

Національний університет «Чернігівський колегіум» ім. Т. Г. Шевченка
Природничо-математичний факультет
Кафедра хімії, технологій і фармації

Кваліфікаційна робота

освітній ступінь: магістр

на тему

ФІЗИКО-ХІМІЧНІ АСПЕКТИ ТЕХНОГЕННОЇ БЕЗПЕКИ АЕС

Виконав:

студент 6 курсу, групи 62

спеціальності 102 «Хімія»

Каплюк Гліб Ігорович

Науковий керівник:

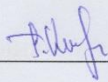
доцент кафедри хімії, технологій та
фармації, кандидат біологічних наук

Смольський О.С.

Чернігів – 2024

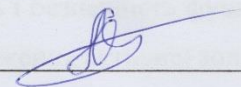
Роботу подано до розгляду « 9 » 01 2024 р.

Студент



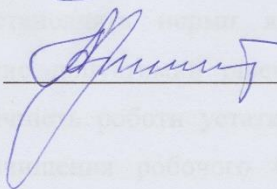
Каплюк Г.І.

Науковий керівник



Смольський О.С.

Рецензент



Духани О.В.

Кваліфікаційна робота розглянута на засіданні кафедри хімії, технологій та фармації. Протокол № 8 від «10» січня 2024 р.

Студент допускається до захисту даної роботи в екзаменаційній комісії.

Завідувач кафедри



(підпис)

Курмакова І.М.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Одним із найважливіших факторів, які мають суттєвий вплив на надійність, економічність і безпечність функціонування АЕС, є водно-хімічний режим та система охолодження активної зони реактора.

Основу ВХР становлять норми якості робочого середовища, які встановлюють гранично допустимий рівень забруднень, що впливають на надійність та економічність роботи устаткування другого контуру, а також вимоги до систем очищення робочого середовища при різних режимах експлуатації енергоблока.

Таким чином, для продовження терміну служби, надійної, безаварійної й економічної роботи обладнання, а також для забезпечення експлуатації в проектних режимах, нормативом передбачено засоби та методи підтримки ВХР, які мають забезпечувати якість робочого середовища другого контуру реакторної установки ВВЕР-1000 згідно із встановленими нормами.

Дослідження показало особливості забезпечення ВХР другого контуру реакторної установки ВВЕР-1000, отже при проведенні ЛХК якості живильної і продувної води ПГ при експлуатації РУ на різних енергетичних рівнях потужності перш за все необхідно контролювати питому електропровідність, вміст кисню, катіонів натрію, а також хлорид- та сульфат-аніонів, при початку експлуатації РУ нормовані та діагностичні показники значно зростають, зокрема вміст хлорид-йонів збільшується з 100 до 200 мкг/л, а сульфатів – з 100 до 600 на мінімально-контрольних рівнях, обмеження у експлуатації РУ третього рівня дії можуть відбуватись при зниженні рН води ПГ менше 6,5 або збільшенні понад 10,0, а регламентна швидкість перевodu РУ до стану «Холодний зупин» для живильної води визначається двома нормативними показниками – питомою електропровідністю та вмістом кисню, а для продувної води, відповідно, визначається за одним нормативним показником - питомою електропровідністю та чотирьма діагностичними показниками, а саме рН та масовою концентрацією йонів натрію, хлорид- та сульфат-йонів.

ЗМІСТ

СПИСОК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1. РІЗНОМАНІТТЯ СИСТЕМ ОХОЛОДЖЕННЯ АКТИВНОЇ ЗОНИ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРУ.....	11
1.1. Система охолодження активної зони реактора та захисної оболонки як основа функціонування контайменту.....	11
1.2. Система охолодження на ЧАЕС та її конструктивні недоліки.....	12
1.3. Система охолодження на сучасних українських АЕС.....	16
РОЗДІЛ 2. ЗАХИСНА ОБОЛОНКА В АТОМНИХ РЕАКТОРАХ ТА ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА НА АЕС.....	18
2.1. Будова та значення захисної оболонки на реакторах АЕС.....	18
2.2. Система безпеки, моніторинг та вимірювання радіації в контурах охолодження АЕС.....	19
2.3. Фізико-хімічні і технічні аспекти у вдосконаленні систем охолодження і безпеки на АЕС.....	22
РОЗДІЛ 3. ВОДНО-ХІМІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ КОНТУРІВ ОХОЛОДЖЕННЯ НА СУЧАСНИХ АЕС УКРАЇНИ.....	29
3.1. Технологічні особливості енергоблока із реактором типу ВВЕР-1000	29
3.2. Водно-хімічний режим теплоносія другого контуру реактору ВВЕР- 1000	30
3.3. Особливості ведення водно-хімічного режиму в різних умовах експлуатації.....	32
РОЗДІЛ 4. МАТЕРІАЛИ ТА МЕТОДИКИ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	34
РОЗДІЛ 5. РЕЗУЛЬТАТИ ТА ЇХ ОБГОВОРЕННЯ.....	37
5.1. Загальні рекомендації щодо хімічного контролю якості робочого середовища другого контуру.....	37

5.2. Особливості водно-хімічного режиму другого контуру у підготовчій, початковий та період мінімально-контрольного рівня навантаження реакторної установки.....	39
5.3. Показники якості водно-хімічного режиму другого контуру, які обмежують експлуатацію реакторної установки.....	42
5.4. Особливості показників водно-хімічного режиму другого контуру, які регламентують переведення РУ у стан «Холодний зупин».....	44
ВИСНОВКИ.....	47
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	49
ДОДАТКИ.....	55

СПИСОК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АЕС – атомна електростанція

АХК - автоматизований хімічний контроль

БЗУ - блокова знесолююча установка

ВВЕР - водно-водяний енергетичний реактор

ВХР - водно-хімічний режим

ГЗЗ - головні запірні засувки

ГЦН - головний циркуляційний насос

Д - деаератор

ЖВ - живільна вода

ЗАЕС - Запорізька атомна електростанція

К - конденсатор

КТ - конденсат турбіни

КЖТ - конденсатно-живильний тракт

КЕН-1 - конденсатний електронасос першого ступеня

КЕН-2 - конденсатний електронасос другого ступеня

КЯР - комісія з ядерного регулювання

ЛХК - лабораторний хімічний контроль

МАГАТЕ - міжнародне агентство з атомної енергії

МКР - мінімально-контрольований рівень потужності

ПВ - продувна вода

ПВТ - підігрівач високого тиску

ПНТ - підігрівач низького тиску

РА – радіаційна аварія

РВПК- реактор великої потужності каналний

РУ – реакторна установка

СВО - установка спеціального водоочищення

ТЖН - турбоживильний насос

ТРБЕ - технологічний регламент безпечної експлуатації енергоблоків

ТУ - турбінна установка

ФЗД - фільтр змішаної дії

ХВО - хімічне водоочищення

ХЗВ - хімічно-знесолена вода

ЧАЕС - Чорнобильська атомна електростанція

ВСТУП

Безпечна експлуатація атомних електростанцій (АЕС) є першочерговим завданням для урядів, екологічних організацій та громад у всьому світі. Використання ядерної енергії принесло величезні переваги з точки зору виробництва електроенергії, значно зменшивши залежність від викопного палива та обмеживши викиди парникових газів. Однак Чорнобильська катастрофа 1986 року та інцидент на АЕС Фукусіма-1 у 2011 році є суворим нагадуванням про катастрофічні наслідки, до яких можуть призвести прогалини в технологічній безпеці в ядерній галузі.

Україна, з її значною залежністю від ядерної енергетики, займає унікальне місце в цьому складному ландшафті ядерної енергетики. Також на слід забувати про події, що стали актуальними для України з 24 лютого 2022 року, а саме «російське вторгнення в Україну». Однак, не зважаючи на нові ускладнення для роботи й безпеки будь-яких установ, в тому числі й АЕС, українські енергетики та працівники сфери переробки ядерних відходів достойно прийняли виклик і продовжують працювати не зважаючи на такі небезпечні обставини.

Актуальність дослідження. Одним із найважливіших факторів, які мають суттєвий вплив на надійність, економічність і безпечність функціонування АЕС, є водно-хімічний режим (ВХР) та система охолодження (СО) активної зони реактора.

Під ВХР розуміють комплекс заходів, які передбачають очищення робочого середовища від солей та механічних домішок і видалення корозійно-активних газів та подальше повернення конденсату до парогенератора (ПГ) як живильної води. ВХР другого контуру енергоблока забезпечує мінімізацію корозійних процесів і процесів утворення відкладень у водопаровому тракті та основному обладнанні другого контуру АЕС [16].

Найбільш вразливим устаткуванням другого контуру є парогенератор (ПГ), у якому, внаслідок випарювання води, відбувається концентрування іоногенних домішок, що надходять із водою живлення. Корозійний стан

теплообмінних трубок ПГ залежить від кількісного та якісного складу відкладень на них. Найбільш радикальним із наявних на сьогодні методів запобігання корозійному зношуванню трубок ПГ є проведення періодичних хімічних промивок з боку другого контуру, що може призводити до утворення значних об'ємів рідких відходів, що важко перероблюються.

Таким чином, на сьогодні актуальною є проблема створення та підтримки таких фізико-хімічних властивостей теплоносіїв, які запобігали б корозійним ушкодженням конструкційних матеріалів обладнання та утворенню відкладень на його поверхнях. В Україні та за кордоном проводиться велика кількість робіт з дослідження корозійних процесів різних конструкційних матеріалів АЕС [6]. У результаті встановлені показники якості теплоносіїв та робочих середовищ АЕС, дотримання яких є ефективним захистом від корозії обладнання другого контуру реактора.

Проте із кожним роком встановлені норми стають більш жорсткими для поліпшення показників якості робочого середовища та, як наслідок, збільшення терміну роботи технологічного устаткування, який нині для українських АЕС становить близько 30 років.

Оскільки відповідне дотримання встановлених норм не повністю пригнічує корозійні процеси та утворення відкладень на внутрішніх поверхнях теплообмінного обладнання, тому вдосконалення систем ведення ВХР другого контуру енергоблока є важливими напрямками розвитку наукових досліджень.

Метою дослідження є фізико-хімічний аналіз системи охолодження реакторних установок АЕС України.

Об'єктом дослідження є система охолодження реакторів АЕС в Україні.

Предметом дослідження є особливості водно-хімічного режиму другого контуру реакторної установки ВВЕР-1000.

Представлене дослідження має на меті **наступні завдання**:

1. Проаналізувати загальні особливості водно-хімічного режиму в експлуатаційних умовах роботи реакторної установки.

2. Охарактеризувати нормовані та діагностичні показники якості при підготовчих випробуваннях та початковому етапі експлуатації реактору.
3. Описати якісні та кількісні показники промивної та живильної води, що обумовлюють обмеження у експлуатації реакторної установки.
4. Систематизувати експлуатаційні межі розхолодження реактору ВВЕР-1000 до стану «Холодний зупин».

Матеріали роботи представлені на Всеукраїнської науково-практичної конференції з міжнародною участю студентів, аспірантів і молодих учених (7 грудня 2023 р., м. Чернігів).

Публікації:

Каплюк Г. І., Смольський О. С. Фізико-хімічні аспекти техногенної безпеки АЕС в Україні, її сучасний стан та перспективи. *Крок у науку: дослідження у галузі природничо-математичних дисциплін та методик їх навчання* : збірник тез доповідей Чернігів : НУЧК імені Т. Г. Шевченка, 2023. С. 36-38.

РОЗДІЛ 1

РІЗНОМАНІТТЯ СИСТЕМ ОХОЛОДЖЕННЯ АКТИВНОЇ ЗОНИ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРУ

Під час генерації електроенергії практично будь-яке з відомих джерел енергії (окрім т.з. зеленої енергетики) виробляє надлишок тепла, що не конвертується в струм, тобто є зайвим і буде заважати роботі даного джерела. З таким явищем зіштовхнулись й атомні електростанції. В свою чергу це означає, що ми маємо проблему у вигляді зайвої теплоти, і це ставить задачу у створенні охолодження активної зони атомного реактора.

1.1. Система охолодження активної зони реактора та захисної оболонки як основа функціонування контайменту.

Система охолодження активної зони (СОАЗ) ядерного реактора є найважливішим компонентом атомної електростанції. В Україні за забезпечення безпеки атомних електростанцій відповідають Державна інспекція ядерного регулювання, Міністерство енергетики та вугільної промисловості України та Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом» [10].

СОАЗ є одним з найважливіших елементів безпеки АЕС. Система аварійного охолодження активної зони (САОЗ) може використовуватись для мінімізації впливу наслідків важкої аварії, таких як воднева небезпека (коли вода розщеплюється на водень і кисень та через що може статися вибух), що допоможе локалізувати середовище зони аварії та переопресовування контайменту. Все це необхідно для запобігання витоку радіонуклідів з їх подальшою хімічною взаємодією, коли це допомагає їм довше залишатись в навколишньому середовищі [21].

