестрон”	61070, м. Харків, вул. Ак. Проскури, 1	http://www.westron.kharkov.ua/
42.	АТ “Турбоатом”	61037, м. Харків, Московський проспект, 199	https://www.turboatom.com.ua/
43.	ДП завод “Електротяжмаш”	61089, м. Харків, Московський проспект, 299	www.spetm.com.ua/
44.	ДП Харківський машинобудівний завод “ФЕД”	61023, м. Харків, вул. Сумська, 132	http://www.fed.com.ua/ukr/
45.	ДП Конструкторське бюро “Південне” ім. М.К. Янгеля	49008, м. Дніпропетровськ, вул. Криворізька, 3	http://www.yuzhnoye.com/
46.	ДП “Виробниче об’єднання Південний машинобудівний завод ім. О.М. Макарова”	49047, м. Дніпропетровськ, вул. Криворізька, 1	http://www.yuzhmash.com/
47.	ТзОВ “Позитрон GmbH”	52208, Дніпропетровська обл., м. Жовті Води, вул. 8 Березня, 46	http://www.positron.dp.ua/
48.	ПАО “Запоріжтрансформатор”	69600, м. Запоріжжя, Дніпропетровське шосе, 3	http://www.ztr.com.ua/
49.	АТ “Сумський завод “Насосенергомаш”	40011, м. Суми, пл. Привокзальна, 1	http://www.nempump.com/
50.	АТ “Сумське машинобудівне науково-виробниче об’єднання”	40004, м. Суми, вул. М. Горького, 58	http://www.frunze.com.ua/

51.	ПАО “НПП“Радій”	25006, м. Кіровоград, вул. Академіка Тамма, 29	http://www.radiy.com/
52.	ПАТ “Сєвєродонецьке науково-виробниче об’єднання “Імпульс”	93405, Луганська обл., м. Сєвєродонецьк, пл. Перемоги, 2	http://www.imp.lg.ua/
53.	ПАТ “Азовмаш”	87535, Донецька обл., м. Маріуполь, пл. Машинобудівників, 1	http://www.azovmash.com/
54.	ПАТ “Енергомашпецсталь”	84306, Донецька обл., м. Краматорськ, вул. Радгоспна	http://www.emss.dn.ua
55.	ВАТ “Івано-Франківський арматурний завод”	76014, м. Івано-Франківськ, вул. Є. Коновальця, 229	http://ifaz.com.ua/

Інформаційні ресурси

Міжнародні організації з атомної енергетики

Міжнародне агентство з атомної енергетики (МАГАТЕ, IAEA)	http://www.iaea.org/
Міжнародна комісія по радіаційному захисту (МКРЗ, ICRP)	http://www.icrp.org/
Науковий комітет ООН по дії атомної радіації (НКДАР, UNSCEAR)	http://www.unscear.org/
Всесвітня ядерна асоціація (WNA)	http://www.world-nuclear.org/
Всесвітня асоціація операторів атомних електростанцій (BAO АЕС)	http://www.wano.info/
Всесвітня асоціація операторів АЕС – Московський центр	http://www.wanomc.ru/
Міжнародна асоціація молодих атомників	http://desnay.ru/
Європейська організація з ядерних досліджень	https://home.cern/

Інформаційні сайти про атомну енергетику

Информационный портал “Атомная энергия 2.0” (ООО “Атомное сообщество”)	http://www.atomic-energy.ru/
Електронна бібліотека по атомній енергетиці	http://lib.wwer.ru/
Довідник з атомної енергетики	http://www.wdcb.ru/mining/sprav/
Міжнародний центр ядерної безпеки	http://www.insc.gov.ua
Атомпрофспілка	http://www.atomprofspilka.info/
Асоціація “Український ядерний форум”	http://www.atomforum.org.ua/
Українське ядерне товариство	https://ukrms.org/ua/
Сайт з питань ядерної безпеки, радіаційного захисту та нерозповсюдження ядерної зброї	https://uatom.org/
Чорнобильський центр з проблем ядерної безпеки, радіоактивних відходів та радіоекології	https://www.chornobyl.net

Організації і наукові установи, які працюють над проблемами безпечного використання ядерної енергії

Национальный исследовательский центр “Курчатовский институт” (м. Москва, РФ)	http://www.nrcki.ru/
Российский федеральный ядерный центр – Всероссийский научно-исследовательский институт экспериментальной физики (м. Саров, РФ)	http://www.vniief.ru/
Российский федеральный ядерный центр – Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики им. академика Е.И. Забахина (м. Снежинськ, РФ)	http://www.vniitf.ru/
“Институт теоретической и экспериментальной физики им. А.И. Алиханова” Национального исследовательского центра “Курчатовский институт” (м. Москва, РФ)	http://www.itep.ru
ОАО “Ордена Ленина Научно-исследовательский и конструкторский институт энерготехники им. Н.А. Доллежала” (м. Москва, РФ)	http://www.nikiet.ru/

Научно-исследовательский институт ядерной физики им. Д.В. Скобельцына Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова (м. Москва, РФ)	http://www.sinp.msu.ru/
ФГУП “Всероссийский научно-исследовательский институт автоматики им. Н.Л. Духова” (м. Москва, РФ)	http://www.vniia.ru/
ФГБУН “Физический институт им. П.Н. Лебедева РАН” (м. Москва, РФ)	http://www.lebedev.ru/
ФГБУН “Институт ядерных исследований” РАН (м. Москва, РФ)	http://www.inr.ru/
Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН (м. Москва, РФ)	http://www.ibrae.ac.ru/
Институт физических проблем им. П.Л. Капицы РАН (м. Москва, РФ)	http://www.kapitza.ras.ru/
ОАО “Государственный научно-исследовательский и проектный институт редкометаллической промышленности” (ОАО “Гиредмет” ГНЦ РФ) (м. Москва, РФ)	http://www.giredmet.ru/
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования “Национальный исследовательский ядерный университет “МИФИ” (м. Москва, РФ)	http://www.mephi.ru/
ОАО “Высокотехнологический научно-исследовательский институт неорганических материалов им. академика А.А. Бочвара” (м. Москва, РФ)	http://www.bochvar.ru/
ОАО “Всероссийский Научно-исследовательский институт по эксплуатации атомных электростанций” (м. Москва, РФ)	http://www.vniiaes.ru/
ОАО “Научно-исследовательский институт технической физики и автоматизации” (м. Москва, РФ)	http://www.niitfa.ru/
Физико-технический институт им. А.Ф. Иоффе РАН (м. Санкт-Петербург, РФ)	http://www.ioffe.ru/
Радиевый институт им. В.Г. Хлопина (м. Санкт-Петербург, РФ)	http://www.khlopin.ru/
ФГБУ “Петербургский институт ядерной физики им. Б.П. Константинова” Национального исследовательского центра “Курчатовский институт” (м. Санкт-Петербург, РФ)	http://www.pnpi.spb.ru/
ФГУП “Научно-исследовательский технологический институт им. А.П. Александрова” (м. Сосновый Бор, РФ)	http://www.niti.ru/
Международная межправительственная организация “Объединённый институт ядерных исследований” (м. Дубна, РФ)	http://www.jinr.ru
АО Государственный научный центр Российской Федерации – Физико-энергетический институт им. А.И. Лейпунского (м. Обнинск, РФ)	http://www.ippe.obninsk.ru/
ЭНИМЦ “Моделирующие Системы” (м. Обнинск, РФ)	http://www.ssl.obninsk.ru/
ОАО “Государственный научный центр – Научно-исследовательский институт атомных реакторов” (м. Димитровград, РФ)	http://www.niiar.ru/
ФГБУН “Институт ядерной физики им. Г.И. Будкера” СО РАН (м. Новосибирск, РФ)	http://www.inp.nsk.su/
ООО “Новоуральский научно-конструкторский центр” (м. Новоуральск, РФ)	http://www.nrdc.ru/
Государственный научный центр Российской Федерации “Троицкий институт инновационных и термоядерных исследований” (м. Троицк, РФ)	http://www.triniti.ru/
ФГУП “НИИ НПО “ЛУЧ” (м. Подольск, РФ)	http://sialuch.com/

АО “Научно-исследовательский институт приборов” (м. Литкарно, РФ)	http://niipriborov.ru/
ФГБУ “ Институт физики высоких энергий им. А.А. Лагунова” Национального исследовательского центра “Курчатовский институт” (м. Протвино, РФ)	http://www.ihep.su/
Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет) (м. Долгопрудный, Московская обл., РФ)	http://mipt.ru/
Государственное научное учреждение “Объединенный институт энергетических и ядерных исследований “Сосны” (м. Минск, Республика Беларусь)	http://sosny.bas-net.by/ru/
Национальный ядерный центр Республики Казахстан (м. Курчатов, Казахстан)	http://www.nnc.kz/
Институт ядерной физики Агентства Республики Казахстан по атомной энергии (м. Алматы, Казахстан)	http://www.inp.kz/
Институт атомной энергии Национального ядерного центра Республики Казахстан (м. Курчатов, Казахстан)	http://iae.kz/
Институт радиационной безопасности и экологии Национального Ядерного Центра Республики Казахстан (м. Курчатов, Казахстан)	http://irse.nnc.kz/
Філіал “Байкал” Республіканського державного підприємства на правах господарського ведення Національного ядерного центру Республіки Казахстан (м. Курчатов, Казахстан)	http://www.baikal.kz/
Республіканське державне підприємство Інститут ядерної фізики Міністерства енергетики Республіки Казахстан (м. Алматы, Казахстан)	http://www.inp.kz/
Институт ядерной физики АН Республики Узбекистан (м. Ташкент, Узбекистан)	http://www.inp.uz/ru
Государственное Научно-производственное объединение “Сухумский физико-технический институт” (м. Сухуми, Грузия)	http://gnpo-sfti.narod.ru/
Вірменський науково-дослідний інститут по експлуатації АЕС (м. Єреван, Вірменія)	http://www.armatom.am/
Національна наукова лабораторія ім. А. Аліханяна (м. Єреван, Вірменія)	http://www.yerphi.am/
Фізико-технічний інститут ім. С.У. Умарова Академії наук Республіки Таджикистан (м. Душанбе, Таджикистан)	http://www.phti.tj/
Narodowe Centrum Badań Jądrowych (m. Otwock-Świerk, Warszawa, Rzeczpospolita Polska)	https://www.ncbj.gov.pl/
Instytut Chemii i Techniki Jądrowej (m. Krakow, Rzeczpospolita Polska)	www.ichtj.waw.pl/
Instytut Fizyki Polskiej Akademii Nauk (m. Warszawa, Rzeczpospolita Polska)	http://www.ifpan.edu.pl/
Instytut Fizyki Jądrowej im. Henryka Niewodniczańskiego Polskiej Akademii Nauk (m. Krakow, Rzeczpospolita Polska)	https://www.ifj.edu.pl/
“Институт за ядрени изследвания и ядрена енергетика” Българска академия на науките (София, България)	http://www.inrne.bas.bg/
Институт ядерної фізики Академії Наук Чеської Республіки (Чеська Республіка)	http://www.ujf.cas.cz/
Національна прискорювальна лабораторія ім. Енріко Фермі (м. Батавія поблизу м. Чикаго, США)	http://www.fnal.gov/
Лос-Аламоська національна лабораторія (м. Лос-Аламос, США)	http://www.lanl.gov/

Бруксгейвенська національна лабораторія (м. Аптон, США)	http://www.bnl.gov/
Національна лабораторія Айдахо (м. Айдахо, США)	https://inl.gov/
Ліверморська національна лабораторія ім. Е. Лоуренса (м. Лівермор, США)	https://www.llnl.gov/
Національна ядерна лабораторія Великобританії	http://www.nnl.co.uk/
Національний центр наукових досліджень Франції	http://www.cnrs.fr/
Кадараш (дослідницький центр Франції)	http://www.cadarache cea.fr/
Ядерний дослідний центр “Нахаль Сорек” (Ізраїль)	http://www.soreq.gov.il/
Китайський інститут атомної енергії (Китай)	http://www.ciae.ac.cn/
Центр атомних досліджень ім. Хоми Баба (Індія)	http://www.barc.gov.in/
Центр атомних досліджень ім. Індіри Ганді (Індія)	http://www.igcar.ernet.in/

Організації та підприємства,
які працюють в сфері ядерної енергетики і промисловості

