

Міністерство освіти і науки України
ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ

О.О.Чулкін
М.П. Галацан

Теплообмінне обладнання АЕС.

Парогенератори АЕС

Конспект лекцій
для студентів спеціальності
143 “Атомна енергетика”

Затверджено
на засіданні
вченої ради
ОНПУ
Протокол № 3 від 29.10.19

Одеса ОНПУ
2019

Рецензенти: В.П. Кравченко, д-р техн. наук, проф.

О.О.Чулкін, М.П. Галацан

Теплообмінне обладнання АЕС. Парогенератори АЕС Конспект лекцій для студентів спеціальності 143 “Атомна енергетика”. - Одеса: ОНПУ, 2019. - 87 с.

Описані конструкція та умови експлуатації парогенераторів ПГВ-1000. Розглянуто питання експлуатації, характерні несправності і методи їхнього усунення. Наведені дані з технічного посвідчення парогенераторів. Дається огляд технічного обслуговування ПГВ-1000. Розглянуто деякі питання водопідготовки.

Лекція 1. Вступ

Мета лекції - розглядання циклу Ренкіна, на якому працює сучасна стаціонарна теплоенергетика, елементів і характеристик парогенератора, t - Q - діаграми зміни температур теплоносія і робочого тіла з розшифрованою передаючою кількістю тепла в елементах, параметрів обох теплоносіїв.

Характерною особливістю сучасної стаціонарної теплоенергетики є використання, в основному, паротурбінних установок (ПТУ), в яких в якості робочого тіла є вода і водяна пара. Сучасні ПТУ працюють за так званим циклом Ренкіна (рис. 1.1).

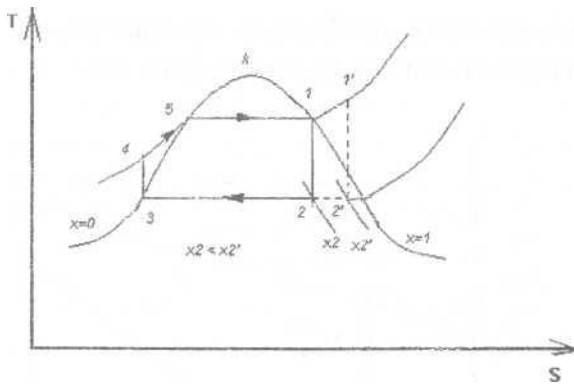


Рис. 1.1. Цикл Ренкіна в T-S-діаграмі:

- 1-2-3-4-5-1 — цикл Ренкіна на насиченій парі;
- 1-1'-2'-3-4-5-1 — цикл Ренкіна на перегрітій тіарі;
- 1-2 — необоротне розширення насиченої пари у турбіні;
- 2-3 — конденсація пари у конденсаторі на початку процесу із ступенем сухості x_2 ;
- 3-4 — необоротне стиснення води в насосі;
- 4-3 — нагрів води до кипіння в економайзерній частині парогенератора (ПГ);
- 5-1 — пароутворення у випарній частині ПГ;

- 1-1' — перегрів пари в пароперегрівуючому елементі;
- 1'-2' — необоротне розширення перегрітої пари у турбіні;
- 2'-3 — конденсація пари у конденсаторі на початку процесу із ступенем сухості x_2' .

1.1. Параметри парогенератора

Парогенератор (ПГ) складається з елементів (частин): економайзерного, випарного і пароперегрівуючого у разі вироблення перегрітої пари або лише перших двох елементів у разі вироблення насиченої пари.

Основні характеристики ПГ;

- паропроductивність D (кг/с);
- параметри пари - P_2 (МПа) і t_2'' ($^{\circ}\text{C}$) на виході з ПГ;
- температура води на вході в економайзерну частину – t_2' ($^{\circ}\text{C}$).

Зміни температур теплоносія і робочого тіла в різних елементах ПГ звичайно зображаються на t - Q -діаграмі (рис. 1.2).

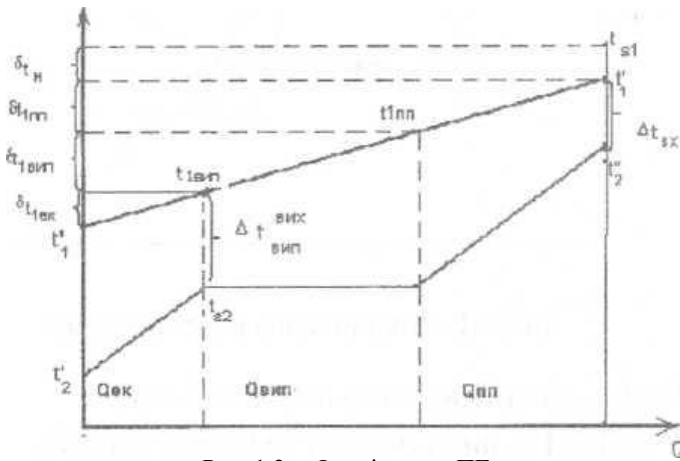


Рис. 1.2. t - Q – діаграма ПГ

$$\begin{aligned}
\delta t_H &= t_{S1} - t'_1 \\
t'_1 &= t_{S1} - \delta t_H \\
\delta t_{1\text{ПП}} &= t'_1 - t_{1\text{ПП}} \\
\delta t_{1\text{ВИП}} &= t_{1\text{ПП}} - t_{1\text{ВИП}} \\
\delta t_{1\text{ЕК}} &= t_{1\text{ВИП}} - t''_1 \\
t''_1 &= t'_1 - \delta t_{1\text{ПП}} - \delta t_{1\text{ВИП}} - \delta t_{1\text{ЕК}} \\
t''_2 &= t'_1 - \Delta t_{\text{ВХ}} \\
t_{S2} &= t_{1\text{ВИП}} - \Delta t_{\text{ВИП}}^{\text{ВИХ}}
\end{aligned}$$

По осі ординат на рис. 1.2 відкладаються характерні для кожного елемента ПГ температури, а по осі абсцис — кількості переданого тепла в економайзері $Q_{\text{ЕК}}$, випарнику $Q_{\text{ВИП}}$, пароперегрівачі $Q_{\text{ПП}}$.

Температура водного теплоносія на вході в ПГ t'_1 тим вище, чим вище тиск в ядерному реакторі (ЯР) P_1 . В ЯР, охолоджуваних водою, не допускається закипання води (за винятком поверхневого кипіння), тому на виході з ЯР повинен бути певний недогрів δt_H до температури насичення t_{S1} , відповідної тиску P_1 . Охолодження теплоносія в ПГ до кінцевої температури t''_1 у загальному випадку здійснюється в пароперегрівачі, випарнику і економайзері відповідно на величини $\delta t_{1\text{ПП}}$, $\delta t_{1\text{ВИП}}$, $\delta t_{1\text{ЕК}}$. Максимально можлива температура робочого тіла t''_2 на виході з парогенератора визначається величиною t'_1 за відрахуванням вхідного температурного напору теплоносія в ПГ $\Delta t_{\text{ВХ}}$. Температура насичення робочого тіла $t_{S2}(P_2)$ визначається температурою теплоносія на виході із випарника $t_{1\text{ВИП}}$ за відрахуванням температурного натиску на виході з випарника $\Delta t_{\text{ВИП}}^{\text{ВИХ}}$. Температура входу робочого тіла t'_2 визначається температурою живильної води після підігрівача високого тиску.

Кількість тепла, переданого в ПГ теплоносієм робочому тілу

$$Q_{\text{ПГ}} = Q_{\text{ЕК}} + Q_{\text{ВИП}} + Q_{\text{ПП}}, \quad (1.1)$$

Де

$$Q_{\text{ЕК}} = D C_{P\text{ЕК}}(t_{S2} - t'_2), \quad (1.2)$$

$C_{P\text{ЕК}} \Rightarrow \text{по } P_2 \quad \text{та} \quad t_{\text{ЕК}} = (t_{S2} + t'_2)/2$

$$Q_{\text{И}} = D \cdot r, \quad (1.3)$$

$$r \text{ при } P_2 \text{ і } t_{S2} \\ Q_{\text{ПП}} = D \cdot C_{P\text{ПП}}(t''_2 - t_{S2}) \quad (1.4)$$

$$\bar{C}_{\text{РПП}}, \text{ коли } P_2 \bar{t}_{\text{ПП}} = (t_{S2} + t_2')/2$$

Орієнтоване співвідношення параметрів теплоносія і робочого тіла наведено в табл. 1.1.

Співвідношення параметрів водного теплоносія і робочого тіла

Таблиця 1.1

Параметр	Значення		
Тиск теплоносія на вході у ПГ P_1 , МПа	10,0	14,0	20,0
Температура теплоносія на вході у ПГ t_1' , °C	284	310	340
Температура теплоносія на виході з випарника, $t_{1\text{вип}}$ °C	264	290	320
Температура насиченої пари t_{2S} °C	244	270	300
Тиск насиченої пари P_2 , МПа	3,7	5,6	8,8
Температурний напір на виході з випарника, $\Delta t_{\text{вип}}^{\text{вих}}$ °C	20	20	20
Можлива температура робочого тіла на виході з ПГ t_2'' , °C	274	300	330
Можливий перегрів робочого тіла $\Delta t_{\text{ПП}} = t_2'' - t_{S2}$, °C	30	30	30

Як видно з табл. 1.1, навіть при досягненні максимально можливих значень тиску насиченої пари, вироблюваної в ПГ з водним теплоносієм, максимально можливий перегрів пари не перевищує 30°C (а реально величина перегріву буде менше). При цьому такий незначний (малий) перегрів не дає значного підвищення ККД, але вимагає ускладнення конструкції ПГ. До того ж відомо, що перегрівати пару доцільно тільки при вичерпанні можливостей підвищення тиску насиченої пари. Тому діючі у наш час потужні АЕС з водним теплоносієм працюють на насиченій парі без перегріву, t - Q - діаграма для ПГ, який виробляє насичену пару, на

відміну від діаграми рис. 1.2 не має ділянки, характерної для пароперегрівача. Проте треба наголосити, що навіть невеликий перегрів помітно покращує умови роботи турбіни внаслідок зниження вологості в останніх ступенях.

Запитання для самоперевірки

- 1) Як впливає тиск в конденсаторі на витрати тепла в навколишнє середовище?
- 2) Як буде виглядати t - Q - діаграма при виробці сухої насиченої пари?
- 3) Чи вигідний перегрів пари при використанні водного теплоносія?
- 4) Література для додаткового вивчення [1, с. 25-29; 2, с. 22-24].

Лекція 2. Особливості гідродинаміки та теплообміну

Мета лекції - вивчення особливостей теплообміну і гідродинаміки при русі теплоносія в горизонтальних парогенераторах АЕС з ВВЕР.

2.1. Деякі відомості з теплообміну та гідродинаміки у горизонтальних ПГ ВВЕР

У горизонтальних ПГ ВВЕР теплоносії рухається у середині трубок трубного пучка. Передача тепла від теплоносія до робочого тіла йде спочатку примусовою конвекцією від теплоносія до теплопередаючої поверхні (у вигляді трубок трубного пучка), далі теплопровідністю через стінки трубок і потім природною конвекцією від теплопередаючої поверхні до робочого тіла. Закономірності теплообміну і гідродинаміки при русі в поверхнях нагріву однофазних середовищ, яким є теплоносії, вивчені достатньо добре. Тому на практиці при проведенні розрахунків серйозних ускладнень, за винятком випадку вживання натрієвого теплоносія, не виникає. Природно, що в ПГ забезпечується турбулентний режим течії теплоносія в трубах, для якого характерна найвища ефективність теплообміну.

Для розрахунку теплообміну краплинних рідин ($Pr > 0,5$) при розвиненій турбулентній течії ($Re \geq 10^4$) в трубах використовується формула М. А. Міхєєва

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot C_t \cdot C_l, \quad (2.1)$$

де d , м - визначаючий лінійний розмір - внутрішній діаметр труби;

C_t - коефіцієнт, враховуючий зміну фізичних властивостей середовища при зміні її температури. Для води при $t > 200$ °С $C_t \approx 1$;

C_l - коефіцієнт, залежний від співвідношення довжини труби l та її діаметра d : $l/d > 50$ при, $C_l = 1$ ($l/d < 50$ при $C_l \neq 1$)

Враховуючи, що для трубок трубного пучка ПГ характерні зігнуті ділянки, наведемо відповідні формули для розрахунку коефіцієнта тепловіддачі у зігнутих трубках $\alpha_{зг}$ при турбулентному русі середовища, який вище, ніж в прямих $\alpha_{пр}$.

$$\alpha_{зг} = \alpha_{пр} \varepsilon_{зг}, \quad (\text{Вт/м}^2\text{К}), \quad (2.2)$$

де $\epsilon_{31Г}$ - поправка на інтенсифікацію тепловіддачі

$$\epsilon_{31Г} = 1 + 1,8 (d/R_{Г}), \quad (2.3)$$

де d - діаметр трубки; $R_{Г}$ - радіус зігнутості.

Слід зазначити, що (2.1) справедлива для труб, шорсткість котрих відповідає шорсткості, одержаній при виготовленні труб. За даними МЕУ, створивши штучну шорсткість, можливо збільшити тепловіддачу у трубі в три рази порівняно з гладкою.

Повний опір руху потоку теплоносія у трубі

$$\Delta P_{С} = \Delta P_{Г} + \Delta P_{ПРСК} \pm \Delta P_{НІВ}, \quad (2.4)$$

де $\Delta P_{Г} = \Delta P_{Т} + \Delta P_{М}$, $P_{а}$ - гідравлічний опір

$\Delta P_{Т}$ - опір тертя;

$\Delta P_{М}$ - місцевий опір;

$\Delta P_{ПРСК}$ - опір прискоренню потоку, виникаючий при підводі теплоти до рухомого середовища;

$\Delta P_{НІВ}$ - нівелірний опір, що виникає через різницю висот початку і кінця розглядуваної ділянки труби.

Для трубного пучка ПГ значення $\Delta P_{ПРСК}$ і $\Delta P_{НІВ}$ достатньо малі порівняно з $\Delta P_{Г}$, і ними у практичних розрахунках нехтують. (2.4)

Опір тертя для ізотермічної течії в трубах з постійним поперечним перетином, $P_{а}$

$$P_{Т} = \xi (l/d) \rho (\bar{\omega}/2) \quad (2.5)$$

де ρ - густина, кг/м^3 ;

$\bar{\omega}$ - середня швидкість, м/с ;

ξ - коефіцієнт тертя.

Для неізотермічного руху теплоносія ПГ $\Delta P_{Т}$ розраховується також за (2.5). Але тоді ρ - густина, визначається за середньою температурою теплоносія на розрахунковій ділянці; $\bar{\omega}$ - середня швидкість на цій ділянці. Рекомендоване при цьому введення поправки у вигляді множника $C = (Pr_{СТ} / Pr_{ГД})^{1/3}$ для ПГ зазвичай не проводиться, бо для цієї ділянки $C \approx 1$.

Коефіцієнт тертя залежить від режиму течії (числа Re), стану поверхні (шорсткості стінок δ_M) і виду рідини. При $Re = Re' \approx 120 d/\delta_M$ він не залежить ні від Re , ні від властивостей середовища, а визначається відносною шорсткістю δ_M/r_B (r_B - внутрішній радіус труби). Для режимів $Re > Re'$

$$\xi = (1,74 + 2 \lg (r_B/\delta_M))^2 \quad (2.6)$$

Для руху теплоносія в трубках ПГ, як правило, $Re > Re'$. Шорсткість для нержавіючих трубок $\delta_M \leq 0,05$ мм, для трубок з вуглецевої сталі $\delta_M \leq 0,1$ мм. У процесі експлуатації внаслідок корозії δ_M змінюється. Місцевий опір, ΔP_M

$$\Delta P_M = \xi_M (\rho \omega^2 / 2), \quad (2.7)$$

де ρ і ω - є густина середовища, кг/м^3 і її швидкість м/с у розглядуваному перерізі;

ξ_M - коефіцієнт місцевого опору визначається типом місцевого опору і залежить від числа Re . Для різних типів місцевого опору для ξ_M або наводяться емпіричні залежності, або його чисельні значення наведені у таблицях.