СОАЗ атомного реактору є надважливою складовою для забезпечення безпечної роботи реактора [19] та може вийти з ладу внаслідок ядерних аварій

через проблеми із засміченням, що виникають через уламки та суспензії або інші причини, що може привести до зупинки АЕС та впливати на ядерну безпеку [15].

Зазвичай, система охолодження реактора складається з активної зони реактора в корпусі під тиском, контурів теплоносія з насосами, парогенераторів і компенсатора тиску. Але важливо зазначити, що вода (або інша охолоджуюча рідина) не повинна безпосередньо контактувати з паливними стрижнями – адже це може призвести до спонтанного утворення водню та вибуху [27]. Рідина-теплоносій надходить в активну зону при низькій температурі і виходить при більш високій температурі після збору енергії поділу. Ця рідина з вищою температурою потім спрямовується до звичайних термодинамічних компонентів, де тепло перетворюється на електричну енергію.

СОАЗ ядерного реактора і система охолодження корпусу ядерного реактора є важливими компонентами ядерного реактора. Обидві ці системи завжди мають працювати разом, щоб забезпечити безпечну та ефективну роботу ядерного реактора. Система охолодження активної зони ядерного реактора запобігає перегріванню ядерного палива, в той час як система охолодження корпусу ядерного реактора допомагає підтримувати тиск і температуру теплоносія реактора [24].

Таким чином, в основі довготривалого та безпечного функціонування такої складної системи, як атомний реактор найважливішими є системи охолодження активної зони реактора та його захисної оболонки [14].

1.2. Система охолодження на ЧАЕС та її конструктивні недоліки

Чорнобильська АЕС на момент катастрофи мала реактор на четвертому енергоблоці типу РВПК-1000, який вже на той час і на сам час створення мав ряд суттєвих недоліків, на які радянська влада закривала очі. Тобто «натяки» на вірогідність серйозної аварії були і не за один рік до тих трагічних подій. Фактично, часткове ігнорування законів фізики, хімії та техніки безпеки з боку

тодішньої влади та інженерів-проектувальників мали проявитись через деякий проміжок часу, що й сталося.

Відтак, система охолодження на 4-му енергоблоці ЧАЕС відіграла значну роль у Чорнобильській катастрофі 26 квітня 1986 року. Нижче наведені деякі деталі, пов'язані з системою охолодження на 4-му енергоблоці ЧАЕС:

- Насоси системи охолодження використовувалися для циркуляції води через реактор для відведення тепла і запобігання перегріву.

- Деаератори були розташовані на висоті +16,4 м і використовувалися для видалення розчинених газів з охолоджуючої води перед її подачею в систему охолодження реактора [48].

- Після введення в експлуатацію енергоблоків №3 і №4 у 1983 році площа басейну-охолоджувача була збільшена з 12,7 км² до 22,9 км².

- Система охолодження була відключена після вибуху, що призвело до втрати теплоносія і викликало перегрів і розплавлення паливних стрижнів.

- Пізніше було прийнято рішення про будівництво об'єкта «Укриття» 4-го енергоблоку ЧАЕС для поховання зруйнованого реактора і пов'язаних з ним матеріалів.

Наразі тривають проекти, пов'язані зі зняттям з експлуатації ставка-охолоджувача та перетворенням об'єкта «Укриття» на екологічно безпечну систему для людей і навколишнього середовища. Деякі дослідники створили план майже на 100 років вперед стосовно долі 4-го енергоблоку [13].

Реактор РВПК-1000 є реактором з водяним охолодженням та з окремими паливними каналами. В якості теплоносія використовується легка (звичайна) вода, яка протікає через водонапірні трубки, які містять тепловиділяючі збірки. Номінальна температура теплоносія на виході з реактору становить 284°C, при тиску близько 7 МПа (майже 70 атмосфер) [26].

Реактор РВПК має два незалежні контури, які забезпечують охолодження кожної половини активної зони реактора. Кожен контур містить чотири головні

насоси теплоносія і пов'язані з ними трубопроводи, а тиск в системі теплоносія підтримується пресифікатором. Керуючі стрижні реактора РВПК розташовані в нижній частині реактора, а їх введення в активну зону здійснюється за допомогою гідравлічної системи [34].

Також реактор має газовий контур, який обслуговує два реактори РВПК-1000 або один РВПК-1500 (який в Україні зараз використовується) та розміщується між двома реакторами на РВПК другого покоління. При цьому газ вводиться в активну зону знизу з невеликою швидкістю потоку та виходить із стояка кожного каналу через окрему трубу. Вологість і температура вихідного газу контролюються, і їх підвищення є індикатором витoku теплоносія [31].

Система охолодження на Чорнобильській АЕС мала кілька конструктивних недоліків, які сприяли виникненню катастрофи. Основними недоліками були:

- Конструкція стержнів управління і захисту, яка призводила до того, що за певних обставин аварійний захист не зупиняв реактор, а вводив до реактора позитивну реактивність і ставав ініціатором розгону потужності реактора.

- Відсутність знань персоналу про недоліки реактора та низька «культура безпеки» персоналу ЧАЕС [17].

- Недостатня комунікація між конструкторами реактора і експлуатаційниками. Конструктори не попередили експлуатаційників про наслідки прорахунків, допущених під час створення реактора, і не надали рекомендації персоналу, як необхідно діяти у критичних ситуаціях, поки не будуть реалізовані заходи, що виключають прояв проектних недоліків реактора.

- Міжнародна самоізоляція ядерної енергетики СРСР, яка також призвела до негативних наслідків у створенні умов, що призвели до катастрофи.

Ці недоліки були визнані після катастрофи на ЧАЕС і стали основою для подальшого вдосконалення систем охолодження в ядерних реакторах типу РВПК-1000 [25].

Таким чином, система безпеки, моніторинг та вимірювання радіації на системах охолодження АЕС є великим комплексом засобів, методів й заходів, що

допомагають стежити за температурою, тиском та активністю реактора й допомагають контролювати стабільний і справний стан охолоджуючої системи реактора [11].

На основі аналізу конструктивних особливостей реактору РВМК-1000 ЧАЕС можна пояснити причини аварії 26 квітня 1986 р.:

1. Конструкція регулюючих стрижнів і систем безпеки сприяла аварії.
2. Реактор мав позитивний коефіцієнт порожнечі, що означає, що при утворенні бульбашок пари в охолоджуючій воді реактивність реактора зростала, що призвело до розгону реакції [38].
3. Оператори припустилися низки помилок і порушили правила експлуатації, що ускладнило і посилило наслідки проектних недоліків.
4. Відсутність захисної оболонки: на відміну від багатьох західних конструкцій реакторів, реактори РВПК не мали надійної захисної оболонки. У випадку розплавлення або вибуху активної зони не існувало фізичного бар'єру для запобігання викиду радіоактивних матеріалів.
5. Підготовка операторів на Чорнобильській АЕС була недостатньою. Персоналу не вистачало досвіду поводження з аварійними ситуаціями та реагування на нестабільність реактора.
6. Неналежне управління випробуваннями та процедурами безпеки: зловчасне випробування в ніч аварії проводилося в небезпечних умовах. Протоколи безпеки не були дотримані, а реактор працював на неправильній потужності, всупереч рекомендаціям з безпеки.
7. Проблеми з комунікацією між операторами станції та наглядовим персоналом призвели до аварії. Ключова інформація про стан реактора передавалася неефективно.
8. Культура секретності та недостатній обмін інформацією у колишньому СРСР навколо ядерних об'єктів.

1.3. Система охолодження на сучасних українських АЕС

Ядерні реактори потребують систем охолодження для запобігання перегріву, який може призвести до таких інцидентів, як розплавлення з подальшим вибух. Нам слід зазначити деякі системи і методи, що використовуються для запобігання перегріву в ядерних реакторах [18].

Охолодження є важливим аспектом роботи атомних електростанцій та ядерних реакторів. Ось деякі особливості охолодження ядерних реакторів на сучасних АЕС:

► АЕС мають градирні з рециркуляційною водою є поширеною візуальною особливістю електростанцій, як викопних, так і атомних. Більшість атомних електростанцій з рециркуляційним охолодженням охолоджуються водою в контурі конденсатора, а гаряча вода потім надходить до градирні. Охолодження в градирні відбувається шляхом передачі тепла води до повітря, як безпосередньо, так і через випаровування частини води. Градирні забезпечують енергоефективний та екологічно чистий спосіб відведення тепла з циркулюючої води перед її поверненням до джерела [40].

► Всі теплові електростанції, які використовують тепло для виробництва пари, що приводить в рух турбогенератор, потребують системи охолодження води. Більшість з них використовують «однорангову» систему охолодження, в якій вода забирається з озера, річки або водосховища і циркулює всередині станції для конденсації пари з турбіни назад у воду.

► Пасивні системи охолодження активної зони включають систему баків для підживлення активної зони, пасивний теплообмінник для відведення залишкового тепла і герметичну оболонку [24].

► Помітною перевагою конструкцій високотемпературних реакторів з газовим охолодженням, які зараз розробляються, є їх прогнозована теплова ефективність на рівні 70%, що значно зменшить вимоги до охолодження.

► Там, де охолодження атомних електростанцій може вимагати більших відстаней передачі або альтернативних технологій охолодження, збільшення витрат буде порівняно незначним [33].

На сучасних АЕС України наразі експлуатуються наступні системи охолодження:

Основна система охолодження. Шість реакторів Запорізької атомної електростанції продовжують охолоджуватися за допомогою системи основного охолодження, яка зараз поповнюється за рахунок підземних вод [46].

-
- *Свердловина підземних вод.* Запорізька атомна електростанція почала викачувати воду з нової свердловини підземних вод для потреб охолодження.
 - *Ставок.* Запорізька АЕС має великий ставок, розташований над водосховищем сусідньої дамби, яка прорвалася, що забезпечує достатньо води для охолодження реакторів протягом «декількох місяців» [35].
 - *Підземна система водопостачання та свердловини на території станції.*

ЗАЕС проінформувала Генерального директора МАГАТЕ про резерви охолодження у аварійних станах:

- ✓ Додаткова охолоджуюча вода може бути закачана з підземної системи водопостачання та свердловин на території станції.
- ✓ Збільшення постачання охолоджувальної води. У січні 2016 року український уряд затвердив новий проект на три роки для збільшення подачі охолоджувальної води на Південноукраїнську АЕС, щоб досягти збільшення річного виробітку на 2,5 ТВт/год.
- ✓ Дизельні генератори. У разі відключення електроенергії дизель-генератори можуть бути використані для забезпечення станції електроенергією, необхідною для охолодження блоків під час холодної зупинки.

Варто зазначити, що ЗАЕС зіткнулася з проблемами з системами охолодження через прорив Каховської дамби та ймовірне мінування системи охолодження російськими окупантами.

РОЗДІЛ 2

ЗАХИСНА ОБОЛОНКА В АТОМНИХ РЕАКТОРАХ ТА ЇЇ РОЛЬ У ЗАХИСТІ ПЕРСОНАЛУ АЕС ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

2.1. Будова та значення захисної оболонки на реакторах АЕС

Будь-який атомний реактор потребує охолодження та захисної оболонки, що на випадок розгерметизації активної зони захистить персонал АЕС та навколишнє середовище від іонізуючого випромінення та радіонуклідів. Захисна оболонка є постійним елементом кожного атомного реактору і від її цілісності залежить енергоефективність АЕС та безпека персоналу.

Оболонка ядерного реактора (або інакше її називають контейнер) - це газонепроникна оболонка або інше огороження навколо ядерного реактора, призначене для утримання продуктів поділу, які можуть бути викинуті в атмосферу в разі аварії. Контейнер є четвертим і останнім бар'єром на шляху радіоактивного викиду, частиною стратегії глибокопроникного захисту ядерного реактора, першим з яких є сама паливна кераміка, другим - металеві паливні оболонки, а третім - корпус реактора і система охолодження [41].

Самі споруди-охолоджувачі, як правило, являють собою герметичну сталеву конструкцію, що оточує реактор, зазвичай ізольовану від зовнішньої атмосфери. У ньому розміщується ядерний реактор і його реактор під тиском, насоси системи охолодження реактора, парогенератор та інше обладнання або трубопроводи, які можуть призвести до вивільнення радіоактивних матеріалів. Конструкція захисної оболонки складається з захисного корпусу реактора, зони обслуговування та системи аварійного очищення повітря, які зменшують викид продуктів поділу в навколишнє середовище [43].

Таким чином, захисна оболонка атомного реактору є постійною і незамінною частиною атомного реактору до його повного виходу з ладу або до радіоактивної аварії (РА), захищає персонал АЕС та навколишнє середовище від

радіації під час роботи реактору, так і після радіаційної аварії, представляє собою технічно складну конструкцію та вимагає обслуговування та нагляду від досвідченого персоналу АЕС [9].

2.2. Система безпеки, моніторинг та радіаційний контроль в контурах охолодження АЕС.