Государственная корпорация по атомной энергии “Росатом” (РФ)	http://www.rosatom.ru/
АО “Атомэнергопром” (РФ)	http://www.atomenergoprom.ru/
ГП “Концерн Росатомэнерго” (РФ)	http://www.rosenergoatom.ru/
ОАО “ТВЭЛ” (РФ)	http://www.tvel.ru/
АО “Техснабэкспорт” (РФ)	http://www.tenex.ru/
АО “Атомэнергомаш” (РФ)	http://www.aem-group.ru/
АО “Атомредметзолото” (РФ)	http://www.armz.ru/
ФГУП “Атомфлот” (м. Мурманськ, РФ)	http://rosatomflot.ru/
Areva SA (Франція)	http://www.areva.com/
Électricité de France (Франція)	www.edf.com/
Alstom Group (Франція)	http://www.alstom.com/
General Electric (США)	http://www.ge.com/
Westinghouse Electric Company LLC (США)	http://westinghousenuclear.com/
United States Enrichment Corporation (США)	http://www.usec.com/
General Atomics (США)	http://www.ga.com/
ConverDyn (США)	http://www.converdynam.com/
Toshiba Corporation (Японія)	www.toshiba.co.jp/
Japan Nuclear Fuel Limited (Японія)	http://www.jnfl.co.jp/
Siemens AG (Німеччина)	http://www.siemens.com/
Urenco Group (Великобританія – Німеччина – Нідерланди)	http://www.urencocom/
Atomic Energy of Canada Limited (Канада)	http://www.aec.ca/
Cameco (Канада)	http://www.cameco.com/
Candu Energy Inc. (Канада)	http://www.canducan.com/
АО НАК “Казатомпром” (Казахстан)	http://www.kazatomprom.kz/
АО “Ульбинский металлургический завод” (м. Усть-Кам’яногорськ, Казахстан)	http://www.ulba.kz/ru/
АО “Волковгеология” (м. Алмати, Казахстан)	http://www.vg.kz/
China National Nuclear Corporation (Китай)	www.cnnc.com.cn
Nuclear Fuel Complex (Індія)	https://www.nfc.gov.in/
Международный центр по обогащению урана (м. Москва, РФ)	http://www.iuec.ru/
ПАО “Приаргунское производственное горно-химическое объединение имени Е.П. Славского” (м. Краснокам’янськ, Забайкальський край, РФ)	http://www.priargunsky.armz.ru/ru/
АО “Далур” (с. Уксянське, Курганська обл., РФ)	http://www.dalur.armz.ru/ru/

ДП “Навоийський гірничо-металургійний комбінат” (м. Навої, Узбекистан)	http://www.ngmk.uz/
АО “ПО Электрохимический завод” (м. Зеленогорськ, РФ)	http://www.ecp.ru/
АО “Ангарский электролизный химический комбинат” (м. Ангарськ, РФ)	http://www.aecc.ru/
АО “Уральский электрохимический комбинат” (м. Новоуральськ, РФ)	http://www.ueip.ru
АО “Сибирский химический комбинат” (м. Северськ, РФ)	http://www.atomsib.ru/
ПАО “Новосибирский завод химконцентратов” (м. Новосибирськ, РФ)	http://nccp.ru/
ПАО “Машиностроительный завод” (м. Електросталь, РФ)	http://www.elemash.ru/ru/
АО “Чепецкий механический завод” (м. Глазов, РФ)	http://www.chmz.net/
АО “Атомстройэкспорт” (м. Нижний Новгород, РФ)	https://ase-ec.ru/
АО “Атомпроект” (м. Санкт-Петербург, РФ)	https://ase-ec.ru/
ОКБ “Гидропресс” (м. Подольськ, РФ)	http://www.gidropress.podolsk.ru/
АО “Опытное Конструкторское Бюро Машиностроения им. И.И. Африкантова” (м. Нижний Новгород, РФ)	http://www.okbm.nnov.ru/
НПО “Центротех” (м. Новоуральськ, РФ)	http://centrotech.ru/
ПАО “Объединённые машиностроительные заводы (Группа Уралмаш-Ижора)” (м. Москва, РФ)	http://www.omz.ru/
Группа ОМЗ “Ижорские заводы” (м. Санкт-Петербург, РФ)	http://omz-izhora.ru/
АО “Уралхиммаш” (м. Екатеринбург, РФ)	http://ekb.ru/
ŠKODA JS a.s. (м. Пльзень, Чеська Республіка)	https://www.skoda-js.cz/ru/
“АЭМ-технологии” (м. Колпіно, Санкт-Петербург, РФ)	http://www.aemtech.ru/
Филиал АО “АЭМ-технологии” “Атоммаш” (м. Волгодонськ, РФ)	http://www.aemtech.ru/
Филиал АО “АЭМ-технологии” “Петрозаводскмаш” (м. Петрозаводськ, РФ)	http://www.aemtech.ru/
ООО “Атоммаш-сервис” (м. Волгодонськ, РФ)	http://www.aemtech.ru/
ОАО “Волгодонский научно-исследовательский и проектно- конструкторский институт атомного машиностроения” (м. Волгодонськ, РФ)	http://www.aemtech.ru/
ПАО “Силовые машины” (м. Санкт-Петербург, РФ)	http://www.power-m.ru/
АО “Московский завод полиметаллов” (м. Москва, РФ)	http://www.mzp.ru/
ПАО “Ковровский механический завод” (м. Ковров, РФ)	http://www.kvmz.ru/
АО “Владимирское производственное объединение “Точмаш” (м. Володимир, РФ)	http://www.vpotochmash.ru/
ПАО “Машиностроительный завод “ЗиО-Подольск” (м. Подольськ, РФ)	http://www.aozio.ru/
ОАО “Нижнетуринский машиностроительный завод “Вента” (м. Нижня Тура, РФ)	http://www.venta-nt.ru/
ФГУП “Комбинат “Электрохимприбор” (м. Лесной, РФ)	http://www.ehp-atom.ru/
ФГУП “Приборостроительный завод” (м. Трьохгорний, РФ)	http://www.imf.ru/
АО “Красная Звезда”(м. Москва, РФ)	http://www.redstaratom.ru/
ОАО “СвердНИИХиммаш” (м. Екатеринбург, РФ)	http://www.sverd.ru/
АО “Приборный завод “Тензор” (м. Дубна, РФ)	http://www.tenzor.net/
ПАО “Приборный завод “Сигнал” (м. Обнінськ, РФ)	http://www.pz-signal.ru/
ОАО “Химико-металлургический завод” (м. Красноярськ, РФ)	http://www.khmz.ru/
АО “Боровичский комбинат огнеупоров” (м. Боровичі, РФ)	http://oaobko.ru/

АО “ПО “Северное машиностроительное предприятие” (м. Северодвинськ, РФ)	http://www.sevmash.ru/
АО “Балтийский завод” (м. Санкт-Петербург, РФ)	http://www.bz.ru/
ПАО “Амурский судостроительный завод” (м. Комсомольськ-на-Амури, РФ)	http://www.amurshipyard.ru/
ФГУП “Горно-химический комбинат” (м. Железнодорожськ, РФ)	http://www.sibghk.ru/
ФГУП “Производственное объединение “Маяк” (м. Озерськ, РФ)	http://www.po-mayak.ru/
Holtec International (США)	http://www.holtecinternational.com/
Silex Process (США)	http://www.silex.com.au/
Компания “UJV Rež” (Чеська Республіка)	https://www.ujv.cz/

Атомні електростанції світу

Перша в світі АЕС (Обнінська АЕС, РФ)	http://www.aes1.ru/
Офіційний сайт Вірменської АЕС (Вірменія)	http://armeniannpp.am/ru/
Офіційний сайт АЕС “Козлодуй” (Болгарія)	http://www.kznpp.org/
Офіційний сайт АЕС “Пакш” (Угорщина)	www.atomeromu.hu/
Мангістауський атомно-енергетичний комбінат – Казатомпром (Казахстан)	http://www.maek.kz/
Офіційний сайт Ігналінської АЕС (Литва)	http://www.iae.lt/
Офіційний сайт Балаковської АЕС (РФ)	http://balatom.ru/official/
Офіційний сайт Курської АЕС (РФ)	http://kunpp.info/news.php
Офіційний сайт Ленінградської АЕС (РФ)	http://www.lnpp.ru
Республіканське унітарне підприємство “Білоруська атомна електростанція” (Державне підприємство “Білоруська АЕС”) (Білорусь)	http://belaes.by/ru/
Slovenské elektrárne, a. s.	https://www.seas.sk/
Офіційний сайт АЕС “Моховце” (Словаччина)	https://www.seas.sk/mochovce-3-4-npp
ČEZ České Energetické Závody (ČEZ, a. s.)	https://www.cez.cz/

**Міжнародні конвенції, меморандуми та угоди
у сфері атомної енергетики**

1. Статут Міжнародного агентства по атомній енергії (МАГАТЕ; Міжнародний документ від 29.07.1957 р.).
2. Конвенція від 31 січня 1963 року, що доповнює Паризьку конвенцію від 29 липня 1960 року про відповідальність перед третьою стороною у галузі ядерної енергії (ОЕСР; Міжнародний документ від 29.07.1960).
3. Віденська конвенція про цивільну відповідальність за ядерну шкоду (МАГАТЕ; Міжнародний документ від 21.05.1963).
4. Факультативний протокол щодо обов'язкового урегулювання спорів (МАГАТЕ; Міжнародний документ від 21.05.1963).
5. Конвенція про фізичний захист ядерного матеріалу та ядерних установок (МАГАТЕ; Міжнародний документ від 26.10.1979).
6. Договір про нерозповсюдження ядерної зброї від 1 липня 1968 року (ООН; Договір, Міжнародний документ від 01.07.1968).
7. Угода між Союзом Радянських Соціалістичних Республік і Міжнародним агентством з атомної енергії про застосування гарантій в Союзі Радянських Соціалістичних Республік (СРСР, МАГАТЕ; Міжнародний документ від 21.02.1985).
8. Конвенція про допомогу в разі ядерної аварії або радіаційної аварійної ситуації (МАГАТЕ; Конвенція, Міжнародний документ від 26.09.1986).
9. Конвенція про оперативне сповіщення про ядерну аварію (МАГАТЕ; Міжнародний документ від 26.09.1986).
10. Угода з МАГАТЕ про проведення міжнародних наукових досліджень наслідків аварії на Чорнобильській атомній електростанції в науковому центрі “Прип'ять” (МАГАТЕ, Білорусь, Україна, СРСР; Міжнародний документ від 21.09.1990).
11. Конвенція про оцінку впливу на навколишнє середовище у транскордонному контексті (ООН; Конвенція, Міжнародний документ від 25.02.1991).
12. Угода між Урядом України та Урядом Сполучених Штатів Америки про гуманітарне й техніко-економічне співробітництво (Україна, США; Угода, Міжнародний документ від 07.05.1992).
13. Угода між Урядом України та Урядом Республіки Польща про оперативне сповіщення про ядерні аварії, обмін інформацією та співробітництво у галузі ядерної безпеки і радіаційного захисту (Україна, Польща; Договір, Міжнародний документ від 24.05.1993).
14. Угода між Урядом України та Урядом Федеративної Республіки Німеччина з питань, що становлять взаємний інтерес у зв'язку з ядерно-технічною безпекою і радіаційним захистом (Федеративна Республіка

- Німеччина, Кабінет Міністрів України; Угода, Міжнародний документ від 10.06.1993).
15. Угода між Урядом України та Урядом Японії про співробітництво в галузі ліквідації ядерної зброї, що підлягає скороченню в Україні, і створенні Комітету зі співробітництва в цих цілях (Японія, Кабінет Міністрів України; Угода, Міжнародний документ від 02.03.1994).
 16. Конвенція про ядерну безпеку (ООН; Міжнародний документ від 17.06.1994).
 17. Угода між Урядом України та Урядом Королівства Норвегії про оперативне сповіщення про ядерні аварії та обмін інформацією про ядерні установки (Норвегія, Кабінет Міністрів України; Угода, Міжнародний документ від 28.09.1994).
 18. Угода між Україною та Міжнародним агентством з атомної енергії про застосування гарантій у зв'язку з Договором про нерозповсюдження ядерної зброї (Україна, МАГАТЕ; Міжнародний документ від 21.09.1995).
 19. Меморандум про порозуміння між Україною та Комісією Європейських Співтовариств з питань виконання програм технічної допомоги в сфері ядерної безпеки (Європейський Союз, Україна; Меморандум, Міжнародний документ від 23.10.1995).
 20. Меморандум про взаєморозуміння між Урядами країн “Великої сімки” та комісією Європейського Співтовариства і Урядом України (Кабінет Міністрів України, ЄС, США [...]; Меморандум, Міжнародний документ від 20.12.1995, Канада).
 21. Домовленість про співробітництво між Фінляндським Центром ядерної та радіаційної безпеки та Міністерством охорони навколишнього природного середовища і ядерної безпеки України, Адміністрацією ядерного регулювання щодо надання допомоги в галузі гарантій (Домовленість від 1996 р.).
 22. Угода між Урядом України та Урядом Фінляндської Республіки про оперативне сповіщення про ядерні аварії, а також обмін інформацією та співробітництво в галузі ядерної безпеки та радіаційного захисту (Угода Кабінету Міністрів України; Фінляндія; Міжнародний документ від 08.02.1996).
 23. Угода між Урядом України і Урядом Російської Федерації про співробітництво в галузі транспортування ядерних матеріалів (Угода Кабінету Міністрів України; Російська Федерація; Перелік, Порядок, Міжнародний документ від 12.04.1996).
 24. Рамкова Угода між Урядом України та Урядом Федеративної Республіки Німеччини про консультування і технічне співробітництво (Угода Кабінету Міністрів України; Німеччина; Міжнародний документ від 29.05.1996).