Запитання для самоперевірки

- 1) Як враховується при розрахунку тепловіддачі угнутість трубок поверхні нагріву ПГ?
- 2) Чому дорівнює повний опір трубного пучка ПГ?
- 3) Як враховується неізотермічність течії теплоносія?
- 4) Література для додаткового вивчення [2, с. 93-98, с. 112-116].

Лекція 3. Особливості теплообміну і гідродинаміки при кипінні робочого тіла

Мета лекції - вивчення особливостей теплообміну і гідродинаміки робочого тіла в горизонтальних парогенераторах АЕС з ВВЕР.

Розглянемо кипіння робочого тіла у міжтрубному просторі. Для випадку природної циркуляції у випарних модулях (випарниках) ПГ теплообмін при кипінні залежить значною мірою від гідродинамічних умов, які, у свою чергу, визначаються конструкцією випарника. Для випарника з суміщеним об'ємом сепарації, що характерно для ПГ ВВЕР, гідродинаміка наближається до гідродинаміки безнапірного (барботажного) процесу. Парові бульбашки, що утворюються на поверхні нагріву, переходять у водяний об'єм і при підйомі вгору зливаються один з одним, утворюють парові струмені. При цьому струмені і окремі бульбашки залучають у підйомний рух воду. На місце із захопленої з даного перерізу маси води надходить така ж кількість води з потоків, що опускаються, котрі найбільш інтенсивні у стінок корпусу.

Таким чином, витрата води по перерізу в середньому дорівнює нулю, як і у разі кипіння у великому об'ємі. Але даний процес кипіння складний, тому що за рахунок безперервного наростання вмісту пари по висоті випарника вона близька до кипіння в умовах вимушеного руху.

Наразі відсутня добре обґрунтована теорія процесу кипіння. Цим пояснюється наявність безлічі напівемпіричних формул для розрахунку теплообміну при кипінні, що створює відомі труднощі при розрахунку випарників. Спеціальні дослідження процесу кипіння показали існування складного впливу вмісту пари, геометрії випарника та інших чинників на інтенсивність тепловіддачі α . Проте вплив цих чинників на α для випадків, що становлять практичний інтерес для ПГ, невеликий. Тому для розрахунку коефіцієнта тепловіддачі при кипінні у міжтрубному просторі будь-яких випарників з природною циркуляцією використовуються формули, отримані для кипіння у великому об'ємі.

Найбільш відомою є напівемпірична формула Д. А. Лабунцова, вона охоплює найбільший діапазон зміни основних параметрів

$$Nu = C * Re^n Pr^{1/3}, \quad (3.1)$$

$$\text{де } Nu = \frac{\alpha \cdot l_*}{\lambda}; \text{ Re} = \frac{\omega_{\text{к/п}} \cdot l_*}{\nu}$$

У цих критеріях лінійний розмір l_* , і швидкість ω відповідно визначаються за формулами

$$l_* = C_p \cdot \rho' \cdot \sigma \frac{T_S}{(r\rho'')^2}, \text{ м} \qquad \omega_{\text{к/п}} = \frac{q}{r \rho''}, \text{ м/с}$$

де σ - коефіцієнт поверхневого натягання, н/м²;

r - прихована теплота паротворення, кДж/кг.

Фізичні властивості в (3.1) залежать від t_s ; а C_* і n від

Re ≤ 0,01	C*=0,0625	n = 0,5
Re > 0,01	C*=0,125	n = 0,65

Більш прості емпіричні формули для умови кипіння у великому об'ємі мають вигляд $\alpha = f(\rho, q, T_S)$

Найпоширенішими є формули ЦКТІ

$$\alpha = 4,32 (\rho^{0,14} + 1,28 \cdot 10^{-2} \cdot \rho^2) \cdot q^{0,3}, \text{ Вт/м}^2\text{К} \quad (3.2)$$

$$\alpha = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113(T_S - 373)} q^{0,7}, \text{ Вт/м}^2\text{К} \quad (3.3)$$

В (3.2) і (3.3) розмірності q , Вт/ м²; P , МПа; T_S , К.

(3.1), (3.2) і (3.3) застосовують при докритичному тиску $P < 20$ МПа.

Запитання для самоперевірки

- 1) Назвіть особливості процесу кипіння в міжтрубному просторі.
- 2) Який визначальний розмір використовується в критеріях формул для кипіння?
- 3) Від чого залежить коефіцієнт тепловіддачі при кипінні?
- 4) Література для додаткового вивчення [2, с. 104-109].

Лекція 4. Конструкція парогенератора ПГВ-1000

Мета лекції - ознайомлення з конструкцією парогенератора ПГВ-1000.

4.1. Будова і робота парогенератора

4.1.1. Опис конструкції

Будова парогенератора представлена на рис. 4.1, 4.2

Корпус парогенератора є складовою частиною парогенератора і призначений для розміщення внутрішньокорпусних пристроїв, трубного пучка з колекторами 1-го контуру. Корпус сприймає тиск 2-го контуру парогенератора.

Корпус парогенератора - це зварна циліндрична судина, що складається з кованих обичайок, штампованих еліптичних днищ, кованих патрубків і люків.

Міцність елементів корпусу підтверджується розрахунками. Розрахунки міцності проведені для експлуатаційних і аварійних режимів з урахуванням сейсмічних навантажень.

Товщини стінок елементів корпусу розраховані з урахуванням надбавки на корозію на проектний термін служби корпусу.

На корпусі є:

- 1) два люки для обслуговування колекторів 1-го контуру;
- 2) два люки для доступу до об'єму 2-го контуру;
- 3) десять патрубків для відведення пари;
- 4) один патрубок для підведення живильної води;
- 5) один патрубок для підведення аварійної живильної води;
- 6) один патрубок для дренажу котельної води;
- 7) два штуцери для відведення котельної води в лінії постійного і періодичного продування;
- 8) двадцять чотири штуцери для під'єднання ліній контрольно-вимірювальних приладів;
- 9) два патрубки для зварки з колекторами 1-го контуру.

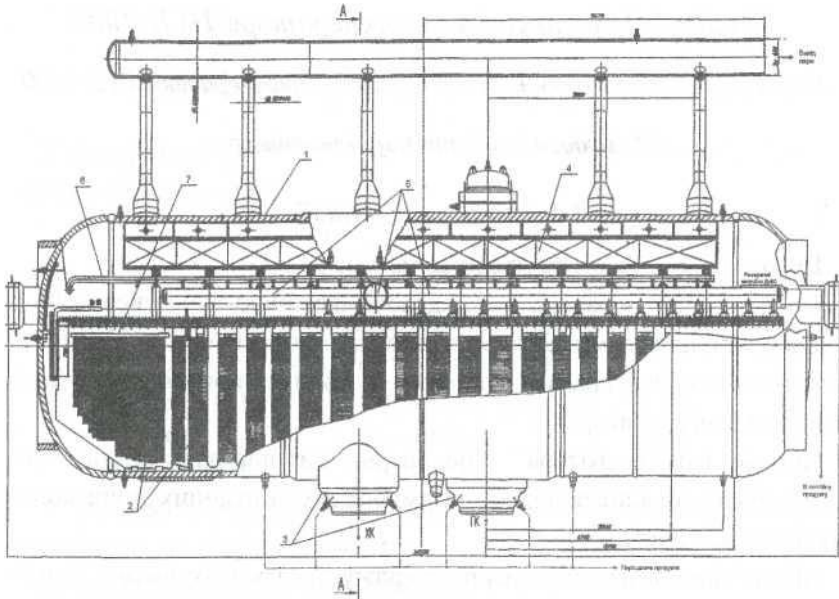


Рис.4.1. Розріз корпусу парогенератора ПГВ-1000:

1 - корпус; 2 - теплопередавальна поверхня; 3 - колектори 1-го контуру; 4 - сепараційний пристрій; 5 - пристрій роздачі основної живильної води; 6 - пристрій роздачі аварійної живильної води; 7 - пристрій вирівнювання парового навантаження

Конструкція корпусу забезпечує нормальний доступ для огляду внутрішньокорпусних пристроїв з боку 2-го контуру. Для цієї мети на еліптичних днищах є люки Ду 500 з різними фланцевими з'єднаннями.

Для огляду колекторів 1-го контуру є два люки Ду 800 з різними фланцевими з'єднаннями.

Конструкція зварних з'єднань дозволяє проводити всі види неруйнуючого контролю на виробі. Переріз кільцевих і подовжніх зварних з'єднань виконаний без посилення, урівень з основним металом. По обидві сторони від кільцевих і подовжніх зварних з'єднань є підготовлені поверхні для проведення об'ємного ультразвукового контролю. Поверхні всіх кутових, кільцевих і подовжніх зварних з'єднань підготовлені для проведення контролю кольоровою, люмінесцентною або магнітопорошковою дефектоскопією.

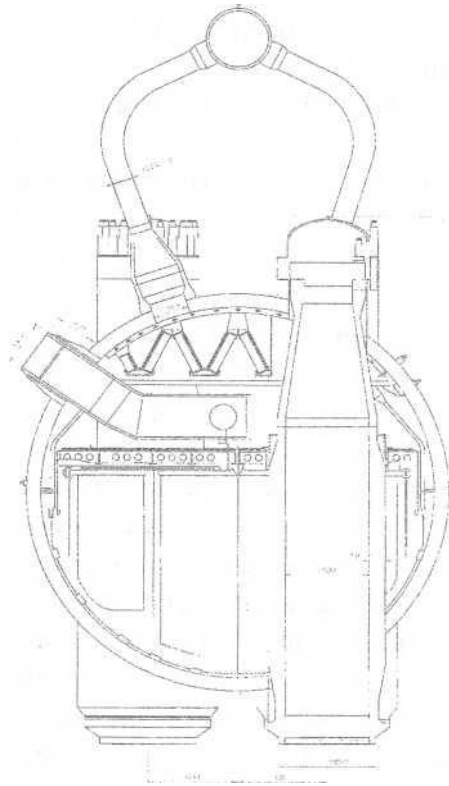


Рис.4.2. Розріз А-А парогенератора ПГВ-1000 М

Теплопередавальна поверхня складається з 11000 труб, колекторів, пристроїв кріплення труб. Теплообмінні труби, гнуті в U-подібні змійовики, скомпоновані в трубний пучок. Розташування труб в пучку шахове з кроками по висоті пучка 19 мм, по ширині - 23 мм. Змійовики скомпоновані в два U-подібні пучки, що мають по 3 вертикальні коридори для забезпечення організованої гідродинаміки циркулюючої котельної води.

Кінці змійовиків закладаються в стінки колекторів теплоносія шляхом обварювання їхніх торців з антикорозійним покриттям внутрішніх порожнин аргонодуговою зваркою і подальшим вальцюванням на всю глибину закладення в колектор методом вибуху. Змійовики дистанціонуються в трубному пучку спеціальними елементами, які, у свою чергу, закріплюються в опорних конструкціях, розташованих на корпусі

парогенератора.

Дистанціонуючі елементи є хвилеподібними смугами в поєднанні з проміжними плоскими планками.

Колектори 1-го контуру призначені для роздачі теплоносія в теплообмінні труби.

Кожний колектор має:

- 1) перехідне кільце Ду 650 для входу (виходу) теплоносія і з'єднання з головними циркуляційними трубопроводами;
- 2) два штуцери Ду 20 для безперервного і періодичного продування;
- 3) два штуцери Ду 20 для видалення повітря і контролю щільності фланцевого з'єднання 1-го контуру (штуцери виведені на корпус).

У верхній частині колектори 1-го контуру мають фланцеве роз'єднання Ду 500. Роз'єднання забезпечено плоскою кришкою, при знятті якої виконується огляд і ремонт зварних з'єднань приварювання теплообмінних труб до внутрішньої поверхні колектора (до плакуючого шару).

Колектори 1-го контуру виконані з легованої конструкційної сталі. Внутрішня поверхня колектора, включаючи кришки фланцевих роз'єднань, плакована антикорозійним наплавленням.

Пристрої сепарацій складаються з пакетів жалюзі хвилястої форми. Конструкція пакета включає встановлений за жалюзі паровий дірчастий лист. Пакети розташовуються під кутом 26° до вертикалі в паровому об'ємі парогенератора на висоті 750 мм від зануреного дірчастого листа. Жалюзі хвилеподібного профілю виконані з хромонікелевої неіржавіючої сталі. Паровий дірчастий лист призначений для вирівнювання поля швидкостей пари.

Пристрій роздачі основної живильної води складається з колектора і роздавальних труб, що мають по всій довжині отвори для виходу живильної води. Живильна вода подається на «гарячу» сторону трубного пучка у верхній його частині під зануреним дірчастим листом через 16 роздавальних колекторів Ду 80, сполучених з роздавальними трубами, що мають по довжині 38 трубок Ду 25 для виходу живильної води.

Матеріал системи підведення і роздачі живильної води - конструкційна вуглецева сталь.

Пристрій роздачі аварійної живильної води складається з колектора і роздавальних труб, що мають по всій довжині отвори для виходу води.

Колектор розташований в паровому просторі парогенератора.

Пристрій вирівнювання парового навантаження складається з дірчастих листів, розташованих під рівнем котельної води.

Ущільнення всіх фланцевих з'єднань здійснюються нікелевими прокладками, які укладаються в спеціальні розточування на стискуючих поверхнях фланцевого з'єднання. Ущільнення контролюються і виключають витік середовищ з контуру при роботі парогенератора. Відведення протікань по 1-му і 2-му контурах, у разі їх появи, організовано в загальностанційній системі. Щільність фланцевих з'єднань контролюється як в процесі розігрівання, так і в процесі експлуатації на відсутність протікань.

Запитання для самоперевірки

1. Яким чином організується рівномірний вихід пари з поверхні кипіння у паровий об'єм?
2. Як відбувається сепарація пари?
3. Який пристрій передбачений на випадок зупинки подачі живильної води?

Література для додаткового вивчення [1, с.66-70; 2, с. 63-68].

Лекція 5. Встановлення ПГВ-1000 в боксі

Мета лекції - розглядаються встановлення ПГВ -1000 в боксі, схеми його вмикання, призначення контрольно-вимірювальних приладів.

Парогенератор в боксі встановлюється на 2 опорні конструкції, кожна з яких містить опорний ложемент, роликову опору, сполучну тягу, опорну підставу, задану деталь і анкерні болти.

Вживання в опорній конструкції 2-ярусної роликової опори дозволяє забезпечити переміщення парогенератора при термічному розширенні трубопроводів головного контуру циркуляції (ГКЦ) в подовжньому і після поперечного напрямку до 100 мм.

Опорна конструкція розрахована на сприйняття одночасної дії вертикальної складової сейсмічного навантаження від максимального розрахунку землетрусу силою 9 балів і реактивного посилення 1460 тс, виникаючого в аварійній ситуації, при розриві трубопроводу Ду 850 головного циркуляційного контуру в горизонтальній площині (при розриві з боку реактора).

При аварійній ситуації з розривом трубопроводу Ду 850 ГКЦ у вертикальній площині реактивне посилення повністю сприймається аварійними опорами трубопроводів і на парогенератор не діє.

Для сприйняття сейсмічних навантажень, діючих на парогенератор в горизонтальному напрямі, передбачена система гідроамортизаторів. Система гідроамортизаторів і механічна система опор допускає переміщення парогенераторів від термічного переміщення трубопроводів.

5.1. Схема вмикання парогенератора

Парогенератори вмикаються в циркуляційні петлі установки по одному парогенератору на петлю.

Гарячий теплоносій надходить в парогенератор по трубопроводу Ду 850 в «гарячий» колектор, звідки розходить по змійовиках. Проходячи усередині змійовиків, теплоносій віддає тепло котельній воді парогенератора і, охолоджуючись, виходить в «холодну» нитку головного циркуляційного трубопроводу Ду 860 на вхід ГЦН з «холодного» колектора.

Живильна вода по трубопроводу Ду 400 подається в парогенератор, звідки через систему підведення і роздачі надходить на «гарячу» частину теплообмінного пучка, чим досягається часткове вирівнювання парового навантаження по перерізу парогенератора за рахунок конденсації частини пари. Циркуляція котельної води в парогенераторі природна. Пара, виходячи з дзеркала випаровування, осушується в паровому об'ємі за рахунок гравітаційних сил і надходить в жалюзійний сепаратор, де додатково осушується до необхідного ступеня. Осушена пара виходить з парогенератора через 10 парових патрубків в колектор пари, звідки по проводах пари подається на турбіну.