На сучасних АЕС існує декілька систем безпеки, призначених для запобігання аваріям і зменшення їх наслідків, якщо вони сталися. Системи безпеки виконують три основні функції безпеки: *контроль реактора, охолодження палива та стримування радіації*. До систем безпеки відносять:

- *Система захисту реактора*: ця система призначена для негайного припинення ядерної реакції шляхом розриву ланцюгової ядерної реакції, усунення джерела тепла. Інші системи можуть бути використані для відведення тепла розпаду від активної зони. Оператор сучасної АЕС має доволі багато можливостей контролювати перебіг ядерних реакцій та захисту реактору від РА [36].

- *Управляючі стрижні*: регулюючі (або управляючі) стрижні - це серія стрижнів, які можна швидко вставити в активну зону реактора для поглинання нейтронів і швидкого припинення ядерної реакції. Зазвичай вони складаються з актинідів, лантанодів, перехідних металів і бору в різних сплавах зі структурною основою, такою як сталь.

- *Пасивні засоби безпеки*: використовують природні сили або явища, такі як гравітація, різниця тиску або природна теплова конвекція, для виконання функцій безпеки, не потребуючи активного джерела енергії. Нові проекти реакторів все ширше використовують пасивні елементи безпеки для різних цілей, таких як охолодження активної зони під час перехідних процесів, проектних аварій або навіть важких аварій, стверджуючи, що пасивні системи мають високу надійність і знижують витрати, пов'язані з установкою і обслуговуванням систем, що вимагають декількох [30].

Міжнародне агентство з атомної енергії допомагає державам-членам застосовувати міжнародні стандарти безпеки для посилення безпеки атомних електростанцій. Системи безпеки вбудовані в атомні електростанції для контролю реакції та утримання радіоактивних матеріалів. Моніторинг ситуації з безпекою на атомних електростанціях має вирішальне значення для забезпечення безпечної та ефективної роботи станцій стосовно будь-якої системи.

АЕС виділяють невелику кількість радіації та радіоактивних матеріалів під час роботи. Суворі правила Комісії з ядерного регулювання (Nuclear Regulatory Commission) (NRC) -КЯР- щодо цих викидів утримують рівні радіації в навколишньому середовищі на дуже низькому рівні і захищають здоров'я та безпеку населення, тому розгляд заявок на отримання ліцензії на експлуатацію реакторів включає аналіз можливого впливу на людей, тварин, рослини та морську фауну [39].

Після запуску АЕС КЯР проводить інспекцію і перевіряє, чи відповідає вона нормам і правилам. Оператори АЕС також повинні дотримуватися лімітів доз опромінення для населення, контролювати викиди та навколишнє середовище навколо АЕС і щорічно звітувати про результати своєї діяльності перед ЯРК.

Системи моніторингу та діагностики. Системи онлайн-моніторингу та діагностики були застосовані до внутрішніх частин корпусу реактора, насосів, запобіжних і перепускних клапанів та турбогенераторів для підвищення надійності та безпеки АЕС [37].

Отже, забезпечення безпеки персоналу, який працює на атомних електростанціях, є важливою складовою роботи АЕС та передумовою ефективного процесу виробництва електроенергії [23]. На атомних електростанціях виконується Закон України «Про охорону праці» та функціонує служба охорони праці.

Вимірювання радіації є важливим аспектом безпеки на атомних електростанціях (АЕС). Наведемо кілька основних способів вимірювання радіації в системах охолодження на АЕС.

Гранична межа тиску теплоносія в реакторі. Контроль за даним показником забезпечує бар'єр у протидії вивільненню радіонуклідів та іонізуючого випромінення, що генерується в реакторі. Він призначений для забезпечення системи утримання теплоносія і запобігання витоку радіоактивних матеріалів у навколишнє середовище.

Паливна оболонка. Рівень радіоактивності в охолоджуючій воді контролюється для виявлення будь-яких витоків в оболонках паливних стрижнів.

Радіація в захисній оболонці. Радіаційні детектори використовуються для вимірювання радіації в захисній оболонці, щоб захистити працівників від радіаційного ризику під час технічного обслуговування [47].

Температура охолоджувальної рідини. Істинна температура теплоносія є основною вимогою системи безпеки АЕС, і система отримує дані вимірювань радіації з набору обох показників.

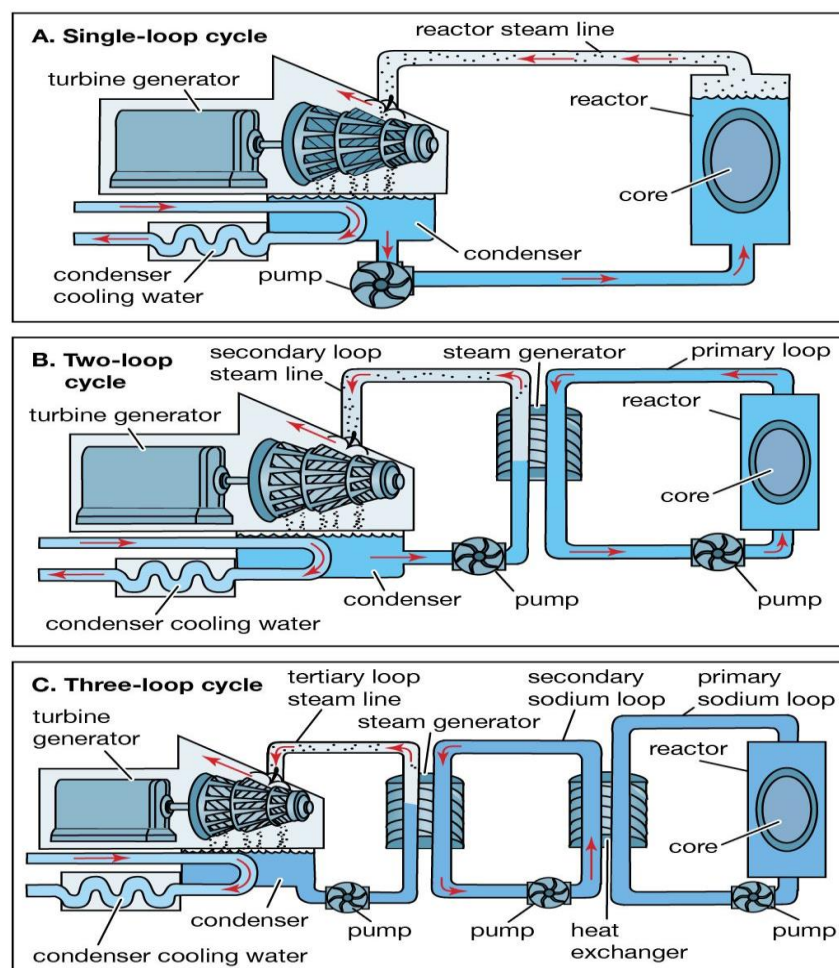
Радіологічні вимірювання мають вирішальне значення для безпечної експлуатації ядерних установок, тому важливим є управління спеціальним персоналом для проведення комплексних радіологічних вимірювань. На потужність дози, що вимірюється на електростанціях, впливає декілька параметрів, включаючи матеріали, хімічний склад теплоносія, температуру і швидкість потоку в контурі.

Таким чином, система безпеки, моніторинг та вимірювання радіації в системах охолодження АЕС є великим комплексом засобів, методів й заходів, що допомагають стежити за температурою, тиском та активністю реактора й допомагають контролювати стабільний і справний стан охолоджуючої системи реактора.

2.3. Хімічні, фізичні і технічні аспекти у вдосконаленні систем охолодження і безпеки на АЕС.

Системи охолодження АЕС самі безпосередньо не виробляють радіоактивні відходи, але через опосередкований та безпосередній контакт з джерелами іонізуючого випромінювання утворюється доволі значна кількість т. з. вторинних радіоактивних відходів. До них належить вода, яка є теплоносієм та охолоджуючою рідиною в більшості атомних реакторів, численні системи трубопроводів, контейнери, в яких перевозиться радіоактивне паливо і т.і.

Фізичні та хімічні характеристики систем охолодження і безпеки ядерних реакторів мають вирішальне значення для забезпечення безпечної та ефективної експлуатації цих об'єктів.



© 2013 Encyclopædia Britannica, Inc.

Рис.2. Основні енергетичні цикли на АЕС

Система теплоносія в ядерному реакторі відіграє ключову роль у вилученні тепла від ядерного поділу для виробництва електроенергії – це і є енергетичний цикл на АЕС. У більшості енергетичних реакторів теплоносії підтримується під високим тиском, тоді як дослідницькі реактори мають простіші системи відведення тепла, часто використовуючи для охолодження навколишнє повітря або воду [28].

Системи безпеки ядерних реакторів призначені для досягнення трьох основних цілей:

- 1) зупинення реактору;
- 2) підтримання реактору в зупиненому стані;
- 3) запобігання викиду радіоактивних матеріалів.

Ці системи безпеки включають систему захисту реактора, яка призначена для негайного припинення ядерної реакції, і різні інші системи для відведення тепла розпаду від активної зони і захисту захисної оболонки в разі аварії [42].

Реактори з водяним охолодженням є найпоширенішим типом на АЕС і надійність їхньої технології охолодження має важливе значення для безпечної та ефективної експлуатації. Хімічні характеристики води мають вирішальне значення для забезпечення надійності різних систем станції, включаючи паливо і парогенератори, під час різних режимів експлуатації.

Відтак, найбільшими проблемами сучасних систем охолодження ядерних реакторів є:

- *Використання води*: ядерні реактори потребують великої кількості води для охолодження і виробництва електроенергії. Станції, які мають градирні, забирають воду з довколишніх джерел і випускають її назад у навколишнє середовище при вищій температурі, що може завдати шкоди водним екосистемам [8].

- *Вплив на навколишнє середовище*: атомні електростанції можуть мати катастрофічні наслідки в разі аварії, і ці наслідки можуть бути довготривалими.

Відбулося 11 серйозних аварій на ядерних реакторах, включаючи Чорнобильську катастрофу за період активного використання цієї галузі.

- *Викиди CO₂*: атомні електростанції безпосередньо не викидають CO₂ під час роботи, але це відбувається під час виробництва ядерного палива, включаючи видобуток, перевезення руди, подрібнення та збагачення урану, а також транспортування готового ядерного палива при доставці в енергоблок та після його використання.

- *Проблеми безпеки*: ядерні реактори потребують ретельного моніторингу та технічного обслуговування для запобігання аварій. Системи охолодження повинні бути спроектовані таким чином, щоб запобігти перегріванню і вивільненню радіоактивних матеріалів за будь-яких обставин [3].

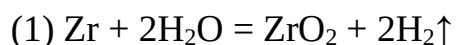
- *Споживання ресурсів*: атомні електростанції потребують значних обсягів природних ресурсів, включаючи уранову руду (яку не так легко добувати й збагачувати) і воду у величезних кількостях для своєї роботи.

- *Утилізація відходів*: АЕС виробляють первинні й вторинні радіоактивні відходи, які необхідно безпечно зберігати, переробляти та/або утилізувати.

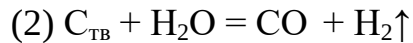
Розглянемо *хімічні аспекти* у вдосконаленні систем охолодження та безпеки на АЕС, які є важливими для забезпечення безпеки експлуатації радіаційного об'єкта та зменшення негативного впливу на навколишнє середовище [29].

Хімічні аспекти ми можемо розглянути на прикладі хімічних реакцій, що мали місце під час катастрофи на 4-му енергоблоці Чорнобильської АЕС:

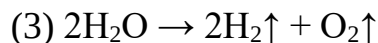
Температура деяких каналів підвищилась, збільшилось в них вміст і тиск водяної пари, що призвело до подальшого розгону. Момент початку пришвидшеної паро генерації ми можемо приймати за умовну точку відліку. У каналах з надвисоким вмістом пари почалась пароцирконієва реакція



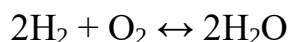
Далі слід розглянути реакцію графіту з водяним паром. При температурах, які більше за 700 К, водяна пара починає помітно реагувати з елементарним карбоном (в атомних реактор він зустрічається у вигляді твердого графіту):



А вже вибух, є свого роду наслідком двох вищезазначених реакцій. Так, завдяки карбону і цирконію утворюється водень. Та попутно проходить реакція розкладу води:



Розклад води на водень та кисень призводить до утворення так званої «гримучої суміші», що може вибухнути не лише в реакторі за наявності високого тиску та температури, а й за більш нормальних умов (тиск – 1 Атмосфера (101кПа), температура – 20 С або 293 К). Тобто вибух супроводжувався такою реакцією і при високому тиску та температурі (що фактично підсилило її):



Хімічні аспекти також важливі для зменшення впливу АЕС на навколишнє середовище. При експлуатації АЕС відбувається зміна мікрокліматичних характеристик, теплове забруднення водойм, вплив на процеси життєдіяльності флори і фауни прилеглих до АЕС екосистем [1].