25. Угода між Урядом України та Урядом Республіки Австрія про обмін інформацією та співробітництво в галузі ядерної безпеки і радіаційного захисту (Австрія, Кабінет Міністрів України; Угода, Міжнародний документ від 08.11.1996).
26. Об'єднаної конвенції про безпеку поводження з відпрацьованим паливом та про безпеку поводження з радіоактивними відходами (ООН; Конвенція, Міжнародний документ від 05.09.1997).
27. Протокол про внесення поправок до Віденської конвенції про цивільну відповідальність за ядерну шкоду (МАГАТЕ; Міжнародний документ від 12.09.1997).
28. Конвенція про додаткову компенсацію за ядерну шкоду (МАГАТЕ; Міжнародний документ від 12.09.1997).
29. Угода між Урядом України та Урядом Угорської Республіки про оперативне оповіщення про ядерні аварії, обмін інформацією та співробітництво в галузі ядерної безпеки і радіаційного захисту (Угорщина, Кабінет Міністрів України; Угода, Міжнародний документ від 12.11.1997).
30. Угода між Кабінетом Міністрів України та Урядом Королівства Швеції про оперативне сповіщення про ядерні аварії та обмін інформацією про ядерні установки (Королівство Швеції, Кабінет Міністрів України; Угода, Міжнародний документ від 12.11.1997).
31. Угода між Україною та Європейським банком реконструкції та розвитку стосовно діяльності Чорнобильського Фонду "Укриття" в Україні (ЄБРР; Угода, Міжнародний документ від 20.11.1997).
32. Угода між Кабінетом Міністрів України, Урядом Республіки Болгарія, Урядом Республіки Молдова і Урядом Російської Федерації про співробітництво в галузі транспортування ядерних матеріалів між Республікою Болгарія і Російською Федерацією через територію України та територію Республіки Молдова (Угода Кабінету Міністрів України; Болгарія, Молдова, Російська Федерація; Міжнародний документ від 28.11.1997).
33. Кіотський протокол до Рамкової конвенції Організації Об'єднаних Націй про зміну клімату (ООН, Міжнародний документ від 11.12.1997).
34. Угода між Кабінетом Міністрів України, Урядом Російської Федерації, Урядом Словацької Республіки, Урядом Чеської Республіки про співробітництво в галузі транспортування ядерних матеріалів між Російською Федерацією і Чеською Республікою через територію України і територію Словацької Республіки (Угода Кабінету Міністрів України; Російська Федерація, Словаччина, Чеська Республіка; Міжнародний документ від 14.03.1998).

35. Угода про співробітництво між Україною та Сполученими Штатами Америки стосовно мирного використання ядерної енергії (Україна, США; Угода, Міжнародний документ від 06.05.1998).
36. Конвенція про доступ до інформації, участь громадськості в процесі прийняття рішень та доступ до правосуддя з питань, що стосуються довкілля (Орхуська конвенція) (ООН; Конвенція, Перелік, Міжнародний документ від 25.06.1998).
37. Угода між Кабінетом Міністрів України та Урядом Словацької Республіки про оперативне сповіщення про ядерні аварії, обмін інформацією та співробітництво в галузі ядерної безпеки та радіаційного захисту (Угода Кабінету Міністрів України, Словаччина; Міжнародний документ від 24.09.1998).
38. Статус Факультативного Протоколу щодо обов'язкового урегулювання спорів до Віденської конвенції про цивільну відповідальність за ядерну шкоду (МАГАТЕ; Міжнародний документ від 13.04.1999).
39. Додатковий протокол до Угоди між Україною та Міжнародним Агентством з атомної енергії про застосування гарантій у зв'язку з Договором про нерозповсюдження ядерної зброї (МАГАТЕ, Протокол, Міжнародний документ від 15.08.2000).
40. Статус Конвенції про додаткову компенсацію за ядерну шкоду (МАГАТЕ; Міжнародний документ від 14.11.2000).
41. Угода між Кабінетом Міністрів України та Урядом Турецької Республіки про оперативне сповіщення про ядерні аварії та обмін інформацією щодо ядерних установок (Туреччина, Кабінет Міністрів України; Угода, Перелік, Список [...] від 23.11.2000).
42. Угода між Державним комітетом ядерного регулювання України і Державною установою з ядерної безпеки Чеської Республіки про співробітництво у галузі державного регулювання та нагляду за безпекою при використанні ядерної енергії (Угода від 19.09.2001).
43. Угода між Кабінетом Міністрів України та Урядом Республіки Білорусь про оперативне оповіщення про ядерну аварію та співробітництво в галузі радіаційної безпеки (Республіка Білорусь, Кабінет Міністрів України; Угода, Міжнародний документ від 16.10.2001).
44. Угода між Кабінетом Міністрів України та Урядом Латвійської Республіки про оперативне оповіщення про ядерні аварії, обмін інформацією та співробітництво в галузі ядерної безпеки та радіаційного захисту (Латвія, Кабінет Міністрів України; Угода, Міжнародний документ від 17.10.2001).
45. Угода про співробітництво та обмін інформацією між Федеральним наглядом з ядерної та радіаційної безпеки Росії та Державним комітетом ядерного регулювання України про обмін інформацією та співро-

- бітництво в сфері регулювання безпеки при використанні ядерної енергії в мирних цілях. (Угода від 14.08.2002).
46. Угода між Державним комітетом ядерного регулювання України і Агентством ядерного регулювання Республіки Болгарія про співробітництво в галузі державного регулювання і нагляду за безпекою при використанні атомної енергії (Угода від 30.01.2003).
 47. Угода між Кабінетом Міністрів України та Урядом Республіки Болгарія про оперативне сповіщення про ядерні аварії, обмін інформацією та співробітництво в галузі ядерної і радіаційної безпеки (Угода Кабінету Міністрів України, Болгарія; Міжнародний документ від 31.01.2003).
 48. Статус Протоколу про внесення поправок до Віденської конвенції про цивільну відповідальність за ядерну шкоду (МАГАТЕ; Міжнародний документ від 04.07.2003).
 49. Кодекс поведінки щодо забезпечення безпеки і збереження радіоактивних джерел (МАГАТЕ; Договір, Кодекс, Міжнародний документ від 08.09.2003).
 50. Угода між Кабінетом Міністрів України та Урядом Румунії про оперативне сповіщення про ядерні аварії та обмін інформацією в галузі ядерної та радіаційної безпеки (Румунія, Кабінет Міністрів України; Угода, Міжнародний документ від 22.09.2004).
 51. Угода між Кабінетом Міністрів України та Європейським Співтовариством з атомної енергії про співробітництво у сфері мирного використання ядерної енергії (Угода Кабінету Міністрів України; Євратом; Міжнародний документ від 28.04.2005).
 52. Меморандум про взаєморозуміння між Державним комітетом ядерного регулювання України та Державним агентством Турецької Республіки з питань атомної енергетики щодо технічного співробітництва та обміну інформацією в сфері ядерного регулювання. (Меморандум від 07.06.2005).
 53. Угода між Державним комітетом ядерного регулювання України та Національною адміністрацією ядерної безпеки Китайської Народної Республіки про обмін технічною інформацією та співробітництво в галузі ядерної безпеки та радіаційного захисту. (Угода від 29.06.2005).
 54. Поправка до Конвенції про фізичний захист ядерного матеріалу (МАГАТЕ; Поправки, Міжнародний документ від 08.07.2005).
 55. Домовленість між Комісією Ядерного регулювання США та Державним комітетом ядерного регулювання України про обмін технічною інформацією та співробітництво в сфері ядерної безпеки (Домовленість від 12.04.2006).
 56. Угода між Урядом Республіки Болгарія, Урядом Російської Федерації та Кабінетом Міністрів України про перевезення ядерних матеріалів

- між Російською Федерацією і Республікою Болгарія через територію України (Болгарія, Російська Федерація, Кабінет Міністрів України; Угода, Перелік, Порядок [...] від 27.04.2006).
57. Виконавча домовленість між Міністерством енергетики США та Державним комітетом ядерного регулювання України стосовно співробітництва у цілях безпеки джерел іонізуючого випромінювання в Україні, придатних до експлуатації. (Домовленість від 23.06.2006).
 58. Угода між Державним комітетом ядерного регулювання України та Міністерством з надзвичайних ситуацій Азербайджанської Республіки про співробітництво в галузі радіаційної безпеки (Угода від 07.09.2006).
 59. Статус Конвенції про допомогу в разі ядерної аварії або радіаційної аварійної ситуації (МАГАТЕ; Міжнародний документ від 19.02.2008).
 60. Угода про співробітництво у сфері ядерної безпеки та радіаційного захисту між Держатомрегулювання України та Інститутом радіаційного захисту та ядерної безпеки (IRSN, Франція). (Угода від 25.02.2009).
 61. Угода між Державним комітетом ядерного регулювання України та Органом ядерної безпеки Французької Республіки про обмін технічною інформацією та співробітництво в галузі ядерної безпеки та радіаційного захисту. (Угода від 27.02. 2009).
 62. Угода про грант (Проект ядерної безпеки Чорнобильської АЕС) між Європейським банком реконструкції та розвитку (як Розпорядником коштів Гранта з Рахунка ядерної безпеки), Кабінетом Міністрів України та Державним комітетом ядерного регулювання України (як Одержувачем) (Держатомрегулювання України, Кабінет Міністрів України, ЄБРР; Угода, Положення, Умови [...] від 08.07.2009).
 63. Протокол про наміри між Державним комітетом ядерного регулювання України та Національною Комісією з ядерної енергії Федеративної Республіки Бразилія щодо співробітництва у сфері ядерної безпеки та радіаційного захисту (Протокол від 02.12.2009).
 64. Угода між Державним комітетом ядерного регулювання України та Шведським органом з радіаційної безпеки про співробітництво в галузі ядерної безпеки та радіаційного захисту (Угода від 14.01.2010).
 65. Угода між Кабінетом Міністрів України, Урядом Російської Федерації та Урядом Словацької Республіки про перевезення ядерних матеріалів між Російською Федерацією і Словацькою Республікою через територію України (Російська Федерація, Кабінет Міністрів України, Словачина; Угода, Перелік, Вимоги [...] від 21.10.2010).
 66. Угода між Держатомрегулювання України та Державною інспекцією з безпеки ядерної енергії Литовської Республіки щодо обміну інформацією та співробітництва в сфері регулювання безпеки при використанні ядерної енергії в мирних цілях (Угода від 03.12.2010).

67. Меморандум про науково-технічне співробітництво між ВМУ/GRS та Держатомрегулювання України/ДНТЦ ЯРБ на період з 2010 до 2013 року (Меморандум від 14.12. 2010).
68. Угода між Кабінетом Міністрів України, Урядом Російської Федерації та Урядом Угорщини про перевезення ядерних матеріалів між Російською Федерацією та Угорщиною через територію України (Російська Федерація, Угорщина, Кабінет Міністрів України; Угода, Перелік, Вимоги [...] від 17.10.2012).
69. Угода між Державною інспекцією ядерного регулювання України та Радою з регулювання атомної енергетики Індії про обмін технічною інформацією та співробітництво в сфері ядерної безпеки та радіаційного захисту (Угода від 10.12.2012).
70. Меморандум зустрічі між Державною інспекцією ядерного регулювання України та Комісією ядерного регулювання США (Меморандум від 12.03.2013).
71. Угода між Державною інспекцією ядерного регулювання України та Міністерством з надзвичайних ситуацій Республіки Білорусь про співробітництво в галузі ядерної та радіаційної безпеки (Угода від 05.09.2013).

**Нормативно-правові акти, які регулюють діяльність
ядерної енергетики та атомної промисловості в Україні**

1. Конституція України (Верховна Рада України; Конституція України, Конституція, Закон від 28.06.1996 № 254к/96-ВР).
2. Водний кодекс України (від 06.06.1995 № 213/95-ВР).
3. Повітряний кодекс України (від 19.05.2011 № 3393-VI).
4. Кодекс цивільного захисту України (від 02.10.2012 № 5403-VI).
5. Закон України від 27.02.1991 № 791а-XII “Про правовий режим території, що зазнала радіоактивного забруднення внаслідок Чорнобильської катастрофи”.
6. Закон України від 28.02.1991 № 796-XII “Про статус і соціальний захист громадян, які постраждали внаслідок Чорнобильської катастрофи”.
7. Закон України від 25.06.1991 № 1264-XII “Про охорону навколишнього природного середовища”.
8. Закон України від 16.10.1992 № 2707-XII “Про охорону атмосферного повітря”.
9. Закон України від 08.02.1995 № 39/95-ВР “Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку”.
10. Закон України від 09.02.1995 № 45/95-ВР “Про екологічну експертизу”.
11. Закон України від 30.06.1995 № 255/95-ВР “Про поведження з радіоактивними відходами”.
12. Закон України від 12.07.1996 № 334/96-ВР “Про приєднання України до Віденської конвенції про цивільну відповідальність за ядерну шкоду”.
13. Закон України від 19.11.1997 № 645/97-ВР “Про видобування і переробку уранових руд”.
14. Закон України від 17.12.1997 № 736/97-ВР “Про ратифікацію Конвенції про ядерну безпеку”.
15. Закон України від 14.01.1998 № 15/98-ВР “Про захист людини від впливу іонізуючого випромінювання”.
16. Закон України від 05.03.1998 № 187/98-ВР “Про відходи”.
17. Закон України від 11.12.1998 № 309-XIV “Про загальні засади подальшої експлуатації і зняття з експлуатації Чорнобильської АЕС та перетворення зруйнованого четвертого енергоблоку цієї АЕС на екологічно безпечну систему”.
18. Закон України від 14.01.2000 № 1393-XIV “Про вилучення з обігу, переробку, утилізацію, знищення або подальше використання неякісної та небезпечної продукції”.
19. Закон України від 20.04.2000 № 1673-III “Про внесення змін до деяких законодавчих актів України з питань використання ядерної енергії та радіаційної безпеки”.