При знеструмленні АЕС і аварії водоживильної установки в парогенератор по окремій магістралі подається аварійна живильна вода з бака запасів конденсату або деаератора з температурою від 5 та 164 °С протягом всього періоду розхолодження.

5.2. Контрольно-вимірвальні прилади

5.2.1. Рівнеміри, контроль рівня води у парогенераторі

Рівнеміри загального рівня котельної води в парогенераторі використовуються для контролю за параметром і аварійною сигналізацією при його аварійних відхиленнях в експлуатаційних і аварійних режимах, а також для контролю рівня в період заповнення (спорожнення) парогенератора.

Рівнеміри малого діапазону використовуються для контролю в процесі експлуатації, для роботи регулятора рівня і для спрацьовування захистів, блокувань, аварійної і попереджувальної сигналізації при відхиленнях рівня за допустимі межі.

5.2.2. Контроль і вимірювання тиску пари

Точка виміру витрати безперервного продування має вихід на ІВС (показання, реєстрація в цифровій формі, розрахунки).

Точка виміру втрати періодичного продування (1 на 4 парогенератора) має вихід на ІВС (показання, реєстрація в цифровій формі, розрахунки).

5.2.3. Контроль витрати пари і живильної води

Точка виміру витрати пари від парогенератора використовується для роботи блокувань, для показань і для роботи регулятора рівня, для показань і в ІВС.

5.2.4. Контроль температури

Точка виміру має вихід на ІВС (показання, реєстрація, розрахунки).

Точки виміру мають вихід на ІВС (показання по виклику з 4-х точок).

Запитання для самоперевірки

1. Скільки циркулюючих петель на АЕС з ВВЕР-1000?
2. Як здійснюється розхолодження ПГВ-1000 при аварії на лінії живильної води і обезструмлення АЕС?
3. Призначення продувки.

Література для додаткового вивчення [11, с. 10-25].

Лекція 6. Системи блокування і експлуатаційні виміри ПГВ-1000

Металекції -розглядання для ПГВ-1000 передбачуваних блокувань по тиску, рівню, попереджувальній сигналізації, експлуатаційні виміри та їхні параметри.

6.1. Блокування по тиску

При підвищенні тиску в паровому колекторі до 6,67 МПа (68 кгс/см²) відкривається швидкодіюча редуційна установка БРУ-К, яка закривається при тиску в паровому колекторі 5,69 МПа (58 кгс/см²).

При підвищенні тиску в паровому колекторі до 7,65 МПа (78 кгс/см²) відкривається БРУ-А. БРУ-А підтримує тиск в паровому колекторі, що дорівнює 6,67 МПа (68 кгс/см²) і закривається при зниженні тиску до 6,076 МПа (62 кгс/см²).

При підвищенні тиску в парогенераторах до 8,23 МПа (84 кгс/см²) по імпульсах від приладів відкривається контрольний імпульсний запобіжний пристрій. Закривається він при зниженні тиску до 6,86 МПа (70 кгс/см²).

При збільшенні тиску в парогенераторах до 8,44 МПа (86 кгс/см²) по імпульсах від приладів відкривається робочий імпульсний запобіжний пристрій. Закривається він при зниженні тиску до 6,66 МПа (70 кгс/см²).

При зниженні тиску в паровому колекторі до 5,1 МПа (52 кгс/см²) закриваються стопорні клапани турбіни.

6.2. Блокування по рівню

При зниженні рівня до 2450 мм вмикаються допоміжні живильні насоси і закривається арматура на лініях періодичного продування парогенератора. При рівні 2550 мм блокування знімається.

При зниженні рівня до 2000 мм вмикаються аварійні живильні насоси.

При підвищенні рівня котельної води в парогенераторі до 2750 мм закриваються стопорні клапани турбіни.

При підвищенні рівня котельної води в парогенераторі більше 2660 мм і відкритому будь-якому стопорному клапані закривається замовна арматура на основній і байпасній живильних лініях. Замовна арматура відкривається, при зниженні рівня до 2620 мм.

При зниженні рівня котельної води в парогенераторі до 2350 мм вмикається ГЦН відповідної петлі.

6.3. Попереджувальна сигналізація

Система контролю щільності рознять люків колекторів 1-го контуру сполучена з міжпрокладочною порожниною рознять по 1-му контуру.

При появі течі по імпульсу підвищення тиску спрацьовує попереджувальна сигналізація.

Система контролю щільності рознять 2-го контуру сполучена з контрольною щільністю рознять люків по 2-му контуру. При появі течі по імпульсу підвищення тиску спрацьовує попереджувальна сигналізація.

Система контролю заповнення парогенератора по 1-му контуру має вихід на попереджувальну сигналізацію. Сигнал видається при появі води у пристрої для видалення повітря.

Експлуатаційні виміри та їхні параметри наведені в табл. 6.1

Експлуатаційні виміри та їхні параметри

Таблиця 6.1

Найменування вимірюваного	Кількість точок	Діапазон вимірювань	Номінальне значення	Точність вимірювання	Вихід виміру	Примітка
1	2	3	4	5	6	7
1. Загальний рівень води в парогенераторі, мм/вод.	2	0-400	2550	±50	На РЩУ, БЩУ, ИВС	
2. Рівень води в парогенераторі, мм/вод.ст.	7	0-1000	420	±15	На блок. БЩУ, РЩУ, ИВС, рег.р	

Продовження табл. 6.1

3. Контроль щільності рознять люків колекторів 1-го контуру, МПа (кгс/см ¹)	2	0-17,65 (0-180)	0	±0,49 (±5)	На попередж. сигналізацію	
4. Контроль щільності парогенератора по 2-му контуру,	2	0-7,84 (0-80)	0	+0,2 (±2)	Те саме	
5. Контроль щільності люка парогенератор	2	0-7,84 (0-80)	0	±0,2 (±2)		
6. Тиск пари на виході з парогенератора,	2	0-9,8 (0-100)	6,28 (64)	±0,1 (±1)	На блокування РЩУ,	
7. Перепад тиску на парогенераторі по 1 -му контуру, МПа	1	0-03 (0-3)	0,12 (1.2)	±0,001 (±0,01)	Показання по виклику на ИВС	Відб. імп. вик. на ГЦТ Ду80
8. Витрати пари від парогенератора кг/с (т/год)	1	0-555	408	±28	На блок. БЩУ, ИВС	Забезпеч. Ген-проектант

9. Витрати неперервного продування, кг/с (т/год)	1	0-16,6 (0-60)	2,08 (7,5) 8,3 (30)	±0,27 (±1,0)	На ИВС	Те саме
10. Витрата періодичного продування, кг/с (т/год)	1 на 4 ПГ	0-16,6 (0-60)	416	±0,27 (±1,0)	На ИВС	
11. Витрата живильної води, кг/с (т/год)	2	0-555 (0-2000)	(1500) 220	±13,8 (±50)	На БДУ, ИВС	
12. Температура живильної води, °С	2	0-300	220	±2	На ИВС	
13. Температура корпусу, °С	4	0-300		±2	На ИВС	
14. Заповнення парогенератора по 1-му	1				На попередж. сигналіз	
15. Активність продувочної води, Бк/л	1		не більше 370			

Примітки

1. Відбори імпульсів виміру виконано за межами парогенератора на головному циркуляційному трубопроводі Ду250.
2. Відбори імпульсів вимірів виконані на відповідних трубопроводах і входять в об'єм розробок Генпроектанта АЕС.
3. Діапазон вимірювання рівня і номінальне значення його для рівнемірів малого діапазону можуть бути змінені.

Запитання для самоперевірки

1. Призначення швидкодіючої редукційної установки.
2. При якому тиску в ПГВ-1000 відкривається робочий імпульсний пристрій?
3. Як контролюється заповнення ПГВ-1000 теплоносієм?
Література для додаткового вивчення [11, с.38-48; 3, с.10-15].

Лекція 7. Конструкція парогенератора ПГВ-4М

Мета лекції - ознайомлення з конструкцією парогенератора ПГВ-4М.

7.1. Призначення і коротка характеристика парогенераторів

На блоках встановлено по шість однотипних паралельно працюючих парогенераторів типу ПГВ-4М (ТУ-179-ТУ-008, креслення № 179-01-001), призначених для генерації сухої насиченої пари шляхом нагріву і інтенсивного випаровування котельної води теплоносієм 1-го контуру.

Парогенератор ПГВ-4М є горизонтальною циліндровою судиною загальною довжиною 11515 мм і внутрішнім діаметром 3210 мм з привареними з обох кінців опуклими еліптичними днищами. У верхній частині парогенератора по утворювальній заварені п'ять патрубків Ду 250 для відведення пари з ПГ (з'єднаних у загальний паровий колектор Ду 400) і два патрубки Ду 700. Патрубки Ду 700 призначені для доступу до колекторів 1-го контуру.

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

Колектори 1-го контуру виконані з аустенітної неіржавіючої сталі марки ХІ8НІ0Т. У верхній частині колекторів є люки для доступу всередину колекторів. Внутрішній діаметр колекторів - 800 мм, а у верхній і нижній частині - 500 мм. У нижній частині до колектора підмикають трубопроводи Ду 500.

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

Контроль якості ущільнення по 1-му контуру здійснюється по імпульсній трубці 18х2,5, заведеної в міжпрокладочний простір через боковину патрубка Ду 700 і кришку колектора 1-го контуру. З боку парогенератора на циліндровій поверхні є патрубок Ду 250 для підведення живильної води.

Колектори 1-го контуру в нижній частині підмикаються до парогенератора через перехідні кільця Ду 500 і Ду 1000.

Через перехідні кільця Ду 500 і Ду 1000 кожного колектора виведені: два дренажі Ду 25 з кільцевого зазора, утвореного колектором Ду 800 і перехідним кільцем Ду 1000, Ду 25 по стороні 1-го контуру для видалення повітря.

У нижню частину корпусу вварені два штуцери Ду 80 для продування ПГ і один штуцер Ду 80 для дренажу (заглушений фланцевою заглушкою).

Колектори Ду 800 з боку 2-го контуру в області розділу фаз (вода-пара) захищені герметичними кожухами, щільність яких контролюється по імпульсних лініях, виведених з ПГ через фланець люка-лазу.

В одному з днищ парогенератора є люк-лаз Ду 500. Фланцеве ущільнення люка-лазу з плоскою кришкою здійснюється паранітовою прокладкою.

Метал корпусу парогенератора - котельна сталь марки 22 К. За внутрішньою будовою ПГ є горизонтальним випарником із зануреною поверхнею теплообміну, що скомпонований з U-подібних трубок діаметром 10x1,4 з аустенітної неіржавіючої сталі марки 08X18H10T. Максимальна довжина трубок 11,5 м.

Для кращої організації циркуляції котельної води і зменшення ймовірності запарювання в трубних пучках організовані вертикальні коридори.

Кінці трубок завальцьовані в колекторах Ду 800 методом вибуху з попереднім обварюванням торців трубок автоматичною аргонодуговою зваркою.

У верхній частині парового простору парогенератора встановлений пристрій сепарації, виконаний з жалюзних пакетів, встановлених в два ряди похило під кутом 15° до горизонту і наступного за ними (по ходу пари) дірчастого листа.

Жалюзі хвилеподібного профілю виготовлені з аустенітної неіржавіючої сталі марки 08X18H10T товщиною 0,8 мм. Крок жалюзі в пакетах 10 мм.

Дірчастий лист (лист з отворами діаметром 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. При цьому регулюється висота підвіски. 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 1-го контуру, примусово циркулюючим у середині U-подібних трубок, і котельною водою 2-го контуру. Теплоносій 1-го контуру надходить у вхідний («гарячий») колектор, з якого розходить по трубах 16x1,4. Проходячи через них, віддає частину тепла котельній воді, що знаходиться в міжтрубному просторі ПГ, після чого надходить у вихідний («холодний») колектор. Живильна вода по трубопроводу Ду 250 подається в парогенератор до горизонтально розташованого колектора, розміщеного в середній частині по висоті частини трубного пакета, звідти через сопла Ду15 надходить на трубний пучок в зону

найбільших теплових навантажень (на «гарячу» сторону). Цим досягається часткове вирівнювання парового навантаження по перерізу парогенератора за рахунок концентрації 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 жалюзному сепараторі, а потім проходить через дірчастий лист і відводиться в паровий колектор через п'ять патрубків Ду 250.

Запитання для самоперевірки

1. Як здійснюється контроль якості ущільнення рознімних з'єднань по 1-му контуру?
2. Призначення і місцеположення дірчастого листа.
3. Як подається живильна вода в ПГВ-4М?
4. Як організується вирівнювання навантаження пари у перетині ПГВ-4М?
Література для додаткового вивчення [1, с. 69-72; 2, с. 62].

Лекція 8. Основні характеристики парогенератора ПГВ-4М

Мета лекції - розглядання основних характеристик ПГВ-4М, його експлуатації при пуску блока.

Основні характеристики і розрахункові дані парогенератора наведені у табл. 8.1.

Основні характеристики ПГВ-4М

Таблиця 8.1

№ пп	Технічні дані	Розмірність	Значення
1	Теплова потужність	Вт	229-10 ⁶
2	Паропроductивність не менше	т/год	452
3	Тиск пари на виході з ПГ	МПа	4,7
4	Температура генеруючої пари в межах	°С	258-260
5	Температура живильної води	°С	158-225
6	Температура теплоносія 1-го контуру в межах		
	на виході	°С	268-270
	на вході	°С	300
7	Витрата теплоносія	м ³ /год	650
8	Тиск теплоносія	МПа	12,5
9	Поверхня теплообміну	м ²	2510
10	Число трубок	шт.	5536

11	Діаметр, товщина трубок	мм	16x1,4
12	Матеріал трубок	-	0X18H10T
13	Вага сухого ПГ	т	145
14	Об'єм води ПГ при робочому рівні усього парогенератора	м ³	43,8 68,3
15	Об'єм невимикаючих частин паропроводу і трубопроводів живильної води ПГ - М № 1,6 ПГ - № № 2,5 ПГ - № № 3,4		11 10 12
16	Норма постійної продувки від паропродуктивності	%	0,4-1,0

8.1. Експлуатація парогенераторів

8.1.1. Загальні положення

Інструкцію з експлуатацій ПГ зобов'язані знати і виконувати:

- начальник зміни блоків (НЗБ);
- начальник зміни РТЦ (НЗ РТЦ);
- ст. інженер управління блоком (СІУБ, СІУБ);
- ст. інженер управління реактором (СІУР, СІУР);
- ст. інженер по ремонту і експлуатації (СІРЕ);
- ст. оператор спецводоочистки блоків (СО СВО);
- ст. оператор реакторного відділення (СОРВ);
- оператор спецводоочистки (О СВО);
- оператор реакторного відділення (ОРВ).

Ця інструкція складена на підставі проектної документації, правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж і інструкції ОКЮ «Гідропрес» з експлуатації парогенераторів ПГВ-4М.

В інструкції відображені: коротка характеристика парогенераторів і допоміжних систем, їхня оперативна експлуатація; організація водяного режиму 2-го контуру блоків, перевірка і настройка запобіжних клапанів ПГ.

Питання експлуатації парогенераторів енергоблоків по стороні 1-го контуру відображені в «Інструкціях з експлуатації 1-х контурів реакторних установок ВВЕР-440».

Описи експлуатації головних паропроводів, трубопроводів живильної води ПГ наведені у відповідних інструкціях ТО РТЦ.

ПГ є невід'ємною частиною циркуляційних петель 1-го контуру. Під час експлуатації ПГ контроль за його роботою і регулювання параметрів виконується дистанційно з блочного щита управління (БЩУ).

8.1.2. Розігрів і введення ПГ у роботу при пуску блока

Початковий стан ПГ

Проведено гідравлічне випробування ПГ по 1-му контуру на міцність тиском 17,5 МПа або на густину тиском 14,01 МПа. Проведено також гідравлічне випробування ПГ по 2-му контуру на міцність тиском 5,6 МПа або на густину тиском 5,25 МПа. Температура металу корпусу ПГ при гідравлічному випробуванні повинна бути не менше 70 °С.