Отже, хімічні аспекти у вдосконаленні систем охолодження та безпеки на АЕС є важливими для забезпечення безпеки експлуатації об'єкта та зменшення негативного впливу на навколишнє середовище.

Тепер відмітимо *фізичні аспекти* у вдосконаленні систем охолодження і безпеки на АЕС. До фізичних аспектів можна віднести наступне:

- ✓ Термодинаміка матеріалів, що використовуються для виготовлення ядерних реакторів, систем їх охолодження та теплоносія;
- ✓ Радіаційна стійкість та радіаційна кумуляція;

✓ Поверхневі властивості різних матеріалів, що здатні накопичувати на собі радіонукліди, які потрапляють туди при транспортуванні ядерного палива, відходів первинного або вторинного класу або після радіаційної аварії і т.і.

Все вище перераховане і не тільки обов'язково враховують творці радіаційних джерел енергії. Тому за фізичними аспектами атомні реактори є доволі безпечними та кількість і надійність систем безпеки є доволі високою.

Відтак, ми ще можемо описати приведені вище реакції з фізико-хімічної точки зору, наприклад, пароцирконієва реакція. При взаємодії водяного пара с металічним цирконієм протікає хімічна реакція.

Реакція проходить відповідно до рівняння:



де Q — теплота, що виділяється (6530 кДж/кг)

Реакція починається приблизно при 861 °С, а при 1200 °С починає розвиватися дуже швидко (оскільки теплота, що виділяється, додатково розігріває цирконій) і стає самопідтримуваною. Крім виділення водню і тепла, реакція супроводжується покрихченням оболонок твेलів і зменшенням її початкової товщини за рахунок окиснення цирконію. Приблизно за 10-12 хвилин після початку самопідтримуваної пароцирконієвої реакції оболонка твела окислюється на товщину 0,10-0,15 мм. В результаті вступу в реакцію більшої частини цирконію може утворюватися кількість водню, обчислювана тисячами кубометрів. Це надзвичайно небезпечно як з точки зору вибухо- і пожежонебезпеки, так і з точки зору утворення в контурі реакторної установки газових пухирів, які перешкоджають циркуляції теплоносія, що може посилити аварію через припинення теплоснімання з палива [32].

Нижче наведені деякі фізичні аспекти, які можуть покращити системи охолодження та безпеки на АЕС:

- ✓ Аварійна система охолодження активної зони реактора (англ. ECCS).
- ✓ Контейнер: фізичний бар'єр, який запобігає або контролює викиди радіації.

Глибинний захист (англ. DID): сучасне технічне проектування систем безпеки АЕС базується на концепції DID, яка включає в себе властиві функції безпеки, фізичні бар'єри та обладнання для аварійного реагування [45].

✓ Пасивні системи безпеки: ці системи призначені для роботи без втручання людини і покладаються на природні сили, такі як гравітація, природна циркуляція і конвекція для відведення тепла від активної зони реактора.

✓ Належне проектування та технічне обслуговування: розумне планування, належне проектування з консервативним запасом міцності і резервними системами, високоякісні компоненти і добре розвинена культура безпеки під час експлуатації мають важливе значення для підтримання запасу міцності реакторів і також не є зайвим періодична ревізія систем усіх АЕС[44].

Технічне удосконалення систем охолодження та безпеки на АЕС, зокрема в контексті Запорізької АЕС та урахування катастрофи на ЧАЕС, включає кілька ключових технічних аспектів:

1. *Системи охолодження реактора*: впровадження передових технологій охолодження для забезпечення ефективного відведення тепла. Розгляд пасивних систем охолодження, які можуть функціонувати без зовнішніх джерел енергії додаткової енергії.

2. *Контрольно-вимірювальні прилади та управління*: модернізація контрольно-вимірювальних приладів і систем управління для підвищення можливостей моніторингу та реагування в режимі реального часу. Інтеграція сучасних датчиків і контрольних пристроїв для точного збору та аналізу даних.

3. *Контейнерні споруди*: удосконалення системи утримання захисних конструкцій для запобігання витоку радіоактивних матеріалів у разі аварії. Застосування передових матеріалів та будівельних технологій для покращення структурної цілісності.

4. *Системи аварійного реагування*: впровадження сучасних систем аварійного реагування для швидкого та ефективного реагування на

непередбачувані події. Впровадження автоматизованих механізмів відключення для мінімізації наслідків інцидентів.

5. *Висновки з аварії на ЧАЕС 26 квітня 1986 р.* врахувати усі події Чорнобильської катастрофи та зосереджувати увагу на запобіганні проектним недолікам і підвищувати культуру безпеки. Впроваджувати інженерні засоби безпеки для пом'якшення наслідків важких аварій у майбутньому, якщо такі трапляться.

6. *Міжнародні стандарти та співпраця:* брати участь в експертних оцінках та обмін інформацією для постійного вдосконалення практики безпеки.

Взагалі технічні вдосконалення надають пріоритет безпеці, надійності та дотриманню найкращих міжнародних практик, з постійною увагою до запобігання та мінімізації наслідків потенційних аварій, використовуючи критичні висновки з аварії на ЧАЕС.

Таким чином, фізико-хімічні характеристики систем охолодження і безпеки на ядерних реакторах ретельно розробляються і підтримуються для забезпечення безпечної і надійної експлуатації цих установок, з акцентом на запобігання аваріям, пом'якшення їх наслідків і підтримання цілісності захисної оболонки і систем охолодження палива.

РОЗДІЛ 3

ОСОБЛИВОСТІ ВОДНО-ХІМІЧНОГО РЕЖИМУ ДРУГОГО КОНТУРУ РЕАКТОРУ ВВЕР-1000

3.1. Технологічні особливості енергоблока із реактором типу ВВЕР-1000

Технологічна схема енергоблока з реактором ВВЕР-1000 має два контури (рис.3.1.):

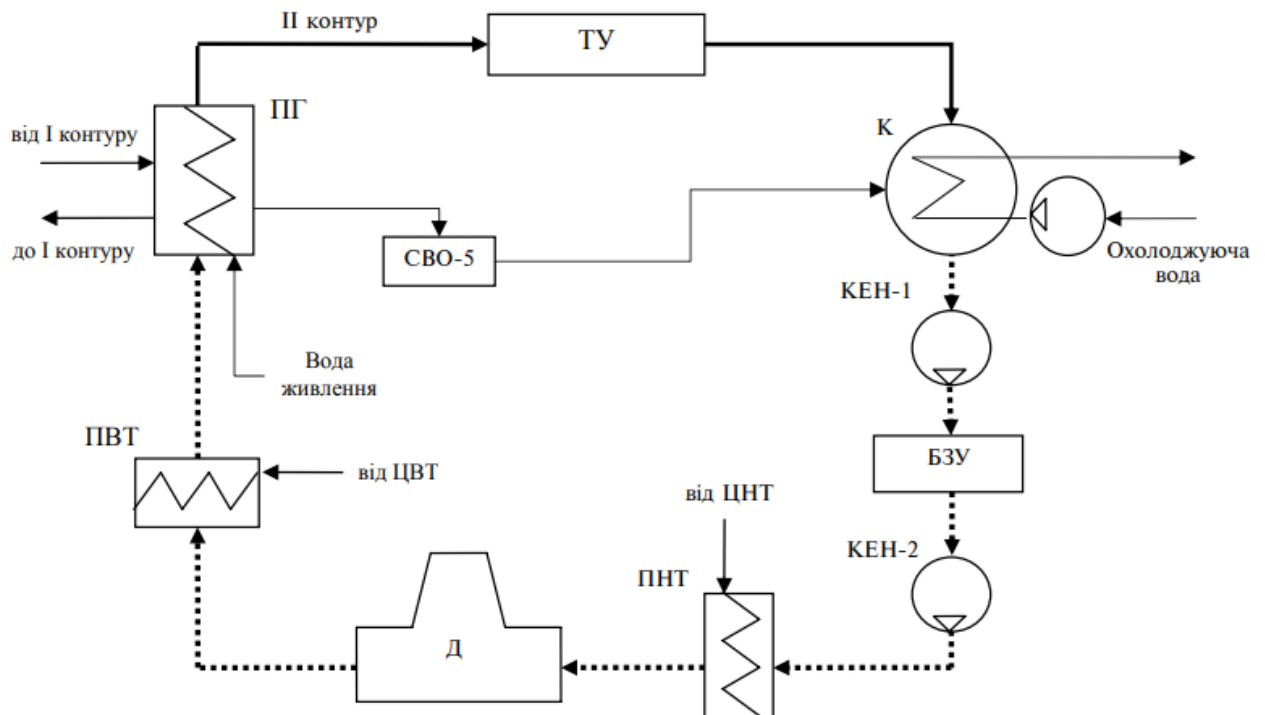


Рис.3.1. Принципова технологічна схема другого контуру енергоблока із ВВЕР-1000:
 ПГ — парогенератор; ТУ — турбінна установка; К — конденсатор; КЕН-1, КЕН-2 — конденсатні електронасоси першого та другого ступенів; БЗУ — блокова знесолююча установка; ПНТ — підігрівач низького тиску; Д — деаератор; ПВТ — підігрівач високого тиску; СВО-5 — установка спеціального водоочищення

Слід відмітити, що перший контур є радіоактивним. Він містить у собі реактор типу ВВЕР і циркуляційні петлі охолодження. Кожна петля містить головний циркуляційний насос (ГЦН), парогенератор і дві головні запірні засувки (ГЗЗ). До однієї із циркуляційних петель першого контуру приєднаний

компенсатор тиску, за допомогою якого в контурі підтримується заданий тиск води, що є в реакторі одночасно й теплоносієм і сповільнювачем нейтронів [5].

Цей контур установки призначений для відведення тепла, що виділяється в реакторі, і передачі його в другий контур у парогенератор. Також до складу першого контуру входять: система підживлення й очищення контуру, система аварійного охолодження активної зони (САОЗ), організовані витоки й дренаж спецводоочищення (СВО). Технічний контроль параметрів стану устаткування й трубопроводів, керування й захисту устаткування від пошкоджень при порушенні в роботі першого контуру, а також інших контурів і систем установки здійснюється системою контролю, керування й захисту [5].

Другий контур — нерадіоактивний. Він містить у собі парогенератори, паропроводи, парові турбіни, сепаратори-пароперегрівники, живильні насоси й трубопроводи, деаератори й регенеративні підігрівники. Парогенератор є спільним устаткуванням для першого та другого контурів. У ньому теплова енергія, вироблена в реакторі, від першого контуру через теплообмінні трубки передається другому контуру.

У системі охолодження конденсаторів турбін на АЕС використовуються баштові градирні й водоймище-охолоджувач.

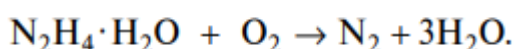
3.2. Водно-хімічний режим теплоносія другого контуру реактору ВВЕР-1000

У другому контурі РУ ВВЕР-1000 (рис.3.1) відбуваються важливі фізико-хімічні процеси, що визначають надійність і безпечність її роботи. Безпечне й економічне ведення основного технологічного процесу на АЕС забезпечується підтримкою ВХР із врахуванням конструкційних матеріалів і процесів, що відбуваються у другому контурі енергоблока. Реакція води із конструкційними матеріалами визначається хімічними, фізико-хімічними й електрохімічними процесами.

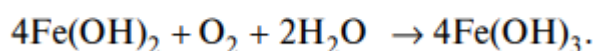
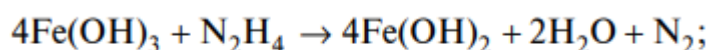
Тому при виборі водно-хімічного режиму (наприклад, гідразино-аміачного, морфолінового чи етаноламінового) оцінюється його вплив на обладнання

другого контуру. Найбільшу увагу приділено проблемі корозії та зношування устаткування.

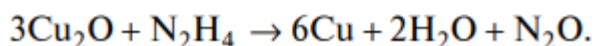
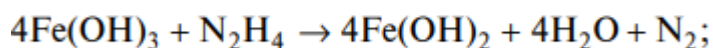
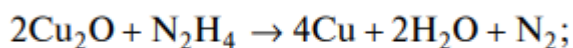
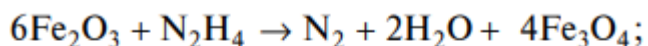
Для другого контуру реактору ВВЕР-1000 передбачається підтримка ВХР із корекційною обробкою робочого середовища гідразин-гідратом, амоніаком (за необхідності), морфоліном, літію гідроксидом [2]. Для регуляції кислотності теплоносія вводиться гідразин-гідрат ($\text{N}_2\text{H}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$) у вигляді 64-67% розчину. Взаємодія гідразину з киснем описується таким рівнянням:



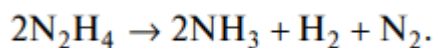
Гідразин відновлює сполуки Ферума (ІІІ) до Ферума (ІІ), а надлишковий кисень, що утворюється при фотолізі води витрачається на окиснення сполук Ферума (ІІ):



При введенні гідразину в живильну воду він взаємодіє із оксидами металів, що присутні у пароводяному тракті. Реакції перебігають за формулами:



При температурному розкладі надлишкового гідразин-гідрату в теплоносії утворюється амоніак (NH_3) та газоподібний водень (H_2):



Підвищений вміст аміаку (більше 1000 мкг/дм^3) в конденсаті значно активізує корозійне руйнування латуні трубної системи, особливо при наявності кисню. Надлишковий амоніак видаляється із контуру на катіоніті фільтрів змішаної дії (ФЗД) БЗУ та при відкритті здувки із деаератора до атмосфери [7]. Якщо рН продувної води ПГ менше 8,3 од., та для створення лужного

середовища в зоні накопичення шламу проводиться залуження живильної води гідроксидом літію (LiOH) до нормованих величин [16].