20. Закон України від 11.01.2000 № 1370-XIV “Про дозвільну діяльність у сфері використання ядерної енергії”.
21. Закон України від 20.04.2000 № 1688-III “Про ратифікацію Об’єднаної Конвенції про безпеку поводження з відпрацьованим паливом та безпеку поводження з радіоактивними відходами”.
22. Закон України від 14.09.2000 № 1947-III “Про Загальнодержавну програму поводження з токсичними відходами”.
23. Закон України від 19.10.2000 № 2064-III “Про фізичний захист ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання”.
24. Закон України від 18.01.2001 № 2245-III “Про об’єкти підвищеної небезпеки”.
25. Закон України від 13.12.2001 № 2893-III “Про цивільну відповідальність за ядерну шкоду та її фінансове забезпечення”.
26. Закон України від 07.03.2002 № 3073-III “Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо відходів”.
27. Закон України від 04.02.2004 № 1430-IV “Про ратифікацію Кіотського протоколу до Рамкової Конвенції Організації Об’єднаних Націй про зміну клімату”.
28. Закон України від 24.06.2004 № 1864-IV “Про екологічну мережу України”.
29. Закон України від 24.06.2004 № 1868-IV “Про впорядкування питань, пов’язаних із забезпеченням ядерної безпеки”.
30. Закон України від 08.09.2005 № 2861-IV “Про порядок прийняття рішень про розміщення, проектування, будівництво ядерних установок і об’єктів, призначених для поводження з радіоактивними відходами, які мають загальнодержавне значення”.
31. Закон України від 16.11.2005 № 3092-IV “Про ратифікацію Додаткового протоколу до Угоди між Україною та Міжнародним агентством з атомної енергії про застосування гарантій у зв’язку з Договором про нерозповсюдження ядерної зброї”.
32. Закон України від 27.07.2006 № 47-V “Про ратифікацію Угоди між Урядом Республіки Болгарія, Урядом Російської Федерації та Кабінетом Міністрів України про перевезення ядерних матеріалів між Російською Федерацією і Республікою Болгарія через територію України”.
33. Закон України від 17.09.2008 № 516-VI “Про Загальнодержавну цільову екологічну програму поводження з радіоактивними відходами”.
34. Закон України від 15.01.2009 № 886-VI “Про Загальнодержавну програму зняття з експлуатації Чорнобильської АЕС та перетворення об’єкта “Укриття” на екологічно безпечну систему”.
35. Закон України від 12.01.2011 № 2917-VI “Про ратифікацію Угоди між Кабінетом Міністрів України та Урядом Російської Федерації про

- співробітництво в будівництві енергоблоків № 3 та 4 Хмельницької АЕС”.
36. Закон України від 09.02.2012 № 4384-VI “Про поводження з відпрацьованим ядерним паливом щодо розміщення, проектування та будівництва централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива реакторів типу ВВЕР вітчизняних атомних електростанцій”.
 37. Закон України від 14.10.2013 № 654-VII “Про ратифікацію угоди між Кабінетом Міністрів України, Урядом Російської Федерації та Урядом Угорщини про перевезення ядерних матеріалів між Російською Федерацією та Угорщиною через територію України”.
 38. Закон України від 16.09.2015 № 697-VIII Про визнання таким, що втратив чинність, Закону України “Про розміщення, проектування та будівництво енергоблоків № 3 і 4 Хмельницької атомної електричної станції”.
 39. Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII “Про ринок електричної енергії”.
 40. Закон України від 23.05.2017 № 2059- VIII-ВР “Про оцінку впливу на довкілля”.
 41. Постанова Верховної Ради України від 25.01.1994 № 3871-XII “Концепція державного регулювання безпеки та управління ядерною галуззю в Україні”.
 42. Указ Президента України від 23.02.1994 № 64/94 “Про невідкладні заходи щодо розвитку атомної енергетики та формування ядерно-паливного циклу в Україні”.
 43. Указ Президента України від 18.11.1996 № 1097/96 “Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 26 жовтня 1996 року “Про ситуацію в ядерно-енергетичному комплексі України”.
 44. Указ Президента України від 26.03.1999 № 284/99 “Про Концепцію захисту населення і територій у разі загрози та виникнення надзвичайних ситуацій”.
 45. Указ Президента України від 05.12.2000 № 1303/2000 “Про державне регулювання ядерної та радіаційної безпеки”.
 46. Указ Президента України від 01.10.2001 № 913/2001 “Про заходи щодо забезпечення виконання зобов’язань, взятих Україною за міжнародними договорами з питань ядерної та радіаційної безпеки”.
 47. Указ Президента України від 15.11.2010 № 1035/2010 “Про Національний план з реалізації Робочого плану Вашингтонського саміту з державної безпеки на 2010-2012 роки”.
 48. Указ Президента України від 06.04.2011 № 403/2001 “Про Положення про Державну інспекцію ядерного регулювання України”.
 49. Указ Президента України від 05.06.2013 № 317/2013 “Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 05 червня 2013 року

- “Питання розвитку атомно-промислового комплексу та створення ядерно-паливного циклу в контексті гарантування енергетичної безпеки України”.
50. Указ Президента України від 12.01.2015 № 5/2015 “Про Стратегію сталого розвитку “Україна – 2020”.
 51. Указ Президента України від 04.04.2019 №104/2019 “Про заходи з підтримки розвитку ядерної енергетики та підвищення рівня безпеки у сфері використання ядерної енергії”.
 52. Постанова Кабінету Міністрів України від 12.04.1995 № 267 “Про створення ядерно-паливного циклу” (для службового користування).
 53. Постанова Кабінету Міністрів України від 13.09.1995 № 733 “Про порядок надання гарантій щодо звільнення іноземних юридичних осіб від цивільної відповідальності за ядерну шкоду”.
 54. Постанова Кабінету Міністрів України від 29.04.1996 № 480 “Деякі питання поведження з радіоактивними відходами”.
 55. Постанова Кабінету Міністрів України від 30.07.1996 № 861 “Про визначення центрального органу та пункту зв’язку з питань фізичного захисту ядерного матеріалу”.
 56. Постанова Кабінету Міністрів України від 19.08.1996 № 980 “Про затвердження Угоди між Кабінетом Міністрів України і Урядом Російської Федерації про співробітництво в галузі транспортування ядерних матеріалів”.
 57. Постанова Кабінету Міністрів України від 05.09.1996 № 1063 “Про укладення Угоди між Кабінетом Міністрів України, Урядом Російської Федерації, Урядом Словацької Республіки, Урядом Чеської Республіки про співробітництво в галузі транспортування ядерних матеріалів між Російською Федерацією та Чеською Республікою через територію України і територію Словацької Республіки”.
 58. Постанова Кабінету Міністрів України від 17.10.1996 № 1268 “Про створення Національної атомної енергогенеруючої компанії “Енергоатом”.
 59. Постанова Кабінету Міністрів України від 18.12.1996 № 1525 “Про затвердження Положення про державну систему обліку та контролю ядерних матеріалів”.
 60. Постанова Кабінету Міністрів України від 08.02.1997 № 163 “Про затвердження Порядку розроблення та затвердження норм, правил і стандартів з ядерної та радіаційної безпеки”.
 61. Постанова Кабінету Міністрів України від 04.08.1997 № 847 “Про створення Державного реєстру джерел іонізуючого випромінювання”.
 62. Постанова Кабінету Міністрів України від 22.12.1997 № 1445 “Про дострокове зняття з експлуатації енергоблоку № 1 Чорнобильської АЕС”.

63. Постанова Кабінету Міністрів України від 25.12.1997 № 1471 “Про затвердження Порядку проведення спеціальної перевірки для надання фізичним особам допуску до виконання особливих робіт на ядерних установках з ядерними матеріалами, радіоактивними відходами, іншими джерелами іонізуючого випромінювання”.
64. Постанова Кабінету Міністрів України від 30.03.1998 № 391 “Про затвердження Положення про державну систему моніторингу довкілля”.
65. Постанова Кабінету Міністрів України від 08.06.1998 № 830 “Про призначення експлуатуючої організації (оператора) ядерних установок”.
66. Постанова Кабінету Міністрів України від 18.07.1998 № 1122 “Про затвердження Порядку проведення громадських слухань з питань використання ядерної енергії та радіаційної безпеки”.
67. Постанова Кабінету Міністрів України від 03.08.1998 № 1198 “Про єдину державну систему запобігання і реагування на надзвичайні ситуації техногенного та природного характеру”.
68. Постанова Кабінету Міністрів України від 18.09.1998 № 1463 “Про заходи щодо підготовки Національної доповіді України з ядерної безпеки”.
69. Постанова Кабінету Міністрів України від 09.11.1998 № 1760 “Про затвердження Угоди між Урядом України та Урядом Канади про співробітництво в мирному використанні ядерної енергії”.
70. Постанова Кабінету Міністрів України від 13.02.1999 № 183 “Про затвердження Угоди між Кабінетом Міністрів України та Урядом Французької Республіки про співробітництво в сфері мирного використання ядерної енергії”.
71. Постанова Кабінету Міністрів України від 15.02.1999 № 192 “Про затвердження положення про організацію оповіщення і зв’язку у надзвичайних ситуаціях”.
72. Постанова Кабінету Міністрів України від 18.02.1999 № 223 “Про гарантію звільнення учасників реалізації Плану заходів на об’єкті “Укриття” від цивільної відповідальності за ядерну шкоду”.
73. Постанова Кабінету Міністрів України від 21.10.1999 № 1942 “Про укладення Угоди про поправки до Угоди про грант (Проект ядерної безпеки Чорнобильської АЕС) між Європейським банком реконструкції та розвитку як Розпорядником коштів, наданих згідно з Грантом з Рахунку ядерної безпеки, Урядом України та Чорнобильською атомною електростанцією”.
74. Постанова Кабінету Міністрів України від 04.08.2000 № 1219 “Про державний моніторинг національних і міжнародних проектів у сфері ядерної та радіаційної безпеки і радіоекології”.
75. Постанова Кабінету Міністрів України від 12.07.2000 № 1115 “Про затвердження переліку видів діяльності, пов’язаних із забезпеченням

- фізичного захисту ядерних установок і ядерних матеріалів, які підлягають обов'язковому ліцензуванню”.
76. Постанова Кабінету Міністрів України від 12.10.2000 № 1553 “Про невідкладні заходи щодо підвищення безпеки та надійності функціонування ядерної енергетики”.
 77. Постанова Кабінету Міністрів України від 08.11.2000 № 1683 “Про затвердження переліків посад та спеціальностей персоналу для експлуатації ядерних установок, підготовка якого підлягає ліцензуванню, і посад персоналу, який безпосередньо здійснює управління реакторною установкою”.
 78. Постанова Кабінету Міністрів України від 16.11.2000 № 1718 “Деякі питання державного регулювання діяльності з використання джерел іонізуючого випромінювання”.
 79. Постанова Кабінету Міністрів України від 29.03.2000 № 598 “Про дострокове припинення експлуатації енергоблоку № 3 та остаточне закриття Чорнобильської АЕС”.
 80. Постанова Кабінету Міністрів України від 02.04.2001 № 313 “Деякі питання Державного комітету ядерного регулювання”.
 81. Постанова Кабінету Міністрів України від 06.05.2001 № 440 “Про затвердження Порядку справляння та розмірів плати за здійснення дозвільних процедур у сфері використання ядерної енергії”.
 82. Постанова Кабінету Міністрів України від 16.11.2001 № 1567 “Про затвердження Плану реагування на надзвичайні ситуації державного рівня”.
 83. Постанова Кабінету Міністрів України від 26.03.2003 № 625 “Про затвердження Порядку визначення рівня фізичного захисту ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання відповідно до їх категорії”.
 84. Постанова Кабінету Міністрів України від 31.03.03 № 421 “Про затвердження порядку виконання Плану здійснення заходів на об'єкті “Укриття”.
 85. Постанова Кабінету Міністрів України від 02.10.2003 № 1570 “Про визначення компетентних національних органів з питань виконання міжнародних конвенцій у галузі використання ядерної енергії”.
 86. Постанова Кабінету Міністрів України від 12.03.2003 № 327 “Про затвердження порядку проведення державної перевірки систем фізичного захисту ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання та планів взаємодії у разі вчинення актів ядерного тероризму”.
 87. Постанова Кабінету Міністрів України від 02.06.2003 № 813 “Про затвердження порядку взаємодії органів виконавчої влади та юридичних осіб, які провадять діяльність у сфері використання ядерної енер-