Перевірена прохідність ліній контролю протікань через фланцеві роз'язтя колекторів ПГ по 1-му контуру, перевірена гідравліка МПП (міжпрокладочного простору) колекторів 1-го контуру на 19,0 МПа. Набудовані імпульсні запобіжні клапани ПГ на тиск 5,45 МПа (контрольний клапан) і 5,55 МПа (робочий клапан). Перевірені електричні ланцюги імпульсних запобіжних клапанів ПГ: тиск відкриття клапанів - 5,45 МПа (контрольного) і 5,55 МПа (робочого), тиск закриття робочого клапана - 4,9, а контрольного - 4,7 МПа.

Підготовлена система контролю щільності вигоронок згідно з розд. 8, тиск азоту у вигоронках 0 0,15 МПа. Підготовлені до роботи і перевірені прилади КПП.

ПГ заповнений по 1-му контуру. Для видалення повітря з колекторів відкриті вентилі на повітряних лініях і необхідно тримати їх відкритими до появи стійкості струменя теплоносія протягом 10 хв. ПГ заповнений по 1-му контуру до тиску 110 см по приладу загального рівня. Заповнення водою 2-го контуру можна проводити одночасно із заповненням по 1-му контуру до і після заповнення по 1-му контуру.

Температура води при заповненні ПГ по 1 і 2-му контурам не повинна відрізнятися від температури металу корпусу ПГ більш ніж на 60 °С. Засувки на трубопроводах живильної води і пари закриті. Розігрів і пуск парогенераторів. Підвищення тиску в 1-му контурі, розігрівання 1-го контуру (петлі); порядок включення в роботу ГЦН визначається інструкціями з експлуатації 1-го контуру реакторної установки. В будь-яких випадках швидкість розігрівання одного або групи ПГ не повинна перевищувати, 20 °С/год. Розігрівання ПГ ведеться одночасно з розігріванням 1-го контуру шляхом віддачі тепла від теплоносія 1-го контуру котельної води ПГ.

При підвищенні рівня в ПГ в результаті термічного розширення котельної

води проводити піддренування ПГ по лініях періодичного і постійного продування. Досягти рівня в ПГ $3,0 \text{ кгс/см}^2$, почати підігрів головних паропровідників блока. Досягши тиску в ГГ $15\text{-}20 \text{ кгс/см}^2$, почати пускові операції на турбінах (прогрівання паропроводів від головних парових засувок до регулюючих каналів турбіни і т. ін.).

Одночасно з розігріванням 1-го контуру і ПГ виконати розігрівання деаераторів турбін до температури живильної води 158 °С. При досягненні робочих параметрів в ПГ провести випробування спрацьовування запобіжних клапанів. Виконати прогрівання і введення в роботу системи продувай-ня ГГ. За рахунок підживлення ПГ живильною водою від АЕПН (або ЕПН) підтримувати рівні в ПГ в межах 180±50 мм по приладу регульованого рівня. Після вмикання турбогенератора в мережу і у міру набору навантаження регулятори рівня в ГГ перевести в автоматичний режим роботи.

Примітка. Перед розігріванням ПГ перевірити відсутність тиску в міжпрокладочних порожнинах (МПП) колекторів ПГ, дренажі з МГП закрити.

Проводити контроль тиску в МПП колекторів ПГ із записом в «Журнал контролю щільності рознять 1-го контуру»:

- під час гідравлічного випробування 1-го контуру;
- у процесі розігрівання ПГ.

У разі появи підвищеного тиску в МПП тиск скинути до атмосферного, дренаж з МПП закрити.

Якщо тиск МПП знов підвищується, фланцеве з'єднання переущільнити.

Запитання для самоперевірки

1. Чим пояснити діапазон зміни температури живильної води?
2. Хто зобов'язаний знати і виконувати інструкції з експлуатації?
3. Назвіть рекомендації при заповненні водою ПГВ-4М по 1-му і 2-му контурах.
4. Яка допустима швидкість розігріву ГГВ-4М?
Література для додаткового вивчення [3, с.73-80].

Лекція 9. Експлуатація парогенератора ПГВ-4М

Мета лекції - розглядання пуску ПГВ-4М при роботі блока із заниженим навантаженням, його зупинка і розхолодження, режими нормальної експлуатації.

9.1. Пуск ПГ зі стану «гарячого» резерву

Початкове положення ПГ («гарячого» резерву):

- блок працює із заниженим навантаженням відповідно до числа працюючих петель і схеми живлення ГЦН (Таблиці режимів роботи реакторної установки);
- тиск в ПГ - 4,7 МПа;

- рівень в ПГ - 180 ± 50 мм по приладу регульованого рівня;
- засувки живильної води закриті, засувка на паропроводі відкрита;
- головна затворна засувка (ГЗЗ) на «гарячій» нитці відкрита, на «холодній» - підірвана на відкриття для підтримки петлі ПГ в «гарячому» резерві; температура «гарячої» нитки даної петлі не повинна відрізнятися від температур «холодних» ниток працюючих петель більше ніж на 15 °С.

Послідовність пуску

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

Примітка. Подібний спосіб введення петлі в роботу відображений в інструкціях з експлуатації 1-го контуру № РО-3/3 і № РО-3/4.

9.2. Зупинка і розхолодження ПГ

Виведення ПГ з роботи проводиться при зупинці блока або у зв'язку з несправністю обладнання, що входить до складу відповідної петлі.

Порядок зупинки блока або вимкнення окремої петлі детально відображений в Інструкціях по експлуатації 1-го контуру.

При плановій зупинці ПГ (зниження потужності блока) тиск в ПГ по 2-му контуру і рівень підтримуються номінальними до моменту вимкнення ПГ від головного парового колектора.

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

Розхолодження ПГ до температури 140 °С слід проводити при працюючих ГЦН, при цьому швидкість розхолодження по 1-му контуру не повинна перевищувати 30 °С/год. Пару скидати в систему розхолодження. Подальше розхолодження ПГ проводиться у водо-водяному режимі розхолодження, швидкість розхолодження ПГ не більше 30 °С/год. ПГ розхолоджується до температури $40 \div 60$ °С. Надалі ці ПГ виконують функції теплообмінників, що відводять залишки тепловиділення від активної зони реактора.

При зупинці ПГ і проведенні регламентних робіт, не пов'язаних з системою КГВ (контролю щільності вигородок), система КГВ повинна бути заповнена

азотом, випробувана на щільність і міцність.

Ремонтні роботи на ПГ при роботі блока потужності можуть проводитися тільки за спеціальною програмою, затвердженою головним інженером АЕС, включаючи заходи щодо забезпечення безпеки проведення цих робіт.

9.3. Режим нормальної експлуатації парогенераторів

Залежно від стану парогенераторів або обладнання 1-го контуру в роботі можуть знаходитися шість або менша кількість ПГ блока.

ПГ, що знаходяться в роботі і в «гарячому» резерві, підімкнуті до головного циркуляційного контуру. При цьому в них підтримується робочий тиск 4,7 МПа.

Подача живильної води в ПГ здійснюється живильними насосами. Живильна вода при нормальній технологічній схемі 2-го контуру проходить через ПВТ і надходить в загальний колектор живильної води, звідки розподіляється через регулятори Ду 250 по ПГ.

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

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

На кожному ПГ встановлено по два регулятори рівня: Ду 250 і Ду 50. Регулятор Ду 250 призначений для роботи в нормальних режимах роботи блока.

Регулятор Ду 50 призначений для робіт в режимах знеструмлення блока (при роботі АЕПН), а також в режимах розхолодження і розігрівання 1-го контуру.

Регулятори призначені для підтримки номінального рівня в ПГ (180 ± 50 мм по приладу регулюючого рівня).

При нормальній експлуатації блока регулятори рівня працюють в автоматичному режимі.

Переведення на дистанційне керування регулятором рівня допускається в таких режимах:

— при пуску блока і в перехідних режимах при тепловій потужності реактора до 20 %

— при несправності електронного блока регулятора рівня до усунення несправності, але не більше 3-х годин, при цьому в режимі дистанційного керування коливання рівня в ПГ не повинно виходити за межі 180 ± 70 мм по приладу середнього рівня.

Величина безперервного продування ПГ визначається якістю води 2-го

контур і повинна знаходитися в межах 0,4-1 % від паропродуктивності ПГ.

Перелік контролюючих параметрів при експлуатації ПГ, номінальне значення, допустиме відхилення від номінального значення цих параметрів наведені у табл. 8.1.

Запитання для самоперевірки

1. Скільки циркуляційних петель на АЕС з ВВЕР-440?
2. Коли здійснюється вивід ПГВ-4М з дії?
3. Допустима швидкість розхолодження ПГВ-4М.
4. Чим пояснюється наявність двох регуляторів рівня?

Література для додаткового вивчення [10, с.41-45].

Лекція 10. Постачання серійного парогенератора ПГВ-1000М

Мета лекції —розглядання документального супроводження постачання серійного парогенератора ПГВ-1000М.

10.1. Теплотехнічні дані парогенераторів ПГВ-1000, ПГВ-1000 М

10.1.1. Основні положення

Парогенератор ПГВ-1000 М розроблений з урахуванням досвіду виготовлення, пуску і наладки парогенератора ПГВ-1000 (серія 187) на блоці НВАЕС. АЕС забороняється вносити будь-яку зміну як в конструкцію парогенератора, так і в технологічний режим (витрати, температура, тиск, норми по воді) без узгодження з головним конструктором парогенератора.

При недотриманні цієї умови головний конструктор парогенератора знімає з себе відповідальність за виріб.

Кожне відхилення в період експлуатації від вимог повинно реєструватися на АЕС і повідомлятися розробнику.

Якщо до початку експлуатації парогенератора існують відхилення, зв'язані з непостачанням устаткування, незавершеністю монтажу і т. д. то цей стан має бути відображеним в інструкції з поміткою про те, що при зміні цього, стану відповідні пункти інструкції повинні були відкоригувати.

10.1.2. Перелік документів по ПГ

320.05.00.00.000 СБ	Парогенератор ПГВ-1000 М з опорами. Складальне креслення
320.05.01.00.000 СБ	Парогенератор ПГВ-1000 М. Складальне креслення •
320.05.02.00.000 СБ	Опора
320.05.03.00.000 СБ	Колектор пари. Складальне креслення.
320.05.04.00.000 СБ	Деталі заставні. Складальне креслення
320.05.00.00.000 ДЗ9	Парогенератор ПГВ-1000 М з опорами. Інструкція з консервації.
320.05.00.00.000 Д42	Парогенератор з опорами. Специфікація конструкційних матеріалів
320.05.00.00.000 РР06	Парогенератор ПГВ-1000 з опорами. Розрахунок міцності
320.05.01.00.000 РР02	Парогенератор ПГВ-1000 М. Розрахунок теплогідродинамічний
320.05.01.00.000 РР06	Парогенератор ПГВ-1000 М. Розрахунок міцності. Вибір геометричних розмірів
320.05.01.00.000 РР06.1	Парогенератор ПГВ-1000 М. Розрахунок міцності. Визначення напруг у корпусі
330.05.01.00.000 РР06.2	Парогенератор ПГВ-1000 М. Розрахунок міцності. Аналіз міцності корпусу
320.05.01.00.000 РР06.3	Парогенератор ПГВ-1000 М. Розрахунок міцності. Внутрішньокорпусні пристрої
320.05.01.00.000 РР06.4	Парогенератор ПГВ-1000 М. Розрахунок міцності. Облік сейсмічних напружень
320.05.01.00.000 РР22	Парогенератор ПГВ-1000 М. Розрахунок міцності. Розрахунок водно-хімічного
320.05.01.00.000 РР33	Парогенератор ПГВ-1000 М. Розрахунок міцності. Розрахунок природної циркуляції

10.1.3. Визначення складових частин парогенератора, прийняті в документах

Для парогенератора ПГВ-1000 М прийняті такі визначення:

1. Парогенератор ПГВ-1000 М — парогенератор з водним теплоносієм серії ПГВ-1000 М.
2. Люк колектора 1-го контуру — верхня частина колектора 1-го контуру з отвором Ду 500, плоскою кришкою і деталями ущільнення, призначений для доступу всередину колектора 1-го контуру. Кількість люків - 2.
3. Люк 1 -го контуру — люк з отвором Ду 800 і еліптичною кришкою, призначений для обслуговування колекторів 1-го контуру. Кількість люків - 2.
4. Люк парогенератора — люк з отвором Ду 500 і плоскою кришкою; призначений для доступу в об'єм 2-го контуру парогенератора, розташований на дніщі парогенератора. Кількість люків - 2.
5. «Гарячий» колектор 1-го контуру — колектор, в який надходить теплоносій з реактора при працюючих головних циркуляційних насосах і розподіляється в теплообмінні труби.
6. «Холодний» колектор 1-го контуру — колектор, в який надходить вода з теплообмінних труб.
7. Пристрої сепарації - пристрої з хвилястих пластин і дірчастого листа, призначені для сушки пари.
8. Пристрій вирівнювання парового навантаження — занурені листи з отворами, розташовані у водяному об'ємі парогенератора.
9. Колектор пари, сполучений з парогенератором, призначений для збору пари і з'єднання з головним паропроводом.
10. Колектор живильної води — труба з соплами для роздачі живильної води на «гарячу» сторону теплообмінної поверхні.
11. ВКУ парогенератора — всі пристрої, розташовані усередині парогенератора.

Парогенератор ПГВ-1000 М з опорами призначений для вироблення насиченої пари тиском 6,27 МПа (64 кгс/см²) з вогкістю 0,2 % при температурі живильної води 220 °С у складі енергоблока з водо-водяним

енергетичним реактором і є складовою частиною циркуляційних петель реакторної установки.

Конструкція парогенератора розроблена з урахуванням можливої дії землетрусів силою до 9 балів і вологого тропічного клімату.

Запитання для самоперевірки

1. Де знаходиться відображення недопоставок обладнання, незавершення монтажу і т. д., відомості з початком експлуатації ПГВ-1000М?
2. Для яких екстремальних умов роботи розрахована конструкція
3. ПГВ-1000М?
4. Які розрахунки наводяться в документах по ПГВ-1000М?
Література для додаткового вивчення [6, с.21-30; 11, с. 12-19].

Лекція 11. Теплотехнічні характеристики ПГВ-1000М

Мета лекції – розглядання теплотехнічних характеристик ПГВ-1000М

Тип парогенератора — горизонтальний, однокорпусний, із зануреною поверхнею теплообміну з горизонтально розташованих труб, з вбудованими паросепараційними пристроями, системою роздачі живильної води, паровим колектором, із зануреним дірчастим листом, системою роздачі аварійної живильної води (табл.11.1).

Теплотехнічні характеристики парогенераторів у нормальному режимі

Таблиця 11.1

Найменування показників	Параметр
1	2
1. Теплова потужність, МВт	750 ⁺⁵³
2. Паропродуктивність утворення, кг/с (т/год)	408,38+28,89(1470 ⁺¹⁰³)
3. Тиск пари (абсолютний тиск), що генерується, МПа (кгс/см ²)	6,27+0,19(64±2)
4. Температура пари, що генерується, °С	287,5
5. Температура живильної води, °С	220±5
6. Температура живильної води при вимиканні ПВТ, °С	164±4
7. Температура аварійної живильної води, °С	164±5
8. Температура теплоносія. °С: на вході на виході	320±3,5 289,7±2
9. Тиск теплоносія 1-го контуру на вході в парогенератор (абсолютний), МПа (кгс/см ²)	15,69±0,29(160±3)
10. Витрата теплоносія через парогенератор: при роботі на 4-х петлях, м ³ /с (м ³ /ч) при роботі на частині петель, м ³ /с (м ³ /ч)	5,89 $\frac{+0,28}{-0,33}$ (21200 $\frac{+1000}{-1200}$) 7,22(26000)
11. Опір парогенератора по 1-му контуру при витраті теплоносія 2·10 ⁴ , МПа (кгс/см ²)	0,12(1,25)

12. Опір парогенератора по першому тракту при нормальній паропродуктивності МПа (кгс/см ²) не більше	0,10(1,10)
13. Вогкість пари на виході з парогенератора, %, не більше	0,2
14. Величина безперервного продування по 2-му контуру від номінальної паропродуктивності, % 0,10(1,10)	0,5
15. Розрахунковий, робочий тиск, МПа (кгс/см ²) по 1-му контуру по 2-му контуру	17,64(180) 7,84(80)
16. Розрахункова температура, °С по 1-му контуру по 2-му контуру	350 300
17. Тиск інспекторських гідровипробувань на заводі, МПа (кгс/см ²) а) на міцність: по 1-му контуру по 2-му контуру б) на густину: по 1-му контуру по 2-му контуру	24,5(250) 10,78 17,6-19,6(180-200) 8,62(88)
18. Тиск інспекторських гідровипробувань на ЕС,(кгс/см ²) по 1-му контуру по 2-му контуру	Приймаються рівними тискам гідровипробувань трубопроводів 1-го і 2-го контурів
19. Температура стінки елементів 1-го контуру при інспекторських гідровипробуваннях на заводі і АЕС °С, не менше	70
20. Температура стінки елементів 2-го контуру при інспекторських гідровипробуваннях на заводі і АЕС °С, не менше	70

Вогкість пари забезпечується при максимальній паропроductивності - 437,22 кг/с (1574т/год) і підтримці рівня котельної води в межах ± 50 мм від номінального значення.