3.3. Особливості ведення водно-хімічного режиму в різних умовах експлуатації

Основу ВХР становлять норми якості робочого середовища, вимоги до якого залежать від умов експлуатації та технологічного стану РУ. Норми якості робочого середовища встановлюють гранично допустимий рівень забруднень, що впливають на надійність та економічність роботи устаткування другого контуру, а також вимоги до систем очищення робочого середовища при різних режимах експлуатації енергоблока [20].

ВХР другого контуру повинен забезпечувати:

- ✓ мінімальну кількість відкладень на теплопередавальній поверхні ПГ, в проточній частині турбін, в ПВТ;
- ✓ запобігання корозійним та корозійно-ерозійним пошкодженням ПГ, устаткування і трубопроводів парового, конденсатного та живильного трактів;
- ✓ мінімально досяжний об'єм скидів, що містять шкідливі для навколишнього середовища хімічні домішки.

Основними причинами та джерелами надходження забруднень в робоче середовище є:

- ✓ присмокти охолоджуючої води через нещільність конденсаторів турбіни, конденсаторів турбоживильного насоса (ТЖН) тощо;
- ✓ присмокти мережевої води через нещільність бойлерів тепломережі; присмокти повітря через нещільність вакуумної частини конденсатного тракту; - підживлювальна вода після ХВО;
- ✓ конденсат дренажних баків; продукти деструкції іонообмінних матеріалів та реагентів, застосованих для корекційної обробки робочого середовища;
- ✓ розчини для регенерації та відмивні води іонообмінних установок при порушенні технології регенерації;
- ✓ домішки в реагентах, застосованих для корекції ВХР;

✓ продукти корозії конструкційних матеріалів устаткування і трубопроводів другого контуру;

протікання турбінної оливи через нещільність системи змащування [20].

Системи забезпечення ВХР мають забезпечувати якість робочого середовища другого контуру згідно із встановленими нормами.

Отже, для продовження терміну служби, надійної, безаварійної й економічної роботи обладнання, а також для забезпечення експлуатації в проектних режимах, нормативом передбачено засоби та методи підтримки ВХР два контури.

РОЗДІЛ 4

МАТЕРІАЛИ ТА МЕТОДИКИ ДОСЛІДЖЕНЬ

Системи забезпечення ВХР мають забезпечувати якість робочого середовища другого контуру згідно із встановленими нормами. Для проведення лабораторно-хімічних досліджень відбирали проби води другого контуру у відповідності з методичними рекомендаціями [20] та проводили визначення показників за рекомендованими методиками.

Нижче наведені таблиці, де вказані аналітичні методи для визначення відповідного показника (табл.4.1.).

Таблиця 4.1.

Хімічні та фізико-хімічні показники для визначення якості ВХР другого контуру РУ ВВЕР-1000

Найменування показника	Метод контролю	Нижня межа вимірювань, одиниці вимірювань	Засоби вимірювальної техніки	Похибка ЗВТ, %
1	2	3	4	5
Водневий показник рН	Потенціометричний	0	Автоматичні або лабораторні рН-метри	не більше 0,05 одиниць рН*
Питома електрична провідність	Кондуктометричний	0,05 мкСм/см	Автоматичні або лабораторні кондуктометри	не більше 1,5
Іони натрію	Потенціометричний	0,001 мг/дм ³	Автоматичні або лабораторні іоніметри	не більше 5
Морфолін	Фотокалориметричний з реактивом Фоліна	0,25 мг/дм ³	Фотоелектроколориметри	не більше 1
Етаноламін	Іонна хроматографія	0,05 мг/дм ³	Іонні хроматографи	не більше 1
Аміак	Фотоколориметричний з реактивом Несслера	0,05 мг/дм ³	Фотоелектроколориметри	не більше 1
	Іонна хроматографія		Іонні хроматографи	не більше 5**
Розчинений кисень	Візуально-колориметричний з метиленовим голубим	0,005 мг/дм ³	Візуальне порівняння із стандартною шкалою	—
	Електрохімічний	0,001 мг/дм ³	Аналізатори з датчиком мембранного типу	±(0,003+0,04С) мг/дм ³ , де С – виміряне значення
	Титриметричний	0,1 мг/дм ³	Титрування до точки еквівалентності	—

Згідно табл. 4.1 основні нормовані показники (питома електропровідність, вміст йонів натрію та кисню), а також рН води згідно рекомендацій визначаються із застосуванням електрохімічних методів (потенціометрія, кондуктометрія), а

також колориметричним та титриметричним. Слід відмітити, що компоненти морфоліно-амоніачної системи визначаються із застосуванням метода фотоколориметрії.

Інші показники, а саме вміст хлорид- та сульфат-йонів, а також загального карбону визначаються за допомогою фотоколориметрії, хемілюмінесценції та хроматографії (продовження табл. 4.1.)

Продовження табл. 4.1.

Найменування показника	Метод контролю	Нижня межа вимірювань, одиниці вимірювань	Засоби вимірювальної техніки	Похибка ЗВТ, %
1	2	3	4	5
Хлорид-іони	Фотоколориметричний з азотнокислим сріблом	0,04 мг/дм ³	Фотоелектроколориметри	не більше 1
	Іонна хроматографія	0,01 мг/дм ³	Іонні хроматографи	не більше 5**
Загальний органічний вуглець	Окислювального спалювання-інфрачервоного або хемілюмінесцентного аналізу	0,004 мг/дм ³	Прилади вимірювання загального органічного вуглецю	не більше 5
Сульфат-іони	Іонна хроматографія	0,01 мг/дм ³	Іонні хроматографи	не більше 5**
	Фотоколориметричний	0,05 мг/дм ³	Фотоелектроколориметри	не більше 1
Аніони нижчих карбонових кислот	Іонна хроматографія	0,01 мг/дм ³	Іонні хроматографи	не більше 5**
Твердість	Візуально-колориметричний	0,0002 мг-екв/дм ³	Візуальне порівняння із стандартною шкалою	—
Октадецил-амін	Фотоколориметричний з екстракцією хлороформом та індикатором метиловим оранжевим	0,1 мг/дм ³	Фотоелектроколориметри	не більше 1
Залізо	Фотоколориметричний з ортофенантроліном	0,002 мг/дм ³	Фотоелектроколориметри	не більше 1
	Фотоколориметричний з сульфосаліциловою кислотою	0,015 мг/дм ³		
	Оптико-емісійна спектроскопія з індуктивно зв'язаною плазмою	0,0005 мг/дм ³	Атомноадсорбційний спектрометр	не більше 5
	Масспектрометрія	0,0005 мг/дм ³	Масспектрометр	не більше 5
Мідь	Фотоколориметричний з купризеном	0,001 мг/дм ³	Фотоелектроколориметри	не більше 1
	Фотоколориметричний з індикатором ПАР	0,002 мг/дм ³		
	Оптико-емісійна спектроскопія з індуктивно зв'язаною плазмою	0,0001 мг/дм ³	Атомноадсорбційний спектрометр	не більше 5
	Масспектрометрія	0,0001 мг/дм ³	Масспектрометр	не більше 5

Твердість води (загальну), яка характеризує загальний вміст катіонів кальцію та магнію рекомендується визначати візуально-колориметричним методом, а вміст загального заліза та міді регламентовано визначати або фотоколориметричним методом або методом емісійної спектроскопії.

Продовження табл.4.1.

Найменування показника	Метод контролю	Нижня межа вимірювань, одиниці вимірювань	Засоби вимірювальної техніки	Похибка ЗВТ, %
1	2	3	4	5
Кислота борна	Фотоколориметричний	0,2 мг/дм ³	Фотоелектроколориметри	не більше 1
	Титриметричний	1,0 мг/дм ³	Титрування	-
Нафтопродукти	Флуоресцентний	0,1 мг/дм ³	Флуорометри	не більше 1
	Флуоресцентний	0,01 мг/дм ³	Автоматичний аналізатор «Мікран»	не більше 20
	Фотоколориметричний з екстракцією гексаном і озолінням	0,1 мг/дм ³	Фотоелектроколориметри	не більше 1
			Лабораторний аналізатор нафтопродуктів	
Гідразин	Фотоколориметричний з парадиметил-амінобензальдегідом	0,005 мг/дм ³	Фотоелектроколориметри	не більше 1
	Іонна хроматографія	0,005 мг/дм ³	Іонні хроматографи	не більше 5**
Кремнієва кислота	Фотоколориметричний з молібдатом амонію	0,01 мг/дм ³	Фотоелектроколориметри	не більше 1
Прозорість	Визначення світлопропускання води нефелометричним методом	5 %	Нефелометри	не більше 1
			Фотоелектроколориметри	не більше 1
Примітка. Допускається застосування інших методів та засобів контролю з метрологічними характеристиками не гірше вказаних у таблиці.				
* Рекомендований діапазон вимірювання автоматичних або лабораторних рН-метрів складає від 0 до 14 од. рН.				
** Середнє квадратичне (стандартне) відхилення				

Один з показників якості води – прозорість – визначається методом нефелометрії (визначення мутності), борна та кремнієва (силікатна) кислота та гідразин – фотоколориметрично. Щодо до вмісту нафтопродуктів, то їх рекомендується визначати або фотоколориметрично з попереднім озоленням те екстракцією гексаном або методом флуоресцентної спектроскопії.

Статистичну обробку отриманих даних проводили за допомогою комп'ютерної програми Microsoft Excel загальноприйнятими методами варіаційної статистики з використанням t-критерію Ст'юдента [22].

РОЗДІЛ 5

РЕЗУЛЬТАТИ ТА ЇХ ОБГОВОРЕННЯ

Норми якості робочого середовища при експлуатації РУ на потужності включають нормовані та діагностичні показники якості робочого середовища і передбачають три рівня дії у разі відхилення нормованих показників від діапазону допустимих значень, а також максимально допустимі відхилення нормованих показників якості (експлуатаційна межа), при досягненні яких енергоблок повинен бути зупинений. Проектний ресурс безпечної експлуатації устаткування і трубопроводів другого контуру без зниження економічності забезпечується дотриманням нормованих показників якості робочих середовищ, а також дотриманням встановлених рівнів дії та експлуатаційних меж [18].

5.1. Загальні рекомендації щодо хімічного контролю якості робочого середовища другого контуру.

Система хімічного контролю призначена для отримання оперативної інформації про стан ВХР другого контуру із метою підтримування нормованих показників якості робочого середовища при експлуатації енергоблоків, виявлення джерел забруднення теплоносія із метою їх своєчасного усунення. На основі результатів хімічного контролю організовується режим очищення теплоносія, вводяться коригуючі добавки, здійснюються промивання устаткування і його консервація при виведенні у резерв, перевіряється концентрація регенераційних та промивних розчинів, а також розчину гідразину, що дозується до другого контуру. Система хімічного контролю включає систему автоматизованого хімічного контролю (АХК) та систему лабораторного хімічного контролю (ЛХК) [16].

Нами проаналізовані нормовані та діагностичні показники ЛХК 2-го контуру реактора ВВЕР-1000 в різних режимах роботи.

Так, в залежності від експлуатаційних умов та станів РУ можна виділити наступні особливості ВХР другого контуру реактору ВВЕР-1000.

1. Проведення гідравлічних випробувань ПГ (Додаток А, табл.1);
2. Проведення передпускового відмивання КЖТ (Додаток А, табл.1);
3. Пуск енергоблока після зупину та реконструкції (Додаток А, табл.2);
4. Робота РУ на МКР (Додаток Б, табл.3)
5. Перші 5-10 діб експлуатації РУ на енергетичних рівнях потужності (Додаток В, табл.4, Додаток Г, табл.5);
6. Умови, при яких вступають у дію обмеження з експлуатації РУ (Додаток Д, табл.6);
7. Зниження потужності та розхолодження РУ (Додаток Е, табл.7).

Перш за все слід відмітити, що в залежності від режиму роботи РУ відбувається зміна нормованих та діагностичних показників.

Так, *питома електропровідність* при оцінці норми якості живильної води ПГ у період пуску після реконструкції, у період пуску енергоблока після зупину, при роботі РУ на МКР і в початковий період роботи РУ на енергетичних рівнях потужності, при експлуатації РУ на енергетичних рівнях потужності (Додаток А) є нормованим показником. Але при оцінці якості насиченої пари і основного конденсату турбіни при експлуатації РУ на енергетичних рівнях потужності показник питомої електропровідності стає діагностичним.

