

Міністерство освіти і науки України
ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
ДО ВИКОНАННЯ ЛАБОРАТОРНИХ РОБІТ
З ДИСЦИПЛІНИ „ПАРОГЕНЕРАТОРИ ТА ТЕПЛОВЕ
ОБЛАДНАННЯ АЕС”

Одеса
Наука і техніка
2016

Міністерство освіти і науки України
Одеський національний політехнічний університет

Методичні вказівки
до виконання лабораторних робіт
з дисципліни „Парогенератори та теплове обладнання АЕС”
для студентів спеціальності 6.090502 - “Атомна енергетика”

Затверджено на засіданні
кафедри АЕС
Протокол № 7 від 04.03.2016

Одеса
Наука і техніка
2016

Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни „Парогенератори та теплове обладнання АЕС” для студентів спеціальності “Атомна енергетика”. / Укл. О.О. Чулкін, М.П. Галацан. — Одеса: ОНПУ, 2016. — 42 с.

Укладачі О.О.Чулкін, канд. техн. наук, доцент
М.П. Галацан, ст. викл.

Рецензенти: В.П. Кравченко, д. т. наук, проф.
В.О. Дубковський д. т. наук, проф.

Даються лабораторні роботи щодо дослідження гідродинамічних процесів у ПГ, підготовки до експлуатації, розігріву і пуску та консервації ПГ, корозійного ушкодження поверхонь нагріву ПГ, аварійних ситуацій при роботі ПГ, воднохімічних режимів та системи продувки ПГ.

ЗМІСТ

	Стор
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 1 (8 ГОДИН). ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ НА ПРИКЛАДІ ВОДОПОВІТРЯНОЇ МОДЕЛІ ПАРОГЕНЕРАТОРА	4
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 2 (6 ГОДИН). ЕКСПЛУАТАЦІЯ ПАРОГЕНЕРАТОРІВ	12
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 3 (8 ГОДИН). УМОВИ ТА ОБМЕЖЕННЯ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПГ. КОНСЕРВАЦІЯ ПГ	19
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 4 (8 ГОДИНИ). КОРОЗІЙНЕ ПОШКОДЖЕННЯ ПОВЕРХОНЬ НАГРІВУ ПАРОГЕНЕРАТОРІВ	26
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 5 (6 ГОДИНИ). ВОДНО ХІМІЧНИЙ РЕЖИМ І КОНТУРУ АЕС	31
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 6 (4 ГОДИНИ). СИСТЕМА ПРОДУВАННЯ ПАРОГЕНЕРАТОРІВ АЕС	37

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 1 (8 ГОДИН). ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ НА ПРИКЛАДІ ВОДОПОВІТРЯНОЇ МОДЕЛІ ПАРОГЕНЕРАТОРА

1. Мета роботи

Мета роботи – поглибити знання з гідродинамічних процесів, протікаючих в обсязі парогенератора, ознайомитись з впливом на гідродинамічні процеси внутрішніх пристроїв корпусів: заглибного дірчастого листа (ЗДЛ), закраїн, системи подачі живильної та аварійної води.

У результаті виконання роботи студенти повинні знати: вплив внутрішньо корпусних пристроїв (ВКУ) на особливості гідродинамічних процесів, що протікають в обсязі парогенератора: характер і особливості, формування двофазного слою під ЗДЛ, особливості організації циркуляції в обсязі парогенератора. Зведення про ці процеси необхідні для виконання теплогідравлічних розрахунків ПГ.

2. Завдання до роботи:

- 1) одержати експериментальні залежності з впливу витрати повітряної (парової) фази на гідродинаміку процесів в обсязі ПГ;
- 2) вивчити експериментально характер гідродинамічних процесів в обсязі ПГ при не розрахункових режимах (зниження рівня);
- 3) зіставити експериментальні і розрахункові значення середньої швидкості руху повітря в моделі із середньою швидкістю руху пару в ПГ при різних режимах.

3. Теоретичні передумови

На сучасних атомних електростанціях і установках широко використовують різне теплотехнічне устаткування. Одним з основних вузлів двоконтурних АЕС є ПГ.

Вивчення принципового пристрою і принципу роботи парогенераторів, їхніх основних характеристик необхідно для проектування, монтажу й експлуатації парогенераторів і всієї станції в цілому.

Розгляд основних процесів, що відбуваються в експлуатованих на вітчизняних АЕС горизонтальних ПГ, приведено в /1, 2, 3/. Основні характеристики горизонтальних ПГ для АЕС від ВВЕР-210 до ВВЕР-1000 приведені в таблиці 1.

З аналізу цієї таблиці можна зробити наступні висновки:

- збільшена паропроductивність (у 6,3 рази);
- збільшений тиск виробленої пари (у 2 рази);
- зменшено діаметр труб тепло передаючої поверхні (у 1,3 рази);
- збільшено число трубок і загальна тепло передаюча площа поверхні нагрівання (у 5,3 рази);
- збільшено діаметр корпуса (у 1,3 рази) і довжина ПГ (у 1,1 рази).

Таким чином, у міру розвитку конструкції парогенераторів збільшилися параметри робочого тіла і теплоносія, істотно виросла одинична паропроductивність. Помітно знизилася витрати металу на одиницю маси генеруемого пара, питома маса поверхні нагрівання. Однак при цьому істотно ускладнилися процеси, що протікають у ПГ, особливо в ПГВ-1000. Багато аспектів процесів, що протікають у парогенераторах ПГВ-1000, у даний час вивчені недостатньо. Для рішення цих питань були пророблені дослідження як на реальних парогенераторах, так і на моделях.

Результати проведених досліджень і відповідний аналіз показують, що ці експерименти можна поділити на 2 групи.

Експерименти, проведені на реальних ПГ і моделях, при параметрах, характерних для роботи паро генеруючої установки. Отримані при цьому результати, не дозволяють,

однак, скласти достовірну картину про характер гідродинамічних процесів, що протікають у ПГ.

Тому доцільно провести експериментальні дослідження на водоповітряній моделі ПГ, що дозволяє візуально показати гідродинамічні процеси.

Пропонований підхід може бути підкріплений результатами успішних спроб моделювання теплообміну і гідродинаміки при кипінні-барботажі газу через пористу поверхню /4/. Найбільш істотні розходження між цими процесами (кипіння-барботаж) полягає у наступному: 1) генерація парових міхурів на поверхні нагрівання відбувається в активних центрах перетворення (теплового навантаження), а газові міхури генеруються через отвори на твердій поверхні, число яких не залежить від витрати газу; 2) випар рідини в парові міхури під час їхнього спливання (і порівняно збільшення обсягу) відбуваються значно скоріше, ніж в газові міхури; 3) різні фізичні властивості пари і газу. На підставі аналізу даних у /4/, а також отриманих у теплотехнічному інституті (ВТІ) і ОКБ „Гідропрес” (м. Москва) експериментальних даних по гідродинаміці двофазних процесів на водоповітряних моделях ПГ, можна вищевказаними розходженнями знехтувати.

4. Опис експериментальної установки.

Схема установки наведена на рис. 1.

Таблиця 1

Основні характеристики горизонтальних парогенераторів

№ п	ЯППУ із реакто-ром	Паро-вироб. т/год.	Площа поверхні теплооб. м ²	Тиск І к	Темпер. Теплонос на вх. і вих. °С	Темп. пари	Зовн. діам.	Кільк. Трубок --	Діам. корп.	Товщина труб. дошки мм
				Тиск ІІ к Мпа		Темп. пит. води °С	Товщ. труб мм		Довж. корп м	
1	ВВЕР-210	230	1300	<u>9,8</u> 3,2	<u>273</u> 252	<u>236</u> 189	<u>21</u> 1,5	2074	<u>3,12</u> 11,57	75
2	ВВЕР-385	325	1800	<u>10,3</u> 3,3	<u>280</u> 252	<u>235</u> 195	<u>16</u> 1,4	3664	<u>3,57</u> 11,57	80
3	ВВЕР-440	462	2500	<u>12,5</u> 4,7	<u>301</u> 266	<u>259</u> 226	<u>16</u> 1,4	5146	<u>3,34</u> 11,51	--
4	ВВЕР-1000	1450	8095	<u>16,7</u> 6,7	<u>320</u> 289,7	<u>278,5</u> 2,0	<u>16</u> 1,4	11000	<u>41000</u> 13,84	171

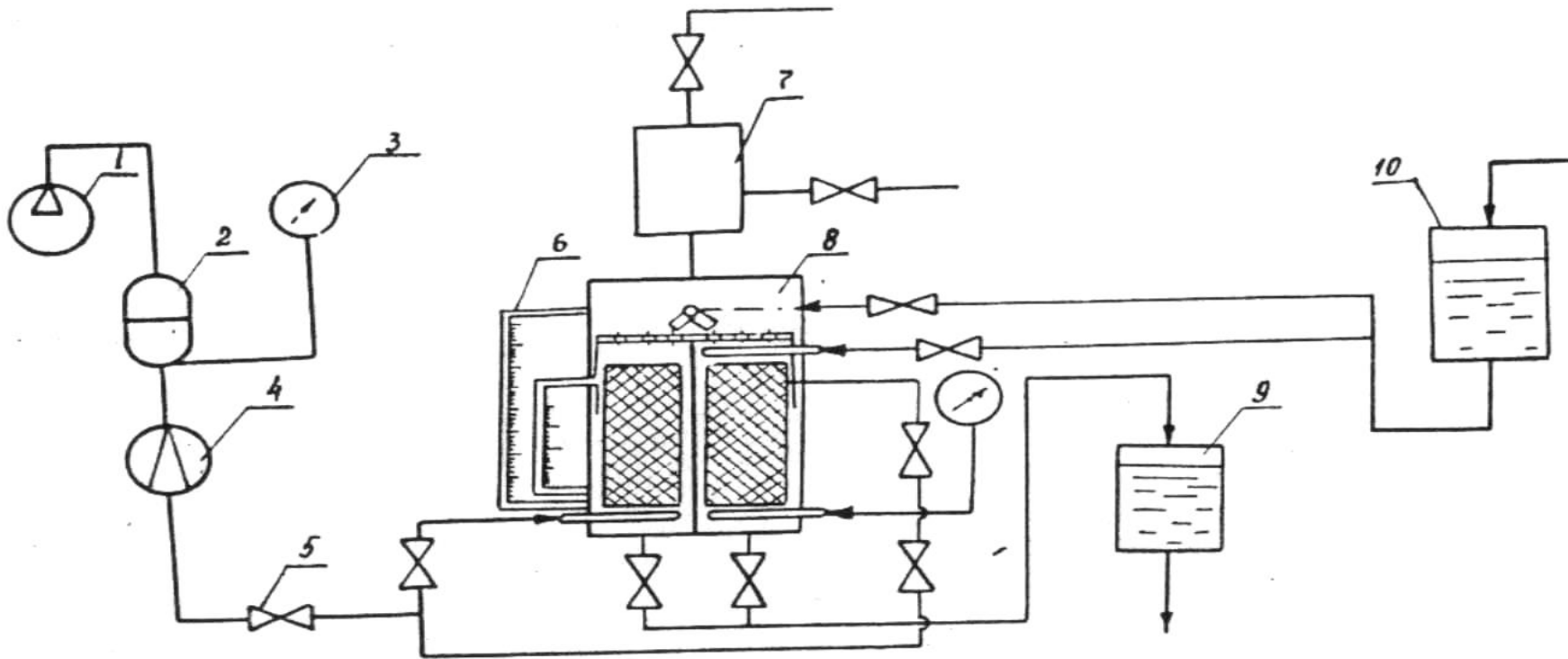


Рис. 1. Схема експериментального стенда моделі парогенератора

- | | | | |
|---------------|----------------------------|---------------------------|------------------------|
| 1 – компресор | 4 – витратомірний пристрій | 6 – рівнемір | 8 – робоча камера |
| 2 – ресивер | 5 – вентиль | 7 – сепараційний пристрій | 9 – бак зливу води |
| 3 – манометр | | | 10 – вимірювальний бак |

Установка являє собою гідродинамічну модель парогенератора, постачену водяним і повітряним устаткуванням, що забезпечує її функціонування, і вимірювальним комплексом для реєстрації тиску, температури, витрати та рівень води і повітря. Основний елемент установки – робоча камера (8). Вона являє собою модель трубної дошки парогенератора ПГВ-1000, що кріпиться разом із трубками до задньої стінки корпусу. Прозора передня стінка служить для візуалізації процесів, що відбуваються в моделі.

Стиснене повітря подається в камеру від компресора (1), за яким для згладжування пульсацій повітряного потоку встановлений ресивер (2). Далі на повітряній лінії встановлений манометр (3), витратомірна шайба (4), термометр і запірні вентилі (5). Через верхню стінку камери повітря через сепараційний пристрій (7) приділяється в атмосферу.

На мал. 2. представлено схематичне зображення робочої камери, у ній встановлені і закріплені трубні пучки (2), виконані з міді і розділені між собою перегородкою (7). Отвори в трубній дошці під мідні трубки $\varnothing 16$ мм виконані по трикутним ґратам із кроком $S_1=24$ мм і $S_2=30,8$ мм, що відповідає характеристиці трубного пучка в ПГВ-1000. Трубний пучок кріпиться в трубній дошці за допомогою нарізного сполучення. З боку прозорої стінки трубні пучки заглушені мідними пробками, на які наклеєні гумові ущільнення для ліквідації зазорів між торцями трубок і прозорою стінкою.