Парогенератор задовольняє вимоги «Правил побудови і безпечної експлуатації устаткування атомних електростанцій, дослідних ядерних реакторів і установок» і «Норми розрахунку на міцність елементів реакторів, парогенераторів і трубопроводів атомних електростанцій і дослідних ядерних реакторів і установок».

Запитання для самоперевірки

1. Який пар виробляється в ПГВ-1000 М? Назвіть його параметри.
2. Як забезпечується вказана вологість пари на виході?
3. На що впливає недостатня витрата безперервної продувки?

Література для додаткового вивчення [2, с. 201-208, с. 270-278].

Лекція 12. Технічне засвідчення

Мета лекції - розглядання питання технічного засвідчення гідравлічних випробувань і консервації парогенератора, засвідчення контрольно-вимірювальних приладів.

12.1. Порядок технічного засвідчення

Парогенератор повинен піддаватися технічному огляду до пуску в роботу, періодично в процесі експлуатації в терміни, встановлені Інструкцією, і достроково за потреби. Після проходження режиму з розривом паропроводу внутрішньокорпусних пристроїв парогенератори мають пройти ревізію.

Технічне засвідчення включає огляд (внутрішній і зовнішній) і гідравлічні випробування. При неможливості (за умов радіаційної обстановки) проведення внутрішніх оглядів останні замінюються гідравлічними випробуваннями і оглядом в доступних місцях.

Якщо при технічному огляді виявиться, що парогенератор знаходиться в небезпечному стані або має серйозні дефекти, що викликають сумніви в його міцності, то робота парогенератора має бути заборонена.

12.2. Періодичні гідравлічні випробування

Гідравлічні випробування мають на меті перевірку міцності і щільності парогенератора.

Тиск гідровипробувань на міцність по 1-му контуру 24,5 МПа (250 кгс/см²). Час витримки при тиску 24,5 МПа — не менше 10 хв. Тиск гідровипробувань на щільність по 1-му контуру 19,6 МПа (200 кгс/см²). При тиску 19,5 МПа парогенератор витримується протягом часу, необхідного для огляду.

Температура стінки елементів 1-го контуру парогенератора при гідровипробуванні на міцність і щільність не менше 70 °С.

Тиск гідровипробувань на міцність по 2-му контуру 10,78 МПа (110 кгс/см²). Час витримки при тиску 10,78 МПа не менше 10 хв. Тиск гідровипробувань на щільність по 2-му контуру 8,62 МПа (88,8 кгс/см²).

При тиску 8,62 МПа парогенератор витримується протягом часу, необхідного для огляду.

Температура стінки елементів 2-го контуру парогенератора при гідровипробуванні на міцність і щільність не менше 70 °С.

Гідравлічні випробування проводяться в такі терміни:

1. внутрішній огляд і гідравлічні випробування по 1-му і 2-му контурах до пуску парогенератора в експлуатацію;
2. гідравлічні випробування парогенератора з боку 2-го контуру — періодично, не рідше одного разу в 8 років;
3. гідравлічні випробування парогенератора з боку 1-го контуру періодично, не рідше одного разу в 4 роки.

12.3. Засвідчення контрольно-вимірювальних приладів

Організація, що проводить перевірку приладів, зобов'язана підготувати:

- 1) перелік характеристик, що перевіряються, з вказівкою необхідних для перевірки зразкових і допоміжних приладів;
- 2) вказівки про підготовку приладу до перевірки і методика перевірки всіх його характеристик без демонтажу приладів;
- 3) вказівки про порядок таврування (пломбування) перевірених приладів і про порядок внесення результатів перевірки в паспорт парогенератора.

12.4. Консервація

У процесі експлуатації при стоянках (в періоди перевантажень, ремонтів, оглядів) парогенератори з розгерметизованою і герметичною щільністю по 2-му контуру повинні піддаватися консервації.

Перед зупинкою блока на термін більше 3-х діб парогенератори незалежно від того, чи будуть вони розгерметизуватися по 2-му контуру чи ні, піддаються гідразиновій обробці води при робочих параметрах протягом 24 годин з підтримкою в живильній воді концентрації гідразину не менше 500 мкг/кг.

Гідразинову обробку за активувати і відзначити в паспорті парогенератора.

У разі розгерметизації парогенератора по 2-му контуру після гідразинної обробки необхідно:

1. здренувати парогенератор по 2-му контуру повністю;

2. просушити парогенератор за рахунок тепла нагрітого металу корпусу і внутрішньокорпусних пристроїв;
3. не застосовувати спеціальних консервуючих і інгібіруючих речовин. Термін стоянки парогенераторів з розгерметизованими по 2-му контуру порожнинами не більше місяця.

При необхідності виконання спеціальних ремонтних робіт термін стоянки більше 1 місяця повинен бути продовжений технічним рішенням, злагодженим з постачальником.

Парогенератори, герметичні по 2-му контуру, заповнюються живильною водою, включаючи паровий колектор, з добавкою у воду аміаку. Консервацію за активувати і відзначити в паспорті парогенератора. Термін консервації — до 3-х місяців.

Контроль величини рН і зміст хлоридів (не більше 50 мкг/кг) проводити один раз на добу з реєстрацією показників в оперативних журналах.

При пуску блока після стоянки парогенератора протягом перших 24 год. експлуатації величина його продування повинна бути не менше 1 % (особливо після проведення в об'ємі парогенератора ремонтних робіт).

Запитання для самоперевірки

1. Що включає в себе технічне засвідчення парогенераторів?
2. Яка періодичність гідравлічних випробувань 1-го і 2-го контурів парогенератора?
3. В яких випадках парогенератори піддаються консервації?
Література для додаткового вивчення [6, с. 38-41; 11, с. 35-37].

Лекція 13. Відкладення на поверхнях нагріву парогенератора

Мета лекції -розглядання місця контролю відкладень на поверхнях нагріву парогенератора, методи контролю, методи видалення, дезактивація парогенератора.

13.1. Хімічне відмивання

Для видалення відкладень з трубчастого пучка парогенератора може проводитися хімічне відмивання. Хімічні реагенти для відмивання вибираються залежно від складу відкладень. Грунтуючись на досвіді експлуатації АЕС, для складу відкладень із вмістом $\text{CaO} = 30\%$, $\text{MgO} = 16\%$, $\text{Pb}_2\text{O}_3 = 33\%$, $\text{Cl} = 0,8\%$, $\text{H}_2\text{SiO}_3 = 15\%$ найприйнятнішим є двоетапне відмивання (табл. 13.1).

Таблиця 13.1

У мови відмивання	1 етап	2 етап
рН	1,6-3	10 (доданий аміак)
Концентрації кислот: щавлевої ГОСТ 22180-76	5 г/л	-
лимонної ГОСТ 3652-69	1 г/л	2-3 г/л
Концентрація трилону Б ГОСТ 10652-73	1 г/л	
Час відмивання	2-3 ч	2-3 ч .
Температура розчину	90 °С	90 °С

Після кожного етапу відмивання проводиться дренавання промивальних розчинів з подальшим видаленням шламових відкладень деаерованою знесоленою водою по лініях безперервного і періодичного продувань. Кількість води для видалення відкладень -120м³.

Для інтенсивного перемішування мийного розчину в 2-й контур парогенератора по лініях безперервної і періодичної продувань подається стисле повітря з тиском 0,48 МПа (5 кгс/см²) або насичена пара з температураю 100-120 °С.

Відмивання парогенератора вважається закінченим, якщо питома забрудненість поверхні після відмивання складає 25 г/м^3 . Забрудненість визначається відповідно до вказівок табл.13.1.

Примітка. Залежно від хімічного складу відкладень концентрація реагентів може коректуватися в хімічній лабораторії АЕС за узгодженням з головним конструктором ЯППУ.

Хімічне відмивання повинно проводитися при досягненні питомої забрудненості труб, визначеної відповідно до вказівок табл. 13.1.

13.2. Дезактивація парогенератора

Дезактивація проводиться відповідно до «Норм технологічного проектування атомних електричних станцій ВНТП 80» Міненерго СРСР. – М. 1981.

Дезактивація зовнішніх поверхонь парогенератора здійснюється розбризкуванням дезактивуючих розчинів по всій поверхні. Дезактивація 1 - го контуру парогенератора здійснюється прокачуванням і багаторазовою примусовою циркуляцією дезактивуючих розчинів.

Дезактивація може проводитися іншими методами і розчинами. Це повинно бути злагоджено з головним конструктором ЯППУ.

Для дезактивації застосовується «Установка для атомної дезактивації парогенераторів АЕС з реактором В-1000»: Атоменерго-експорт СРСР, 1982.

Запитання для самоперевірки

1. Назвіть склад відкладень на поверхні нагріву.
2. Як здійснюється хімічне відмивання з метою видалення відкладень?
3. Назвіть місця контролю відкладень.
4. Як проводиться дезактивація 1-го контуру?

Література для додаткового вивчення [11, с. 45-50].

Лекція 14. Корозійний стан конструкційних поверхонь парогенератора

Мета лекції - ознайомлення з контролем за корозійним станом конструкційних поверхонь парогенератора, контролем за станом металу парогенератора, заходами для безпечної його роботи.

14.1. Контроль корозійного стану

Періодичний контроль проводиться на кожному блоці АЕС. Для парогенераторів, що знов вводяться до експлуатації, протягом перших 3-х років експлуатації контроль корозійного стану проводиться щорічно. Надалі встановлюється періодичність контролю один раз в 4 роки.

При порушенні умов експлуатації або за наслідками контролю об'єм і періодичність контролю можуть бути змінені окремими технічними рішеннями.

Засоби контролю

Контроль забезпечується засобами, що є на АЕС.

Проведення контролю

Контроль проводиться силами підрозділів АЕС. Вимоги щодо об'єму, методів і контрольованих чинників висловлені у табл.14.1.

Усунення знайдених дефектів

Дефекти, що виникли в процесі експлуатації і знайдені в результаті контролю, повинні бути видалені за технологією, злагодженою з головним конструктором.

Документація

Результати контролю корозійного огляду повинні бути зафіксовані в акті обстеження, затверджуваному головним конструктором АЕС.

Дефекти, знайдені при контролі, фотографуються. Фотографія додається до акта обстеження.

14.2. Контроль металу

Мета контролю

Контроль проводиться з метою попередження відмов парогенераторів шляхом виявлення несправностей (тріщин, пір, корозійних пошкоджень, і т. д.) і їхнього усунення.

Періодичність і об'єм контролю

Контроль основного металу і зварних з'єднань повинен поєднуватися з перевантаженням палива при щорічних планово-попереджувальних ремонтах (ППР) і одночасно з проведенням періодичного обстеження. Об'єм контролю — відповідно до табл. 14.1,14.2.

Контроль парогенератора під час короткочасних зупинок на ППР проводиться за окремими технічними рішеннями.

При порушенні умов експлуатації об'єм контролю може бути збільшений окремими технічними рішеннями.

Засоби контролю

Контроль забезпечується засобами, що є на АЕС. Бракуючі засоби забезпечують АЕС або спеціалізовані організації.

Здійснення контролю

Контроль здійснюється за робочою інструкцією, складеною персоналом АЕС на підставі справжньої інструкції на кожний планово-попереджувальний і капітальний ремонт.

Оцінка результатів контролю

При виявленні дефектів (несправностей) на устаткуванні проводиться їхнє вимірювання. Допустимість їх оцінюється за проектною документацією (кресленням, програмою контролю якості).

Виявлення причин виникнення несправностей

Визначення причини виникнення несправностей виконується персоналом АЕС шляхом аналізу результатів контролю, а також початкового стану і режиму експлуатації виробу.

Документація

Результати контролю за відсутності несправностей повинні бути зафіксовані в акті.

Вимоги щодо об'єму, методів і контрольованих чинників

Таблиця 14.1

Місце контролю	Об'єм і методи контролю	Контрольовані чинники	Примітка
1. Внутрішня поверхня корпусу (сталь 10ГН2МФА)	Внутрішній огляд поверхні корпусу в паровому, водяному об'ємах парогенератора і в зоні ватерлінії (загальний огляд). Замір ватерлінії біля стояків 12,32, 7, 35,4,38,1 Зняття відкладень в трьох місцях між стояками 11-12,33-34 з трьох ділянок в кожному місці (по одній ділянці в паровому, водяному об'ємах і в зоні ватерлінії)	Колір поверхні. Наявність відкладень. Наявність захисної (окисної) плівки. Наявність вад, пітінгів, їхній розмір, глибина, кількість. Місце розташування ватерлінії щодо трубного пучка. Визначення питомої забрудненості в паровому просторі; в зоні ватерлінії, у водяному об'ємі. Визначення хімічного складу відкладень з контролем Сі, Ес, Са+Мг, СІ. проводиться за методикою АЕС	Розмір ділянки, що виділяється при вимірі забрудненості, не менше 100 см ²
2. Теплообмінна поверхня (трубний пучок - сталь 08Х18Н10Т) з боку 2-го контуру	Візуальний огляд трубчатки, зняття відкладень на ділянках в районі гарячого і холодного колекторів, в районі гібових	Характер розподілу відкладень: розмірність, зчеплення з металом труб, питома забрудненість г/м ² . Наявність	Визначення кількості відкладень (питомої забрудненості) проводиться методом механічного ви-

	<p>ділянок. Особлива увага контролю місць під дистанціонуючими ґратами. Гранична забрудненість відкладеннями труб теплообмінної поверхні - 150г/м²</p>	<p>відкладень на нижній трубі утворювальної і в дистанціонуючих елементах Хімічний склад відкладень з визначеннями Fe, Cu, Ca+Mg СІ проводиться за методом проколівання.</p>	<p>далення з фіксованої ділянки площею 100 і подальшого зважування їх. Відкладення з труб знімаються по всьому периметру труб. У разі наявності відкладень 150 на 3-х контрольованих ділянках проводиться хіміч. аналіз ПП</p>
	<p>Контроль стану труб під знятими відкладеннями за допомогою лупи 4-7-кратного збільшення.</p>	<p>Колір. Наявність плівки, Видимі дефекти, їхній розмір, глибина, кількість. Стан поверхні.</p>	<p>Зразок трубки вирізується з найзабрудненішої ділянки</p>
	<p>Контроль зразка труб, узятого по місцю торкання з дистанціонуючими елементами. Вирізувати зразок не менше 500 мм 1 раз у 4 роки.</p>	<p>Мікро - і макро-структура металу. Товщина відкладень і характер зчеплення з металом, характер і глибина корозійних пошкоджень. Товщина стінки труби, товщина шару відкладень Характер розподілу відкладень (рівномірність, міцність зчеплення) Питома забрудненість, г/м²</p>	

		Колір поверхні Хімісклад відкладень: Сі, Fe, Ca+Mg, Cl, наявність і місця розташування ватерлінії	
3. Поверхня колекторів («гарячого», «холодного»)	Візуальний огляд, зняття відкладень з поверхні колекторів в паро- вому, водяному об'ємі і в зоні ватерлінії Проведення кольорової дефектоскопії колекторів. Контрольовані ділянки - смуги шириною 200 мм від дірчастого листа до пристроїв сепарацій Візуальний огляд біля місць закла- дення труб з боку 2-го контуру	Наявність тріщин, пор, дефектів металургійного ха- рактеру Наявність вад Характер розподілу відкладень, питома забрудненість, колір поверхні і відкладень, хімісклад відкладень за Cl, Fe, Ca+Mg, лужність, кислотність, борна кислота, відсоток вмісту домішок у відкладеннях і в перерахунку на 1 см ²	При виявленні дефектів прово- диться контроль всієї зовнішньої поверхні обох колекторів від дірчастого листа до жалюзійного сепаратора і ухвалюється рішення про ви- далення знайде- них пошкоджень колекторів
4. Торці фланце- вих колекторів 1-го контуру, включаючи по- верхню ущіль- нювача і різьбові гнізда у фланцях	Візуальний огляд, зняття відкладень або узяття мазків не менше ніж в 3-х місцях на торці, в 3- х місцях на по- верхнях ущільнювачів, в 3-х різьбових гнізда		За наявності лужності провес- ти контроль на наявність Na і K