Це стосується і інших нормованих показників. Наприклад, вміст кисню та катіонів натрію та міді при оцінці якості насиченої пари і основного конденсату турбіни при експлуатації РУ на енергетичних рівнях потужності (Додаток Г, табл.5) діагностичними показниками. Проте при визначенні якості живильної і продувної води ПГ при експлуатації РУ на енергетичних рівнях потужності (Додаток В, табл. 4) ці показники вже розглядаються як нормативні.

Отже, при проведенні ЛХК якості живильної і продувної води ПГ при експлуатації РУ на енергетичних рівнях потужності перш за все необхідно

контролювати питому електропровідність, вміст кисню, катіонів натрію, а також хлорид- та сульфат-аніонів.

5.2. Особливості водно-хімічного режиму другого контуру у підготовчій, початковий та період мінімально-контрольного рівня навантаження реакторної установки.

На основі рекомендацій щодо якості живильної та промивної води ПГ, а також конденсату турбін при експлуатації РУ в різних режимах роботи нами представлені (табл. 5.1) основні вимоги до нормованих та діагностичних показників води:

Таблиця 5.1.

Показники якості води живильної (ЖВ) та продувної води (ПВ), конденсату турбін (КТ) при гідравлічних випробуваннях, промивці живильного тракту, у період пуску на при МКР умовах РУ ВВЕР-1000

Показник	Тип (н/д)	Режим роботи РУ							
		вода ПГ, гідравл. випр ПГ	промивка конденс. тракту ПГ	промивка живильн. тракту	ЖВ у період пуску ПГ	ЖВ у період пуску, на МКР	ПВ у період пуску, на МКР	ЖВ на <35% пот-ті (початковий стан)	ПВ на 35% пот-ті (початковий стан)
pH	д	6,0-8,0			8,0-10,5	7,5-9,3	7,5-9,6	8,5-9,4	8,0-9,2
Питома є/пров, мкСм/см	н	< 2,0		< 1,2	< 1,5	< 1,0	< 7,0	< 0,5	< 7,0
[O ₂], мкг/л	н				< 10,0	< 10,0		< 10,0	
[Na ⁺], мкг/л	н			< 50,0		< 5,0	< 500,0	< 5,0	< 500,0
[Cl ⁻], мкг/л	д	< 50,0					< 250,0	< 200,0	
[SO ₄ ²⁻], мкг/л	д	< 100,0					< 600,0	< 500,0	
[Fe ³⁺], мкг/л	н		< 300,0	< 300,0	<100,0				

Орг.С, мкг/л	н								
[гідразин], мкг/л	д					10-40		100-200	
[морфолін], мкг/л	д				5-10	2-10		2-8	
[силікатна к-та], мкг/л								< 40,0	

Так, згідно даних табл. 1 величина кислотності (рН) живильної та продувної води при проведенні гідравлічних випробувань ПГ та в початковий період має значення 6,0-8,0, проте після початку роботи ПГ та на мінімальних рівнях потужності РУ відбувається залуження середовища та рН може сягати значень 9,4-9,6. В цих режимах показники питомої електропровідності вар'юють у межах 1,0-2,0 мкСм/см. Слід відмітити, що показники електропровідності продувної води ПГ можуть сягати 7,0 мкСм/см.

Отже при початку експлуатації РУ нормовані та діагностичні показники значно зростають, наприклад вміст хлорид-йонів збільшується зі 100 до 200 мкг/л, а сульфатів – з 100 до 600 на мінімально-контрольних рівнях (МКР). Також у живильній воді на початковому періоді роботи РУ (до 35% потужності) допускається поява силікатної кислоти (до 40 мкг/л).

В той же час показники кисню для всіх етапів підготовчої роботи РУ та на МКР залишаються на рівні 10 мг/л.

При відхиленні одного або декількох нормованих показників від значень, вказаних у таблицях 2, 3, необхідно виконувати водообмін по другому контуру, підключення ФЗД БЗУ, виконувати пошук та усунення причин відхилення.

Вимоги до якості робочого середовища при експлуатації РУ на енергетичних рівнях потужності у стаціонарному режимі приведені у таблиці 5.2 та Додатку В. При дотриманні нормованої масової концентрації кисню у живильній воді допускається зменшення масової концентрації гідразину у живильній воді нижче за значення, вказані у таблицях 3 (для 3, 4, 5 доби), 4 та 7.

В процесі подальшої експлуатації РУ (табл. 5.2.) показники рН знаходяться в інтервалі 8,0-9,2, питомої електропровідності – до 0,3 мкСм/см, а вміст кисню не повинен перевищувати 10 мг/л.

Таблиця 5.2.

Показники якості води живильної (ЖВ), продувної води (ПВ), конденсату турбіни (КТ) парогенератору (ПГ) при експлуатації РУ на енергетичних рівнях потужності РУ ВВЕР-1000

Показник	Тип (н/д)	Режим роботи РУ			Обмеження з експлуатації РУ !				Примітки
		ЖВ після ПВТ	ПВ ПГ	КТ до БЗУ	ЖВ ПГ після ПВТ 1-й рівень дії	ЖВ ПГ після ПВТ 3-й рівень дії	ПВ ПГ 1-й рівень дії	ПВ ПГ 3-й рівень дії	
рН	д	8,8-9,2	8,0-9,2				< 8,0 або >9,2	< 6,5 або > 10,0	
Питома е/ пров, мкСм/см	н	0,3	< 5,0	< 0,3	0,3-0,5	0,8-1,0	5,0-9,0	12,0-15,0	
[O ₂], мкг/л	н	< 10,0		< 30,0	10-30	70-100			
[Na ⁺], мкг/л	н		< 300,0	< 2,0			300-500	1000-1500	
[Cl ⁻], мкг/л	д		< 100,0				100-300	400-500	
[SO ₄ ²⁻], мкг/л	д		< 200,0				200-600	800-1000	
[Fe ³⁺], мкг/л	н	< 10,0					< 8,0 або >9,2		
Орг.С, мкг/л	н	< 100,0					5,0-9,0		
[гідразин], мкг/л	д	< 40,0							
[морфолін], мкг/л	д	2-6							
[силікатна к-та], мкг/л									

Щодо вмісту загального заліза, то його концентрація на рівні 10 мг/л регламентована лише при аналізі води живильного тракту після підігрівача високого тиску.

5.3. Показники якості водно-хімічного режиму другого контуру, які обмежують експлуатацію реакторної установки.

Слід відмітити, що при підтримці значення водневого показника рН живильної води у встановлених межах масова концентрація аміаку в конденсаті за останнім ПНТ не повинна перевищувати 500 мкг/дм для енергоблоків оснащених обладнанням зі сплавами з вмістом міді.

Проте при відхиленні нормованих та діагностичних показників від норми може виникати ситуація з обмеження експлуатації РУ (табл.5.2.).

Звертаємо увагу, що обмеження у експлуатації РУ можуть відбуватись при зниженні рН продувної води ПГ менше 8,0 або більше 9,2 (обмеження першого рівня дії), при відповідному зниженні рН до 6,5 та менше або збільшенні до 10,0 та більше (обмеження третього рівня дії), отже при сильному закисненні або залуженні. Останнє може бути пов'язане з процесами корозії та інтенсифікацією хімічних процесів у середовищі відновників (гідразин або морфолін або етаноламін).

Обмежувальні операції можуть виникати, якщо показники питомої електропровідності для живильної води ПГ після підігрівача високого тиску зменшуються до 0,3-0,5 мкСм/см (1-й рівень дії), а при перевищенні значення 0,8-1,0 мкСм/см виникає 3-й рівень дії операторів РУ. Що стосується питомої електропровідності продувної води ПГ, то при досягненні значення 5,0-9,0 мкСм/см виникає 1-й рівень дії, а 12,0-15,0 мкСм/см – третій рівень дії операторів РУ. Також слід відмітити, що при появі у продувній воді ПГ органічного Карбону як складової нафтопродуктів до рівня 5,0-9,0 мкг/л виникає ситуація першого рівня дії операторів РУ.

При відхиленні одного або декількох нормованих показників якості живильної або продувної води ПГ від норм, вказаних у таблиці 5.2. необхідно виконати такі дії:

а) перший рівень - при відхиленні одного або декількох нормованих показників від встановлених значень при стаціонарному режимі роботи РУ у

межах першого рівня дії (таблиця 6) необхідно *протягом 7 діб* усунути причини відхилень і відновити показники відповідно до встановлених норм, при неможливості - перейти до другого рівня дії.

б) *другий рівень* - *протягом 4 годин* з моменту початку другого рівня дії знизити потужність РУ до 50 % від номінальної потужності і продовжити пошук та усунення причини відхилень. Подальший підйом потужності РУ можливий тільки після усунення причини відхилення та досягнення діапазону допустимих значень, вказаних у таблиці 5.2.

Важливо, що якщо протягом 24 годин з моменту досягнення 50 % від номінальної потужності неможливо усунути причини відхилень і відновити показники до діапазону допустимих значень, вказаних у таблиці 4, перейти до *третього рівня дії*.

в) *третій рівень* - перевести РУ з регламентною швидкістю на МКР і продовжити пошук та усунення причин відхилення. Якщо протягом 8 годин з моменту початку третього рівня дії неможливо усунути причини відхилень та відновити показники за рахунок підживлення знесоленим конденсатом і продування ПГ, провести розхолодження РУ до стану «Холодний зупин» з регламентною швидкістю, виконати пошук та усунення причин відхилення, водообмін по другому контуру, включаючи ПГ.

При раптовому погіршенні якості живильної води, продувної води ПГ, що виводить нормовані показники на другий або третій рівні дії, минувши попередні, дії на цих рівнях починаються не пізніше, ніж через 16 годин з моменту виявлення відхилення.

Припинення розвантаження або розхолодження РУ та подальший підйом потужності або розігрівання можливі тільки після усунення причини відхилень та досягнення показниками якості значень, що відповідають першому рівню дії.

5.4. Особливості показників водно-хімічного режиму другого контуру, які регламентують переведення РУ у стан «Холодний зупин».

Згідно вимог розділу 10.2.1 Технологічних регламентів безпечної експлуатації енергоблоків (ТРБЕ) ЗАЕС 01-06.ГТ.00.РГ.01.Б робота ПГ із пусковими значеннями показників водно-хімічного режиму (ВХР) не може перевищувати 5 діб, однак місяцями підтримувалась в стані “Гарячий зупин” [4].

Хімічна корозія теплообмінної поверхні нічим і ніким не контролюється, простежується залежність між роботою будь-якого енергоблоку в режимі “Гарячий зупин” та витоку теплоносія 1-го контуру у другий із-за пошкоджень теплообмінних трубок ПГ.

Довготривала робота ПГ із порушенням ВХР веде до поступової втрати теплообмінної поверхні, а при пошкодженні більш ніж 12% площі поверхні стає неможливою подальша експлуатація ПГ на номінальній потужності.

Дозволи Регулятора на експлуатацію в стані “Гарячий зупин” для енергоблока №6 діяли з грудня 2022 року по березень 2023 року та до середини червня 2023 року для енергоблока №5, однак ніхто не помічав порушень умов безпечної експлуатації по ВХР та течії теплоносія 1-го контуру у другий.

Навіть після втрати Каховського водосховища знадобилось майже два тижні, щоб Регулятор України накінець змінив умови ліцензії та обмежив експлуатацію енергоблоків ЗАЕС тільки станом “Холодний зупин”.

Нові обмеження аж ніяк не вплинули на Росатом і вже майже рік основне обладнання енергоблоків №4, №5 та №6 системно руйнується в стані “Гарячий зупин”, однак Регулятор не призупиняє дію ліцензії на експлуатацію ЗАЕС, згідно вимог статті 16 Закону України про дозвільну діяльність [12], а росатом проводить підготовчі роботи для переведення енергоблока №3 в стан "Гарячий зупин".

Отже довготривале використання ЗАЕС та її енергоблоків у стані «гарячого зупину» є економічно необґрунтованим та екологічно небезпечним процесом.

Розхолодження РУ до стану «Холодний зупин» повинно бути проведено з регламентною швидкістю, яка обумовлюється такими показниками ВХР (табл.5.3) .

Таблиця 5.3.