Над трубним пучком на висоті 90 мм знаходиться ЗДЛ (8), розміром $b \times l = 200 \times 150$ мм², товщиною 2 мм, знімний. ЗДЛ № 1 і № 2 має отвори (13 мм, виконані по квадратним ґратам із кроком 50 мм і перфорацією 3,9 % і 6,3 %.

Підведення повітря здійснюється через роздавальний колектор (4), що розділений перегородкою, це забезпечує можливість подачі повітря в лівий і правий трубні пучки. Нерівномірність витрати повітря в правому і лівому трубному пучках можна створити за допомогою трубок (5) і (6) $\varnothing 27$ мм.

Подача живильної води в робочу камеру здійснюється через патрубки (9) між ЗДЛ і трубним пучком. Діаметр патрубка 18 мм і довжина 170 мм. У нижній частині патрубка виконаний 21 отвір $\varnothing 3$ мм для проходу води. Над ЗДЛ розміщений патрубок (10) подачі води аварійного охолодження $\varnothing 18$ мм і довжиною 150 мм. У нижній частині цього патрубка виконано три ряди отворів $\varnothing 3$ мм у кількості 24 шт. У верхній частині (стінці) робочої камери мається патрубок (11) $\varnothing 42$ мм для відводу живильної й аварійної води з робочої камери. По обох бічних сторонах робочої камери встановлені рівнеміри робочої рідини (води).

Для вивчення циркуляції повітряно-водяного потоку в коридорах (між стінками робочої камери і закраїнами) встановлені чотири пінопластових поплавці циліндричної форми з конічними торцями. Діаметр поплавця 10 мм, довжина 18 мм. Поплавці вільно переміщуються по направляючим (з волосіні) нагору і вниз. У середній частині напрямних встановлені обмежники руху поплавців (на рівні нижньої частини закраїн). Таким чином, кожний з поплавців переміщується тільки у своїй ділянці. Ширина коридорів 29 мм, висота 310 мм.

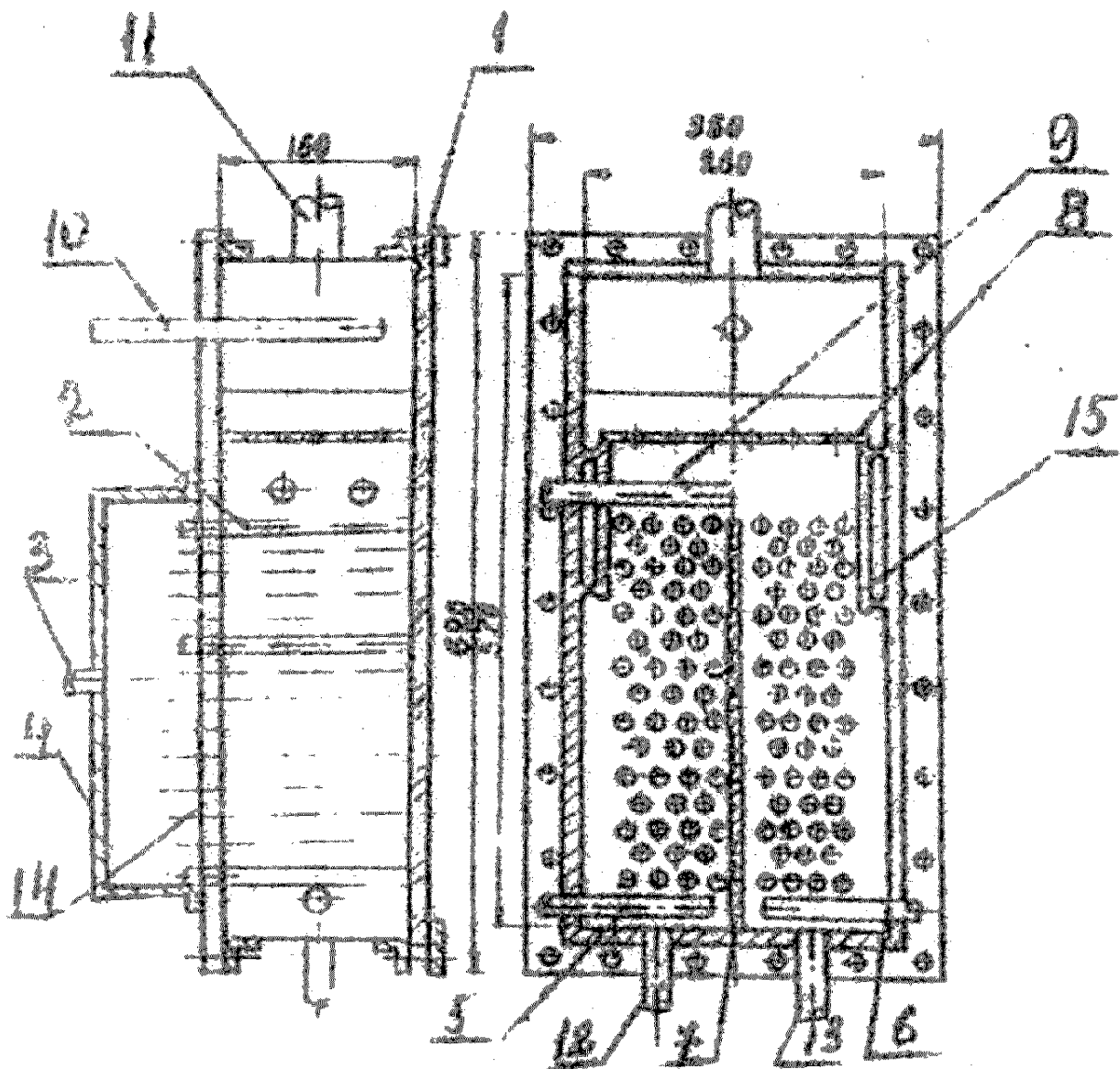


Рис. 2. Схематичне зображення робочої камери.

1 - прозора стінка камери; 2 - трубні пучки; 3 - патрубки підведення повітря в колектор; 4 - роздавальний колектор; 5,6 - нижні патрубки підведення повітря; 7 - розділова перегородка; 8 - заглибний дірчастий лист; 9 - патрубки підведення живильної води; 10 - патрубки відводу аварійної води; 11 - патрубки відводу повітря; 12, 13 - патрубки зливу води; 14 - трубна дошка; 15 - закраїни.

З метою запобігання появи в камері продуктів корозії, що може погіршити спостереження, деякі деталі камери (патрубки ЗДЛ, стінки камери) мають антикорозійне покриття. Трубна дошка, патрубки підведення живильної води й аварійної води виконані з нержавіючої сталі марки 08Х18Н10Т.

5. Режими роботи експериментальної установки і вимірювальні параметри

Експериментальні дослідження гідравлічної моделі ПГВ-1000 проводяться на наступних режимах:

- режим номінального навантаження (стаціонарний). У цьому режимі рівень рідини в моделі підтримується постійним і рівним ± 50 мм над ЗДЛ. Витрата повітря через робочу камеру моделі змінюється в діапазоні $4,25 \times 10^{-3} \div 9,4 \times 10^{-3}$ м³/с, що відповідає паровим навантаженням різних частин ПГ у номінальному режимі;

- стаціонарний режим при різних умовах рідини в моделі.

Розглядаються в стаціонарному стані рівні рідини, що відповідають номінальному, 75 %, 50 % і 25 % від номінального. Витрата повітря через робочу камеру змінюється в діапазоні $4,25 \times 10^{-3} \div 9,4 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$. Час зазначеної зміни рівня рідини в моделі варіювався від 30 до 60 с (замір по електронному секундомірі СТЦ-12), що характерно для роботи реальних ПГВ-1000.

Під час дослідів фіксувалися фізичний і масовий рівень рідини в моделі за допомогою масштабної шкали і гідравлічного рівнеміра, установлених по обидва боки робочої камери. Погрішність показань рівнеміра оцінюється величиною ± 1 мм. Витрата повітря через робочу камеру вимірюється за допомогою стандартної витратомірної шайби. Погрішність виміру витрати повітря складає 2 %. Температура повітря вимірюється стандартним термометром, погрішність виміру – 1 %.

6. Обробка результатів експериментальних досліджень

При роботі моделі ПГ ВВЕР-1000 утворюються чотири характерні зони:

1. Зона водоповітряної суміші над ЗДЛ.
2. Газова подушка під ЗДЛ.
3. Двофазна область у трубному пучку.
4. Двофазна область в опускних коридорах.

Характерна картина руху повітряної суміші в опускних коридорах між закраїнами і стінками камери спостерігалася на всіх режимах роботи повітряної моделі ПГ ВВЕР-1000.

В усіх випадках у верхній частині камери мається зона з підвищеним розміщенням повітря. Ця зона характеризується інтенсивним перемішуванням води і повітря на ЗДЛ. За краєм ЗДЛ, між стінкою камери і пучками труб, спостерігається інтенсивний виропоподобний рух повітряної суміші. Це пояснюється інтенсивним перемішуванням водоповітряної суміші, що стікає з ЗДЛ уздовж закраїн, і тої частини потоку, що утвориться в результаті руху водоповітряної суміші нагору. Частина висхідного водоповітряного потоку прагне перебороти опір пучка нижче закраїн, направляється в коридор між стінками камери і пучками труб. Цьому руху перешкоджає водоповітряний потік, спрямований униз. Витрата повітря визначається по виразу:

$$Q_g = \alpha \cdot \xi \cdot F_0 \sqrt{\frac{2\Delta P' \cdot R_M \cdot T}{(P_{at} + \Delta P')}} \quad (1)$$

де $\alpha = 0,614$ – коефіцієнт опору витратомірної діафрагми;

$\xi = 0,998$ – коефіцієнт втрати швидкості;

$F_0 = 1,13 \times 10^{-4} \text{ м}^2$ – площа поперечного перерізу трубки ($d_{\text{вн}} = 12$ мм);

$R_M = 287 \text{ Дж/кг} \times 10^6$ – індивідуальна газова постійна для повітря;

P_{at} – атмосферний тиск, Па;

T – температура, К.

Приклад розрахунку: по вимірах значення величин $T = 300$ К, $P_{at} = 0,1$ МПа, $\Delta P = 0,01$ МПа. Після підстановки у формулу (1) знаходимо

$$Q_g = 0,614 \cdot 0,998 \cdot 1,13 \cdot 10^{-4} \sqrt{\frac{2 \cdot 0,01 \cdot 10^6 \cdot 287 \cdot 300}{0,1 \cdot 10^6}} = 8,66 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Середня швидкість повітря у вузькому перетині

$$W = \frac{Q}{F_{\text{min}}} \quad (2)$$

Вхідна у формулу (2) величина F_{\min} визначається по виразу

$$F_{\min} = l \cdot b - (d_{mp} \cdot l_{mp}) \cdot n \quad (3)$$

У вузькому перетині камери розміщено 8 трубок, тому з формули (3) знаходимо

$$F_{\min} = (150 \cdot 200) \cdot 10^{-6} - (16 \cdot 150) \cdot 10^{-6} \cdot 8 = 0,0108 \text{ м}^2$$

Підстановка значень Q і F_{\min} у (2) дозволяє розрахувати

$$W = \frac{8,66 \cdot 10^{-3}}{0,0108} = 0,801 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Швидкість руху пари у вузькому перетині трубного пучка ПГВ-1000 визначається для номінального режиму по виразу

$$W'' = \frac{Q''}{F_{\min}^{ne}} \quad (4)$$

Вхідна у формулу (4) величина F_{\min}^{ne} визначається по виразу

$$F_{\min}^{ne} = l^{ne} \cdot b^{ne} - (d_{mp} \cdot l_{mp}) \cdot n^{ne}$$

Підстановка значень дозволяє визначити F_{\min}^{ne}

$$F_{\min}^{ne} = 14 \cdot 4 - (0,016 \cdot 13) \cdot 119 = 31,2 \text{ м}^2$$

Підстановка значень Q'' і F_{\min}^{ne} дозволяє визначити середню швидкість пари W'' . Для номінального режиму $Q'' = 12,5 \text{ м}^3/\text{с}$ і тоді

$$(W'')_{ном} = \frac{12,5}{31,2} = 0,4 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

7. Аналіз результатів експерименту

Зробити зіставлення за результатами середніх швидкостей руху повітря й пари по формулах (2), (4) й виявити вплив режимних параметрів на особливість протікання гідродинамічних процесів. Зробити оцінку вірогідності отриманих даних на номінальних і нерозрахованих режимах.

8. Контрольні питання

1. Перелічити основні елементи внутрішньо корпусних пристроїв ПГ.
2. Укажіть основні характеристики горизонтальних ПГ різних поколінь.
3. Указати основні відмінності в конструкції парогенераторів із ВВЕР-210, ВВЕР-365, ВВЕР-440, ВВЕР-1000.
4. Які висновки можна зробити на підставі теплогідролічних іспитів ПГ і іспитів водоповітряних моделей ПГ ?
5. Які особливості подачі повітря до моделі ПГ?
6. Як замірюються витрати води у моделі ПГ?
7. Укажіть, як влаштована водоповітряна модель ПГ .
8. Які режими роботи ПГ можуть мати місце при його експлуатації ?
9. Зробіть опис основних особливостей гідродинамічних іспитів моделі з указівкою призначення основних елементів робочої ділянки (ЗДЛ, закраїн, системи подачі живильної й аварійної води, дренажу).
10. Як впливає зниження рівня води на роботу моделі ПГ ?
11. Яка схема циркуляції двофазних потоків у моделі ПГ?