- гії, в разі виявлення радіонуклідних джерел іонізуючого випромінювання у незаконному обігу”.
88. Постанова Кабінету Міністрів України від 26.04.2003 № 625 “Про затвердження порядку визначення рівня фізичного захисту ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання відповідно до їх категорії”.
 89. Постанова Кабінету Міністрів України від 15.10.2004 № 1373 “Про затвердження Положення про порядок здійснення перевезення радіоактивних матеріалів територією України”.
 90. Постанова Кабінету Міністрів України від 31.08.2005 № 845 “Питання кваліфікаційної атестації та стимулювання працівників Державного комітету ядерного регулювання, які безпосередньо виконують функції з державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки”.
 91. Постанова Кабінету Міністрів України від 25.01.2006 № 59 “Про затвердження Угоди між Кабінетом Міністрів України та Європейським Співтовариством з атомної енергії про співробітництво у сфері мирного використання ядерної енергії”.
 92. Постанова Кабінету Міністрів України від 27.04.2006 № 594 “Питання створення, накопичення та використання фінансового резерву для зняття з експлуатації ядерних установок”.
 93. Постанова Кабінету Міністрів України від 03.08.2006 № 1092 “Про затвердження Державної програми забезпечення безпечного зберігання відпрацьованих високоактивних джерел іонізуючого випромінювання”.
 94. Постанова Кабінету Міністрів України від 30.05.2007 № 786 “Про затвердження Угоди між Кабінетом Міністрів України та Урядом Республіки Корея про співробітництво в галузі мирного використання ядерної енергії”.
 95. Постанова Кабінету Міністрів України від 11.07.2007 № 919 “Про призначення Севастопольського національного університету ядерної енергії та промисловості експлуатуючою організацією (оператором) ядерних установок”.
 96. Постанова Кабінету Міністрів України від 30.08.2007 № 1072 “Про призначення експлуатуючої організації (оператора) ядерної установки щодо дослідницького ядерного реактора ВВР-М”.
 97. Постанова Кабінету Міністрів України від 03.10.2007 № 1196 “Деякі питання перевезення радіоактивних матеріалів”.
 98. Постанова Кабінету Міністрів України від 31.10.2007 № 1285 “Про затвердження Порядку проведення спеціального навчання працівників суб’єктів перевезення небезпечних вантажів”.
 99. Постанова Кабінету Міністрів України від 05.12.2007 № 1382 “Про затвердження Технічного регламенту закритих джерел іонізуючого випромінювання”.

100. Постанова Кабінету Міністрів України від 18.07.2007 № 939 “Про затвердження Технічного регламенту щодо пакувальних комплектів для зберігання та захоронення радіоактивних відходів і плану заходів з його застосування”.
101. Постанова Кабінету Міністрів України від 10.09.2008 № 809 “Про встановлення надбавки за особливі умови роботи державним інспектором Державної інспекції ядерного регулювання”.
102. Постанова Кабінету Міністрів України від 10.09.2008 № 841 “Деякі питання Державного концерну “Ядерне паливо”.
103. Постанова Кабінету Міністрів України від 27.12.2008 № 1162 “Про затвердження кваліфікаційних вимог до керівників та заступників керівників органів державного управління у сфері використання ядерної енергії, поведження з радіоактивними відходами і органів державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки”.
104. Постанова Кабінету Міністрів України від 18.02.2009 № 118 “Про першочергові заходи з будівництва енергоблоків № 3 і 4 Хмельницької АЕС”.
105. Постанова Кабінету Міністрів України від 25.03.2009 № 257 “Про внесення змін до Положення про державну систему обліку та контролю ядерних матеріалів”.
106. Постанова Кабінету Міністрів України від 20.05.2009 № 473 “Про затвердження Порядку використання коштів Державного фонду поведження з радіоактивними відходами”.
107. Постанова Кабінету Міністрів України від 06.12.2010 № 1106 “Про призначення Національного наукового центру “Харківський фізико-технічний інститут” експлуатуючою організацією (оператором) ядерної установки”.
108. Постанова Кабінету Міністрів України від 01.06.2011 № 591 “Про затвердження переліку платних адміністративних послуг, які надаються Державною інспекцією ядерного регулювання та її територіальними органами, і розміру плати за їх надання та визнання такими, що втратили чинність, розмірів плати за здійснення дозвільних процедур у сфері використання ядерної енергії”.
109. Постанова Кабінету Міністрів України від 20.07.2011 № 790 “Про затвердження зразка бланка ліцензії у сфері використання ядерної енергії та його опису”.
110. Постанова Кабінету Міністрів України від 17.08.2011 № 874 “Про затвердження Порядку використання коштів, передбачених у державному бюджеті для здійснення заходів з реалізації Державної цільової економічної програми “Ядерне паливо України”.
111. Постанова Кабінету Міністрів України від 30.11.2011 № 1276 “Про внесення змін до переліку центральних органів виконавчої влади,

- інших державних органів, відповідальних за виконання зобов'язань, що випливають із членства України в міжнародних організаціях”.
112. Постанова Кабінету Міністрів України від 16.11.2011 № 1174 “Про затвердження критеріїв, за якими діяльність з використання джерел іонізуючого випромінювання звільняється від ліцензування”.
 113. Постанова Кабінету Міністрів України від 07.12.2011 № 1270 “Про затвердження Комплексної (зведеної) програми підвищення рівня безпеки енергоблоків атомних електростанцій”.
 114. Постанова Кабінету Міністрів України від 21.12.2011 № 1337 “Про затвердження Порядку функціонування державної системи фізичного захисту”.
 115. Постанова Кабінету Міністрів України від 15.02.2012 № 100 “Питання розміщення, проектування та будівництва ядерної установки “Джерело нейтронів, засноване на підкритичній збірці, що керується прискорювачем електронів”.
 116. Постанова Кабінету Міністрів України від 21.03.2012 № 263 “Про затвердження Положення про державну систему професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації фахівців з фізичного захисту, обліку та контролю ядерних матеріалів”.
 117. Постанова Кабінету Міністрів України від 15.05.2013 № 339 “Про реалізацію статті 85 Закону України “Про відновлення платоспроможності боржника або визнання його банкрутом”.
 118. Постанова Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 № 598 “Про затвердження державного плану взаємодії центральних та місцевих органів виконавчої влади на випадок вчинення диверсій щодо ядерних установок, ядерних матеріалів, інших джерел іонізуючого випромінювання у процесі їх використання, зберігання або перевезення, а також щодо радіоактивних відходів у процесі поводження з ними”.
 119. Постанова Кабінету Міністрів України від 27.05.2013 № 393 “Про утворення Міжвідомчої комісії з питань створення ядерної установки “Джерело нейтронів, засноване на підкритичній збірці, що керується лінійним прискорювачем електронів”.
 120. Постанова Кабінету Міністрів України від 13.11.2013 № 824 “Про затвердження Порядку здійснення державного нагляду за дотриманням вимог ядерної та радіаційної безпеки”.
 121. Постанова Кабінету Міністрів України від 20.08.2014 № 363 “Про затвердження Положення про Державну інспекцію ядерного регулювання України”.
 122. Постанова Кабінету Міністрів України “Про затвердження Положення про Державне агентство України з управління зоною відчуження” від 22.10.2014 № 564 “Про затвердження Положення про Державне агентство України з управління зоною відчуження”.

123. Постанова Кабінету Міністрів України від 08.06.2016 №358 “Про функціонування територіальних органів Державної інспекції ядерного регулювання”.
124. Постанова Кабінету Міністрів України від 25.01.2017 № 39 “Деякі питання оптимізації діяльності територіальних органів Державної інспекції ядерного регулювання”.
125. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 29.08.2002 № 503-р “Про схвалення Програми забезпечення розвитку ядерної енергетики”.
126. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 29.04.2004 № 263-р “Про схвалення Комплексної програми робіт з продовження строку експлуатації діючих енергоблоків атомних електростанцій”.
127. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 21.07.2005 № 281-р “Про підготовчі заходи щодо будівництва нових енергоблоків Хмельницької АЕС”.
128. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 13.12.2005 № 515-р “Про схвалення Концепції підвищення безпеки діючих енергоблоків атомних електростанцій”.
129. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.01.2006 № 18-р “Про схвалення Концепції Програми забезпечення безпечного зберігання відпрацьованих високоактивних джерел іонізуючого випромінювання”.
130. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 17.04.2008 № 650-р “Деякі питання ліквідації та утворення державних господарських об’єднань в атомній промисловості”.
131. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 08.10.2008 № 1299-р “Про схвалення Концепції створення нового багатоцільового дослідницького ядерного реактора”.
132. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 08.10.2008 № 1307-р “Про затвердження плану заходів стосовно імплементації рекомендацій та пропозицій місії МАГАТЕ “Комплексний огляд регулюючої діяльності” (IRRS)”.
133. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 12.11.2008 № 1452-р “Про підписання Угоди (у формі обміну нотами) між Кабінетом Міністрів України та Урядами Російської Федерації і Республіки Казахстан про участь у діяльності Міжнародного центру із збагачення урану”.
134. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 25.02.2009 № 216-р “Про схвалення Концепції Державної цільової економічної програми “Ядерне паливо України”.
135. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 19.08.2009 № 990-р “Про схвалення Стратегії поводження з радіоактивними відходами в Україні”.
136. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 04.02.2009 № 131-р “Про схвалення техніко-економічного обґрунтування інвестицій у бу-

- дівництво централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива реакторів типу ВВЕР вітчизняних атомних електростанцій”.
137. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 22.09.2010 № 1922-р “Про першочергові заходи з утворення підприємства з виробництва ядерного палива для реакторів типу ВВЕР-1000”.
 138. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 08.12.2010 № 2208-р “Про схвалення Концепції проекту Ядерного кодексу України”.
 139. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.12.2010 № 2256-р “Про схвалення Угоди (у формі обміну нотами) між Урядом України та Урядом Сполучених Штатів Америки про відновлення дії Виконавчої угоди між Урядом України і Урядом Сполучених Штатів Америки стосовно проекту кваліфікації ядерного палива для України”.
 140. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 03.08.2011 № 736-р “Про затвердження плану заходів щодо забезпечення відкритості і доступності інформації, пов’язаної з використанням ядерної енергії, а також підвищення рівня культури ядерної безпеки в атомній енергетиці”.
 141. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 04.07.2012 № 427-р “Про підписання Угоди між Кабінетом Міністрів України, Урядом Російської Федерації та Урядом Угорщини про перевезення ядерних матеріалів між Російською Федерацією та Угорщиною через територію України”.
 142. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 27.05.2013 № 370-р “Про затвердження проекту будівництва ядерної установки “Джерело нейтронів, засноване на підкритичній збірці, що керується лінійним прискорювачем електронів”.
 143. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 27.05.2013 № 393-р “Про утворення Міжвідомчої комісії з питань створення ядерної установки “Джерело нейтронів, засноване на підкритичній збірці, що керується лінійним прискорювачем електронів”.
 144. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 № 1071-р “Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року”.
 145. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 04.09.2013 № 684-р “Про затвердження комплексного плану заходів щодо реалізації положень нової редакції Проектної загрози ядерним установкам, ядерним матеріалам, радіоактивним відходам, іншим джерелам іонізуючого випромінювання в Україні”.
 146. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 26.09.2013 № 751-р “Про внесення змін до плану заходів стосовно імплементації рекомендацій та пропозицій місії МАГАТЕ “Комплексний огляд регулюючої діяльності” (IRRS)”.
 147. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 22.07.2016 № 501-р “Про затвердження комплексного плану заходів щодо реалізації

- положень Проектної загрози для ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання в Україні”.
148. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.02.2015 № 110-р “Про схвалення розроблених Державною інспекцією ядерного регулювання планів імплементації деяких актів законодавства ЄС”.
 149. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 09.11. 2016 № 943-р “Про схвалення Концепції Державної цільової економічної програми розвитку атомно-промислового комплексу на період до 2020 року”.
 150. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 06.06.2018 № 497-р “Про затвердження плану заходів з реалізації етапу “Реформування енергетичного сектору (до 2020 року)” Енергетичної стратегії України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність”.
 151. Рішення Ради національної безпеки і оборони України від 15.06.2007 “Про стан виконання рішень Ради національної безпеки і оборони України з питань енергетичної безпеки” (Рішення введено в дію Указом Президента від 02.08.2007 р. № 678/2007).
 152. Рішення Ради національної безпеки і оборони України від 01.02.2008 “Про безпеку ядерної енергетики держави” (Рішення введено в дію Указом Президента від 25.02.2008 р. № 156/2008).
 153. Рішення Ради національної безпеки і оборони України від 05.06.2013 “Питання розвитку атомно-промислового комплексу та створення ядерно-паливного циклу в контексті гарантування енергетичної безпеки України ” (Рішення введено в дію Указом Президента від 05.06.2013 р. № 17/2013).