Особливості показників водно-хімічного режиму другого контуру, які регламентують переведення РУ у стан «холодної зупинки»

Показник	Тип (н/д)	Режим роботи РУ	
		ЖВ ПГ	ПВ ПГ
рН	д		<6,0 або >10,5
Питома е/ пров, мкСм/см	н	>1,0	>15,0
[O ₂], мкг/л	н	>100,0	
[Na ⁺], мкг/л	н		>1500,0
[Cl ⁻], мкг/л	д		>500,0
[SO ₄ ²⁻], мкг/л	д		>1000,0
[Fe ³⁺], мкг/л	н		
Орг.С, мкг/л	н		
[Гідразин], мкг/л	д		
[морфолін], мкг/л	д		
[силікатна к- та], мкг/л			

Отже, регламентна швидкість переведу РУ до стану «Холодний зупин» для живильної води визначається двома нормативними показниками – питомою електропровідністю (більше 1,0 мкСм/см) та вмістом кисню (більше 100,0 мкг/л). Що стосується продувної води, то стан «холодної зупинки» визначається за одним нормативним показником - питома електропровідність (більше 15,0 мкСм/см) та чотирьма діагностичними показниками, а саме рН (менше 60 або більше 10,5), масова концентрація катіонів Na⁺ (більше 1500,0 мкг/л), а також аніонів Cl⁻ (більше 500,0 мкг/л) та SO₄²⁻ (більше 1000,0 мкг/л).

Таким чином, своєчасний та точний лабораторно-хімічний контроль водного режиму другого контуру реакторної установки ВВЕР-1000 на різних експлуатаційних етапах дозволяє за відповідними кількісними характеристиками нормативних та діагностичних показників проводити регламентні роботи щодо підготовки, роботи на різних рівнях навантаження та, за відповідними показниками, проводити процедуру зниження потужності, розхолодження реакторної установки, а за необхідності переводу реактору у стан «холодного зупину».

ВИСНОВКИ

Основу ВХР становлять норми якості робочого середовища, які встановлюють гранично допустимий рівень забруднень, що впливають на надійність та економічність роботи устаткування другого контуру, а також вимоги до систем очищення робочого середовища при різних режимах експлуатації енергоблока.

Отже, для продовження терміну служби, надійної, безаварійної й економічної роботи обладнання, а також для забезпечення експлуатації в проектних режимах, нормативом передбачено засоби та методи підтримки ВХР, які мають забезпечувати якість робочого середовища другого контуру реакторної установки ВВЕР-1000 згідно із встановленими нормами.

Аналіз нормативної та технічної документації показав особливості забезпечення ВХР другого контуру реакторної установки ВВЕР-1000, а саме:

1. При проведенні ЛХК якості живильної і продувної води ПГ при експлуатації РУ на різних енергетичних рівнях потужності перш за все необхідно контролювати питому електропровідність, вміст кисню, катіонів натрію, а також хлорид- та сульфат-аніонів.

2. При початку експлуатації РУ нормовані та діагностичні показники значно зростають, зокрема вміст хлорид-йонів збільшується з 100 до 200 мкг/л, а сульфатів – з 100 до 600 на мінімально-контрольних рівнях (МКР). Також у живильній воді на початковому періоді роботи РУ (до 35% потужності) допускається поява силікатної кислоти (до 40 мкг/л).

3. Обмеження у експлуатації РУ можуть відбуватись при зниженні рН продувної води ПГ менше 8,0 або більше 9,2 (обмеження першого рівня дії), при відповідному зниженні рН менше 6,5 або збільшенні понад 10,0 (обмеження третього рівня дії). Останнє може бути пов'язане з процесами корозії та інтенсифікацією хімічних процесів у середовищі відновників (гідразин або морфолін або етаноламін).

4. Регламентна швидкість переводу РУ до стану «Холодний зупин» для живільної води визначається двома нормативними показниками – питомою електропровідністю та вмістом кисню, а для продувної води, відповідно, визначається за одним нормативним показником - питомою електропровідністю та чотирьма діагностичними показниками, а саме рН та масовою концентрацією йонів натрію, хлорид- та сульфат-йонів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Ажажа В.М., Вахрушева В.С., Коцарь М.Л., Красноручский В.С. и др. Кальциетермический цирконий для атомной энергетики Украины. *Вопросы атомной науки и техники*. 2002. №3. Серия: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение (81), С.74-82.
2. Акользин П.А. Коррозия и защита металла теплоэнергетического оборудования. М.: Энергоатомиздат, 1982. 304 с.
3. Анализ неопределенностей причин тяжелых аварий на АЭС Fukushima-Daiichi / С.В. Васильченко, С.Л. Волошина, Т.В. Габлая, В.Ю. Кочнева, К. В. Скалзубов // Проблемы безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля: наук.-техн. зб. — 2013. — Вип. 20. — С. 11-17. — Бібліогр.: 11 назв. — рос.
4. Балакан Г. ЗАЕС – інструмент війни розії. Гарячий зупин. URL: <https://www.linkedin.com/pulse/zaec-instrument-viyni-rozii-garyachiy-zupin-chastina-1-georgiy-balakan-xveie> (Дата звернення 29.12.2023).
5. Водно-хімічний режим другого контуру атомних електростанцій із реакторами типу ВВЕР. Технічні вимоги до якості робочого середовища. Корекційна обробка гідразин-гідратом, морфоліном, гідроокисом літію. ГНД 95.1.06.02.002-04.
6. Герасимов В.В., Горбатов В.П., Морозов А.В. Некоторые аспекты управления сроком службы металла теплоэнергетического оборудования АЭС. *Теплоэнергетика*. 2000. № 8. С. 14—23.
7. Герасимов В.В., Касперович А.И., Мартынова О.И. Водный режим атомных электростанций. — М.: Атомиздат, 1976. 110 с.
8. Головка І., Лящук О. Спорудження атомних блоків № 3 та 4 Хмельницької АЕС: аналіз ризиків проекту. Центр екологічний ініціатив «Екодія», червень 2018. URL: https://ecoaction.org.ua/wp-content/uploads/2018/07/KhAES-3-4-UA_web.pdf (Дата звернення 02.12.2023).
9. Гондях О. В. САПР. Система інформаційної підтримки життєвого циклу захисних оболонок та обладнання АЕС / О. В. Гондях, В. І. Сівецький, В.

- Ю. Щербина, А. О. Чемерис, В. Ю. Онопрієнко. Київ : НТУУ «КПІ», 2014. 190 с.
10. Державна інспекція ядерного регулювання України: Звіт про діяльність державної інспекції ядерного регулювання України за 2022 рік. URL: <https://snriu.gov.ua/diyalnist/planuvannya-ta-zvitnist-derzhatomregulyuvannya/zviti-pro-diyalnist-derzhatomregulyuvannya>. (Дата звернення 25.12.2023).
 11. Доповідь про стан ядерної та радіаційної безпеки в Україні у 2021 році: Державна інспекція ядерного регулювання України. URL: <https://snriu.gov.ua/storage/app/sites/1/uploaded-files/dopovid2021compressed-2.pdf> (Дата звернення 12.11.2023).
 12. Закон України «Про дозвільну діяльність у сфері використання ядерної енергії». *Відомості Верховної Ради України (ВВР)*, 2000, № 9, ст. 68 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1370-14#Text> (Дата звернення 29.12.2023).
 13. Институт проблем безопасности атомных электростанций НАН Украины: 25 лет / А. В. Носовский, К. А. Байлюк, О. В. Балан и др.; под общ. ред. А. В. Носовского. Киев: ИПБ АЭС НАН Украины, 2017. 416 с. (рос.).
 14. Каплюк Г. І., Смольський О. С. Фізико-хімічні аспекти техногенної безпеки АЕС в Україні, її сучасний стан та перспективи. *Крок у науку: дослідження у галузі природничо-математичних дисциплін та методик їх навчання* : збірник тез доповідей Чернігів : НУЧК імені Т. Г. Шевченка, 2023. С. 36-38.
 15. Кацан О. "Це ж не лампочку ввімкнути": як зупинки АЕС впливають на ядерну безпеку. URL: <https://texty.org.ua/articles/108937/ce-zh-ne-lampochku-vvimknuty-yak-zurynky-aes-vplyvayut-na-yadernu-bezpeku/> (дата звернення 12.10.2023).
 16. Медведєв Р.Б., Мердух С.Л. Водно-хімічний режим і математичне моделювання другого контуру АЕС із реактором типу ВВЕР-1000. *Наукові вісті НТУУ "КПІ"*. 2013, № 3. С. 132-139.

17. Плохій С. Чорнобиль [пер. з англ. В. Махоніна]. Історія ядерної катастрофи. Харків:Фоліо, 2019. С.334-348.
18. Реактори і парогенератори енергоблоків АЕС: схеми, процеси, матеріали, конструкції, моделі / О. В. Єфімов, М. М. Пилипенко, Т. В. Потаніна та ін. ; за ред. О.В. Єфімова. Харків: ТОВ «В справі», 2017. 420 с.
19. Семінар «Системи охолодження активної зони реактора та захисної оболонки»: інновації для вирішення останньої постфукусімської проблеми. URL: <https://infoatom.news/2021/12/22/114022122021> (Дата звернення 17.10.2023).
20. Стандарт державного підприємства «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом» : водно-хімічний режим другого контуру атомних електростанцій з реакторами типу ВВЕР. Технічні вимоги до якості робочого середовища другого контуру, СОУ НАЕК 171:2018. С.4-5.
21. Сучасні проблеми наукового забезпечення енергетики: Матеріали XVI Міжнародної науково-практичної конференції аспірантів, магістрантів і студентів, м. Київ, 24–27 квітня 2018 р. У 2 т. – К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – Т. 1. – с. 4-50.
22. Тарасова В.В. Екологічна статистика (з блочно-модульною формою контролю знань): навч. підр. Київ: Центр учбової літератури, 2008. 392 с.
23. Ткач Є. Сукач Р. Впровадження сучасних методів системи управління охороною праці на АЕС України. *Проблеми та перспективи розвитку охорони праці*: Матеріали VIII Всеукраїнської науково-практичної конференції курсантів, студентів, аспірантів та ад'юнктів, Львівський державний університет безпеки життєдіяльності. Львів, 27 квітня 2018р. С. 48-49.
24. Чалий Д.О. та ін. Техногенна безпека АЕС: навч. посібник. / Чалий Д. О., Тарнавський А. Б., Сукач Р. Ю., Веселівський Р. Б.; Державна служба України з НС. Львів:Каменярь, 2020. 340 с.
25. Чернобыльская авария: Дополнение к Insag-1: Insag-7: докл. межд. конс. группы по ядерной безопасности. Магатэ. Вена, 1993. с. 3-38.

26. Чернобыльская катастрофа / под ред. акад. НАНУ В. Г. Барьяхтара. – К.: Наукова думка, 1995. С. 19-20.
27. Biello D. Partial Meltdowns Led to Hydrogen Explosions at Fukushima Nuclear Power Plant, 2011. URL: <https://www.scientificamerican.com/article/partial-meltdowns-hydrogen-explosions-at-fukushima-nuclear-power-plant/> (Дата звернення 23.09.2023).
28. Coolant system. *Britannica*. URL: <https://www.britannica.com/technology/nuclear-reactor/Coolant-system> . (Дата звернення 12.11.2023).
29. Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2030 (PDF). — Міжнародне агентство з атомної енергії, 2008. — 1 вересня. Процитовано 2008-09-08.
30. International Atomic Energy Agency. *Use of Passive Safety Features in Nuclear Power Plant Designs and their Safety Assessment*, 2019. URL: <https://www.iaea.org/topics/design-safety-nuclear-power-plants/passive-safety-features>. (Дата звернення 17.09.2023).
31. Lederman L. Safety of RBMK reactors: Setting the technical framework, 1996. URL: <https://www.iaea.org/sites/default/files/publications/magazines/bulletin/bull38-1/38102741017.pdf> (Дата звернення 14.10.2023).
32. Libmann J. Elements of nuclear safety. — France : Les Éditions de Physique, 1996. 543 с.
33. Lochbaum D. The EQUATION Shh! Secrets of the Cooling Towers August 25, 2015. URL: <https://blog.ucsusa.org/dlochbaum/shh-secrets-of-the-cooling-towers/> (Дата звернення 10.11.2023).
34. Malko M. The Chernobyl Reactor: Design Features and Reasons for Accident, 2016, V.48.1. P. 48-62.
35. Murphy F. After dam bursts, IAEA says Zaporizhzhia's cooling pond must be protected. *Reuters*. 6.06.2023. URL: <https://www.reuters.com/world/europe/after-dam-bursts-iaea-says->

- [zaporizhzhias-cooling-pond-must-be-protected-2023-06-06/](#) Дата звернення 07.10.2023.
36. Modeling Goals and Functions of Control and Safety Systems -theoretical foundations and extensions of MFM NKS-R-07: Barriers, Control and Management. URL: [https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/37/005/37005888.pdf](#). (Дата звернення 19.09.2023).
 37. Monitoring and Diagnosis Systems to Improve Nuclear Power Plant Reliability and Safety. *Nuclear electric Ltd.*, 1996. P.p. 23-24. URL: [https://www.digsilent.de/en/monitoring-systems.html?etcc_cmp=GCC_Allgemein_Suchnetzwerk&etcc_med=SEA&etc_c_ori=Google&gclid=EAIaIQobChMI4JXR9dGygwMVoYtoCR2wlQQ2EAAAYASAAEgL7vPD_BwE](#). (Дата звернення 14.09.2023).
 38. NTI. *Nuclear Security Index Launch*. [https://world-nuclear.org/information-library/safety-and-security/safety-of-plants/chernobyl-accident.aspx](#) (Дата звернення 13.10.2023).
 39. NRC Webcast Portal. URL: [https://www.nrc.gov/about-nrc/organization/commfuncdesc.html](#). (Дата звернення 25.12.2023)].
 40. Nuclear Information Centre: What you need to know about nuclear cooling towers, July 24, 2017. URL: [https://nuclear.duke-energy.com/2017/07/24/blog_post-20170724](#). Дата звернення 12.10.2023).
 41. Nuclear Plant Security Systems 2020 Instructor: Gary W Castleberry, PE. URL: [https://www.pdhonline.com/courses/e182/e182content.pdf](#). (Дата звернення 04.10.2023).
 42. Nuclear Power Plant Safety Systems. *Canadian Nuclear Safety Commission*. URL: [http://nuclearsafety.gc.ca/eng/reactors/power-plants/nuclear-power-plant-safety-systems/index.cfm](#). (Дата звернення 12.12.2023).
 43. Revankar S. Storage and Hybridization of Nuclear Energy / Chapter Four - Nuclear Hydrogen Production, 2019. P. 49-117.