<p>5. Кришка люка колектора 1-го контуру</p>	<p>Візуальний огляд, зняття відкладень або узяття мазків не менше ніж в 3-х місцях на ущільнювальній поверхні, в 3-х отворах під шпильки</p>	<p>Характер розподілу відкладень, питома забрудненість, $\text{кг}/\text{см}^2$, колір поверхні і відкладень, хімсклад за Cl, Fe, лужність, кислотність, борна кислота, відсоток вмісту домішок у відкладеннях і в перерахунку на 1см^2</p>	<p>За наявності лужності провести контроль на наявність Na і K</p>
<p>6. Внутрішня поверхня кришки люка Ду800</p>	<p>Візуальний огляд, зняття відкладень або узяття мазків не менше ніж в 3-х місцях на торці, в 3-х місцях на ущільнювальній поверхні, в 3-х отворах під шпильки</p>	<p>Характер розподілу відкладень, питома забрудненість, колір поверхні і відкладень, хімсклад за Cl, Fe, лужність, кислотність, борна кислота, відсоток вмісту домішок у відкладеннях і в перерахунку на 1см^2</p>	

Таблиця 14.2

Об'єм контролю основного металу

Вид контролю	Метод контролю	Об'єм контролю
Шпильки люків Ущільнювальні поверхні фланцевих з'єднань і різьбові отвори	Ультразвукова і кольорова дефектоскопія. Оцінка якості згідно з операціями 326 і 341 Кольорова дефектоскопія	50 % від кожного фланцевого з'єднання В підозрілих місцях, виявлених візуальним оглядом
Головний метал теплообмінних труб Корпус парогенератора в зоні рівня Колектор 1-го контуру в зоні рівня	Зовнішній огляд Зовнішній огляд і метод кольорової дефектоскопії	Вибірково 20 % Полоса шириною 200 мм від зануреного дірчастого листа до жалюзи на кожному колекторі. Полосу шліфувати

Результати контролю при виявленні несправностей мають бути висловлені в акті обстеження дефектного вузла і затверджені головним інженером АЕС.

Технічні рішення по ремонту повинні бути затверджені головним інженером АЕС і головним конструктором. Після проведення ремонту і післяремонтного контролю складається акт, в якому указуються, крім об'єму виконаних робіт, результати після ремонтного контролю про допуск відремонтованої деталі в експлуатацію, режим її подальшої експлуатації.

Відомості з проведеного контролю і ремонтів заносяться у формуляр обстеження з додатком одного екземпляра всіх протоколів, актів і технічних рішень.

Персоналом АЕС випускаються звіти за наслідками контролю, проведеного в періоди щорічних перевантажень. Звіт повинен містити також результати контролю і ремонтів, проведених при короткочасних ППР під час роботи між перевантаженнями. Звіт повинен містити копії ухвалених технічних рішень щодо контролю і ремонту.

Звіти повинні розсилатися постачальнику і головному конструктору.

14.3. Заходи безпеки

Для безпечної роботи парогенератора необхідно:

- забороняти роботу парогенератора на небезпечних параметрах, дію блокувань зберігати доти, поки існує першопричина спрацьовування блокувань;
- роботи на парогенераторі виконувати по спеціальному допуску, виданому в установленому порядку на АЕС; реєструвати виданий спецодяг, інструмент після роботи;
- огляд парогенератора після витримки пробного тиску здійснювати при тиску, пониженому до величини, що дорівнює 4/5 пробного тиску. Тиск підтримувати постійним протягом часу, необхідного для огляду, при цьому температура парогенератора має бути не нижче за мінімальну температуру для гідровипробувань.

Запитання для самоперевірки

1. Яка періодичність контролю за корозійним станом поверхонь нагріву парогенераторів?
2. Мета і методи контролю стану металу.
3. Як здійснюється огляд парогенератора після витримки пробного тиску?

Література для додаткового вивчення [11, с. 54-59].

Лекція 15. Технічне обслуговування парогенераторів

Мета лекції - розглядання питань з технічного обслуговування парогенераторів: заходи щодо безпеки, види і періодичність технічного обслуговування.

15.1. Загальні вказівки. Заходи безпеки

Зміст і обслуговування парогенераторів повинні здійснюватися відповідно до правил, діючих на АЕС.

Парогенератор має бути виведений з роботи і розхолоджений у випадках:

- 1) при підвищенні тиску понад робочого більше ніж на 10 % і подальшому збільшенні його;
- 2) при несправності манометра, що вимірює тиск в паропроводі, і неможливості визначити тиск за іншими приладами;
- 3) при збільшенні тиску, температури або активності в боксі парогенератора (одночасно з розхолодженням реактора).

Ремонтні роботи на парогенераторі, що знаходиться під тиском, не допускаються.

При проведенні ремонтних робіт, пов'язаних з ущільненням парогенератора, повинно бути вжито заходів, що виключають забруднення внутрішніх порожнин або попадання туди сторонніх предметів.

До таких заходів належать: організація допуску до робіт, контроль одягу, інструментів, матеріалів і особистих речей персоналу, вентиляція приміщень, ущільнення люків тимчасовими заглушками, охорона приміщень.

При огляді внутрішніх порожнин парогенератора провентилувати внутрішні порожнини повітрям.

Проводити огляд і знаходитися одній людині усередині парогенератора забороняється.

При огляді внутрішніх порожнин парогенератора біля відкритого люка повинна знаходитися людина, контролююча самопочуття осіб, які проводять огляд усередині парогенератора, яка вміє застосувати екстрені заходи для порятунку людей від задухи.

Радіаційна обстановка усередині парогенератора повинна відповідати діючим на АЕС нормам і «Нормам радіаційної безпеки» для персоналу категорії А.

15.2. Види і періодичність технічного обслуговування

Періодичне обстеження парогенератора виконувати в такі терміни:

візуальний огляд

— кожного разу під час зупинок реактора і доступу в бокс парогенераторів

контроль корозійного стану
перевірка рівнемірів

— в період кожного перевантаження на всіх парогенераторах, а також у випадках, коли свідчення рівнемірів викликають сумніви

контроль затягання
ущільнень фланцевих
з'єднань; контроль
кріплення 2-го контуру
проникаючою рідиною і
ультразвуком; контроль
кріплення 1-го контуру
проникаючою рідиною і
ультразвуком;
контроль зварних з'єднань
і проникаючою рідиною
контроль основного металу
ультразвуком або
проникаючою рідиною

— подальші обстеження
через кожні 4 роки

Примітка. Періодичному обстеженню повинні піддаватися послідовно за часом всі парогенератори блока. Періодичне обстеження передбачає:

- 1) контроль неруйнуючими методами за станом металу парогенератора в процесі експлуатації;
- 2) контроль за появою радіоактивних протікань.

У процесі експлуатації парогенераторів необхідність огляду внутрішніх поверхонь колекторів виникає тільки при виникненні дефекту (течі) в місці закладення труб в колекторі або безпосередньо в металі труби (за межами стінки колекторів).

Які неруйнуючі методи контролю при обстеженні парогенератора застосовувати:

- 1) візуальний огляд;
- 2) кольоровий, люмінесцентний або магнітопорошковий методи дефектоскопії;
- 3) ультрафіолетову дефектоскопію.

У процесі експлуатації парогенератор піддавати таким видам технічного обслуговування:

- 1) візуальному огляду парогенераторів і опор без ущільнення люків по 1- му і 2-му контурах;
- 2) візуальному огляду парогенераторів і опор з ущільненням люків по 2- му контуру;
- 3) візуальному огляду парогенераторів і опор з ущільненням люків по 1- му і 2-му контурах;
- 4) ультразвуковому контролю шпильок фланцевих з'єднань;
- 5) контролю поверхневою дефектоскопією ущільнених поверхонь і у разі потреби зварних швів;
- 6) контролю цілісності теплообмінних труб, зварних з'єднань теплообмінних труб з колекторами (тільки у разі виявлення протікань по 1 - му контуру).

15.3. Візуальний огляд парогенератора і опор без ущільнень люків по 1-му і 2-му контурах

При періодичних і дострокових оглядах за наслідками зовнішнього огляду встановити справність парогенератора і можливість його подальшої експлуатації.

Запитання для самоперевірки

1. В яких випадках парогенератор виводиться з дії і розхолджується?
2. Які заходи використовуються при огляді внутрішніх полостей ПГ?
3. Які неруйнуючі заходи контролю застосовуються при огляді парогенератора?

Література для додаткового вивчення [7, с. 11-15; 11, с. 22-25].

Лекція 16. Візуальний огляд парогенератора

Мета лекції - розглядання методики проведення візуальних оглядів парогенератора без розуцільнення люків по 2-му контуру, з розуцільненням люків по 1-му контуру.

16.1. Візуальний огляд парогенератора і опор без ущільнення люків по 2-му контуру

Початковий стан парогенератора:

- 1) парогенератор розхолодити до температури 40-50 °С, воду дренувати по 1 -му контуру, а по 2-му контуру понизити рівень води до 2400 мм;
- 2) забезпечити додаткове постачання;
- 3) підготувати для використання при розбиранні парогенератора мостовий кран або встановити таль для підйому кришок люків колекторів;
- 4) для вентиляції парогенератора підвести стисле повітря (тиск 6 кгс/см²), що задовольняє вимоги ГОСТ 11882-73;
- 5) на парогенераторі встановити тимчасові переносні світильники на напругу не вище 12 В, кількість світильників 3-4 шт. з довжиною шнура 20-25 м.

Запобіжні засоби: перед оглядом внутрішні порожнини парогенератора провітрити стислим повітрям, що подається по тимчасовому шлангу через люк парогенератора; допуск у внутрішні порожнини парогенератора дозволяється тільки представникам служби техніки безпеки станції, які повинні перевірити вміст аміаку в повітрі, парогенераторі і визначити радіаційну обстановку.

Технологічна послідовність проведення візуального огляду: в процесі ущільнення візуальною перевіркою встановлювати загальний стан деталей фланцевих з'єднань; на шпильках і гайках оглянути різьблення, шліци, зовнішню поверхню. Виявити такі дефекти, як забоїни на різьбах, тріщини на основному металі, а також заміряти величини витяжки шпильок після скидання тиску.

У разі появи течі при експлуатації у фланцевих з'єднаннях на прокладках та поверхнях ущільнювачів фланців ретельним аналізом встановити характер дефекту (тріщина, забоїна, неякісний зварний стик).

Провести контроль профілю канавок ущільнювачів кулькою.

Сферичні поверхні шайб оглянути для виявлення дефектів (задирок),

які могли з'явитися при затяганні фланцевих з'єднань.

Вибірково на 3-4-х шпильках фланцевого з'єднання методом проникаючої рідини перевірити різьблення і гладку циліндрову частину.

Оглянути стан поверхні дірчастого листа з метою виявлення пошкоджень на металі, демонтувати дірчастий лист в районі гарячого колектора, площа дірчастого листа, що демонтується, визначається площею, необхідною для огляду поверхні трубок. Оглянути стан поверхні трубок, дистанційних пристроїв, жалюзійного сепаратора і внутрішньої поверхні корпусу поступово переміщаючись від лазу до центру парогенератора.

Перевірити візуально наявність відкладень на трубках на нижній утворювальній і в зазорі між трубкою і дистанціонуючою змійкою. Визначити ступінь «проникнення» відкладень до трубок (за способом видалення рукою, скребком, посиливши для видалення), підозрілі місця оглянути через лупу з метою виявлення корозійних вад і інших дефектів.

Зняти проби відкладень для хімічного аналізу. Оглянути дистанціонуючі елементи по глибині пучка з метою виявлення планок і стиками опор, які вийшли із зачеплення.

Жалюзійний сепаратор оглянути на можливі зміни зазору між сепаруючими пластинами і можливого їх відриву від бічних стінок жалюзійного пакета.

Визначити корозійне полягання внутрішньої поверхні корпусу: місця відкладень і їхню протяжність; питому забрудненість і колір; зняти проби для хімічного аналізу; оглянути через лупу метал корпусу під знятою пробою з метою виявлення корозійних пошкоджень.

Оглянути через лупу зварні шви колекторів теплоносія в зоні розділу фаз, підозрілі місця піддати контролю проникаючою рідиною.

Оглянути через лупу метал вузла патрубка введення аварійної живильної води. Підозрілі місця піддати контролю проникаючою рідиною. У разі виявлення неприпустимих дефектів прийняти рішення про ремонт або заміну патрубка аварійної живильної води. Приймається спільно із замовником, заводом-виробником і головним конструктором.

Закінчити огляд, переконатися, що сторонні предмети, необхідні для огляду, не залишені в другому контурі, і покинути парогенератор.

Після закінчення огляду скласти акт з додатком результатів всіх лабораторних аналізів.

Огляд опор парогенератора може виконуватися паралельно з внутрішнім оглядом парогенератора.

Контроль корозійного стану теплообмінних поверхонь проводиться на вирізаних трубах.

Перевіряються наявність і величина зазорів між поперечиною і гайками на верхніх частинах тяги (зазор в холодному стані устаткування повинен дорівнювати 1 мм); стан поверхонь сполучення поперечини і ложементів спор; можливе виникнення дефектів на різьбових частинах тяги і анкерів; відсутність люфту муфт на заставних анкерах і тяги в муфтах;

Результати огляду порівнюються з початковим поляганням. За технічним рішенням, затвердженим головним інженером АЕС, виправляються знайдені дефекти.

16.2. Візуальний огляд парогенератора і опор з ущільненням люків по 1-му і 2-му контурах

Початковий стан парогенератора:

- 1) парогенератор розхолодити до температури 40-50 °С, воду дренувати по 1-му контуру, а по 2-му — понизити рівень води до 2400 мм;
- 2) забезпечити додаткове постачання;
- 3) підготувати для використання при розбиранні парогенератора мостовий кран або встановити таль для підйому кришок люків колекторів;
- 4) для вентиляції парогенератора підвести стисле повітря (тиск 6 кгс/см²), що задовольняє вимоги ГОСТ 11882-73;
- 5) на парогенераторі встановити тимчасові переносні світильники на напругу не вище 12 В, кількість світильників 3-4 шт. з довжиною шнура 20-25 м.

Технологічна послідовність проведення візуального огляду У процесі ущільнення візуальною перевіркою встановити загальний стан деталей фланцевих з'єднань.

На шпильках і гайках оглянути різьблення, шліци, зовнішню поверхню. Виявити такі дефекти, як забоїни на різьбах, тріщини на основному металі, а

також заміряти величини витяжки шпильок після скидання тиску.

У разі появи течі при експлуатації у фланцевому з'єднанні на прокладках і на поверхнях ущільнювачів фланців і кришок ретельно встановити характер дефекту. Для огляду зварних з'єднань теплообмінних труб потрібні сходи завдовжки 4 м.

Оглянути за допомогою лупи 24 - 25-кратного збільшення зварні шви теплообмінних труб з колекторами.

16.3. Ультразвуковий контроль шпильок фланцевих з'єднань

Початковий стан шпильок:

- 1) очистити шпильки від мастила, промити;
- 2) вивернути контрольний стрижень.

Контроль провести по операції програми контролю якості.

Перед контролем ультразвуком шпильки обстукати молотком, для контролю відібрати шпильки з глухим звуком.

Якість шпильок оцінювати за нормами, вказаними в ГОСТ 23304- 78 для кріплення.

16.4. Контроль поверхонь дефектоскопією поверхонь ущільнювачів

Контроль поверхонь дефектоскопією поверхонь ущільнювачів проводить відповідно до операції програми контролю якості.