12. Укажіть, які характерні зони спостерігаються на моделі ПГ ?

9. Рекомендована література

1. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки АЭС. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 384 с.
2. Рассохин Н.Г., Мельников В.Н. Парогенераторы, сепараторы и пароприемные устройства АЭС. — М.: Энергоатомиздат, 1986. — 74 с.
3. Андреев П.А., Гремилов Д.И., Геркевич Б.А. Развитие конструкций парогенераторов АЭС с водоводяными реакторами. — Тр. ЦАТИ. Вып. 108. Л 10/1. — 14 с.
4. Кутателадзе С.С. Основы теории теплообмена. — М.: Энергоиздат, 1992. — 250 с.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 2 (6 ГОДИН). ЕКСПЛУАТАЦІЯ ПАРОГЕНЕРАТОРІВ

1. Мета роботи

Мета роботи: вивчити інструкцію з експлуатації ПГ, теплотехнічні характеристики ПГ, конструктивні особливості основних елементів, режими експлуатації і контрольовані параметри в ПГ.

Для проведення лабораторної роботи студент повинний знати: теоретичні основи теплотехнічного устаткування АЕС, конструктивні особливості теплообмінних апаратів. Студент повинний придбати навички роботи з ПГ у режимі введення його в роботу при пуску блоку, останові і розхолоджуванні, аварійного режиму.

2. Загальні положення

2.1. Інструкцію з експлуатації ПГ зобов'язані знати і виконувати:

- начальник зміни блоків (НЗ);
- начальник зміни реакторного та турбінного цехів (НЗ РЦ, НЗТЦ);
- ст. інженер керування блоком (СІКБ);
- ст. інженер керування реактором (СІКР);
- ст. інженер з ремонту й експлуатації реактора (СІРЕ);
- ст. оператор спецводоочистки блоків (СО СВОБ);
- ст. оператор реакторного відділення (СОРВ);
- оператор свецводоочистки (ОСВО);
- оператор реакторного відділення (ОРВ).

2.2. Інструкція складена на підставі проектної документації, правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж і інструкції ОКБ "Гідропрес" з експлуатації парогенераторів ПГВ-4 ЭМ.

2.3. В інструкції відбита: коротка характеристика парогенераторів і допоміжних систем, оперативна експлуатація ПГ; організація водяного режиму другого контуру блоків, перевірка і настроювання запобіжних клапанів ПГ.

Питання експлуатації парогенераторів для різних енергоблоків по стороні 1 контуру відбиті в «Інструкції з експлуатації 1-х контурів реакторних установок ВВЕР-440». Експлуатація головних паропроводів, трубопроводів живильної води ПГ відбиті у відповідних інструкціях технічного обслуговування (ТО).

3. Коротка характеристика парогенераторів

На блоках встановлене по шести однотипних, паралельно працюючих парогенераторів типу ПГВ-4М (ТУ-179У-ТУ008), призначених для генерації сухої насиченої пари шляхом нагрівання й інтенсивного випару котлової води теплоносієм I-го контуру.

Парогенератор ПГВ-4М є горизонтальна циліндрова судина загальної завдовжки 11515 мм і внутрішнім діаметром 3210 мм з привареними з обох кінців опуклими еліптичними днищами. У верхній частині парогенератора уварені п'ять патрубків Ду-250 для відведення пари з ПГ, з'єднаних в загальний паровий колектор Ду-400, і два патрубки Ду-700. Патрубки Ду-700 призначені для доступу до колекторів I-го контуру Ду-800.

Патрубки Ду-700 ущільнюються плоскими кришками на паронітових прокладках. Обтягування роз'ємів здійснюється шпильками М-40 (по 20 шпильок на кожний роз'єм).

Колектори I-го контуру виконані з аустенітної неіржавіючої сталі марки Х18Н10Т. У верхній частині колекторів є люки для доступу всередину колекторів. Внутрішній діаметр колекторів – 800 мм, а у верхній і нижній частині – 500 мм. В нижній частині до колектора підключають трубопроводи Ду-500.

Роз'єми люків Ду-500 ущільнюються на двох прокладках з нікелевого дроту \varnothing 6 мм. Обтягування роз'ємів здійснюється шпильками М-48 (по 20 шпильок на роз'єм). Шпильки мають пристрої для контролю витяжки. Величина витяжки повинна бути в межах 200-250 мкм.

Контроль якості ущільнення по I-му контуру здійснюється по імпульсній трубці 18 × 2,5, заведеної в простір міжпрокладки через боковину патрубка Ду-700 і кришку колектора I-го контуру.

Колектори I контуру в нижній частині підключаються до парогенератора через перехідні кільця ДУ-500 і ДУ-1000. З вхідного колектора через ці кільця виведені: два дренажі ДУ-25 з кільцевого зазору, утвореного колектором ДУ-800 і перехідним кільцем ДУ-1000, і воздушник ДУ-25 по стороні I-го контуру.

У нижню частину корпусу уварені два штуцери ДУ-80 для продувки ПГ і один штуцер ДУ-80 для дренажу (заглушінь фланцевою заглушкою).

Колектори ДУ-800 з боку II контуру в районі поділу фаз (води-пари) захищені герметичними кожухами, щільність яких контролюється по імпульсних лініях, виведеним для ТО через фланець люку-лазу.

В одному з днищ парогенератора мається люк-лаз ДУ-500. Фланцеве ущільнення люку-лазу з плоскою кришкою здійснюється паронітовою прокладкою. Збоку парогенератора на циліндровій поверхні є патрубок Ду-250 для підведення живильної води.

Метал корпусу парогенератора – вуглецева сталь. По внутрішньому пристрої ПГ є горизонтальним випарником із заглибною поверхнею теплообміну, скомпонованої з U-образних трубок \varnothing 16 × 1,4 з аустенітної неіржавіючої сталі марки ОХ18Н10Т. Максимальна довжина трубок 11,5 м.

Для кращої організації циркуляції котлової води і зменшення імовірності запарювання в трубних пучках організовані вертикальні коридори. Кінці трубок завальцьовані в колекторах ДУ-800 методом вибуху з попередньою обваркою торців трубок автоматичним аргоно-дуговим зварюванням.

У верхній частині парового простору парогенератора встановлено сепараційний пристрій, що складається з жалюзійних пакетів, встановлених у два рядка похило під кутом 15° до обр'ю і наступного за ними (по ходу пари) дірчастого листа. Жалюзі хвилеподібного профілю виготовлені з аустенітної неіржавіючої сталі марки ОХ18Н10Т товщиною 0,8 мм. Крок жалюзі в пакетах 10 мм.

Дірчастий лист (лист з відводами \varnothing 10 мм) розташований після пристрою сепарації і призначений для вирівнювання поля швидкостей пари. Парогенератор в боксі підвішений на чотирьох підвісках. Підвіски виконані гнучкими з листової сталі і шарнірно сполучені з різьбовою тягою. Висота підвіски регулюється різьбовими талрепами. Таке кріплення ПГ

забезпечує йому вільне переміщення при тепловому переміщенні трубопроводів. Зовні парогенератор закритий теплоізоляцією, виконаною з набірних знімних елементів.

Парогенератор працює за принципом теплообміну між первинним теплоносієм I-го контуру, примусово циркулюючим всередині U-образних трубок, і котельною водою II-го контуру. Теплоносій I-го контуру поступає у вхідний («гарячий») колектор, з якого лунає по трубах 16 × 1,4. Проходячи через них, віддає частину тепла котельній воді, що знаходиться в між трубному просторі ПГ, після чого поступає у вихідний («холодний») колектор. Живильна вода по трубопроводу Ду-250 подається у парогенератор до горизонтально розташованого колектора, розміщеного в середній по висоті частини трубного пакету, звідти через сопла Ду-15 поступає на трубний пучок в зону найбільших теплових навантажень (на «гарячу» сторону). Цим досягається часткове вирівнювання парового навантаження по перетину парогенератора за рахунок конденсації частини пари.

Циркуляція котельної води в парогенераторі природна. Пара, що утворюється, осушується за рахунок гравітаційних сил в паровому об'ємі ПГ і виникаючих відцентрових сил в жалюзійному сепараторі, а потім проходить через дірчастий лист і відводиться в паровий колектор через п'ять патрубків Ду-250.

Основні характеристики і розрахункові дані парогенератора приведені в табл. 1.

Таблиця 1

Основні характеристики ПГВ-4М

№ п/п	Технічні дані	Розмірність	Значення
1.	Теплова потужність	Вт	229 · 106
2.	Паропродуктивність не менш	т/година	452
3.	Тиск пари на виході з ПГ	МПа	4,7
4.	Температура генерованої пари в межах	°С	258-260
5.	Температура живильної води	°С	158÷225
6.	Температура теплоносія I контуру в межах: на виході	°С	268÷270
	на вході		300
7.	Витрата теплоносія	м3/год.	650
8.	Тиск теплоносія	МПа	12,5
9.	Поверхня теплообміну	м2	2510
10.	Кількість трубок	шт.	5536
11.	Діаметр, товщина трубок	мм	16 x 1,4
12.	Матеріал трубок	“	ОХ18Н10Г
13.	Вага сухого ПГ	т	145
14.	Обсяг води ПГ: при робочому рівні	м3	43,8
	усього парогенератора		68,3

15.	Обсяг частин паропроводу, що невідключаються, і трубопроводів живильної води ПГ- № I, 6	м3	11
	ПГ - № 2, 5		10
	ПГ - № 3, 4		12
16.	Норма постійної продувки від паропроодуктивності	%	0,4 ÷ 1,0

4. Експлуатація парогенераторів

4.1. Загальні положення

ПГ є невід'ємною частиною циркуляційних петель I контуру. Під час експлуатації ПГ контроль за його роботою і регулювання параметрів виробляється дистанційно з БЩК.

4.2. Розігрів і введення ПГ у роботу при пуску блоку

4.2.1. Вихідний стан ПГ.

4.2.1.1. Зроблено гідравлічний іспит ПГ по I контурі на міцність – тиском 17,5 МПа чи щільність – тиском 14,0 МПа.

4.2.1.2. Зроблено гідравлічний іспит ПГ по II контурі на міцність тиском 5,6 МПа чи щільність – тиском 5,25 МПа. Температура металу корпусу ПГ при гідравлічному іспиті повинна бути не менш 70 °С.

4.2.1.3. Переверено прохідність ліній контролю протечок через фланцеві рознімання колекторів ПГ по I контурі, зроблена гідравліка МПП колекторів I контуру на 19,0 МПа.

4.2.1.4. Набудовані імпульсні запобіжні клапани ПГ на тиск 5,45 МПа (контрольний клапан) і 5,55 МПа (робочий клапан).

4.2.1.5. Переверені електричні ланцюги імпульсних запобіжних каналів ПГ: тиск відкриття каналів - 5,45 МПа (контрольного) і 5,55 МПа (робочого), тиск закриття робочого клапана – 4,9 МПа, контрольного – 4,7 МПа.

4.2.1.6. Підготовлена система контролю щільності вигородок, тиск азоту у вигородках – 0,15 МПа.

4.2.1.7. Підготовлені до роботи і перевірені прилади КВП.

4.2.1.8. ПГ заповнений по I контурі. Для видалення повітря з колекторів відкриті вентилі на повітряних лініях і їх тримати відкритими до появи стійкого струменя теплоносія протягом 10 хвилин.

4.2.1.9. ПГ заповнений по I контурі до тиску 110 см по приладу загального рівня. Заповнення водою II контуру можна робити одночасно з заповненням по I контурі, як до, так і після заповнення I контуру.

Температура води при заповненні ПГ по I і II контурах повинна відрізнятися від температури металу корпусу ПГ не більше ніж на 60 °С.

4.2.1.10. Засувки на трубопроводах живильної води і пари закриті.

4.2.2. Розігрів і пуск парогенераторів

4.2.2.1. Підйом тиску в I контурі, розігрів I контуру (петлі); порядок включення в роботу ГЦН визначається інструкціями з експлуатації I контуру реакторної установки.

4.2.2.2. У будь-яких випадках швидкість розігріву одного чи групи ПГ не повинна перевищувати 20 °С/година.

4.2.2.3. Розігрів ПГ ведеться одночасно з розігрівом I контуру шляхом віддачі тепла від теплоносія I контуру котлової води ПГ.

4.2.2.4. При підвищенні рівня в ПГ у результаті термічного розширення котлової води робити піддренування ПГ по лініях періодичної і постійної продувки.

4.2.2.5. При досягненні тиску в ПГ 3,0 кгс/см² почати прогрів головних пароводопровідників блоку.

4.2.2.6. При досягненні тиску в ПГ 15÷20 кгс/см² почати пускові операції на турбінах (прогрів паропроводів від головних парових засувок до регулюючих каналів турбіни і т.і.).

4.2.2.7. Одночасно з розігрівом I контуру і ПГ зробити розігрів деаераторів турбін до температури живильної води 158 °С.

4.2.2.8. При досягненні робочих параметрів у ПГ зробити апробування спрацьовування запобіжних каналів.