44. Safety aspects of nuclear power plant ageing, IAEA-TECDOC-540, a technical document issued by the international atomic energy agency, Vienna, 1990. P. 53-71.
45. Schuller M. Technical Aspects of Nuclear Safety: Reactor Safety Systems & Defense in Depth Passive Safety Transients and Accidents, 2013. P.37-64.
46. Update 168 – IAEA Director General Statement on Situation in Ukraine. URL: www.iaea.org/newscenter/pressreleases/update-168-iaea-director-general-statement-on-situation-in-ukraine. (Дата звернення 09.10.2023).
47. Wang Z.and Cai J., “Probabilistic roadmap method for path-planning in radioactive environment of nuclear facilities,” Progress in Nuclear Energy, vol. 109, pp. 113–120, Nov. 2018, doi: 10.1016/J.PNUCENE.2018.08.006.
48. Willis C. Special nuclear material. Chernobyl Unit 4, November 2016. – P. 12-18.

ДОДАТОК А

Таблиця 1 – Норми якості робочого середовища при проведенні гідравлічних випробувань ПГ і передпускового відмивання КЖТ

Технологічна операція	Показник, одиниці вимірювання	Діапазон допустимих значень
Вода для заповнення ПГ і проведення гідравлічних випробувань ПГ	Водневий показник, рН	від 6,0 до 8,0
	Питома електрична провідність, мкСм/см	не більше 2,0
	Масова концентрація хлорид-іонів, мкг/дм ³	не більше 50
	Масова концентрація сульфат-іонів, мкг/дм ³	не більше 100
	Масова концентрація загального органічного вуглецю*, мкг/дм ³	не більше 500
Попередня промивка конденсатного тракту	Масова концентрація заліза, мкг/дм ³	не більше 300
Попередня промивка живильного тракту	Питома електрична провідність, мкСм/см	не більше 1,2
	Масова концентрація іонів натрію, мкг/дм ³	не більше 50
	Масова концентрація заліза, мкг/дм ³	не більше 300
Передпускове відмивання КЖТ	Питома електрична провідність**, мкСм/см	не більше 1,0
	Масова концентрація іонів натрію, мкг/дм ³	не більше 5,0
	Масова концентрація заліза, мкг/дм ³	не більше 100
Примітка. «Від» і «до», що стоять перед цифрами, позначають включно цифри, що стоять після цих слів. * За відсутності методів та засобів вимірювання масової концентрації загального органічного вуглецю контроль проводиться за показником «Масова концентрація олив та важких нафтопродуктів» - не більше 100 мкг/дм³. При визначенні загального органічного вуглецю концентрація олив та важких нафтопродуктів не визначається. ** З моменту початку дозування в КЖТ коригуючих реагентів нормується та вимірюється питома електрична провідність Н-катионованої проби		

Таблиця 2 – Норми якості живильної води ПГ у період пуску після реконструкції

Показник, одиниці вимірювання	Значення показника
Нормовані показники	Діапазон допустимих значень
Питома електрична провідність Н-катионованої проби, мкСм/см	не більше 1,5
Масова концентрація кисню, мкг/дм ³	не більше 10
Діагностичні показники	Контрольні рівні
Водневий показник, рН	від 8,0 до 10,5
Масова концентрація гідразину, мкг/дм ³	від 100 до 1000
Масова концентрація морфоліну*, мкг/дм ³	від 5 до 10
Масова концентрація гідразину*, мкг/дм ³	від 10 до 40
Масова концентрація заліза, мкг/дм ³	не більше 100
Примітка. «Від» і «до», що стоять перед цифрами, позначають включно цифри, що стоять після цих слів. * При корекційній обробці робочого середовища морфоліном	

ДОДАТОК Б

Таблиця 3 – Норми якості конденсату, живильної, продувної води ПГ та насиченої пари у період пуску енергоблока після зупину, при роботі РУ на МКР і в початковий період роботи РУ на енергетичних рівнях потужності

Показник, одиниці вимірювання	МКР	1, 2 доба	3, 4 доба	5 доба
Якість живильної води ПГ				
Нормовані показники	Діапазон допустимих значень показників			
Питома електрична провідність Н-катионованої проби, мкСм/см	не більше 1,0	не більше 1,0	не більше 0,5	не більше 0,3
Масова концентрація іонів натрію, мкг/дм ³	не більше 5,0	не більше 5,0	не більше 5,0	—
Масова концентрація кисню, мкг/дм ³	не більше 10,0	не більше 10,0	не більше 10,0	не більше 10,0
Діагностичні показники	Контрольні рівні показників			
Водневий показник, рН	від 7,5 до 9,3	від 8,0 до 10,0	від 8,5 до 9,4	від 8,8 до 9,2 (від 9,0 до 9,4)* (від 8,9 до 9,3)**
Масова концентрація гідрозину, мкг/дм ³	не менше 40 (від 10 до 40)*	від 500 до 1000 не менше 10* не менше 10**	від 100 до 200 не нормується* не менше 10 **	не менше 40 не нормується* не менше 10**
Масова концентрація морфоліну, мг/дм ³	(від 2 до 10)*	(від 5 до 10)*	(від 2 до 8)*	(від 2 до 6)*
Масова концентрація етаноламіну, мг/дм ³	—	(від 3 до 3,5)**	(від 1,5 до 2,5)**	не більше 1,5**
Масова концентрація нафтопродуктів, мкг/дм ³	—	—	—	не більше 100
Масова концентрація заліза, мкг/дм ³	—	—	—	не більше 10,0
Масова концентрація кремнієвої кислоти, мкг/дм ³	—	не більше 40,0	не більше 40,0	не більше 40,0
Якість продувної води ПГ				
Нормовані показники	Діапазон допустимих значень показників			
Водневий показник, рН	від 7,5 до 9,6	від 8,0 до 9,6 (від 8,5 до 9,8)**	від 8,0 до 9,2 (від 8,5 до 9,4)* (від 8,5 до 9,8)**	від 8,0 до 9,2 (від 8,5 до 9,4)* (від 9,0 до 9,8)**
Питома електрична провідність Н-катионованої проби, мкСм/см	не більше 7,0	не більше 7,0	не більше 7,0	не більше 5,0
Масова концентрація іонів натрію, мкг/дм ³	не більше 500	не більше 500	не більше 500	не більше 300
Масова концентрація хлорид-іонів, мкг/дм ³	не більше 250	не більше 250	не більше 200	не більше 100
Масова концентрація сульфат-іонів, мкг/дм ³	не більше 600	не більше 600	не більше 500	не більше 200

ДОДАТОК В

Таблиця 4 – Норми якості живильної і продувної води ПГ при експлуатації РУ на енергетичних рівнях потужності

Показник, одиниці вимірювання	Живильна вода ПГ після ПВТ	Продувна вода ПГ
Нормовані показники	Діапазон допустимих значень	
Водневий показник, рН	–	від 8,0 до 9,2 (від 8,5 до 9,4) * (від 9,0 до 9,8) **
Питома електрична провідність Н-катионованої проби, мкСм/см	не більше 0,3	не більше 5,0
Масова концентрація іонів натрію, мкг/дм ³	–	не більше 300
Масова концентрація хлорид-іонів, мкг/дм ³	–	не більше 100
Масова концентрація сульфат-іонів, мкг/дм ³	–	не більше 200
Масова концентрація кисню, мкг/дм ³	не більше 10,0 ***	–
Діагностичні показники	Контрольні рівні	
Водневий показник, рН	від 8,8 до 9,2 (від 9,0 до 9,4) * (від 8,9 до 9,3) **	–
Масова концентрація заліза, мкг/дм ³	не більше 10,0	–
Масова концентрація гідразину, мкг/дм ³	не менше 40 не нормується* не менше 10 **	–
Масова концентрація морфоліну, мг/дм ³	(від 2,0 до 6,0) *	–
Масова концентрація етаноламіну, мг/дм ³	(від 0,4 до 1,5) **	–
Масова концентрація нафтопродуктів, мкг/дм ³	не більше 100	–
Примітка. «Від» і «до», що стоять перед цифрами, позначають включно цифри, що стоять після цих слів.		
* При корекційній обробці робочого середовища морфоліном.		
** При корекційній обробці робочого середовища етаноламіном.		
*** Після деаератору		

ДОДАТОК Г

Таблиця 5 – Норми якості насиченої пари і основного конденсату турбіни при експлуатації РУ на енергетичних рівнях потужності

Показник, одиниці вимірювання	Конденсат турбіни		Насичена пара
	до БЗУ	за останнім ПНТ	
Діагностичні показники	Контрольні рівні		
Питома електрична провідність Н-катионованої проби, мкСм/см	не більше 0,3	—	не більше 0,3
Масова концентрація іонів натрію, мкг/дм ³	не більше 2,0	—	—
Масова концентрація кисню, мкг/дм ³	не більше 30	—	—
Масова концентрація міді, мкг/дм ³	—	не більше 5,0 не більше 3,0 *	—
* При оснащенні конденсатного тракту ПНТ трубками з нержавіючої сталі			

ДОДАТОК Д

Таблиця 6 – Значення показників якості живильної та продуквної води ПГ, при яких вступають у дію обмеження з експлуатації РУ

Нормовані показники	Перший рівень дії	Другий рівень дії	Третій рівень дії
Значення показників якості продуквної води ПГ			
Водневий показник, рН	менше 8,0 або більше 9,2 (менше 8,5 або більше 9,4)* (менше 9,0 або більше 9,8)**	–	менше 6,5 або більше 10,0 (менше 6,5 або більше 10,0)* (менше 6,5 або більше 10,5)**
Питома електрична провідність Н-катионованої проби, мкСм/см	більше 5,0 до 9,0	більше 9,0 до 12,0	більше 12,0 до 15,0
Масова концентрація іонів натрію, мкг/дм ³	більше 300 до 500	більше 500 до 1000	більше 1000 до 1500
Масова концентрація хлорид-іонів, мкг/дм ³	більше 100 до 300	більше 300 до 400	більше 400 до 500
Масова концентрація сульфат-іонів, мкг/дм ³	більше 200 до 600	більше 600 до 800	більше 800 до 1000
Значення показників якості живильної води ПГ після ПВТ			
Питома електрична провідність Н-катионованої проби, мкСм/см	більше 0,3 до 0,5	більше 0,5 до 0,8	більше 0,8 до 1,0
Масова концентрація кисню, мкг/дм ³ ***	більше 10 до 30	більше 30 до 70	більше 70 до 100
Примітка. «До», що стоять перед цифрами, позначають включно цифри, що стоять після цих слів. * При корекційній обробці робочого середовища морфоліном. ** При корекційній обробці робочого середовища етаноламіном. *** Після деаератору			

ДОДАТОК Е

Таблиця 7 – Норми якості конденсату турбіни і живильної води ПГ у період зниження потужності та розхолодження РУ

Показник, одиниці вимірювання	Конденсат турбіни до БЗУ	Живильна вода ПГ
Діагностичні показники	Контрольні рівні показників	
Водневий показник, рН	—	від 8,0 до 10,5
Масова концентрація гідразину, мкг/дм ³	—	від 40 до 1000 не нормується* не менше 10 **
Масова концентрація морфоліну, мг/дм ³	—	не менше 2*
Масова концентрація етаноламіну, мг/дм ³	—	не більше 3,5 **
Питома електрична провідність Н-катионованої проби, мкСм/см	не більше 2,0***	не більше 1,0
Масова концентрація кисню, мкг/дм ³	не більше 30 ***	не більше 10,0
Масова концентрація іонів натрію, мкг/дм ³	не більше 5,0 ***	не більше 5,0
* При корекційній обробці робочого середовища морфоліном.		
** При корекційній обробці робочого середовища етаноламіном.		
*** Не нормується при потужності РУ менше 30 %, розхолодженні РУ		