**Нормативно-правові акти з питань ядерної
та радіаційної безпеки України**

1. НРБУ-97 (ДГН 6.6.1.-6.5.001-98 ДНАОП 0.03-3.24-97) “Норми радіаційної безпеки України. Державні гігієнічні нормативи”.
2. НРБУ-97/Д-2000 (ДГН 6.6.1.-6.5.061-2000) “Норми радіаційної безпеки України. Доповнення: Радіаційний захист від джерел потенційного опромінення”. Державні гігієнічні нормативи МОЗ України. Постанова ГДСЛУ від 12.07.2000 № 116.
3. ГСП 6.6.1-6.6.087-02 “Норми радіаційної безпеки України, основні санітарні правила, регламенти і вимоги щодо порядку застосування” (НРБУ/ОСПУ). Державні санітарні правила.
4. ПНАЭ Г-14-029-91 “Правила безопасности при хранении и транспортировке ядерного топлива на объектах атомной энергетики”. Госатомнадзор СССР, 1992.
5. НП 306.2.145-2008 “Правила ядерної безпеки реакторних установок атомних станцій з реакторами з водою під тиском”. Держатомрегулювання, 2008 р.
6. ДСП 6.177-2005-09-92 “Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України”. – К.: МОЗ України, 2005 р.
7. ГН 6.6.1.1-130-2006 “Допустимі рівні вмісту радіонуклідів ^{137}Cs та ^{90}Sr у продуктах харчування та питній воді. Гігієнічний норматив”.
8. ДНАОП.О.03-1.73-87 “Санитарные правила проектирования и эксплуатации АЭС” (СП АС-88).
9. НП 306.8.126-2006 “Правила фізичного захисту ядерних установок та ядерних матеріалів”.
10. НАПБ 06.015-2006 “Перелік приміщень та будівель енергетичних підприємств Міненерго України з переліком категорії та класифікацій зон по вибухонебезпечності та пожежної небезпечності”.
11. ПиНАЭ 5.10-87 “Основания реакторных отделений атомных станций”.
12. РД 34.21.321 “Методические указания по наблюдениям за осадками фундаментов, деформациями конструкций зданий и сооружений и режимом грунтовых вод на тепловых и атомных электростанциях” (МУ 34-70-073).
13. ГОСТ 12.1.077-76 “Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности”.
14. РД 210.006-90 “Правила технологического проектирования атомных станций с реакторами ВВЭР”.
15. ПНАЭ Г-5-020-90 “Правила устройства и эксплуатации систем аварийного охлаждения и отвода тепла от ядерного реактора к конечному поглотителю”.

16. ДСТУ 95.1.01.03.024-97 “Автоматизована система контролю радіаційного стану для атомних станцій. Основні положення”. – Київ, 1997 р.
17. НД 306.604.95 “Захоронення радіоактивних відходів у приповерхових сховищах. Загальні вимоги радіаційної безпеки”. – Київ, 1995 р.
18. НД 306.307.95 “Вимоги до поводження з радіоактивними відходами до їх захоронення. Загальні положення”. – Київ, 1995 р.
19. ПиН АЭ-5.6 “Нормы строительного проектирования АЭС с реакторами различного типа”.
20. ВБН В.1.1-034-03.307.2003 (НАПБ 03.005-2007) “Протипожежні норми проектування атомних електростанцій з водо-водяними енергетичними реакторами”.
21. ПЛ-Д.0.03.089-09 “Основні положення організації системи готовності і реагування ДП НАЕК “Енергоатом” на аварії і надзвичайні ситуації на АЕС”.
22. КНД 306.302-96 “Вимоги до змісту звіту з аналізу безпеки АЕС з реакторами типу ВВЕР на стадії видачі дозволу на введення в експлуатацію”, 1997 р.
23. НП 306.1.02/1.034-2000 “Загальні положення забезпечення безпеки атомних станцій” (ОПБ 2000), АЯР України, Київ, 2000 р.
24. СП АС-88 “Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций”.
25. ГНД 95.1.01.03.057-2004 “Регламент радиационного контроля для энергоблоков с реакторами типа ВВЭР. Типовое содержание”.
26. НП 306.2.100-2004 “Положення про порядок розслідування та обліку порушень в роботі атомних електричних станцій” (наказ Держатомрегулювання від 01.12.2004 № 184, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 17.12.2004 р. за №1594/10193).
27. Наказ Державного комітету ядерного регулювання України від 19.11.2007 № 162 “Про затвердження Загальних положень безпеки атомних станцій” (зареєстрований в Міністерстві юстиції України 25.01.2008 за № 56/14747).
28. Наказ Держатомрегулювання від 01.06.2004 № 95 “Положення про систему нормативно-правового регулювання в сфері використання ядерної енергії, ядерної та радіаційної безпеки”.
29. Наказ Держатомрегулювання від 08.07.2004 № 123 “Положення про взаємодію державних інспекторів на АЕС з інспекторами МАГАТЕ”.
30. НП 306.2.090-2004 “Умови та порядок видачі окремих письмових дозволів на види робіт або операцій на етапах введення в експлуатацію, експлуатації та зняття з експлуатації ядерної установки” (наказ Держатомрегулювання від 27.02.2004 № 38, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 17.03.2004 за № 331/8930).
31. ОПБУ-2008 “Загальні положення безпеки АЕС України”.

32. НП 306.5.01/3.083-04 “План реагування на радіаційні аварії” (спільний наказ Держатомрегулювання та МНС від 17.05.2004 №87/211, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 10.06.2004 за № 720/9319).
33. НП 306.2.103-2004 “Правила ліцензування діяльності персоналу з безпосереднього управління реакторною установкою” (наказ Держатомрегулювання 13.12.2004 № 185, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 04.01.2005 за № 4/10284).
34. НП 306.2.104-2004 “Правила ліцензування підготовки персоналу для експлуатації ядерної установки” (наказ Держатомрегулювання від 13.12.2004 №186, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 04.01.2005 за № 2/10282).
35. Нова редакція “Порядку розроблення та видання норм та правил з ядерної та радіаційної безпеки Державним комітетом ядерного регулювання України” (наказ Держатомрегулювання України від 17.06.2004 № 107).
36. НП 306.2.02/3.077-03 “Вимоги до внутрішніх та зовнішніх кризових центрів АЕС України” (наказ Держатомрегулювання України від 16.01.2004 № 2, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 31.01.2004 № 136/8735).
37. НП 306.2.099-2004 “Загальні вимоги до продовження експлуатації енергоблоків АЕС у понадпроектний строк за результатами здійснення періодичної переоцінки безпеки” (наказ Держатомрегулювання від 26.11.2004 № 181, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 15.12.2004 за № 1587/10186).
38. ПБЯ-03-75 “Правила ядерной безопасности исследовательских реакторов” (утверждено ГКАЗ СРСР, 1975 г.).
39. ПБЯ-02-78 “Правила ядерной безопасности критических стенов” (утверждено ГКАЗ СРСР, 1978 г.).
40. ПБЯ-06-09-80 “Правила ядерной безопасности при хранении и транспортировке ядерноопасных делящихся материалов” (утверждено ГКАЗ СРСР, 1980 г.).
41. “Общие положения обеспечения безопасности исследовательских реакторов при проектировании, сооружении и эксплуатации”, 1988 г.
42. ПНАЗ Г-1-024-90 “Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций” (утверждено ГПАН СРСР, 1990 г.).
43. ПНАЗ Г-14-029-91 “Правила безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах атомной энергетики” (утверждено ГПАН СРСР, 1991 г.).
44. НП 306.2.02/1.004-98 “Загальні положення забезпечення безпеки при знятті з експлуатації атомних електростанцій та дослідницьких ядерних реакторів” (наказ Мінекобезпеки України від 09.01.1998 № 2, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 23.01.1998 за № 47/2487).

45. НП 306.10.2/1.007-98 “Заява про політику регулювання ядерної та радіаційної безпеки об’єкта “Укриття” ВП “ЧАЕС” (затверджено наказом Мінекобезпеки України від 08.04.1998 № 49).
46. НП 306.1.02/1.034-2000 “Загальні положення забезпечення безпеки атомних станцій” (наказ Державної адміністрації ядерного регулювання України від 09.12.1999 № 63, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 06.03.2000 за № 132/4353).
47. НП 306.3.02/3.040-2000 “Вимоги до структури та змісту звіту з аналізу безпеки зняття з експлуатації атомних електростанцій і дослідницьких ядерних реакторів” (наказ Мінекоресурсів України від 31.10.2000 № 177, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 21.11.2000 № 842/5063).
48. НД 306.607.95 “Поводження з радіоактивними відходами. Вимоги до поведження з радіоактивними відходами до їх захоронення. Загальні положення” (наказ Мінекобезпеки України від 01.07.1995 № 87).
49. НД 306.604.95 “Поводження з радіоактивними відходами. Захоронення радіоактивних відходів у приповерхневих сховищах. Загальні вимоги радіаційної безпеки” (наказ Мінекобезпеки України від 01.07.1995 № 89).
50. НД 306.608-95 “Поводження з радіоактивними відходами. Контейнери для захоронення твердих радіоактивних відходів. Вимоги до забезпечення радіаційної безпеки” (наказ Мінекобезпеки України від 24.09.1996 № 115).
51. НП 306.2.04/3.005-98 “Порядок проведення державної інвентаризації радіоактивних відходів” (наказ Мінекобезпеки від 11.03.1998 № 38, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 26.03.1998 № 199/2639).
52. НП-306.2.02/3.037-2000 “Положення про перелік та вимоги щодо форми та змісту документів, що надаються експлуатуючою організацією для отримання ліцензій на здійснення діяльності на конкретному етапі життєвого циклу сховища для захоронення радіоактивних відходів” (наказ Мінекоресурсів України від 15.08.2000 № 109, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 12.09.2000 № 601/4833).
53. НП-306.3.02/3.038-2000 “Вимоги щодо структури та змісту звіту про аналіз безпеки приповерхневих сховищ радіоактивних відходів” (наказ Мінекоресурсів України від 02.10.2000 № 154, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 30.10.2000 за № 758/4979).
54. НП 306.3.02/3.043-2001 “Вимоги щодо структури та змісту звіту про аналіз безпеки установки для переробки радіоактивних відходів” (наказ Мінекоресурсів України від 26.01.2001 № 11, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 14.02.2001 за № 137/5328).
55. НП 306.5.04/3.054-2001 “Вимоги щодо структури та змісту звіту з аналізу безпеки реалізації проектів на об’єкті “Укриття” (наказ

- Держатомрегулювання України від 03.12.2001 № 106, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 19.12.2001 за № 1049/6240).
56. НП 306.5.04/2.060-2002 “Умови і вимоги безпеки (ліцензійні умови) провадження діяльності з переробки, зберігання та захоронення радіоактивних відходів” (зареєстровано в Міністерстві юстиції України 06.11.2002 за № 874/7162).
 57. НП 306.5.04/2.059-2002 “Порядок проведення державної інвентаризації радіоактивних відходів” (зареєстровано в Міністерстві юстиції України 25.02.2003 за № 160/7481).
 58. РД 308.8.02/2.067-2003 “Рекомендації щодо структури та змісту звіту з аналізу безпеки сховищ відпрацьованого ядерного палива” (наказ Держатомрегулювання від 20.02.2003 № 33).
 59. НП 306.5.06.051-2001 “Правила ядерної та радіаційної безпеки при перевезенні радіоактивних матеріалів” і “Положення щодо аварійних заходів при перевезенні радіоактивних матеріалів” (наказ Держатомрегулювання України від 23.05.2001 № 18, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 13.07.2001 за № 591/5782 і № 592/5782).
 60. Спільний наказ Міністерства екології та природних ресурсів і МНС від 22.03.2001 № 117/66 “Порядок взаємодії Державного реєстру джерел іонізуючого випромінювання з Державним реєстром радіоактивних відходів”.
 61. “Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами” (затверджені МОЗ СРСР від 01.10.1985 р.).
 62. “Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций” (затверджені МОЗ СРСР від 1988 р.).
 63. ДСП 6.074.120-01 “Основні санітарні правила протирадіаційного захисту України” (наказ Головного державного санітарного лікаря від 29.11.2002 № 433).
 64. ГОСТ 15484-81 “Излучения ионизирующие и их измерение. Термины и определения”.
 65. “Поводження з відпрацьованим ядерним паливом АЕС” (наказ ДП НАЕК “Енергоатом” від 13.01.2000 № 7. Програма узгоджена з Міністерствами екоресурсів, економіки, промислової політики, надзвичайних ситуацій. Київ, 2000 р.).
 66. НАПБ Б.01.014-2007 “Правила пожежної безпеки при експлуатації атомних станцій” (наказ Мінпаливенерго України від 06.09.2007 № 256, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 17.09.2007 за № 1039/14306).
 67. НАПБ 03.005-2002 (ВБН В.1.1-034-03.307-2003) “Противопожечні норми проектування атомних електростанцій з водо-водяними енергетичними реакторами”.