4.2.2.9. Зробити прогрів і введення в роботу системи продувки ПГ.

4.2.2.10. За рахунок підживлення ПГ живильною водою від АЕЖН (чи ЕЖН) підтримувати рівні в ПГ у межах 180 ± 50 мм по приладу регульованого рівня.

4.2.2.11. Після включення турбогенератора в мережу і в міру набору навантаження регулятори рівня в ПГ перевести в автоматичний режим роботи.

Примітки:

1. Перед розігрівом ПГ перевірити відсутність тиску в МПП колекторів ПГ, дренажі з МПП закрити.
2. Робити контроль тиску в МПП колекторів ПГ із записом у "Журнал контролю щільності рознімань I контуру":
 - під час гідравлічного іспиту I контуру;
 - у процесі розігріву ПГ.

У випадку появи тиску в МПП, тиск скинути до атмосферного, дренаж із МПП закрити. Якщо тиск у МПП знову росте – фланцеве з'єднання переуцілювати.

4.3. Пуск ПГ зі стану "гарячого" резерву

4.3.1. Вихідний стан ПГ ("гарячого" резерву):

- блок працює зі зниженим навантаженням відповідно до числа працюючих петель і схемою запитки ГЦН (див. "Таблицю режимів роботи реакторної установки");
- тиск у ПГ – 4,7 МПа;
- рівень у ПГ – 180±50 мм по приладу регульованого рівня;
- засувки живильної води закриті, засувка над паропроводом відкрита;
- ГЗЗ на «гарячій» нитці відкрита; на «холодній» - підірвана на відкриття для підтримки петлі ПГ у «гарячому» резерві; температура «гарячої» нитки даної петлі не повинна відрізнятися від температур «холодних» ниток працюючих петель більш ніж на 15 °С.

3.3.2. Послідовність пуску:

- зробити «протягання» петлі повним відкриттям ГЗЗ на «холодній» нитці;
- закрити ГЗЗ на «холодній» нитці, увімкнути ГЦН, відкрити ГЗЗ;
- відкрити засувки на лінії живильної води, проконтролювати роботу регулятора рівня в ПГ.

Примітка: докладний опис уведення петлі в роботу відбито в інструкціях з експлуатації I контуру.

4.4. Останов і розхолодження ПГ

4.4.1. Висновок ПГ із роботи проводиться в наступних випадках: при останові блоку чи в зв'язку з несправністю устаткування, що входить до складу відповідної петлі.

Порядок останова блоку чи відключення окремої петлі докладно відбитий в Інструкціях з експлуатації I контуру.

4.4.2. При плановому останові чи зниженні потужності блоку тиск у ПГ по II контурі і рівень підтримуються номінальними до моменту відключення ПГ від головного парового колектора.

4.4.3. Температура живильної води в режимі зниження потужності ПГ відповідає графіку навантаження ТА, але не повинна бути нижче 158 °С.

4.4.4. Розхолодження ПГ до температури 140 °С проводити при працюючих ГЦН, при цьому швидкість розхолодження по I контурі не повинна бути вище 30 °С/година. Пару скидати в систему розхолодження. Подальше розхолодження ПГ проводиться у водно-водяному режимі розхолодження, швидкість розхолодження ПГ не більш 30 °С/година.

ПГ розхолоджується до температури 40 ÷ 80 °С. Надалі ці ПГ виконують функції теплообмінників, що відводять залишкове тепло відділення від активної зони реактора.

3.4.5. При зупинці ПГ і проведенні регламентних робіт, не зв'язаних із системою КВЩ, система КВЩ повинна бути заповнена азотом, випробувана на щільність і міцність.

3.4.6. Ремонтні роботи на ПГ при роботі блоку на потужності можуть проводитися тільки по спеціальній програмі, затвердженій ГІ, що включає в себе заходи щодо забезпечення безпеки проведення цих робіт.

4.5. Режим нормальної експлуатації парогенераторів

4.5.1. У залежності від стану ТА чи устаткування I контуру в роботі можуть знаходитися шість чи менше число ПГ блоку. ПГ, що знаходяться в роботі й у "гарячому" резерві, підключені до ГЦК, у них підтримується робочий тиск 4,7 МПа.

4.5.2. подача живильної води в ПГ здійснюється живильними насосами. Живильна вода при нормальній технологічній схемі II контуру проходить через ПВТ і надходить у загальний колектор живильної води, відкля через регулятори ДУ-250 розподіляється по ПГ.

4.5.3. Температура живильної води визначається графіком навантаження ТА і повинна знаходитися в межах 158-225 °С.

4.5.4. Режими роботи ПГ при відключених ПВТ є стаціонарними і відрізняються тим, що температура живильної води повинна бути 158 °С.

3.5.5. На кожному ПГ встановлено по двох регулятора рівня: ДУ-250 і ДУ-50.

Регулятор ДУ-250 призначений для роботи в нормальних режимах роботи блоку.

Регулятор ДУ-50 призначений для роботи в режимах розхолодження і розігріву I контуру.

Регулятори призначені для підтримування номінального рівня в ПГ: 180 ± 50 мм по приладу регульованого рівня. При нормальній експлуатації блоку регулятори рівня працюють в автоматичному режимі.

Переклад на дистанційне керування регулятором рівня допускається в наступних режимах:

- при пуску блоку й у перехідних режимах при тепловій потужності реактора до 20 %;
- при несправності електронного блоку регулятора рівня до усунення несправності, але не більш 3-х годин; при цьому в режимі дистанційного керування коливання рівня в ПГ не повинні виходити за межі 180 ± 70 мм по приладу середнього рівня.

Величина безупинної продувки ПГ визначається якістю води II контуру і повинна знаходитися в межах $0,4 \div 1$ % паропроодуктивності ПГ.

Перелік контрольованих параметрів при експлуатації ПГ, номінальне значення, припустиме відхилення від номінального значення цих параметрів приведені в табл. I.

5. Прийняті скорочення

ПГ – парогенератор;

ГЦК – головний циркуляційний контур;

ДУ – діаметр умовний;

МПП – міжпрокладний простір;

ГЗЗ – головна запірні засувка;

ТА – теплообмінний апарат;

ГЦН – головний циркуляційний насос;

КВЩ – контроль щільності вигородок;

БЩК – блоковий щит керування;
ЕЖН – електроживильний насос;
АЕЖН – аварійний електроживильний насос;
КВП – контрольно-вимірювальні прилади;
ГІ – головний інженер;
ПВТ – регенеративний підігрівник високого тиску.

6. Контрольні питання

1. Хто з обслуговуючого персоналу повинний знати і виконувати інструкцію з експлуатації ПГ?
2. На підставі яких документів складена інструкція з експлуатації?
3. Дайте коротку характеристику горизонтальним парогенераторам. Укажіть призначення і конструктивні особливості основних елементів ПГ (корпуса, колекторів, трубок, ЗДЛ, закраїн, системи подачі живильної води, система подачі аварійної води, сепараторів).
4. Вкажіть основні характеристики ПГ (табл.1).
5. Як здійснюється введення ПГ у роботу при пуску блоку?
6. Як здійснюється останов і розхолодження ПГ?
7. Які контрольно-вимірювальні прилади встановлені на ПГ і куди введені сигнали від них?
8. Як включений ПГ у систему циркуляційних контурів АЕС?
9. У яких межах повинна знаходитися температура живильної води?
10. Яке значення буде мати температура живильної води при відключенні ПВТ?
11. Які регулятори рівня встановлені на ПГ і в яких випадках вони включаються в роботу?
12. У якому режимі працюють регулятори рівня при нормальному навантаженні?
13. У яких випадках допускається переключення регуляторів рівня на дистанційне керування, на який час і в яких межах допускається відхилення рівня?
14. У яких межах знаходиться величина безупинної продувки парогенератора?

7. Рекомендована література

1. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций — М: Энергоатомиздат, 1987. — 384 с.
2. Рассохин Н.Г., Мельников В.Н. Парогенераторы, сепараторы и пароприемные устройства АЭС. — М: Энергоатомиздат, 1965. — 74 с.
3. Андреев П.А., Гремилов Д.И., Геркевич Б.А. и др. Развитие конструкций парогенераторов АЭС с водо-водяными реакторами. Тр. ЦКТИ, вып. 108. — Л. 1991. — с. 5-14.
4. Бараненко В.И., Чулкин О.А. Конспект лекций по курсу «Теплотехническое оборудование АЭС». — Одесса: ОГПУ, 1995.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 3 (8 ГОДИН). УМОВИ ТА ОБМЕЖЕННЯ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПГ. КОНСЕРВАЦІЯ ПГ

1. Мета роботи

Мета роботи: вивчити інструкцію з експлуатації ПГ, теплотехнічні характеристики ПГ, конструктивні особливості основних елементів, режими експлуатації і контрольовані параметри в ПГ.

Для проведення лабораторної роботи студент повинний знати: теоретичні основи теплотехнічного устаткування АЕС, конструктивні особливості теплообмінних апаратів. Студент повинний придбати навички роботи з ПГ у режимі введення його в роботу при пуску блоку, останові і розхолоджуванні, аварійного режиму та консервації.

2. Умови та обмеження безпечної експлуатації

Допускається обмеження, не більше 72 годин, експлуатація ПГ з подальшим переуцільненням люка при порушенні герметичності тільки однієї з прокладок у фланцевому з'єднанні люка колектора I контура. Лінія протікань повинна бути відкрита, тиск в МПП не більше 20,0 кгс / см².

Не допускається експлуатація ПГ при течах через обидві прокладки люка я контуру (визначається наявністю тиску в МПП і підвищенням активності продувочної води ПГ). ПГ необхідно вивести з роботи протягом не більше однієї зміни.

Допускається обмежена, не більше 72 годин, експлуатація ПГ з подальшим переуцільненням люка при порушенні герметичності і виявленні течі через обидві прокладки у фланцевому з'єднанні люків другого контуру. При порушенні герметичності тільки внутрішньої прокладки допускається обмежена експлуатація до чергового ППР. У цьому випадку тиск в МПП підвищується до робочого тиску контуру II.

Межі безпечної експлуатації за величиною протечки з контуру в мені II контур:

максимальний рівень активності радіонукліда J-131 в котельній воді в одному з ПГ, при одночасному неперевищенні середньої питомої активності по J-131 величини 5×10^{-9} Ки / л в котельній воді інших ПГ, 2×10^{-8} Ки / л.

Не рідше одного разу на тиждень проводити контроль протікань з I контуру в другий контур і питомої активності продувочної води для кожного ПГ:

1) при вимірної величиною протечки менше 0,5 кг / год контроль величини проводити не рідше одного разу на тиждень;

2) при вимірної величиною протікання в діапазоні від 0,5 до 2 кг / год контроль величини проводити не рідше одного разу на добу;

3) при перевищенні величини протікань більше 2,0 кг / год збільшити частоту контрольних до одного разу на зміну;

Один раз на добу виробляти контроль активності продувочної води ПГ по кожному по сухому залишку.

Екстрений контроль радіонуклідного складу продувочної води ПГ і величини протечки необхідно здійснювати у разі:

а) при досягненні питомої активності продувочної води ПГ по сухому залишку величини 1×10^{-8} Ки / л або стрибкоподібному її зміні (більш ніж у три рази в порівнянні з попередніми вимірами);

б) після кожного випадку нестационарного режиму і під час перехідних режимів експлуатації ПГ.

При визначенні величини протікань керуватися положеннями «Циркуляра про допустимій величині та методиці контролю протікань теплоносія I контуру і активності радіонуклідів у продувочній воді парогенераторів АЕС з реакторами типу ВВЕР-440 та ВВЕР-1000», Мінатоменергопром СРСР, Москва 1 990.

У випадку, якщо величина протечки з контуру в мені II контур досягає 4,0 кг / год

або питома активність продувочної води одного ПГ по J-131 збільшилася до 1×10^{-8} Кі / л, парогенератор повинен бути виведений з роботи в нормальній технологічній послідовності.

3. Система КУП та ВПП-1000

Система КУП та ВПП-1000 призначена для періодичного контролю рівня в ПГ і вологості генерованого пара.

Контроль здійснюється за «сольовою» методикою, заснованої на Малій розчинності Na в парі, внаслідок чого за змістом Na в конденсаті пари, що відбирається з паропроводу за ПГ, можна судити про вологості пара.

Контроль рівня здійснюється наступним чином:

з баків УПР солі NaNO_3 насосом-дозатором розчин солі подається в живильний трубопровід ПГ до досягнення концентрації Na в котельній воді від 20 до 25 мг / дм³;

беруться проби котлової води і з пробовідбірників ІУ, розташованих на висоті 100 мм і 150 мм від ПДЛ;

по концентрації Na в пробах можна Перевірити Показання рівнемірів БЩУ, відповідні положення масового рівня 100 мм і 150 мм над ПДЛ, для чого східчасто змінюючи рівень по 20 мм, домагатися осушення пробовідбірників (з осушеного пробовідбірника проба містить Na на порядок менше ніж у котельній воді) ,

Контроль вологості пара в паропроводі проводиться таким чином:

з баків УПР солі NaNO_3 насосом-дозатором розчин солі подається в ПГ до концентрації Na в котельній воді від 20 до 25 мг / дм³;

беруться проби котлової води і конденсату пара з відбірників розташованих усередині паропроводів;

по відношенню концентрації Na в конденсаті пари і котлової воді визначаються вологість пари в паропроводі;

на етапі Енергопуск і освоєння потужності вимір вологості проводиться при різних рівнях котлової води і даються рекомендації про підтримання допустимого рівня в ПГ.