Запитання для самоперевірки

- 1) При яких умовах стану парогенератора можна приступити до візуального огляду?
- 2) Технологічна послідовність проведення візуального огляду.
- 3) Як здійснюється контроль шпильок фланцевих з'єднань? Література для додаткового вивчення [8, с. 15-18; 11, с. 33-40].

Лекція 17. Режим експлуатації парогенератора

Мета лекції - розглядання вимог до води 1-го і 2-го контурів, режимів експлуатації парогенератора при нормальних умовах і при їхньому порушенні.

17.1. Деякі питання водопідготовки і режиму експлуатації

Параметри живильної води і теплоносія у режимах з нормальними умовами експлуатації (з відхиленнями, що допускаються) наведені в табл. 17.1,17.2.

Таблиця 17.1

Найменування показників	Величина
1. Температура живильної води	220±5
2. Температура теплоносія при номінальних параметрах, °С	
на вході	320
на виході	289,7
3. Витрата теплоносія через парогенератор	
при роботі на 4-х петлях, м ³ /с.	$5,89 \frac{+0,28}{-0,33} (21200 \frac{+1000}{-1200})$
при роботі частини петель, м ³ /с (м ³ /ч), не більше	7,22(26000)

Таблиця 17.2

Норми якості води 1-го контуру

Найменування	Величина	
	при роботі на потужності	в період перевантаження
1. Значення рН, од., у межах	5,7-10,2	Більше 4,3
2. Сумарний вміст хлоридів і фторидів, мг/кг, не більше	0,10	0,15

3. Концентрація кисню мг/кг, не більше	0,010	Не нормується
4. Концентрація кисню (0 °С, 760 мм рт. ст.), мг/кг, у межах	30-60	-
5. Сумарна концентрація іонів калію, літію і натрію залежно від концентрації борної кислоти, мг-екв/кг, у межах	0,05-0,35	Не нормується
6. Концентрація аміаку, мг/кг, не більше	5,0	Не нормується
7. Концентрація продуктів корозії у перерахунку на залізо, мг/кг: а) при вста- новленому режимі; б) при перехідних режимах	0,20 1,0	
8. Концентрація борної кислоти, г/кг, у межах	0-13,5	16
9. Сумарна питома активність по сухому за- лишку, заміряна після 2 год після відбору проби Бк/л, не більше	3,7-10 ⁸	-
10. Концентрація міді, мг/кг, не більше	0,02	-

Водно-хімічний режим (ВХР) парогенератора повинен відповідати «Нормам водно-хімічного режиму другого контуру парогенераторів ПГВ-440 і ПГВ-1000»: Атоменерго-експорт, СРСР, 1981, за наявності 100 % конденсатоочистки.

17.2. Маса парогенератора, габаритний і приєднувальні розміри, режими експлуатації

Маса парогенератора складає

- 1) власне парогенератор, опорні конструкції, колектор пари, зрівняльні судини в сухому вигляді - 416000 кг;
- 2) повністю заповнений водою по 1-му і 2-му контурах - 566 000 кг, вода - 150 000 кг;
- 3) власне парогенератор у сухому вигляді - 322 000 кг.

Режими нормальних умов експлуатації і швидкості зміни навантаження наведені в табл. 17.3,17.4; при порушенні умов експлуатації — в табл. 17.5; в аварійних ситуаціях — в табл. 17.6; розрахункові режими — в табл. 17.7.

Аналіз зміни параметрів в режимах роботи реакторної установки поєднавши ідентичні або близькі по дії на вузли і парогенератор в цілому проектні режими з відповідним збільшенням кількості дій цих з'єднаних режимів в розрахункові.

При розгляді дії на окремі вузли парогенератора проводилося додаткове часткове об'єднання проектних режимів.

Решта режимів в розрахунках міцності не розглядалася, оскільки зміна параметрів 1-го і 2-го контури в в цих режимах не приводить до істотної зміни напруженого стану.

Парогенератор зберігає працездатність в режимі «малої» течі і при порушенні тепловідводу з герметичної оболонки.

У режимі «великої» течі парогенератор аварійно зупиняється, після чого повинен бути підданий ревізії на предмет виявлення і усунення виникаючого дефекту.

В аварійних режимах допускається зрошування парогенератора розчином борної кислоти з концентрацією 16 г/кг, що містить гідразингідрату 100-200 мг/кг та їдкого калію 3 г/кг. Температура розчину для режиму «малої» течі 20-90 °С, для режиму «великої» течі 20- 150 °С.

Найменування	Кількість циклів за термін служби
1. Заповнення устаткування робочим середовищем Ущільнення устаткування (парогенератора)	60
2. Роздільне випробування по 1-му і 2-му контурах на щільність на міцність	100 30
3. Планове розігрівання з холодного стану зі швидкістю до 20 °С в год	130
4. Пуск турбіни на робочих і ковзаючих параметрах пари, а також набір і зниження навантаження зі швидкістю, вказаною в табл. 17.4	Сумарну кількість наборів навантаження за пп.4, 5,6
5. Щодобове зниження навантаження до рівня власних потреб або до «гарячого» перебування на 5-8 год і подальший набір з швидкістю, вказаною в табл. 17.4	Табл.17.5 - не більше 5600 зниження навантаження - 5000
6. Зниження навантаження до рівня власних потреб або до «гарячого» стану в неробочі дні на 24-55 год і подальший набір зі швидкістю, вказаною в табл. 17.4	
7. Регульовальний діапазон навантаження в межах 30-100 % номін. потужності без обмеження часу роботи на будь-якому рівні потужності в межах діапазону і зміна навантаження після тривалої роботи в межах регульовального діапазону зі швидкістю, вказаною в табл. 17.4	Кількість циклів повної зміни (набору і зниження) навантаження в межах регульовального діапазону - не більше 10 ⁴

8. Скидання електричного навантаження енергоблоком із швидкістю 150-200 % Н ном/ с до будь-якого значення початкового навантаження	Не більше 150
9. Можливість відновлення електричного навантаження енергоблоком із швидкістю 25-50 % Н ном/с до початкової величини після її скидання до п.8 табл. 17.3, якщо тривалість роботи на пониженому рівні потужності не перевищує 10 с У разі перевищення тривалості роботи на пониженому рівні потужності 10 с енергоблок залишається в роботі на цьому рівні, якщо він знаходиться у межах регульовального і може бути зупинений при скиданні навантаження нижче регульовального діапазону	Не більше 150
10. Східчасте нарахування навантаження в межах регулювання діапазону на 20 % від поточного значення потужності	Не більше 150
11. Зміна електричної потужності на ± 5 Н ном. швидкістю 2 % Н ном/с в інтервалі 50-100 % Н ном/с з мінімальним навантаженням між циклами не менше 60 с	Не обмежено
12. Стаціонарний режим (коливання потужності в межах ± 5 % Н ном, обумовлено роботою системи регулювання)	Не обмежено
13. Робота на потужності власних потреб (до 10 % Н ном. теплової) або природної циркуляції теплоносія	30

14. Помилкове спрацьовування аварійного захисту реактора	150
15. Планове вимикання ГЦН	200 на кожний ГЦН
16. Вмикання ГЦН раніше не працюючої петлі	230 на кожний ГЦН
17. Вимикання ПВТ і подальше їхнє вмикання	300
18. Закриття стопорних клапанів однієї турбіни з двох працюючих	200
19. Випробування запобіжних клапанів компенсатора об'єму	За регламентом
20. Випробування запобіжних клапанів парогенераторів	За регламентом
21. Випробування пасивного вузла системи аварійного охолодження зони	50
22. Планове розхолодження до холодного стану: нормальне зі швидкістю 30 °С в год	70
прискорене зі швидкістю 60 °С в год	30
23. Спорожнення і ущільнення устаткування (парогенератора)	60

Таблиця 17.4

Швидкість зміни навантаження

Діапазон зміни навантаження, % Н ном.	до 10	від 10 до 70	від 70 до 100
Швидкість зміни навантаження, % у хв	до 60*	3-4**	1-1.5**

* — від поточного значення потужності

** — від номінального значення потужності

Режими при порушенні нормальних умов експлуатації

Таблиця 17.5

Найменування	Кількість циклів за термін
1. Знеструмлення ГЦН	30
2. Закриття стопорних клапанів:	
а) останньої працюючої турбіни енергоблока з двома турбінами	100
б) турбіни моноблока	150

Закінчення табл. 17.5

3. Повне знеструмлення АЕС з подачі аварійної живильної води з температурою 5-164 °С	10
4. Некероване вилучення групи органів регулювання з активної зони	30
5. Зниження концентрації борної кислоти в теплоносії унаслідок порушень в системі борного регулювання	30
6. Припинення подачі живильної води в парогенератори	30
7. Розрив теплообмінної трубки парогенератора	30
8. Раптовий перехід на підживлення 1-го контуру водою з температурою 60-70 °С	30
9. Помилкове уприскування в компенсатор об'єму від штатного вузла підживлення з температурою води 60-70 °С	30
10. Короткочасна робота без зниження початкової потужності при таких аварійних відхиленнях частоти в мережі: понад 51 Гц 50.5-51 Гц 49-48 Гц 48 -47 Гц 47-46 Гц нижче за 46,0 Гц	Робота не потрібна до 10 с, і всього в рік не більше 60 с, або 10 разів до 5 хв, і всього у рік не більше 25 хв, або 20 разів до 1 хв, і всього у рік не більше 6 хв, або 15 разів до 10 с і не частіше одного разу в 3 роки Робота не потрібна
Режими в аварійних ситуаціях	
Таблиця 17.6	
Найменування	Кількість циклів за термін служби
«Мала» течія (розрив трубопроводів 1-го контуру Ду100 мм)	15
2. «Велика» течія (розрив трубопроводу 1-го контуру більше ніж Ду100 мм, включаючи Ду850)	15

3. Непосадка запобіжного клапана компенсатора об'єму	1 на кожний клапан
4. Непосадка запобіжного клапана парогенератора	1 на кожний клапан
5. Непосадка клапанів пристроїв скидання пари з парогенератора	1 на кожний пристрій
6. Миттєве заклинювання ГЦН	1 на кожний ГЦН
7. Розрив паропроводу парогенератора	1 на кожний парогенератор
8. Розрив трубопроводу живильної води парогенератора	1 на кожний парогенератор
9. Розрив збірної колектора гострої пари	1
10. Викид органу регулювання при розриві чохла приводу системи управління захистом	5

Найменування	Нормальний режим роботи	Порушення тепловідвод у з герметичної	Мала течя	Велика течя
1. Температура, °C у межах	15-60	30-75	90	150
2. Тиск абсолютний, МПа (кг/см ²) у межах	0,083-0,101	0,068-0,118	До 0,167	До 0,49
3. Відносна вогкість, % не більше	90	100	Парогазова суміш	Парогазова
4. Питома активність, Бк/л не більше	7,4·10 ⁴	7,4·10 ⁴	5,5·10 ⁶	4,6·10 ¹⁰
5. Потужність поглиненої дози, рег/ч не більше	100	100	100	10 ⁵
6. Час існування режиму, год не більше	-	15	5	10
7. Післяаварійна температура, °C в межах	-	-	20-60	20-60
8. Післяаварійний тиск абсолютний, МПа (кгс /см ²) в межах	-	-	0,049-0,118(0,5-1,2)	0,049- 0,118 (0,5-1,2)
9. Час існування після аварійних параметрів, діб	-	-	30	30
10. Частота виникнення режиму	-	1 раз на рік	1 раз на 2 роки	1 раз за термін служби

Запитання для самоперевірки

- 1) Значення рН для води 1-го контуру.
- 2) Яка концентрація борної кислоти у воді 1-го контуру?

- 3) Що таке режими малої і великої теч?
- Література для додаткового вивчення [10, с. 50-58].

Лекція 18. Характерні несправності при роботі парогенератора

Мета лекції - розглядання найбільш характерних несправностей, які виникають при роботі парогенератора, методи їхнього виявлення і усунення.

18.1. Визначення течі. Обмеження

При підвищенні радіоактивності в 2-му контурі парогенератора Бк/л $3,7 \cdot 10^2$ слід визначити місце витікання: через дві прокладки люків 1-го контуру або в трубчатці парогенератора, для чого необхідно:

а) проконтролювати тиск в порожнині міжпрокладки.

Якщо воно є — плавно скинути тиск в порожнині міжпрокладки ущільнення 1-го контуру до нуля, витримати 1 год;

б) встановити, чи знизилася радіоактивність в 2-му контурі. Пониження активності в 2-му контурі говорить про порушення щільності обох прокладок люків 1-го контуру.

Збереження радіоактивності в 2-му контурі на колишньому рівні свідчить про порушення щільності теплообмінних труб або місць закладення кінців труб в колекторах парогенератора.

Контроль радіоактивності води 2-го контуру в парогенераторах проводити кожну зміну із записом в журналі змінного персоналу (зміна, величина активності).

У разі порушення густини теплообмінних трубок або місць їхнього закладення в колекторах при підвищенні рівня активності в 2-му контурі (Бк/л $3,7 \cdot 10^2$) парогенератор повинен бути зупинений протягом зміни для усунення дефекту.

Експлуатація парогенератора при течі через обидві прокладки люка 1-го контуру (визначається наявністю тиску в порожнині міжпрокладки і підвищенням активності в 2-му контурі) не допускається. Після встановлення нещільності люка 1-го контуру по обох прокладках парогенератор повинен бути виведений з роботи протягом зміни.

При порушенні герметичності тільки одної з прокладок (першої або другої) у фланцевому з'єднанні люка колектора 1-го контуру допускається

обмежена (не більше 72 год) експлуатація парогенератора з подальшим переуцільненням люка. При цьому лінія протікань повинна бути відкрита, а тиск в порожнині міжпрокладки повинен бути не більше 1,96 МПа (20 кгс/см²).

При порушенні герметичності тільки першої прокладки тиск в системі контролю щільності люків колекторів 1-го контуру може підвищуватися до робочого тиску 1-го контуру — 15,69 МПа (160 кгс/см²).

18.2. Причини несправностей і методи їхнього виявлення

Несправності, які можуть виникнути при роботі парогенератора, причини, методи виявлення і їхнього усунення представлені у табл. 18.2.