68. Наказ Державного комітету ядерного регулювання України від 19.11.2007 № 162 “Про затвердження Загальних положень безпеки атомних станцій”.
69. Наказ Державного комітету ядерного регулювання України від 07.04.2008 № 68 “Про затвердження Вимог з безпеки до вибору майданчика для розміщення атомної станції”.
70. НП 306.2.099-2004 “Загальні вимоги до продовження експлуатації енергоблоків АЕС у понад проектний строк за результатами здійснення періодичної переоцінки безпеки”.
71. НП 306.2.106-2005 “Требования к проведению модификаций ядерных установок и порядку оценки их безопасности”.
72. НП 306.2.141-2008 “Загальні положення безпеки атомних станцій”.
73. НП 306.5.02/2.068-2003 “Требования к порядку и содержанию работ для продления срока эксплуатации информационных и управляющих систем, важных для безопасности атомных электростанций”.
74. СОУ-Н ЯЕК 1.004:2007 “Вимоги до структури і змісту звіту з періодичної переоцінки безпеки енергоблоків діючих АЕС”.
75. СОУ-Н ЯЕК 1.010:2008 “Правила організації технічного обслуговування і ремонту систем та обладнання атомних електростанцій”.
76. Наказ МОЗ України від 02.02.2005 № 54 “Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України” (zareestrovano в Міністерстві юстиції України 20.05.2005 за № 552/10832).

Нормативно-правові акти Держатомрегулювання України

1. Наказ Держатомрегулювання України від 16.01.2004 № 2 “Вимоги до внутрішнього та зовнішнього кризових центрів АЕС” (НП 306.2.02/3.077-2004).
2. Наказ Держатомрегулювання України від 16.06.2004 № 241/05 “Про затвердження протоколу про співробітництво у сфері регулювання безпеки використання ядерної енергії між Міністерством охорони навколишнього природного середовища України та Державним комітетом ядерного регулювання України”.
3. Наказ Держатомрегулювання України від 20.01.2004 № 5 “Про виконання Протоколу про взаємодію з питань забезпечення ядерної та радіаційної безпеки у сфері використання ядерної енергії при здійсненні будівельної діяльності між Державним комітетом ядерного регулювання України, та Державним комітетом України з будівництва та архітектури”.
4. Наказ Держатомрегулювання України від 27.02.2004 № 39 “Про виконання Протоколу про взаємодію з питань забезпечення пожежної безпеки у сфері використання ядерної енергії між Державним комітетом ядерного регулювання України та Міністерством України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи”.
5. Наказ Держатомрегулювання України від 23.01.2006 № 9 “Положення про проведення кваліфікаційної атестації посадових осіб Державного комітету ядерного регулювання України, які безпосередньо виконують функції з державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки” (зарєєстровано в Міністерстві юстиції України 01.02.2006 за № 89/11963).
6. Наказ Держатомрегулювання України від 09.02.2006 № 21 “Перелік посадових осіб Держатомрегулювання України, які безпосередньо виконують функції з державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки та підлягають кваліфікаційній атестації” (зарєєстровано в Міністерстві юстиції України 21.02.2006 за № 156/12030).
7. Наказ Держатомрегулювання України від 16.10.2006 № 162 “Вимоги до періодичності та змісту звітів, що надаються ліцензіатами у сфері використання ядерної енергії” (зарєєстровано в Міністерстві юстиції України 06.12.2006 за № 1268/13142).
8. Наказ Держатомрегулювання України від 18.12.2006 № 194 “Порядок особистого прийому громадян та участі у “гарячих” телефонних лініях Голови, першого заступника та заступників Голови Державного комітету ядерного регулювання України” (зарєєстровано в Міністерстві юстиції України 11.01.2007 за № 8/13275).

9. Наказ Держатомрегулювання України та Міністерства охорони здоров'я України від 12.02.2009 № 28/82 “Положення про взаємодію між Державним комітетом ядерного регулювання України та Міністерством охорони здоров'я України з питань державного регулювання радіаційної безпеки” (zareєстровано в Міністерстві юстиції України 03.03.2009 за № 197/16213).
10. Наказ Держатомрегулювання України від 11.10.2011 № 142 “Положення про державні регіональні інспекції з ядерної та радіаційної безпеки Держатомрегулювання України” (zareєстровано в Міністерстві юстиції України 25.10.2011 за № 1229/19967).
11. Наказ Держатомрегулювання України від 02.03.2012 № 51 “Вимоги до системи управління діяльністю експлуатуючої організації (оператора)” (zareєстровано в Міністерстві юстиції України 21.03.2012 за № 431/20744).
12. Наказ Державної інспекції ядерного регулювання України від 06.08.2012 № 153 “Положення про перелік та вимоги щодо форми та змісту документів, що подаються для отримання ліцензії на провадження окремих видів діяльності у сфері використання ядерної енергії” (НП 306.1.185-2012) (zareєстровано в Міністерстві юстиції України 29.08.2012 № 1453/21765).
13. Наказ Держатомрегулювання України від 28.12.2012 № 256 “Порядок розгляду справ про порушення вимог законодавства та застосування санкцій до суб'єктів діяльності у сфері використання ядерної енергії” (zareєстровано в Міністерстві юстиції України 22.01.2013 за № 170/22702).
14. Наказ Держатомрегулювання України від 14.06.2013 №64-од “Порядок формування, ведення Єдиного реєстру виданих ліцензій на провадження діяльності у сфері використання ядерної енергії” (zareєстровано в Міністерстві юстиції України від 09.07.2013 за №1141/23673).
15. Наказ Державної інспекції ядерного регулювання України від 09.08.2013 № 88 “Положення про відомчі заохочувальні відзнаки Державної інспекції ядерного регулювання України” (zareєстровано в Міністерстві юстиції України від 29.08.2013 № 484/24016).
16. Наказ Держатомрегулювання України від 02.10.2014 № 143 “Порядок проведення навчання і перевірки знань з питань радіаційної безпеки у персоналу і посадових осіб суб'єктів окремих видів діяльності у сфері використання ядерної енергії” (zareєстровано в Міністерстві юстиції України 02.12.2014 № 1549/26326).
17. Наказ Держатомрегулювання України від 21.03.2016 № 39 “Інструкція з діловодства за зверненнями громадян у Державній інспекції ядерного регулювання України” (zareєстровано в Міністерстві юстиції України 08.04.2016 за № 529/28659).

18. Наказ Держатомрегулювання України та МВС від 27.07.2016 № 724/110 “Інструкція про організацію інформаційної взаємодії Державної служби України з надзвичайних ситуацій і Державної інспекції ядерного регулювання України у сфері запобігання виникненню та регулювання на надзвичайні ситуації” (zareєстровано в Міністерстві юстиції України 23.08.2016 за № 1175/29305).
19. Наказ Держатомрегулювання України від 19.04.2017 № 147 “Про затвердження Умов, диференційованих показників, розмірів посадових окладів та розмірів преміювання керівників державних підприємств, що належать до сфери управління Держатомрегулювання” (zareєстровано в Міністерстві юстиції України 15.05.2017 за № 618/30486).
20. Наказ Держатомрегулювання України від 17.10.2017 № 380 “Про затвердження Порядку стажування громадян з числа молоді в Державній інспекції ядерного регулювання України” (zareєстровано в Міністерстві юстиції України 30.10.2017 за № 534/31986).
21. Наказ Державної інспекції ядерного регулювання України 18.10.2012 № 188 “Про затвердження Порядку проведення навчання і перевірки знань з питань ядерної та радіаційної безпеки у персоналу експлуатуючої організації (оператора) та юридичних осіб, які залучаються експлуатуючими організаціями як підрядники” (zareєстровано в Міністерстві юстиції України 31.10.2012 за № 1817/22129).
22. Наказ Держатомрегулювання України від 02.10.2014 № 143 “Порядок проведення навчання і перевірки знань з питань радіаційної безпеки у персоналу і посадових осіб суб’єктів окремих видів діяльності у сфері використання ядерної енергії”.
23. Наказ Держатомрегулювання України від 16.04.2015 № 70 “Порядок користування Державним реєстром джерел іонізуючого випромінювання”.
24. Наказ Держатомрегулювання України від 01.08.2017 № 279 “Про затвердження Загальних положень безпеки при поводженні з радіоактивними відходами до їх захоронення”.
25. Наказ Держатомрегулювання України від 13.08.2018 № 331 “Про затвердження Загальних положень безпеки при захороненні радіоактивних відходів” (НП 306.4.219-2018).

**Нормативні документи,
дія яких розповсюджується на ядерні установки**

1. НП 306.2.090-2004 “Умови та порядок видачі окремих письмових дозволів на види робіт або операцій на етапах введення в експлуатацію, експлуатації та зняття з експлуатації ядерної установки” (наказ

- Держатомрегулювання України від 27.02.2004 № 38, зареєстровано зареєстровано в Міністерстві юстиції України 17.03.2004 за № 331/8930).
2. НП 306.2.163-2010 “Загальні положень безпеки об’єкта по виробництву ядерного палива” (наказ Держатомрегулювання України від 06.09.2010 № 112, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 10.11.2010 за № 1082/18377).
 3. НП 306.2.106-2005 “Вимоги до проведення модифікацій ядерних установок та порядку оцінки їх безпеки” (наказ Держатомрегулювання України від 10.01.2005 № 4, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 24.01.2005 за № 78/10358).
 4. НП 306.1.107-2005 “Порядок проведення державної експертизи ядерної та радіаційної безпеки” (наказ Держатомрегулювання України від 21.02.2005 № 21, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 07.04.2005 за № 372/10652).
 5. НП 306.1.129-2006 “Вимоги до періодичності та змісту звітів, що надаються ліцензіатами у сфері використання ядерної енергії” (наказ Держатомрегулювання України від 16.10.2006 р. № 162, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 06.12.2006 за № 1268/13142).
 6. НП 306.3.02/3.040-00 “Вимоги до структури та змісту звіту з аналізу безпеки зняття з експлуатації атомних електростанцій і дослідницьких ядерних реакторів” (наказ Мінекоресурсів України від 31.10.2000 № 177, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 21.11.2000 за № 842/5063).
 7. НП 306.2.01/1.081-2003 “Порядок здійснення державного нагляду за забезпеченням безпеки при використанні ядерної енергії” (наказ Держатомрегулювання України від 19.11.2003 № 141).
 8. НП 306.5.02/3.056-02 “Вимоги до форми та змісту типового паспорта на реакторну установку” (наказ Держатомрегулювання України від 13.06.2002 № 73).
 9. Наказ Держатомрегулювання України від 30.06.2004 № 113 “Методика з організації державного нагляду за системою управління якістю на етапі експлуатації ядерних установок”.
 10. ПБПРМ-2006. НП 306.6.124-2006 “Правила ядерної та радіаційної безпеки при перевезенні радіоактивних матеріалів” (наказ Держатомрегулювання України від 30.08.2006 № 132, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 18.09.2006 за № 1056/12930).
 11. ГНД306.6.01/1.075-2003 “Інструкція про порядок розгляду та узгодження технічних умов на продукцію” (наказ Держатомрегулювання України від 30.09.2003 № 128).
 12. ДСП 6.177-2005-09-02 “Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України” (наказ МОЗ від 02.02.2005 № 54, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 20.05.2005 за № 552/10832).

13. НРБУ-97. ДГН 6.6.1.-6.5.001-98 “Норми радіаційної безпеки України” (Затверджено постановою Головного державного санітарного лікаря України від 01.12.1997 № 62).
14. НРБУ-97/Д-2000. ДГН 6.6.1.-6.5.061-2000 “Норми радіаційної безпеки України. Доповнення: радіаційний захист від джерел потенційного опромінення” (затверджено постановою Головного державного санітарного лікаря України від 12.07.2000 № 116).

Нормативні документи, дія яких розповсюджується на АЕС

1. НП 306.2.141-2008 “Загальні положення безпеки атомних станцій” (наказ Держатомрегулювання від 19.11.2007 № 162 (зареєстровано в Міністерстві юстиції України 25.01.2008 за № 56/14747).
2. НП 306.2.162-2010 “Вимоги до оцінки безпеки атомних станцій” (наказ Держатомрегулювання від 22.09.2010 № 124, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 21.10.2010 за № 964/18259).
3. НП 306.2.145-2008 “Правила ядерної безпеки реакторних установок атомних станцій з реакторами з водою під тиском” (наказ Держатомрегулювання від 15.04.2008 № 73, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 09.06.2008 за № 512/15203).
4. НП 306.2.144-2008 “Вимоги з безпеки до вибору майданчика для розміщення атомної станції” (наказ Держатомрегулювання від 07.04.2008 № 68, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 28.05.2008 за № 467/15158).
5. НП 306.2.104-2004 “Правила ліцензування підготовки персоналу для експлуатації ядерної установки” (наказ Держатомрегулювання від 13.12.2004 № 186, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 04.01.2005 за № 2/10282).
6. НП 306.2.103-2004 “Правила ліцензування діяльності персоналу з безпосереднього управління реакторною установкою АЕС” (наказ Держатомрегулювання від 13.12.2004 № 185, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 04.01.2005 за № 4/10284).
7. НП 306.2.113-2005 “Вимоги до проведення атестації Систем експлуатаційного неруйнівного контролю обладнання та трубопроводів АЕС” (наказ Держатомрегулювання від 10.10.2005 № 115, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 24.10.2005 за № 1249/11529).
8. НП 306.2.099-2004 “Загальні вимоги до продовження експлуатації АЕС у понад проектний строк за результатами здійснення періодичної оцінки безпеки” (наказ Держатомрегулювання від 26.11.2004 № 181, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 15.12.2004 за № 1587/10186).
9. НП 306.5.02/2.068-2003 “Вимоги до порядку та змісту робіт для продовження терміну експлуатації інформаційних та керуючих систем, важ-