УПР знаходиться на деаераторною етажерці машзалу, холодильники системи КУП і ВПП-1000 перебувають в приміщенні ВС-457, обробка проб в ВРХЛ.

4. Дія блокувань в системах парогенератора

Блокування в системах парогенератора служать для запобігання виходу з ладу ПГ, реактора, систем реакторної установки та іншого обладнання.

При підвищенні тиску в ПГ до 84,0 кгс / см² відкривається контрольне імпульсне запобіжний пристрій. Закривається воно при зниженні тиску до 70,0 кгс / см².

При збільшенні тиску в ПГ до 86,0 кгс / см² відкривається робоче імпульсне запобіжний пристрій. Закривається воно при зниженні тиску до 70,0 кгс / см².

При зниженні рівня води в будь-якому ПГ на 170 мм від номінального і температурі теплоносія Я контуру більш 150 °С і за умови відкритих засувки на напорі включаються обидва ВПЕН.

При зниженні рівня води в будь-якому ПГ до 1500 мм включаються всі аварійні живильні насоси.

При підвищенні рівня в ПГ до 2320 мм або при зниженні до 2180 мм спрацьовує попереджувальна сигналізація.

Від рівнемірів 1,2,3 реалізується захист АЗ-1 по зниженню рівня в ПГ до 1650 мм від номінального з витримкою 5 сек. при працюючому ГЦН.

При зниженні рівня в ПГ до 1750 мм від номінального протягом 5 сек. відключається ГЦН даної петлі.

Від сусідів 4,5,6 реалізуються блокування по підвищенню рівня. Щодо підвищення рівня на закриття стопорних клапанів турбогенератора, прийнята уставка 900мм. Щодо

підвищення рівня на закриття відповідної засувки RL41-44S08 на живильному трубопроводі прийнята уставка 820 ММ, уставка на відкриття - 790 мм.

На РЩУ виведені свідчення від УС №2, сигналізація на РЩУ 2100 мм, 2400 мм.

При збільшенні тиску в паровому колекторі до 63,0 кгс / см² БРУ-К включається в режим «авт», при тиску 68,0 кгс / см² - відкривається. БРУ-К закривається при зниженні тиску до 58,0 кгс / см².

При збільшенні тиску в паровому колекторі до 73,0 кгс / см² відкривається БРУ-А скидання пари в атмосферу. Закривається при падінні тиску до 69,0 кгс / см². При збільшенні тиску в паровому колекторі до 70,0 кгс / см² БРУ-А включається в режим «авт».

5. Перевірка технічного стану

Технічне опосвідчення ПГ (зовнішній, внутрішній огляд, гідравлічні випробування) проводиться в період ППР, але не рідше одного разу на чотири роки.

Технічне опосвідчення парогенератора проводиться роздільно:

по середовищу II контуру (корпус парогенератора, колектор пара, внутрішньокорпусні пристрою) при технічному огляді трубопроводів та обладнання технологічних систем II контуру;

по середовищу теплоносія контуру I (колектори I контуру, теплообмінні трубки) при технічному огляді трубопроводів та обладнання технологічних систем I контура.

6. Характеристика несправностей та методи їх усунення

Перелік можливих несправностей, ймовірні причини і методи усунення несправностей наведені в таблиці 1.

Таблиця 1

Найменування несправності	Ймовірна причина	Метод усунення	Примітка
1 Течія в теплообмінному пучку. Прояв - зростання радіоактивності в котельній воді. Течія МПП колекторів по контуру I. Прояв - зростання тиску в лінії контролю до 64,0 кгс / см ² .	Розкриття ущільнень люків I контуру. Розрив теплообмінних трубок, порушення герметичності закладення трубок в колекторах. Наскрізна тріщина на колекторі	За результатами ревізії застосовується спільно з ОКБ «Гідропрес» рішення про ремонт.	Експлуатація не допускається
2 Заброс в ПГ іонообмінних смол від установок СВО, БОУ. Прояв - підвищення електропровідності в продувочній воді ПГ і поява сульфатів.	Неякісно виконано затяжку ущільнення. Порушений режим розігріву і розхолодження.	Замінити прокладки, переуплотніть фланцеве з'єднання.	Допускається експлуатація в залежності від величини електропровідності і концентрації сульфатів
3 Заїдання різьбових з'єднань. Прояв - гайки НЕ згвинчуються зі шпильок, шпильки НЕ вивертаються з різьбових отворів при додатку на ключі максимально допустимого моменти: Люк Ду 500 I контуру – 533	Не застосована мастило.	Гайки, в крайньому випадку розрізати і видалити. Шпильки з гнізд в крайньому випадку	Застосовувати всі заходи для розбирання різьбових пар

кг.м Люк Ду 800 II контуру – 364 кг.м Люк Ду 500 II контуру – 310 кг.м		висвердли.	
4 Поява на деталях кріплення поверхневих дефектів після затяжки. Прояв - задири, грубі ризки.	Погано нанесена мастило. Порушена технологія затягування.	Механічно видалити поверхневі дефекти	Не виходити за межі допусків
5 Поява поверхневих дефектів на на поверхнях ущільнення. Прояв - Течія у фланцевих з'єднаннях.	Недбала збірка і відсутність контролю при складанні фланцевих з'єднань.	Виправити дефекти.	
6 Руйнування окремих шпильок фланцевих з'єднань по основному металу. Прояв - тріщини на силовій частини шпильок.	Неприпустимі навантаження при затягуванні. Застосований інший метал.	Провести 100% контроль шпильок ультразвуком. Виявити причину.	

7. Ущільнення фланцевих з'єднань I і II контура

Процес ущільнення включає в себе збірку фланцевого з'єднання і затяжку шпильок в певній послідовності на задану величину витяжки.

Всі фланцеві з'єднання ПП збираються на штатних нікелевих пруткових прокладках. Прокладки одноразового застосування.

До початку ущільнення фланцевих з'єднань колекторів I і II контурів повинен бути готовий до роботи мостовий кран або змонтована тимчасова шаль для підйому і переміщення кришок. За штатною схемою шпильки повинні затягуватися гайкововертом - розробка 187-ТЗ-692, для зміни витяжки шпильок при затягуванні застосовується глибиномір індикаторний ГОСТ 7661-67.

Перед ущільненням фланцевих з'єднань повинен бути представлений акт про чистоту і відсутності сторонніх предметів в порожнинах I і II контурів.

Підготовка фланцевих з'єднань до ущільнення проводиться в такій послідовності:

а) віддаляється консерваційна змазка з деталей шляхом занурення деталей в ацетон або протиранням їх серветкою або волосяною щіткою, змоченими в ацетоні або бензині;

б) оглядаються всі поверхні ущільнення на кришках і канавки під прокладки на фланцях; поверхневі дефекти не допускаються, не допускається ставити кришки на підлогу майданчиків без дерев'яних, гумових або свинцевих прокладок під уникнення пошкодження ущільнювальних поверхонь;

в) в кожній шпильці перевіряється установка центрального стрижня на відсутність поздовжнього люфту; для усунення люфту необхідно центральний стрижень підтягти за допомогою гвинта;

г) оглядаються всі шпильки, гайки, сферичні шайби, різьбові отвори, прокладки; поверхневі дефекти на різьбі і прокладках не допускаються;

д) перевірити маркування на всіх знімних деталях;

е) перед складанням всі поверхні ущільнень, прокладки, гайки, шпильки і шайби обезжирюють етиловим спиртом, потім різьблення отворів гайок, шпильок і сферичні поверхні шайб змастити тонким шаром мастила марки ВНДІ НП-232 ГОСТ 1408-68 мастило нанести власний кистю рівним шаром.

Складання компонентів фланцевих з'єднань виконується в наступній послідовності:

а) встановлюються в канавки пруткові прокладки, які легкими ударами гумового молотка виправляються за профілем канавки до усунення пружинистих властивостей прокладок;

б) встановлюються кришки люків, перед установкою кожна кришка в підвішеному стані вирівнюється паралельно площини фланця люка і центрується по отворах на фланці, допуск на не паралельно площин кришки і люка не більше 1 мм на діаметрі зовнішньої прокладки. Кришка східчасто і повільно опускається на фланець люка, при цьому візуально контролюється положення прокладок. Дотик поверхонь кришки з площиною прокладок повинно бути одночасним без перекосів;

в) кожна шпилька вкручується до упору в отвір, потім здається на 0,5 обороту назад;

г) встановлюються шайби спочатку шайба з увігнутою сферою, потім - шайба з опуклою сферою.

Розбирання компонентів фланцевих з'єднань виконується у зворотній послідовності:

а) згвинчуються всі гайки;

б) попарно знімаються шайби;

в) вивертаються шпильки;

г) піднімаються і знімаються кришки;

д) знімаються прокладки;

Затягування роз'ємів вважається закінченим, якщо величина витяжки становить:

на люку Ду 500 I контуру = $0,3 \pm 0,02$ мм;

на люку Ду 800 II контуру = $0,8 \pm 0,02$ мм;

на люку Ду 500 II контуру = $0,3 \pm 0,02$ мм.

Робота по ущільненню фланцевих з'єднань оформляється протоколом встановленої форми, а величини витяжки шпильок записуються в таблицю, яка розглядається як невід'ємна частина протоколу.

8. Консервація

У процесі експлуатації в період перевантажень, ремонтів, ревізій можливі короткочасні (до 10 діб) і тривалі (від 10 діб до шести місяців) аррестори ПГ.

При виконанні ремонтних робіт всередині ПГ тривалістю до 10 діб допускається, як виняток, з метою зниження дозових витрат, заповнення ПГ живильною водою з якістю у відповідності з таблицею 5.2 ГНД 95.1.06.02.002-01 «Водно - хімічний режим другого контуру атомних електростанцій з реакторами типу ВВЕР. Технічні вимоги до якості середовища. Способи Забезпечення »:

величина рН при 25 ° С, одиниць від	9,0±0,2
питома електрична провідність	
Н- катіонірованої проби, мкСм / см, не більше	0,3
концентрація заліза, мкг / дм ³ , не більше	15,0
концентрація міді, мкг / дм ³ , не більше	5,0 (3,0) (1)
концентрація кисню, мкг / дм ³ , не більше	10,0 (2)
концентрація гідрозину, мкг / дм ³ , не менше	40,0 (3)
концентрація масел, мкг / дм ³ , не більше	100,0

Примітки:

1 Конденсатний тракт ПНД оснащений трубками з мідного сплаву.

2 Після деаератора.

3 При дозуванні гідрозину перед групою ПНД та / або на всас живильних насосів.

Спеціальних консервуючих реагентів не застосовувати.

Парогенератори, в яких не здійснюються ремонтні роботи, заповнюються знесоленої водою з величиною рН не менше 7,5, вмістом хлоридів не більше 50 мкг / дм³ і питомої

електричної провідністю Н- катіонірованої проби не більше 1,5 мкСм / см, змістом нафтепродуктів не більше 500 мкг / дм³.

Контроль показників - один раз на добу. При відхиленні показників призвести частковий або повний водообмін в ПГ.

Консервацію ПГ на період зупину більше 10 діб проводити одним з таких способів:

Перший спосіб - «суха» консервація:

а) здренажувати ПГ по другому контуру;

б) осушити ПГ за рахунок тепла нагрітого металу і внутрішньокорпусних пристроїв.

При неможливості осушки ПГ вищевказаним способом, призвести осушку за допомогою гарячого повітря, що подається в ПГ за допомогою калорифера в нижню частину корпусу ПГ через люки-лази. При цьому повинна бути організована інтенсивна витяжка осушаючого повітря з ПГ через БРУ-А або ПК.

Один раз на три доби виробляти контроль відносної вологості повітря ПГ, яка не повинна перевищувати 60% протягом 6 місяців при веденні «сухий» консервації парогенераторів. Зазначена вологість досягається протягом 10 діб після розтину парогенератора. Допускається підвищення відносної вологості до 70% на термін не більше одного місяця. При перевищенні зазначених значень відносної вологості необхідно провести осушку вищевказаним способом.

Консервацію ПГ «сухим» способом допускається застосовувати при зупинці ПГ від 10 діб до 6 місяців.

Другий спосіб - «мокра» консервація

Заповнити ПГ, включаючи парової колектор, знесолоної водою (вміст хлоридів не більше 50 мкг / дм³) з додаванням у воду аміаку до рН від 10,5 до 11,0 одиниць.

Консервацію ПГ «мокрим» способом допускається застосовувати при останове ПГ від 10 діб до 3 місяців.

Контроль величини рН і вмісту хлоридів (не більше 50 мкг / дм³) проводити один раз на добу. Коригування величини рН до необхідних значень проводити додаванням у воду аміаку. При збільшенні вмісту хлоридів провести частковий або повний водообмін. Стан консервації парогенераторів заактувати.

Інформацію про ведення консервації парогенераторів в період зупину відображати в оперативному журналі НСРЦ.