Таблиця 18.2

Перелік характерних несправностей

№ пп	Найменування несправності, зовнішній прояв і додаткові ознаки	Імовірна причина	Метод усунення	Примітка
1	2	3	4	5
1	Велика теча з 1-го контуру у 2-й в межах парогенератора. Зростання радіоактивності пари, продувної води, зростання рівня у парогенераторі, зниження тиску у 1-	Розкриття ущільнень люків 1-го контуру. Розрив теплообмінних трубок. Крізна тріщина на колекторі	Припинити експлуатацію відповідно до інструкції на РУ	За наслідками ревізії ухвалюється рішення про ремонт, злагожене з головним конструктором ЯППУ

Продовження табл. 18.2

2	Теча у фланцевому з'єднанні люка колектора 1-го контуру тільки з боку першої прокладки (з боку 1-го контуру). Вияв — зростання тиску в лінії контролю густини	Неякісно виконано затягання ущільнення Пошкодження поверхні ущільнювача Порушений режим розігрівання або розхолодження, занедбаність рівня котельної	Замінити прокладки, переущільнити фланцеве з'єднання відповідно до розділу	Обмеження по експлуатації
3	Теча у фланцевому з'єднанні люка колектора 1-го контуру по першій і другій прокладках Проявлення — зростання тиску у лінії контролю густини, підвищення радіоактивності в котельній воді	Те ж	Те ж	Експлуатація парогенератора не допускається
4	Теча у фланцевому з'єднанні люків 2-го контуру тільки через першу прокладку (з боку 2-го контуру). Виявлення — зростання тиску у лінії контролю густини	Неякісно виконані затягання ущільнення Пошкодження поверхні ущільнювача Порушений режим розігрівання	Замінити прокладки, переущільнити фланцеве з'єднання відповідно до розділу	Обмеження по експлуатації

		жування, зanedбаність рівня котельної		
5	Теча у фланцевому з'єднанні люків 2-го контуру через обидві прокладки Проявлення — зростання тиску у лінії контролю щільності	Теж	Теж	Теж
6	Теча у теплообмінному пучку. Проявлення зріст радіоактивності котлової води	Розкриття дефекту в зварному шві. Нещільність в цілому металі труб	Відремонтувати зварні шви. Дефектні труби заглушити	Теж
7	Руйнування окремих шпильок фланцевих з'єднань по основному металу Виявлення — тріщини по силовій частині шпильок і по різьбленню	Неприпустим і навантаження при зтягуванні Неякісний метал Корозійна дія середовища за	Провести 100 %-ий контроль шпильок Провести дослідження руйнувань Виявити причину Шпильки з дефектами замінити	
8	Тріщини у різьбовому гнізді колектора теплоносія	Порушення проектних умов експлуатації	За технологією, зладженою з головним конструктором	
9	Зanedбаність у парогенераторі іонообмінних смол від установки СВО	Порушений режим СВО Допущено винесення смол потоком води	Зупинити парогенератор Розхолодити Зробити ревізію	Питання про подальшу експлуатацію погоджувати з головним конструктором

10	Заїдання різьбових з'єднань Проявлення - гайки не згвинчуються з шпильок, заїдання шпильок в різьбових гніздах	Не застосовано мастило Дефекти різьблення	З'єднання змазати Дефектні деталі замінити	При необхідності допускається висвердлювання шпильок і
11	Поява на деталях кріплення поверхневих дефектів після затягання. Проявлення - на сферичних шайбах, гайках, шпильках задираки,	Погано нанесено мастило Порушена технологія затягування	Механічним шляхом (шліфуванням) видалити поверхневі дефекти	
12	Поява хлоридів в продувній воді вище за норму. Проявлення - за наслідками аналізу продувної води, які проводяться раз за зміну	Течі у конденсаторі турбіни, присоси води і попадання її у лінію живильної води	Усунути течу в конденсаторі Продувну і живильну воду довести до необхідних норм	Парогенератор вивести з роботи за зміну
13	Підвищена вогкість пари в паропроводі	Непроектний рівень води над ПДЛ Пошкодження пристроїв сепарації	Встановити проектний рівень Відремонтувати сепараційні пристрої	
14	Недовироблення пари	Підвищена забрудненість теплообмін		

15	Корозійне пошкодження елементів парогенераторів	Виявляється при контролі	Деталі, що прийшли до непридатності, по можливості замінити Допускається ремонт відшліфовування дефектних місць з подальшою заваркою і контролем	Метод ремонту в кожному конкретному випадку погоджувати з головним конструктором ЯППУ
----	---	--------------------------	--	---

Запитання для самоперевірки

- 1) Критичне значення радіоактивності у 2-му контурі.
- 2) Причини підвищення вологості пари на виході із парогенератора.
- 3) Як визначається теча через прокладки люка 1-го контуру і які заходи при цьому вживаються?

Література для додаткового вивчення [7, с. 8-15; 8, с. 10-12].

Лекція 19. Можливі аварійні ситуації та їх локалізація

Мета лекції – розглянути можливі аварійні ситуації на АЕС та їх локалізація

19.1. Розрив трубки парогенератора

За даними статистики США і Канади кількість поломок трубок парогенераторів погрузного типу збільшується зі зростанням тривалості роботи при повному навантаженні. Причому однією з головних причин поломок крім корозії і втоми є фреттинг.

Фреттинг - руйнування двох контактуючих під навантаженням металевих поверхонь при невеликих багаторазових, періодичних взаємних

переміщень. Стосовно до парогенераторів фреттинг проявляється в руйнуванні труб поверхні нагрівання в місцях контакту з дистанціонуючими парогенераторами. Трубки відчувають вібрації через рухається двофазного середовища зовні і частково через рух теплоносія 1-го контуру всередині трубки. Ці її вібрації служать причиною руйнування від втоми. Розрив трубки парогенератора хоча і призводить тільки до малої течі з 1-го контуру, однак він небезпечний безпосереднім попаданням радіоактивних продуктів в навколишнє середовище через 2-й контур і ежектори турбін. У разі нещільності трубок парогенераторів по 1-му контуру падає тиск в контурі і рівень компенсаторів об'єму, збільшує продуктивність підживлювальних насосів 1-го контуру, з'являються сигнали «активність» на ежекторах турбіни і в одному з паропроводів парогенератора. Аналіз продувки парогенератора також показує підвищення активності середовища 2-го контуру.

Для ізоляції пошкодженого парогенератора знижується потужність блоку, відключається петля з дефектним апаратом (зупиняється ГЦН). Парогенератор відключається по воді до пару шляхом закриття відповідних засувок. Радіоактивність води 2-го контура доводиться до норми водообміном. Вода при цьому скидається на спецводоочищення через продування парогенератора.

З огляду на те, що навіть викид в навколишнє середовище всіх радіоактивних продуктів, що містяться в теплоносії 1-го контуру реакторної установки, не привів би до перевищення допустимих санітарними органами норм для аварійних умов, можна зробити висновок, що розрив трубки парогенератора є безпечним.

19.2. Розрив парового колектору парогенератора

Результати розрахунку такої аварії розглянемо на прикладі АЕС з реактором ВВЕР-440. Через 0,1 с після початку аварії перепад тиску між головним паровим колектором і аварійним парогенератором досягає 5 кгс/см². За цим сигналом закривається відсічний клапан на пошкодженому паропроводі, відсікаючи аварійний парогенератор від головного парового колектора, закривається засувка на живильному трубопроводі парогенератора, відключається ГЦН аварійної петлі. Час закриття відсічних клапанів становить 5 с, час закриття засувки - 20 с. Регулятор потужності знижує потужність реактора відповідно з кількістю працюючих ГЦН до 83%.

На початку аварії сумарний витрата пара перевищує номінальне значення приблизно в 2,6 рази, що призводить до падіння тиску в головному паровому колекторі вже через 2 с до 40,6 кгс/см² (номінальне значення - 47 кгс/см²). Закриття відсічного клапана і включення в роботу стерегущого регулятора скорочує сумарні витрати пара і відновлює тиск в головному паровому колекторі.

В аварійному парогенераторі через постійний відбір пара через розірваний колектор і відсутності підведення живильної води йде процес випаровування. Через 5 хв після початку аварії кількість води, що залишилася в парогенераторі становить близько 4%.

Обурення по температурі в активній зоні реактора при цій аварії незначне.

19.3. Розрив трубопроводу живильної води

Аварія з розривом трубопроводу живильної води між зворотним клапаном і парогенератором проаналізована у вітчизняній літературі. Аварія для АЕС з ВВЕР-440 розглянута з урахуванням підживлення контуру аварійним живильним насосом і без підживлення. Протягом перших 150 с

аварії розвивається однаково для обох варіантів, так як аварійний живильний насос починає подавати воду в парогенератор тільки через 150 с після початку аварії.

Через зниження тиску в напірній магістралі відбувається відключення всіх живильних пристроїв і рівні у всіх парогенераторах будуть знижуватися. З аварійного парогенератора при цьому відбувається витік теплоносія 2-го контуру через розрив. Протягом 12 секунд після початку аварії через цей розрив закінчується кипляча вода. Після цього рівень в аварійному парогенераторі опускається нижче патрубків підведення живильної води, і в подальшому відбувається витікання пара. Через 20 с по сигналу зниження тиску в паровому колекторі до 42 кгс/см^2 включається в роботу стерегущий регулятор, який знижує витрату пари на турбіну і припиняє падіння тиску в паровому колекторі.

Через 50 секунд після початку аварії рівень в неаварійних парогенераторах знижується на 400 мм і за цим сигналом спрацьовує АЗ першого реактора. Після того, як аварійний живильний насос починає подавати воду в парогенератори, зниження в них рівня води припиняється. Подача живильної води в аварійний парогенератор блокується засувкою. Цей парогенератор повністю спорожняється приблизно за 6 хв.

Максимальне значення температури теплоносія на виході з активної зони реактора в розглянутій аварії не більше ніж на 5°C перевищує номінальне значення, в зв'язку з чим пошкодження твелів в цій аварії очікувати не слід.

У варіанті перебігу аварії без підживлення 2-го контуру тиск в неаварійних парогенераторах періодично зростає до спрацювання запобіжних клапанів, рівень в парогенераторах при кожному спрацюванні

клапанів знижується. Небезпечна ситуація, пов'язана з повним випаровуванням води 2-го контуру і закипанням теплоносія в 1-му контурі, настає через 2,5 години після початку аварії. Протягом цього часу аварійне підживлення парогенератора повинне бути відновлено оперативним персоналом.

Запитання для самоперевірки

- 1) Яка аварійна ситуація є най критичною для блоку АЕС?
- 2) Що таке дентінг коррозія?
- 3) Фреттинг – що це за процес?

Література для додаткового вивчення [13; 14].

Прийняті скорочення

МПП - міжпрокладочний простір.

КПВ - система контролю щільності вигородки.

СГО - система газоочистки.

ЦФ - цеолітовий фільтр.

ЩАО - щит апаратного обладнання.

МКК – міжкристалітна корозія.

КРН - корозійне розтріскування під напругою.

ГАВР - гідразинно-аміачний водний режим, пов'язаний з наявністю нелетучого луку, що є наслідком залишкового фосфату в щілини.

ТА - теплообмінний апарат.

ЕПШ - електропоживний насос.

АЕПН - аварійний електропоживний насос.

ЕКС - манометр.

Дентінг - корозія, викликана обтисненням труб ПГ по колу в отворах

опорних плит.

Фреттинг - корозійне руйнування двох контактуючих під навантаженням металевих поверхонь.

Список літератури

1. Рассохин Н. Г. Парогенераторные установки атомных электростанций. — М.: Энергоатомиздат, 1987. - 384 с.
2. Рассохин Н. Г., Мельников В. К. Парогенераторы, сепараторы и пароприемные устройства АЭС. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 74 с.
3. Андреев П. А., Гремилев Д. Н., Геркевич В. А. и др. Развитие конструкций парогенераторов АЭС с водо-водяными реакторами // Тр. ЦКТИ. - М., 1991. - Вып.168. - С. 5-14
4. Маргулова Т. Х. О водном режиме вторых контуров АЭС с ВВЭР // Теплоэнергетика. - 1987. — № 9.
5. Маргулова Т. Х., Титов В. Ф. Повышение эксплуатационной надежности теплообменных аппаратов АЭС с ВВЭР // Теплоэнергетика. - 1985. -№ 11.- С.48-51.
6. Парогенераторы ПГВ - 1000 М с опорами. Расчет мощности 320.05.00.00.000. РР06. - Подольск, 1981.
7. Отчет о научно-исследовательской работе « Расчетноэкспериментальные исследования причин повреждения парогенераторов ПГВ - 1000 М и ПГВ - 1000 на АЭС с ВВЭР - 1000». Утв. дир. СКВ АМ гл. конструктором В. Н. Гребенниковым, 1990.
8. Результаты работ по исследованию причин повреждения «холодных» коллекторов теплоносителя парогенераторов ПГВ -1000, ПГВ - 1000 М, разработке и внедрению мероприятий по повышению их эксплуатационной надежности и ресурса. - Подольск, 1992.
9. Прочность и ресурс водо-водяных энергетических реакторов / Н. А. Махутов, К. В. Фролов, В. В. Стекольников и др. - М.: Наука, 1998.
10. Усов С. В., Казаров С. А. Режимы тепловых электростанций. - Л.: Энергоатомиздат, 1985.
11. Парогенератор ПГВ - 1000 М с опорами. Техническое описание и конструкция по эксплуатации. - Подольск, 1981.
12. Конспект лекций по курсу «Теплотехническое оборудование АЭС» для студентов специальности 7.090506 /В. И. Бараненко, О. А. Чулкин. - Одесса: ОГПУ, 1995. - 111 с.
13. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни „Теплообмінне обладнання АЕС" для студента спеціальності „Атомна

енергетика" / Укл. О.О. Чулкін -Одеса: ОНУ, 2007 - 46 с.

14. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни „Парогенератори та теплообмінне обладнання АЕС" для студента теплоенергетиків очної та заочної форми навчання за спеціальністю 7.090502. - „Атомна енергетика" / Укл. О.О. Чулкін - Одеса:ОНПУ, 2003 - 32 с.;

Зміст

Лекція 1. Вступ	4
1.1. Параметри парогенератора	6
Лекція 2. Особливості гідродинаміки та теплообміну	10
2.1. Деякі відомості з теплообміну та гідродинаміки у горизонтальних ПГ ВВЕР	10
Лекція 3. Особливості теплообміну і гідродинаміки при кипінні робочого тіла.....	13
Лекція 4. Конструкцій парогенератора ПГВ-1000.....	15
4.1. Будова і робота парогенератора	15
4.1.1. Опис конструкції	15
Лекція 5. Встановлення ПГВ-1000 в боксі	21
5.1. Схема вмикання парогенератора	21
5.2. Контрольно-вимірювальні прилади	22
5.2.1. Рівнеміри, контроль рівня води у парогенераторі	22
5.2.2. Контроль і вимірювання тиску пари	22
5.2.3. Контроль витрати пари і живильної води.....	22
5.2.4. Контроль температури	23
Лекція 6. Системи блокування і експлуатаційні виміри ПГВ-1000.....	24
6.1. Блокування по тиску	24
6.2. Блокування по рівню	24
6.3. Попереджувальна сигналізація.....	25
Лекція 7. Конструкція парогенератора ПГВ-4М	28
7.1. Призначення і коротка характеристика парогенераторів.....	28
Лекція 8. Основні характеристики парогенератора ПГВ-4М	30
8.1. Експлуатація парогенераторів	31

8.1.1. Загальні положення	31
8.1.2. Розігрів і введення ПГ у роботу при пуску блока	32
Лекція 9. Експлуатація парогенератора ПГВ-4М	34
9.1. Пуск ПГ зі стану «гарячого» резерву	34
9.2. Зупинка і розхолодження ПГ	35
9.3. Режим нормальної експлуатації парогенераторів	36
Лекція 10. Постачання серійного парогенератора ПГВ-1000М	37
10.1. Теплотехнічні дані парогенераторів ПГВ-1000, ПГВ-1000М	37
10.1.1. Основні положення	37
10.1.2. Перелік документів по ПГ	38
10.1.3. Визначення складових частин парогенератора, прийняті в документах	39
Лекція 11. Теплотехнічні характеристики ПГВ-1000М	41
Лекція 12. Технічне засвідчення	44
12.1. Порядок технічного засвідчення	44
12.2. Періодичні гідравлічні випробування	44
12.3. Засвідчення контрольно-вимірювальних приладів	46
12.4. Консервація	46
Лекція 13. Відкладення на поверхнях нагріву парогенератора	48
13.1. Хімічне відмивання	48
13.2. Дезактивація парогенератора	49
Лекція 14. Корозійний стан конструкційних поверхонь парогенератора	51
14.1. Контроль корозійного стану	51
14.2. Контроль металу	53
14.3. Заходи безпеки	62
Лекція 15. Технічне обслуговування парогенераторів	64
15.1. Загальні вказівки. Заходи безпеки	64
15.2. Види і періодичність технічного обслуговування	66
15.3. Візуальний огляд парогенератора і опор без ущільнень люкції по 1-му і 2-му контурах	67
Лекція 16. Візуальний огляд парогенератора	68

16.1. Візуальний огляд парогенератора і опор без ущільнення люків по 2-му контуру	68
16.2. Візуальний огляд парогенератора і опор з ущільненням люків по 1-му і 2-му контурах	71
16.3. Ультразвуковий контроль шпильок фланцевих з'єднань	72
16.4. Контроль поверхонь дефектоскопією поверхонь ущільнювачів	72
Лекція 17. Режим експлуатації парогенератора	72
17.1. Деякі питання водопідготовки і режиму експлуатації	72
17.2. Маса парогенератора, габаритний і приєднувальні розміри, режими експлуатації	76
Лекція 18. Характерні несправності при роботі парогенератора	87
18.1. Визначення течі. Обмеження	87
18.2. Причини несправностей і методи їхнього виявлення	88
Лекція 19. Можливі аварійні ситуації та їх локалізація	93
19.1. Розрив трубки парогенератора	93
19.2. Розрив парового колектору парогенератора	94
19.3. Розрив трубопроводу живильної води	95
Прийняті скорочення	97
Список літератури	101
Зміст	102

Навчальне видання

Теплообмінне обладнання АЕС.

Парогенератори АЕС

Конспект лекцій
для студентів спеціальності
143 “Атомна енергетика”

Автори: Олег Олександрович Чулкін
Марк Петрович Галацан