- ливих для безпеки атомних електростанцій” (наказ Держатомрегулювання від 18.03.2003 № 42, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 15.04.2003 за № 306/7627).
10. НП 306.2.100-2004 “Положення про порядок розслідування та обліку порушень в роботі атомних електричних станцій” (наказ Держатомрегулювання від 01.12.2004 № 184, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 17.12.2004 за № 1594/10193).
 11. НП 306.2.02/1.004-1998 “Загальні положення забезпечення безпеки при знятті з експлуатації атомних електростанцій та дослідницьких ядерних реакторів” (наказ Мінекобезпеки від 09.01.1998 № 2, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 23.01.1998 за № 47/2487).
 12. НП 306.5.02/3.076-2003 “Вимоги до організації та порядку введення АЕС в експлуатацію” (наказ Держатомрегулювання від 21.08.2003 № 108, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 03.09.2003 за № 762/8083).
 13. НП 306.2.173-2011 “Вимоги щодо визначення розмірів і меж зони спостереження атомної електричної станції” (наказ Держатомрегулювання України та МОЗ від 07.11.2011 № 153/766, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 24.11.2011 за № 1343/20081).
 14. Наказ Держатомрегулювання України від 01.12.2003 № 145 “Положення про дії Держінспекції на АЕС під час надзвичайних ситуацій”.
 15. ПНАЭ Г-7-008-89 “Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок” (утверждено ГАЭН СССР, 1989 г.).
 16. ПБЯ-06-10-91 “Правила проектирования и эксплуатации систем аварийной сигнализации о возникновении самоподдерживающейся цепной реакции и организации мероприятий по ограничению ее последствий” (утверждено ГПАН СССР, 1991 г.).
 17. ПНАЭ Г-10-021-90 “Правила устройства и эксплуатации локализирующих систем безопасности атомных станций” (утверждено ГПАН СССР, 1990 г.).
 18. ПНАЭ Г-10-007-89 “Нормы проектирования железобетонных сооружений локализирующих систем безопасности атомных станций” (утверждено ГАЭН СССР, 1989 г.).
 19. ПНАЭ Г-7-002-86 “Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок” (утверждено ГАЭН СССР, 1987 г.).
 20. ПНАЭ Г-7-013-89 “Правила устройства и безопасной эксплуатации исполнительных механизмов органов воздействия на реактивность” (утверждено ГАЭН СССР, 1989 г.).
 21. ПНАЭ Г-10-012-89 “Нормы расчета на прочность стальных защитных оболочек атомных станций” (утверждено ГАЭН СССР, 1989 г.).

22. ПНАЭ Г-7-003-87 “Правила аттестации сварщиков оборудования и трубопроводов АЭУ” (утверждено ГАЭН и ГГТН СРСР, 1987 г.).
23. ПНАЭ Г-7-009-89 “Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения” (утверждено ГАЭН СССР, 1989 г.).
24. ПНАЭ Г-7-010-89 “Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля” (утверждено ГАЭН СССР, 1989 г.).
25. ГСТУ 95.1.01.03.024-97 “Автоматизовані системи контролю радіаційної обстановки для атомних станцій” (наказ Держкоматому України від 22.09.1997 № 319).
26. ПНАЭ Г-1-001-85 “Типовое содержание технического обоснования безопасности атомных станций (ТС ТОВ АС-85)” (утверждено ГАЭН, ГКАЭ, Минздравом СССР, 1985 г.).
27. ПНАЭ Г-1-004-87 “Типовое содержание технического обоснования безопасности реакторной установки (ТС ТОВ РУ-87)” (утверждено ГАЭН, ГКАЭ СССР, 1987 г.).
28. ГНД 306.7.02/2.058-2002 “Методика виконання експертизи (технічної оцінки) матеріалів, які представлені у додатку до звіту з аналізу безпеки діючих енергоблоків АЕС (Додаткові матеріали з аналізу безпеки)” (наказ Держатомрегулювання від 04.03.2002 № 38).
29. ГНД 306.7.02/2.053-2001 “Методика виконання експертизи (технічної оцінки) матеріалів, які приведені у Додатку до звіту з аналізу безпеки “Технічне обґрунтування безпеки” (наказ Держатомрегулювання від 24.09.2001 № 73).
30. ГНД 306.7.02/2.047-2001 “Методика виконання експертизи (технічної оцінки). Додаток до звіту з аналізу безпеки діючих енергоблоків АЕС “Аналіз за проектних аварій” (наказ Держатомрегулювання від 15.06.2001 № 40).
31. ГНД 306.7.02/2.048-2001 “Методика виконання експертизи (технічної оцінки). Додаток до звіту з аналізу безпеки діючих енергоблоків АЕС “Імовірнісний аналіз безпеки” (наказ Держатомрегулювання від 15.06.2001 № 41).
32. ГНД 306.7.02/2.049-2001 “Методика виконання експертизи (технічної оцінки). Додаток до звіту з аналізу безпеки діючих енергоблоків АЕС “Аналіз проектних аварій” (наказ Держатомрегулювання від 15.06.2001 № 39).
33. ГНД 95.1.01.03.057-2004 “Регламент радіаційного контролю для енергоблоків з реакторами типу ВВЕР. Типовий зміст” (наказ Мінпалив-енерго України від 29.12.2004 № 830 та погоджено Держатомрегулювання листом 03.11.2004 за № 13-15/5847).

34. ГНД 306.7.02/2.041-2000 “Методика оцінки відповідності інформаційних і керуючих систем, важливих для безпеки атомних станцій вимогам з ядерної та радіаційної безпеки” (затверджено наказом Міністерства енергетики та захисту довкілля від 27.11.2000 № 214).
35. СОУ-Н ЯЕК 1.002:2012 “Перевантаження палива в реакторі ВВЕР-440. Номенклатура експлуатаційних нейтронно-фізичних розрахунків та експериментів”.
36. СОУ-Н ЯЕК 1.001:2012 “Перевантаження палива в реакторі ВВЕР-1000. Номенклатура експлуатаційних нейтронно-фізичних розрахунків та експериментів”.
37. СОУ-Н ЯЕК 1.004:2007 “Вимоги до структури та змісту Звіту з періодичної переоцінки безпеки енергоблоків діючих АЕС” (наказ Міністерства енергетики та захисту довкілля від 30.05.2007 № 262).
38. КНД 306.302-96 “Требования к содержанию отчета по анализу безопасности АС с реакторами типа ВВЭР на стадии выдачи разрешения на ввод в эксплуатацию”.
39. РД95 “Требования к содержанию отчета по анализу безопасности действующих на Украине энергоблоков АЭС с реакторами типа ВВЭР” (согласовано Минэкобезопасности).
40. ОТТ-87 “Арматура для оборудования и трубопроводов АЭС. Общие технические требования” (согласовано 09.04.1987 ГАЭН СССР).
41. СП АС-88 “Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций” (затверджені МОЗ СРСР, 1988 р., з урахуванням спільного наказу МОЗ та Держатомрегулювання від 06.05.2003 № 196/59 “Про скасування чинності положень “СП АС-88”, що стосуються питань встановлення значень допустимих викидів та скидів радіоактивних речовин АЕС в навколишнє природне середовище).
42. Наказ Міністерства енергетики та захисту довкілля від 27.02.2008 № 98 “Правила складання звітів з радіаційної безпеки на АЕС”.
43. ВБН В.1.1-034-03.307-2003. НАПБ 03.005-2002 “Противопожарные нормы проектирования атомных электростанций с водо-водяными энергетическими реакторами”.
44. Наказ Держатомрегулювання від 28.01.2015 № 12 “Положення про перелік документів, що подаються експлуатуючою організацією для отримання ліцензії на провадження діяльності на окремому етапі життєвого циклу ядерної установки” (zareestrovano в Міністерстві юстиції України 12.02.2015 за № 152/26597).
45. Наказ Держатомрегулювання від 22.07.2015 № 140 “Про затвердження Вимог з ядерної та радіаційної безпеки до інформаційних та керуючих систем, важливих для безпеки атомних станцій” (zareestrovano в Міністерстві юстиції України 06.08.2015 за № 954/27399).

46. Наказ Держатомрегулювання від 24.12.2015 № 233 “Про затвердження Вимог до систем аварійного охолодження ядерного палива та відведення тепла до кінцевого поглинача” (zareestrovano v Ministerstvi yustitsii Ukraini 16.01.2016 za № 77/28207).
47. Наказ Держатомрегулювання від 24.12.2015 № 234 “Про затвердження Вимог до систем електропостачання, важливих для безпеки атомних станцій” (zareestrovano v Ministerstvi yustitsii Ukraini 16.01.2016 za № 78/28208).
48. Наказ Держатомрегулювання від 17.10.2016 № 175 “Про затвердження Вимог до сейсмостійкого проектування та оцінки сейсмічної безпеки енергоблоків атомних станцій” (zareestrovano v Ministerstvi yustitsii Ukraini 07.11.2016 za № 1449/29579).
49. Наказ Держатомрегулювання від 13.04.2017 № 136 “Про вдосконалення нормативно-правових актів з питань управління старінням атомних станцій” (zareestrovano v Ministerstvi yustitsii Ukraini 05.05.2017 za № 578/30446).
50. Наказ Держатомрегулювання від 30.08.2017 № 313 “Про затвердження Вимог до періодичної переоцінки безпеки енергоблоків атомних станцій” (zareestrovano v Ministerstvi yustitsii Ukraini 20.09.2017 za № 1158/31026).
51. Наказ Держатомрегулювання від 01.12.2017 № 443 “Про затвердження Вимог до ризик-інформованого прийняття рішень з безпеки атомних станцій” (zareestrovano v Ministerstvi yustitsii Ukraini 19.12.2017 № 1535/31403).
52. Наказ Держатомрегулювання від 03.04.2018 № 140 “Про затвердження Правил улаштування та безпечної експлуатації локалізуючих систем безпеки” (zareestrovano v Ministerstvi yustitsii Ukraini 27.04.2018 za № 534/31986).
53. Наказ Державної інспекції ядерного регулювання України від 25.06.2018 № 265 “Про внесення змін до Вимог до сейсмостійкого проектування та оцінки сейсмічної безпеки енергоблоків атомних станцій” (zareestrovano v Ministerstvi yustitsii Ukraini 12.07.2018 № 813/32265).

Нормативні документи, дія яких розповсюджується на дослідні реактори, критичні та підкритичні збірки

1. НП 306.2.183-2012 “Про затвердження Загальних положення безпеки ядерної підкритичної установки” (наказ Держатомрегулювання від 12.03.2012 № 56, zareestrovano v Ministerstvi yustitsii Ukraini 27.04.2012 za № 640/20953).

2. ОПБ ИР “Общие положения обеспечения безопасности исследовательских реакторов при проектировании, сооружении и эксплуатации”, 1988 г.
3. ПБЯ-01-75 “Правила ядерной безопасности подкритических стенов” (утверждено ГКАЭ СССР, 1975 г.).
4. ПБЯ-02-78 “Правила ядерной безопасности критических стенов” (утверждено ГКАЭ СССР, 1978 г.).
5. ПБЯ-03-75 “Правила ядерной безопасности исследовательских реакторов” (утверждено ГКАЭ СССР, 1975 г.).

Нормативні документи, дія яких розповсюджується на сховища відпрацьованого палива

1. НП 306.2.105-2004 “Основні положення забезпечення безпеки проміжних сховищ відпрацьованого ядерного палива сухого типу” (наказ Держатомрегулювання від 29.12.2004 № 198, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 17.01.2005 за № 49/10329).
2. ПБЯ-06-00-88 “Основные правила ядерной безопасности при переработке, хранении и транспортировании ядерноопасныхделящихся материалов”.
3. ПНАЭ Г-14-029-91 “Правила безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах атомной энергетики” (утверждено ГПАН СССР, 1991 г.).
4. ПБЯ-06-08-77 “Правила ядерной безопасности при транспортировании отработавшего ядерного топлива” (утверждено ГКАЭ СССР ГАН СССР 14.09.1977).
5. РД 306.8.02/2.067-2003 “Рекомендації щодо структури та змісту звіту з аналізу безпеки сховищ відпрацьованого ядерного палива” (наказ Держатомрегулювання від 20.02.2003 № 33).

Навчальне видання

Державна служба України з надзвичайних ситуацій

**ЛЬВІВСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БЕЗПЕКИ ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ**

**Чалий Дмитро Олександрович,
Тарнавський Андрій Богданович,
Сукач Роман Юрійович,
Веселівський Роман Богданович**

ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА АЕС

Навчальний посібник

Частина II

Редактор і коректор *Олександр Хміль*
Технічний редактор *Геннадій Кундельський*

Підписано до друку 12.02.2020.
Формат 60×84/16. Папір офсетний. Друк цифровий.
Ум. друк. арк. 19,76. Обл. вид. арк. 18,93.
Наклад 300 прим.

Видавництво "Каменярь". 79008, Львів, вул. Підвальної, 3.
Свідоцтво Держ реєстру: серія ДК, № 462.
Ел. адреса: vyd@kamenyar.com.ua
Вебсайт: [hhtt://www.kamenyar.com.ua](http://www.kamenyar.com.ua)