9. Прийняті скорочення

ПГ – парогенератор;

ГЦК – головний циркуляційний контур;

ДУ – діаметр умовний;

МПП – міжпрокладний простір;

ГЗЗ – головна запірна засувка;

ТА – теплообмінний апарат;

ГЦН – головний циркуляційний насос;

КВЩ – контроль щільності вигородок;

БЩК – блоковий щит керування;

ЕЖН – електроживильний насос;

АЕЖН – аварійний електроживильний насос;

КВП – контрольно-вимірювальні прилади;

ГІ – головний інженер;

ПВТ – регенеративний підігрівник високого тиску.

ППР – планово-попереджувальний ремонт;

КУП и ВПП – система контролю рівня у парогенераторі та вологості пари за парогенератором;

РВ – реакторне відділення;

РЩК – резервний щит керування (енергоблоку);

РУ – реакторна установка;
СВО – установка (установки) спецводоочистки;
УПР – вузол приготування розчину системи КУП и ВПП;
I контур – перший контур;
II контур – другий контур.

10. Контрольні питання

1. Які умови та обмеження безпечної експлуатації ПГ допускаються?
2. Принцип роботи та призначення системи КУП та ВПП-1000.
3. Як діють блокування в системах ПГ?
4. Як проводять перевірку технічного стану ПГ?
5. Назвіть характеристики несправностей ПГ та методи їх усунення.
6. Як проводять ущільнення фланцевих з'єднань I та II контура?
7. Що таке консервація ПГ?
8. Назвіть та опишіть методи консервації ПГ.

11. Рекомендована література

1. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций. — М: Энергоатомиздат, 1987.— 384 с.
2. Рассохин Н.Г., Мельников В.Н. Парогенераторы, сепараторы и пароприемные устройства АЭС. — М: Энергоатомиздат, 1986. — 74 с.
3. Андреев П.А., Гремилов Д.И., Геркевич Б.А. и др. Развитие конструкций парогенераторов АЭС с водо-водяными реакторами. — Тр. ЦКТИ, вып. 108.— Л. 1991. — с. 5-14.
4. Бараненко В.И., Чулкин О.А. Конспект лекций по курсу «Теплотехническое оборудование АЭС». — Одесса: ОГПУ, 1995. — с. 94-101.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 4 (8 ГОДИНИ). КОРОЗІЙНЕ ПОШКОДЖЕННЯ ПОВЕРХОНЬ НАГРІВУ ПАРОГЕНЕРАТОРІВ

1. Мета роботи

Мета роботи: ознайомлення з причинами дефектів парогенераторних труб, методами контролю цілності цих труб, розглядання аварійних ситуацій та їх локалізації.

Для проведення лабораторної роботи студент повинний знати: теоретичні основи теплотехнічного устаткування АЕС, конструктивні особливості теплообмінних апаратів. Студент повинний придбати навички у розгляданні характерних аварійних ситуацій щодо роботи ПГ.

2. Причини корозійних ушкоджень поверхонь нагріву

Корозійні ушкодження обумовлені різними факторами:

- конструкцією;
- гідродинамікою ПГ;
- застосовуваними матеріалами теплоенергетичного устаткування і схемою II контуру АЕС;
- воднохімічним режимом і його контролем;
- якістю води і методами її очищення;
- режимом роботи АЕС.

Основна причина ушкоджень парогенеруючих труб – корозійне розтріскування металу під напругою (КРН), міжкристалітна корозія (МКК), руйнування металу трубок.

Загальні причини руйнування металевих парогенеруючих трубок АЕС викликані поруч обставин:

- недосконалість внутрікорпусних пристроїв ПГ;
- заводським дефектом при виготовленні і вальцюванні;
- невірним вибором конструкційного металу;
- механічним переносом досвіду по підтримці водно хімічного режиму барабана ПГ ТЕС на II контур ПГ АЕС.

3. Причина дефектів труб

Більшість ушкоджень бути викликано корозією з боку II контуру ПГ.

Причини ушкоджень 28% труб за даними [3] залишилися невідомими. Стоншення (знос металу в результаті загальної корозії), фретінг-корозія і утомлені ушкодження металу склали незначну величину із загальних причин корозії ушкоджень (1,7%).

Міжкристалітна корозія спостерігалася в області глибокої щілини між трубками і трубною дошкою в деяких ПГ. По деяким даним /1/ вона супроводжується напругою. Причини і схильності до МКК для нержавіючих сталей і сплавів досить докладно викладені в /2/.

Корозійне розтріскування металу під напругою за більшістю має місце з боку II контуру чи під шаром шламу над трубною дошкою, чи в щілині між трубкою та трубною дошкою. Більшість АЕС, де виявлені КРН, мали фосфатний режим. Інші АЕС введення фосфатів у воду ПГ не практикували. Імовірно, що за КРН на цих АЕС відповідальні домішки охолодженої води, що проникають через нещільності в конденсат при відсутності великої знесольовальної установки (ВЗУ). По цьому питанню в літературі маються суперечливі зведення.

Причина дефектів труб за даними [1] на 1988 р.

Причини	Кількість АЕС із даним типом поверхні	Трубні дефекти	
		кількість	%
1. КРН, МКК	12	565	30,7
2. Дентінг	5	540	29,3
3. Фосфатні відкладення	7	170	9,2
4. Механічне руйнування	4	57	3,1
5. Стоншення	1	17	0,9
6. Фретінг	1	13	0,7
7. Утома	1	1	0,1
8. Інші чи невідомі причини	20	479	26,0

Дотепер не існує єдиної загальноприйнятої теорії утворення КРН більш-менш що задовільно описує отримані дані. Це зв'язано зі складністю процесів, що протікають у мікрообсягах поверхневого шару металу при утрудненому масообміні і різному сполученні механічних, електрохімічних, абсорбційних і дифузійних факторів.

Існує дев'ять гіпотез утворення КРН [2]:

1. Хіміко-механічна гіпотеза.
2. Абсорбційна гіпотеза.
3. Гіпотеза расклинючої дії.
4. Мартенситна (квазимартенситна). Мається на увазі розпад аустеніту у вершині тріщин до мартенситу. Але не пояснює корозію нержавіючої сталі, сплавів і інших сталей при $t > 300$ °С, тобто вище крапки мартенситного перетворення.
5. Воднева гіпотеза.
6. Плівкова гіпотеза.
7. Гіпотеза "ковзання-розчинення" чи розчинення ступенів ковзанням.
8. Гіпотеза саморегулюючого активованого розчинення із зворотним зв'язком.
9. Гіпотеза електромеханічного механізму.

Дентінг-корозія, що класифікується обтисненням труб ПГ по окружностях в отворах опорних плит продуктами корозії, що утворилися на внутрішніх поверхнях зварювання.

Головна причина відсутності дентінга на японських АЕС, свідомо, є відсутність течі охолоджуючої води у конденсат і наявність ВЗУ на 100% очищення конденсату турбін.

4. Контроль щільності теплообмінних труб парогенераторів Ремонт дефектних трубок

4.1. Підставою для контролю щільності трубок у процесі експлуатації ПГ є підвищення активності води 2-го контуру вище припустимих норм: $3,7 \cdot 10^2$ Бк/л.

4.2. На парогенераторах ПГВ-4м застосовується люмінісцентно-гідрравлічний спосіб контролю. Він дозволяє виявити наскрізні дефекти течі типу тріщин, непровару, газових пір і т.і., що виникли при виготовленні ПГ, а також у процесі експлуатації.

4.3. Роботи з контролю щільності, ремонту дефектних трубок ПГ на працюючому блоці проводяться за програмою, затвердженою головним інженером. Повинні бути розроблені заходи, що забезпечують безпеку проведення робіт.

4.4. Методику контролю щільності, порядок підготовки і проведення контролю, реєстрацію дефектів, а також взаємодія між цехами і відділами встановлює інструкція 136-НПО "По люмінісцентно-гідрравлічному контролю щільності теплообмінних труб парогенераторів".

4.5. Персонал реакторно – турбінних цехів виконує роботи з відключенню, розхолоджуванню, заповненню і дренажуванню ПГ, введенню флуоресцеїна, здійснює координацію робіт з плану-графіку (по програмі), забезпечує безпечні умови контролю і ремонту, проводить перевірку відповідності координат приголомшених трубок у колекторах координатам виявлених дефектних трубок.

4.6. Основні етапи проведення роботи:

- відключення, розхолоджування ПГ до температури 40-50° у колекторах I і II контурів, установка технологічної заглушки у колекторі I контуру;
- дезактивація колекторів;
- ущільнення кільцевих зазорів: заповнення ПГ, гідравліка ПГ на 40 кгс/см², огляд ущільнення кільцевих зазорів і фіксація явно поточних трубок;
- піддренування ПГ, ремонт поточних трубок;
- приготування розчину флуоресцеїна (6 кг на один ПГ), введення його у ПГ, підйом тиску у ПГ до 40 кгс/см² (ступінями по 5 кгс/см² з інтервалом 5 хв.), огляд ущільнень кільцевих зазорів;
- витримка ПГ при 40 кгс/см² і огляд з допомогою люмінесцентного дефектоскопа через I годину, 10 годин, 24 години, 48 годин, реєстрація виявлених дефектів (запис координат, установка гумових пробок);
- ремонт трубок по відповідним технологіям;
- відмивання колекторів, петлі чистим конденсатом, зняття ущільнення кільцевих зазорів, витяг технологічних заглушок з колекторів I контуру, ущільнення колекторів ПГ по I контурі, гідравліка МПП на 190 кгс/см², ущільнення колекторів по 2-му контурі;
- остаточне промивання петлі чистим конденсатом до одержання задовільних аналізів (по доборі проби з лінії остаточного дренажування), заповнення петлі розчином бора, гідравліка петлі на 140 кгс/см², гідравліка ПГ по 2-му контурі на 52,5 кгс/см², розігрів і включення у роботу петлі і ПГ.

5. Можливі аварійні ситуації і їхня локалізація

5.1. Розрив трубки парогенератора

Власна і наносна корозія тепло передаючої поверхні парогенератора, хоча і не може створити небезпечної аварійної ситуації, оскільки температура стінки металу завжди менше температури теплоносія, тобто не вище гранично припустимої температури для цього металу, здатна погіршити режим експлуатації ПГ. Місцеві зони перегріву можуть викликати течі у трубках і навіть їхні розриви. Причиною руйнування трубки може з'явитися також початковий прихований дефект металу і його розвиток у процесі експлуатації.

За даними статистики США і Канади [3] кількість поломок трубок парогенераторів заглибного типу збільшується з ростом тривалості роботи при повному навантаженні. Причому однієї з головних причин поломок, крім корозії до втоми, з'явився фретінг. Фретінг – руйнування двох контактуючих під навантаженням металевих поверхонь при невеликих багаторазових, періодичних взаємних переміщеннях. Стосовно до парогенераторів фретінг виявляється в руйнуванні труб поверхней нагріву у місцях контакту з дистанційними перегородками. Трубки відчувають вібрації через омивання двофазним середовищем, що рухається зовні, і почасти через рух теплоносія першого контуру у середині трубки. Ці ж вібрації служать причиною руйнування від втоми.

Розрив трубки парогенератора хоча і приводить тільки до малої течі з першого контуру, однак, він небезпечний безпосереднім улученням радіоактивних продуктів у навколишнє середовище через другий контур і ежектори турбін. У випадку нещільності трубок парогенератора по першому контурі падає тиск у контурі і рівень у компенсаторі обсягу, збільшується продуктивність живильних насосів першого контуру, з'являються сигнали "активність" на ежекторах турбіни і у одному з паропроводів парогенератора. Аналіз продувки парогенератора також показує підвищення активності середовища другого

контуру.

Для ізоляції ушкодженого парогенератору знижується потужність блоку, відключається петля з дефектним апаратом (зупиняється ГЦН). Парогенератор відключається по воді і пари шляхом закриття відповідних засувок. Радіоактивність води другого контуру доводиться до норми водообміном. Вода при цьому скидається на спецводочистку через продувку парогенератора.

З огляду, що навіть викид у навколишнє середовище всіх радіоактивних продуктів, що містяться в теплоносії першого контуру реактивної установки, не привів би до перевищення припустимих санітарними органами норм для аварійних умов, можна зробити висновок, що розрив трубки парогенератора є безпечний.

5.2. Розрив парового колектора парогенератора

Результати розрахунку такої аварії розглянуто на прикладі АЕС з реактором ВВЭР-440. Через 0,1 сек. після початку аварії перепад тиску між головним паровим колектором і аварійним парогенератором досягає 5 кгс/см^2 . По цьому сигналі закривається відсічний клапан на ушкодженому паропроводі, відтинаючи аварійний парогенератор від головного парового колектору, закривається засувка на живильному трубопроводі парогенератору, відключається ГЦН аварійної петлі. Час закриття відсічних клапанів укладає 5 сек., час закриття засувки - 20 сек. Охороняючий регулятор потужності знижує потужність реактора відповідно до числа працюючих ГЦН до 83%.

На початку аварії сумарна витрата пари через нещільність перевищує номінальне значення зразково у 2,6 рази, що приводить до падіння тиску у головному паровому колекторі вже через 2 сек. до $40,6 \text{ кгс/см}^2$ (номінальне значення - 47 кгс/см^2). Закриття відсічного клапана і включення у роботу охороняючого регулятора скорочує сумарну витрату пари і відновлює тиск у головному паровому колекторі.

У аварійному парогенераторі через постійний добір пари через розірваний колектор і відсутності підведення живильної води йде процес випарювання. Через п'ять хвилин після початку аварії кількість останньої води у парогенераторі складає близько 4%.

Збурювання по температурі у активній зоні реактора при цій аварії незначно.

5.3. Розрив трубопроводу живильної води

Аварія з розривом трубопроводу живильної води між зворотним клапаном і парогенератором проаналізована у [2, 3]. Аварія для АЕС із ВВЭР-440 розглянута з урахуванням підживлення контуру аварійним живильним насосом і без підживлення. Протягом перших 150 сек. аварія розвивається однаково для обох варіантів, тому що аварійний живильний насос починає подавати воду у парогенератор тільки через 150 сек. після початку аварії.

Через зниження тиску у напірній магістралі відбувається відключення всіх живильних насосів, і рівні у всіх парогенераторах будуть знижуватися. З аварійного парогенератора при цьому відбувається витік теплоносія другого контуру через розрив. Протягом 12 сек. після початку аварії через цей розрив минає кипляча вода. Після цього рівень у аварійному парогенераторі знижується нижче патрубків підведення живильної води, і надалі відбувається витікання пари. Через 20 сек. по сигналу зниження тиску у паровому колекторі до 42 кгс/см^2 включається у роботу регулятор, що контролює знижку витрати пари на турбіну і припиняє падіння тиску у паровому колекторі.

Через 50 сек. після аварії рівень у неаварійних парогенераторах знижується на 400 мм і по цьому сигналі спрацьовує аварійний захист (АЗІ) реактора. Після того як аварійний живильний насос починає подавати воду у парогенератори, зниження в них рівня води припиняється. Подача живильної води у аварійний парогенератор блокується засувкою. Цей парогенератор цілком спорожняється приблизно за 6 хвилин.

Максимальне значення температури теплоносія на виході з активної зони реактора в

розглянутій аварії не більш ніж на 5 °С перевищує номінальне значення. У зв'язку з цим ушкодження твелів у цій аварії очікувати не слід.

У варіанті протікання аварії без підживлення другого контуру тиск у неаварійних парогенераторах періодично зростає до спрацьовування запобіжних клапанів, рівень у парогенераторах при кожнім спрацьовуванні клапанів знижується. Небезпечна ситуація, яка зв'язана з повним випарюванням води другого контуру і закипанням теплоносія у першому контурі, настає через 2,5 години після початку аварії. За цей час аварійне підживлення парогенератора повинне бути відновлене оперативним персоналом.

6. Контрольні питання

1. Які фактори зумовлюють корозійне пошкодження поверхонь нагріву?
2. Назвіть причини зруйнування трубок ПГ.
3. Що таке МКК і КРН?
4. Назвіть гіпотези КРН?
5. Що таке денітінг- корозія?
6. Що таке фретінг?
7. Які дії щодо розриву парового колектору ПГ?
8. До якої потужності знижується потужність ядерного реактора при розриві парового колектору однієї петлі реактора?
9. Через який час при розриву трубопроводу живильної води включається аварійний живильний насос?
10. При яких умовах при розриву трубопроводу живильної води спрацьовує аварійний захист реактора?
11. При яких умовах може наступити випарювання води другого контуру при розриву трубопроводу живильної води?

7. Рекомендована література

5. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций. — М: Энергоатомиздат, 1987.— 384 с.
6. Рассохин Н.Г., Мельников В.Н. Парогенераторы, сепараторы и пароприемные устройства АЭС. — М: Энергоатомиздат, 1986. — 74 с.
7. Андреев П.А., Гремилов Д.И., Геркевич Б.А. и др. Развитие конструкций парогенераторов АЭС с водо-водяными реакторами. — Тр. ЦКТИ, вып. 108.— Л. 1991. — с. 5-14.
8. Бараненко В.И., Чулкин О.А. Конспект лекций по курсу «Теплотехническое оборудование АЭС». — Одесса: ОГПУ, 1995. — с. 94-101.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 5 (6 ГОДИНИ). ВОДНО ХІМІЧНИЙ РЕЖИМ ІІ КОНТУРУ АЕС

1. Мета роботи

Мета роботи: ознайомитись з організацією водно хімічного режиму ІІ контуру, який здійснюється з метою підвищення надійності роботи устаткування конденсатно-живильного тракту (КЖТ) ПП.

Для проведення лабораторної роботи студент повинний знати: теоретичні основи теплотехнічного устаткування АЕС; конструктивні особливості цього устаткування. Студент повинний придбати навички щодо організації водно хімічного режиму другого контуру.

Під організацією водно хімічного режиму розуміється комплекс заходів, застережливих інтенсивний розвиток корозійних процесів (хімічне або електрохімічне руйнування металу), які можуть приводити до пошкодження устаткування ІІ контуру, до змиву продуктів корозії з устаткування КЖТ і утворення відкладень на теплообмінних поверхнях ПП.

2. Норми водно хімічного режиму ІІ контуру

Показники водно хімічного режиму ІІ контуру (основного конденсату, живильної і продувної води ПП, фільтрату системи водоочистки СВО-5) при нормальній експлуатації блоку повинні відповідати нормам, приведеним в табл. 1.

3. Коротка характеристика нормованих показників

Хлориди. Хлорид-іон різко підсилює місцеву корозію аустенітних неіржавіючих сталей, викликаючи міжкристалітну корозію і міжкристалітне розтріскування. Депасивірую поверхню металу хлориди також посилюють процеси загальної корозії.

Таблиця 2.

Зв'язок водохімічного режиму II контура з корозійними дефектами

Дійсний ВХР	Попередній ВХР	Рік переходу	АЕС			Труби ПГ			Механізм ушкодження
			Кількість у роботі	Кількість з дефектами	Відсоток з дефектами	Кількість у роботі	Кількість з дефектами	Відсоток з дефектами	
ГАВР	Фосфатний	1974-1975	18 (18)	9 (10)	50 (55,6)	171520 (168644)	863 (502)	0,5 (0,3)	КРН, Д, ФО
ГАВР	--	--	37 (46)	1 (1)	2,7 (2,2)	568903 (688630)	43 (15)	0,0076 (0,002)	КРН
ГАВР+БОУ	Фосфатний	1974-1975	6 (6)	2 (2)	33 (33,3)	535338 (50150)	36 (51)	0,067 (0,1)	КРН, ФО
ГАВР+БОУ	--	--	20 (22)	3 (6)	15 (27,3)	398712 (445052)	22 (957)	0,0055 (0,21)	КРН, Д, У
Фосфатний	--	--	12 (12)	4 (4)	33 (33,3)	126594 (127047)	206 (566)	0,16 (0,45)	КРН, Д, ФО, ФО, КРН
Борний (НЗ ВОЗ)	ГАВР	1978-1979	4 (6)	1 (1)	25 (16,7)	43020 (70293)	9 (377)	0,021 (% 653)	Дентінг

Норми водно хімічного режиму II-го контуру та об'єм хімічного контролю

Найменування нормованих показників	Розмірність	Основний конденсат турбін	Живильна вода ПГ після деаераторів	Продувна вода	Фільтрат після СВО-5	Показники виведення СВО-5 на регенерацію	Мінімальний об'єм хім. контролю
1	2	3	4	5	6	7	8
Хлориди (у перерахунку на сухий залишок СС), не більш	мкг/кг	-	-	1000	50	± 50	У продуванні 1р/сут. Після СВО-5 1р/смену
Показники рН (при 23 °С)	-	-	8,5...9,2	-	6,0...9,0	менше 6,0	1р/смену
Солі жорсткості не більш	$\frac{мкг - екв}{кг}$	0,5	0,5	100	3,0	більше 3,0	2р/сут
Кременева кислота не більш	мкг/кг			5000	1000	= 5000	
З'єднання заліза (в перерахунку на Fe) не більш	мкг/кг	-	20	-	-		1р/тиждень

Продовження табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8
З'єднання міді, не більш	мкг/кг	10	-	-	-		1р/тиждень
Кисень в конденсаті турбін (до точки введення гидразина) не більш	мкг/кг	20	-	-	-		1р/зміну
Кисень після деаератора(при тимчасовому припиненні дозування гидразина) не більш	мкг/кг	-	10	-	-		1р/зміну
Питома електрична провідність с H^+ -катіонірування проби при 25°C) не більш	$\frac{\text{мксм}}{\text{см}}$	0,5	0,5	5			1р/зміну
Аміак не більш	мкг/кг		1000		отс		1р/зміну
Надлишок гидразина (в перерахунку на N_2H_4)	мкг/кг	-	20...60	-	-		2р/зміну
Масла і важкі нафтопродукти не більш	мкг/кг	-	100	-	-		1р/тиждень
Натрій	мкг/кг	-	-	-			1р/сутки
Сумарна активність сухого залишку не більш	Кг/кг	$3 \cdot 10^{-10}$		$1 \cdot 10^{-9}$	$3 \cdot 10^{-10}$	більше $3 \cdot 10^{-10}$	1р/зміну, 1р/тиждень конденсат

pH. pH – показник, що визначає реакцію середовища (кислотність, лужність). Величина pH – це негативний десятинний логарифм концентрації іонів водню: $\text{pH} = -\lg (\text{H})$. Величина pH визначає швидкість корозії перлітних сталей КЖТ.

Соли жорсткості. Соли жорсткості - це концентрація у воді іонів кальцію і магнію. Ряд солей кальцію і магнію мають низьку розчинність і здатні утворювати відкладення (накип) на поверхнях теплообміну ПГ.

Кременева кислота. Кремене кислота у присутності іонів амонію і заліза утворює складні малорозчинні з'єднання, а у присутності іонів кальцію і магнію - силікати. Все це веде до утворення накипу на поверхні нагріву ПГ.

Сполуки заліза. З'єднання заліза – це продукти корозії устаткування КПП, утворюють місцеві або загальні відкладення в ПГ. Ці відкладення є центрами утворення накипу, а також можуть служити накопичувачами таких небезпечних в корозійному відношенні з'єднань як хлоридні солі.

Сполуки міді. Характеризують корозійний стан трубної поверхні конденсаторів і підігрівачів низького тиску регенеративної системи турбін.

Кисень – найагресивніша домішка води визначаюча процес загальної і місцевої корозії. Підвищена концентрація кисню різко прискорює цільову, контактну і інші види корозії.

Аміак. Аміак – продукт термічного розкладання гідразину. Його присутність в КПП посилює процес корозії латунних трубок підігрівачів низького тиску турбін.

Гідразин. Гідразин вводиться в КПП для скріплення кисню. Проте будучи сильним відновником гідразин (при високій його концентрації у воді II контуру) відновлює також оксиди заліза і міді, сприяючи тим самим посиленню процесу корозії.

Сумарна активність сухого залишку характеризує активність проби і вимірюється через 1 годину після відбору проби. Сумарна активність продувної води ПГ характеризує величину течі теплоносія I контуру в II контур. Питома електрична провідність характеризує у воді наявність розчинних солей. Конденсат високої чистоти характеризується величиною 0,1-0,15.

ПРИМІТКИ:

1. Вміст натрію – контрольований показник. За відсутності автоматичного контролю, ручний контроль проводиться при перевищенні норми по електричній провідності.

2. Порушення водно хімічного режиму по хлор-іону не повинен перевищувати 10 годин.

3. Величина рН живильної води підтримується аміаком, що виходить в системі пароводяного тракту за причиною розкладання гідразин-гідрата.

4. Організація водно хімічного режиму II контуру

4.1. Заходи щодо ведення водно хімічного режиму

З метою підтримки якості води II контуру у відповідності з встановленими нормами виконуються наступні заходи:

1. Заповнення втрат пари і конденсату хімічно знесоленою водою;

2. Деаерація конденсату і живильної води в конденсаторах турбоагрегатів з метою видалення з них кисню і вуглекислого газу;

3. Організація постійного і періодичного продування ПГ з метою підтримки в допустимих межах концентрації солей і видалення продуктів корозії;

4. Очищення продувної води ПГ на СВО-5 з подальшим поверненням її в КЖТ;

5. Введення в конденсат або живильну воду добавок (гідразин-гідрата, комплексонів) з метою зведення до мінімуму швидкості корозії конструкційних матеріалів, зниження коефіцієнтів змиву і осідання продуктів корозії, підтримка домішок у воді ПГ в розчинному стані, зниження відкладень на поверхнях, що гріються.

6. Здійснення постійного і періодичного хімічного контролю якості води II контуру.

Технологія ведення гідразинного водно хімічного режиму і введення комплексонів у II контур відображена в "Інструкції з експлуатацій гідразинно- комплексної установки блоків".

4.2. Водно хімічний режим в перехідних процесах

При станові ПГ тривалістю більше 3 діб для консервації ПГ за 24 години перед його остановом створюється концентрація гідрозина в живильній воді не менше 500 мкг/кг.

У тому випадку, якщо не передбачається розкриття ПГ, величина рН його води збільшується до 10,0 ÷ 10,5.

Не менше ніж за 5 ÷ 8 годин перед пуском турбоагрегату і в процесі набору вакууму в конденсаторі, організується водообмін в конденсаторі для того, щоб на момент поштовху ротора турбіни жорсткість конденсату була не більше 0,5 ÷ 1,0 мкг/кг.

Водообмін ведеться шляхом відкачування води з конденсатора на хімічне очищення води з одночасним підживленням хімічною водою.

При пуску блоку допускається відхилення від норм воднохімічного режиму в межах:

- з'єднання заліза до 100 мкг/кг (протягом трьох діб);
- питома електропровідність, масла, важкі нафтопродукти - на 50 % вище за встановлені норми табл. I (протягом трьох діб). Одночасно з пуском турбоагрегату поновлюється введення гідрозина в конденсат. При цьому, в перші 24 години після пуску вміст гідрозина в живильній воді повинен бути в межах 500 ÷ 700 мкг/кг.

У перші троє діб після пуску блоку витрата безперервного продування ПГ-ів повинна бути максимально можливою (до 1 % від виробництва пару ПГ-ів), визначальної нормальними умовами роботи системи продування ПГ-ов і СВО-5.

Витрата періодичного продування кожного ПГ повинна складати не менше 0,5 % загального виробництва пару ПГ-ів з тривалістю продування – 2 години у добу кожного ПГ.

5. Контрольні питання

1. Для чого потрібна і що мається на увазі під організацією водно хімічного режиму ПГ ?
2. Вкажіть основні показники і норми водно хімічного режиму для конденсату турбін, живильної води після деаератора, продувної води, фільтрату після установки СВО-5.
3. Які мінімальні терміни по хімічному контролю нормованих показників ?
4. Дайте коротку характеристику нормованих показників ?
5. Які заходи проводяться по підтримці якості води II контуру ?
6. Вкажіть, як здійснюється водно хімічний режим на перехідних процесах.

Рекомендована література

1. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций. — М.: Энергоатомиздат, 1987г. — 384 с.
2. Маргулова Т.Х. О водном режиме вторых контуров АЭС с ВВЭР. — Теплоэнергетика, № 9, 1987.
3. Мартынова О.И., Копытов В.С. Воднохимические режимы АЭС, системы их поддержания и контроля. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 96с.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 6 (4 ГОДИНИ). СИСТЕМА ПРОДУВАННЯ ПАРОГЕНЕРАТОРІВ АЕС

1. Мета роботи

Мета роботи: знайомство з системою продування парогенераторів, її складом і характеристикою, з'ясування призначення і необхідність системи продування ПГ.

Для проведення лабораторної роботи студент повинний знати: теоретичні основи теплотехнічного устаткування АЕС, конструктивні особливості теплообмінних апаратів. Студент повинний придбати навички щодо підтримки рівня води у розширювачі.

2. Призначення і організація продування ПГ

У процесі випарювання води у ПГ відбувається збільшення концентрації домішок. Для підтримки нормального воднохімічного режиму ПГ необхідно постійне їх продування, величина якого визначається кількістю домішок, що надходять у конденсатно-живильний тракт. Встановлена мінімально-допустима величина продування кожного парогенератора - 0,4 % від його виробництва пару .

Кожний з шести встановлених на блоці парогенераторів оснащений спеціальною системою продування для видалення та очищення частини котельної води з місць найбільшого скупчення домішок.

Всередині, уздовж корпусу ПГ, в нижній його частині (зона найбільшого скупчення солей і домішок) змонтовано два горизонтальні колектори, які є трубами $\varnothing 76 \times 4,5$ мм завдовжки 2412 мм і 1912 мм. З обох кінців труби заглушені.

Продувна вода поступає в колектори через бічні відводи $\varnothing 14 \times 2$ мм $\ell = 100 \div 200$ мм (для більшого обхвату поверхні нижньої частини ПГ) і виводиться з парогенератора через два штуцери ДУ-86, об'єднуючись в одну продувну магістраль, яка далі розділяється на лінію безперервного і періодичного продування.

Відведення безперервного продування із загальної магістралі здійснюється по трубопроводу ДУ-50 через дросельну шайбу на колектор низького тиску, загальний для всіх шести парогенераторів.

На лінії безперервного продування по ходу продувної води встановлені: запірна арматура, витратомірна шайба, точка відбору проб, дросельна шайба, $\varnothing 5,6$ мм, і регулюючий вентиль.

Періодичне продування ПГ здійснюється з відведення Д7-80 від магістралі безперервного продування на загальний для всіх шести парогенераторів високого тиску (періодичного продування). На лінії періодичного продування на колекторі високого тиску встановлений один замковий вентиль.

Колектор продування високого тиску об'єднується з колектором низького тиску перемичкою, на якій по ходу продувної води встановлені: запірна арматура, витратомірна шайба, дросельна шайба, $\varnothing 0,10$ мм. регулюючий вентиль.

Продування кільцевих зазорів ПГ здійснюється по магістралі Ду-32. Схема продування кільцевих зазорів аналогічна схемі періодичного продування (діаметр дросельної шайби $\varnothing 5$ мм).

3. Склад системи продування і коротка характеристика устаткування

До складу продування ПГ III і IV блоків входить наступне устаткування:

- розширювач продування (кресл. № 179052);
- охолоджувач продувної води ПГ (кресл. № К - 305476);
- охолоджувач дренажів ПГ (кресл. № К - 305476);
- бак прийому води, яка дренується із ПГ;
- насос (оперативне найменування З(4) НППГ);

- додатковий охолоджувач продувної води (3 ТО ППГ) - тільки для III блоку.

Перераховане устаткування однотипне для III і IV блоків і встановлено в приміщеннях: А - 014/1 - III блок ; А - 014/2 - IV блок.

Розширювач продування 3(4) РП призначений для сепарації пароводяної суміші, що поступає з колектора безперервного продування ПГ.

При тиску в парогенераторах 47 кгс/см^2 і в розширювачі 8 кгс/см^2 частка, яка утворюється в розширювачі пари, складає близько 20 %.

Розширювач продування ПГ виконаний у вигляді вертикальної циліндрової судини і складається з корпусу і двох еліптичних днищ. Усередині корпусу, вище за робочий рівень води, змонтований кільцевий канал, у котрий по двох діаметрально протилежним патрубкам тангенціально поступає пароводяна суміш. За рахунок створюваних таким чином відцентрових сил відбувається розподіл парової і пароводяної фракції. Остаточне відділення (осушення пари) відбувається в паровому об'ємі розширювача і жалюзійному відбійнику, змонтованому у верхній частині судини (на виході пари). Осушена пара по паропроводу подається на деаератори Д-1, Д-2(ТГ-9, 10) і Д-3, Д-4 (ТГ-11-12), де використовується для теоретичної деаерації живильної води парогенераторів.

На паропроводі (до запірної арматури) встановлено по два запобіжних важіль-вантажних клапана, що спрацьовують при тиску в розширювачі $8,5 \text{ кгс/см}^2$ і $9,0 \text{ кгс/см}^2$.

Через штуцер в нижній частині розширювача проводиться постійне відведення води (через регулятор рівня) на охолодження і очищення СВО-5.

Робочі параметри і розміри розширювача приведені в таблиці 1.

Регулятор рівня типа РП (ДУ-80) призначений для підтримки робочого рівня води в розширювачі продування шляхом регулювання кількості видаляємої на очищення води. РП-80 є регулятором прямої дії.

Регулятор складається із сполучених в одне ціле поплавкової (заспокійливої) камери, в якій розміщений поплавець, і корпусу, в якому знаходиться золотник, регулюючий витрату продувної води з розширювача. Камера поплавця сполучена трубками з водяним і паровим просторами розширювача, тому тиск і рівень води в ній залежні з тиском і рівнем води в розширювачі. Поплавець клапана, переміщаючись разом з рівнем води, впливає через систему важелів на золотник клапана.

Таблиця 1

№	Технічні дані	Розмірність	Значення
1.	Тиск робочий	кгс/см^2	8
2.	Температура	$^{\circ}\text{C}$	169,6
3.	Середовище	-	насих. пара, вода
4.	Діаметр внутрішній	мм	1504
5.	Висота	мм	3480
6.	Об'єм	м^3	5,5
7.	Товщина стінки обичайки	мм	8
8.	Товщина стінки днищ	мм	10
9.	Матеріал	-	вуглецева сталь

При підвищенні рівня води в розширювачі поплавцеві підіймається вгору. Підйом поплавця викликає опускання золотника, прохідний перетин клапана збільшується і, отже, збільшується відведення води з розширювача. Пониження рівня води у розширювачі надає зворотну дію на клапан.

Регенеративний теплообмінник призначений для охолодження продувної води і регенеративного підігріву фільтрату після СВО-5, що подається далі в ПНД -3,4 ТГ-10 і ТГ-11.

Теплообмінник змонтований з чотирьох однакових секцій, з'єднаних послідовно U-подібними колінами. Кожна секція являє собою кожухотрубний теплообмінник; кінці трубок в трубних дошках розвальцьовані і обварені аргоново-дуговою сваркою.

У трубній частині теплообмінника циркулює гаряча продувна вода, у міжтрубному - фільтрат, що нагрівається.

Основні параметри теплообмінника 3(4) РТО приведені в таблиці 2.

Охолоджувач продувної води призначений для повного охолодження продувної води ПГ після РТО при подачі води на установку СВО-5.

Охолоджувач дренажів ПГ призначений для охолодження води, яка дренається з парогенераторів води на бак № 15. Охолоджувач дренажів і додатковий охолоджувач продувної води (3 блок) можуть бути використані як доохолоджувачі продувної води у разі ремонту ОППГ або паралельно з ним при збільшеній витраті продування, коли температура після ОППГ перевищує 50 °С.

Охолоджувач дренажів і охолоджувач продувної води ідентичні по конструкції – двоходові теплообмінники водоводяного типу.

Охолоджувана вода циркулює в міжтрубному просторі, охолоджуюча технічна – по трубках. Основні параметри теплообмінників приведені в таблиці 3.

Бак № 15 місткістю 16 м³ призначений для прийому води при дренаванні парогенераторів.

У бак заведені організовані протечки з лотків відбору проб продувної води і від систем дозиметричного контролю. В бак №15 IV-го блоку заведені лінії конденсатора від парового колектора 3,5 кгс/см² (прийом конденсатора при розігріванні парового колектора) і лінії конденсатора грючої пари від випарних апаратів ВА після теплообмінника СТРУМ-36.

У період ремонту парогенераторів бак № 15 як III, так і IV блоку використовується для приготування розчину реагентів (відмивного флуоресцеїна), який закачується в парогенератор насосом НППГ по лінії періодичного продування ПГ.

Бак № 15 є прямокутною місткістю заввишки 2,5 м, забезпечений рівномірним склом. Усередині бака на днищі змонтовані система повітряного (барботажного) перемішування і система парового розігрівання розчину. З бака організований дренаж і перелив.

4. Контрольні питання

1. Для чого необхідна і як організовується продування ПГ ?
2. Яке устаткування входить до складу системи продування ПГ ?
3. Вкажіть призначення і основні параметри розширювача продування ?
4. Як забезпечується підтримка рівня в розширювачі ?
5. Вкажіть призначення і основні параметри регенеративного теплообмінника системи продування ?
6. У яке місце здійснюється відведення організованих протечок відборів і системи дозиметричного контролю ?

Рекомендована література

1. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций. — М.: Энергоатомиздат, 1987г. — 384 с.
2. Маргулова Т.Х. О водном режиме вторых контуров АЭС с ВВЭР. — Теплоэнергетика, № 9, 1987.
3. Мартынова О.И., Копытов В.С. Воднохимические режимы АЭС, системы их поддержания и контроля. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 96с.

Основні параметри теплообмінника 3(4) РТО

N^0 n/n	Технічні дані	Розмірність	Значення
1.	Температура продувної води: на вході на виході	°C	169,0 77,3
2.	Тиск продувної води на вході на виході	кгс/см ²	8 7,9
3.	Температура фільтрата на вході на виході	°C	35+45 137
4.	Тиск фільтрату при подачі фільтрату на ПНД на вході на виході	кгс/см ²	1,70 ч 1,80 1,60 ч 1,70
5.	Зовнішній діаметр корпусу секції	мм	273
6.	Товщина стінки корпусу	мм	11
7.	матеріал корпусу	-	OX18H10T
8.	Довжина трубок	мм	2850
9.	Діаметр і товщина стінок трубок	мм	16 x 1,4
10.	Матеріал трубок	-	OX18H10T
11.	Число трубок в секції	шт.	85
12.	Число трубок загальне	шт.	340
13.	Поверхня теплообміну	м ²	44,0

Таблиця 3.

Основні параметри теплообмінників

№ n / n	Технічні дані	Розмірність	Величина	
			3,4 ОППГ	3,40ДюПГ
1.	Температура охолоджуваної води на вході на виході	°С	77,3 40÷5	100 40÷50
2.	Тиск охолоджуваної води на вході на виході	кгс/см ²	7,9 7,8	5м.вод.ст при дренаванні
3.	Температура техніч. води на вході на виході	°С	15 ÷ 35 25 ÷ 50	15÷35 25 ÷50
4.	Витрата охолодженої води	т/год	14,0	14,0
5.	Витрата технічної води	м ³ /год	350	350
6.	Зовнішній діаметр корпусу	мм	478	478
7.	Загальна довжина	мм	2055	2055
8.	Матеріал корпусу	-	вуглецева сталь	
9.	Довжина трубок	мм	1394	1394
10.	Діаметр і товщина стінок трубок	мм	15x2,0	15x2,0
II.	Число трубок	шт.	312	312
12.	Матеріал трубок	-	ОХ18Н10Т	ОХ18Н10Т
13.	Поверхня теплообміну	м ²	18	18

