

## 4.2 Деаератори

### 4.2.1 Призначення і принцип дії деаераторної установки

Деаератори ТЕС – апарати, призначені для термічної деаерації води, тобто для видалення розчинених у воді газів шляхом доведення її до кипіння.

Агресивні гази – кисень і вуглекислий газ  $\text{CO}_2$  – потрапляють в живильну воду з аерованими потоками конденсату і додатковою хімічно очищеною водою. Основну корозійну дію виявляє кисень, вуглекислий газ діє також як каталізатор дії  $\text{O}_2$ .

Аерування – насичення повітрям - може відбуватися в конденсаторі, в конденсаційних насосах, у вакуумних підігрівачах (перших ПНТ, в яких тиск нижче атмосферного аналогічно тиску пари на виході з турбіни, що сприяє виникненню присосів повітря). Наявність цих газів підсилює корозію пароводяного тракту. «Правилами технічної експлуатації» вміст розчиненого кисню в деаерованій воді не повинен перевищувати 10мкг/кг для котлів з тиском  $\geq 10$  МПа, 20 мкг/кг при тиску 4 – 10 МПа; залишковий вміст  $\text{CO}_2$  - відповідно не більше 2 - 7 мкг/кг і 5-10 мкг/кг, тобто лише сліди.

У основу здійснення термічної деаерації на ТЕС покладений закон Дальтона - Генрі: розчинність газу у воді пропорційна при даній температурі його парціальному тиску в газовій суміші, дотичній з поверхнею води

$$G_T = \alpha p_n \quad (\text{кг/м}^3).$$

Тут  $p_n$  - парціальний тиск газу,  $\text{Н/м}^2$ ; (парціальним тиском газу називається такий тиск, який мав би кожен компонент, тобто газ, що входить до складу суміші газів, якби він один займав такий же об'єм, який займає вся суміш)

$\alpha$  - коефіцієнт абсорбції,  $\text{кг}/(\text{м}^3 \text{ Па})$ ,  $\alpha$  залежить від температури, спочатку із зростанням температури знижується, а потім зростає. Тобто при підвищенні температури води до температури насичення, відповідної тиску в деаераторі, розчинність газу знижується до нуля із-за зниження до нуля парціального тиску: тиск газів над поверхнею рідини падає, оскільки вони

витісняються водяними парами.

Відносний склад газів при розчиненні повітря у воді відрізняється від їх складу в повітрі. При  $T = 0 \text{ }^{\circ}\text{C}$  і тиску, відповідному нормальному атмосферному, вміст газів у воді і повітрі наступний:

Вода	Повітря	
Кисень	34,9%	21%
Вуглекислий газ	2,5	0,04
Азот і інертні гази	62,6	78,96

Чим більше поверхня контакту води і грюючої пари в деаераторі, тим більший ефект буде досягнутий. Це забезпечується дробленням потоку води на струмені або плівки.

Деаерації на ТЕС підлягають:

- конденсат, що утворюється в конденсаторах турбін (1-й рівень деаерації);
- вода з дренажних баків відкритих зливів;
- конденсат з системи регулювання потужності турбін;
- БРОУ, РОУ (редукційно-охолоджувальні установки - застосовуються на ТЕЦ для резервування відпуску пари однією турбіною даного типу. Для резервування опалювальних відборів турбіни ці пристрої не встановлюються).
- живильна вода, що надходить в парогенератор.

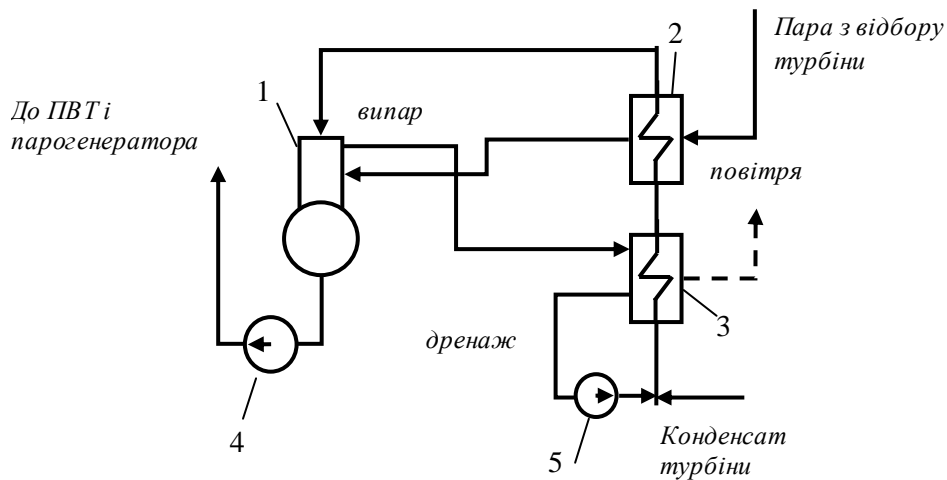
#### 4.2.2 Класифікація деаераторів

Деаератори, що використовуються в пароводяному тракті ТЕС, розрізняють по наступних ознаках:

1) *За призначенням* (вигляду потоку, що підлягає деаерації):

- деаератори живильної води основних парогенераторів, випарників, пароперетворювачів (рис.4.3, 4,4)
- деаератори додаткової води і зворотного конденсату від зовнішніх споживачів;

- деаератори підживлюючої води теплових мереж.



1-деаератор; 2- підігрівач; 3-охолоджувач випару; 4 - живильний насос; 5- дренажний насос.

Рисунок 4.3 – Схема установки деаератора з попереднім підігріванням води.

2) За способом обігріву води, яка деаерується:

- деаератори із зовнішнім попереднім нагрівом води паром (деаератори перегрітої води – рисунок 4.3);
- з внутрішнім обігрівом води змішуванням її з гріючою паром (деаератори змішуючого типу (рис 4.4) .

3) По тиску гріючої пари:

- деаератори підвищеного тиску (тип ДП, тиск 0,6-0,7 МПа);
- деаератори атмосферного тиску (тип ТАК, робочий тиск 0,10-0,12 МПа);
- вакуумного типу (тип ДВ, робочий тиск 7,5 - 50 МПа);
- деаератори постійного і змінного тиску.

4) По конструктивному виконанню:

- струменево-краплинний тарілочастого типу;
- плівкового типу з насадкою;
- плівкового типу;
- з барботажними пристроями (рис.4.5); і без них
- з вертикальною циліндровою деаераційною колонкою (рис.4.3... 4.6);

- з горизонтальною циліндровою деаераційною колонкою.

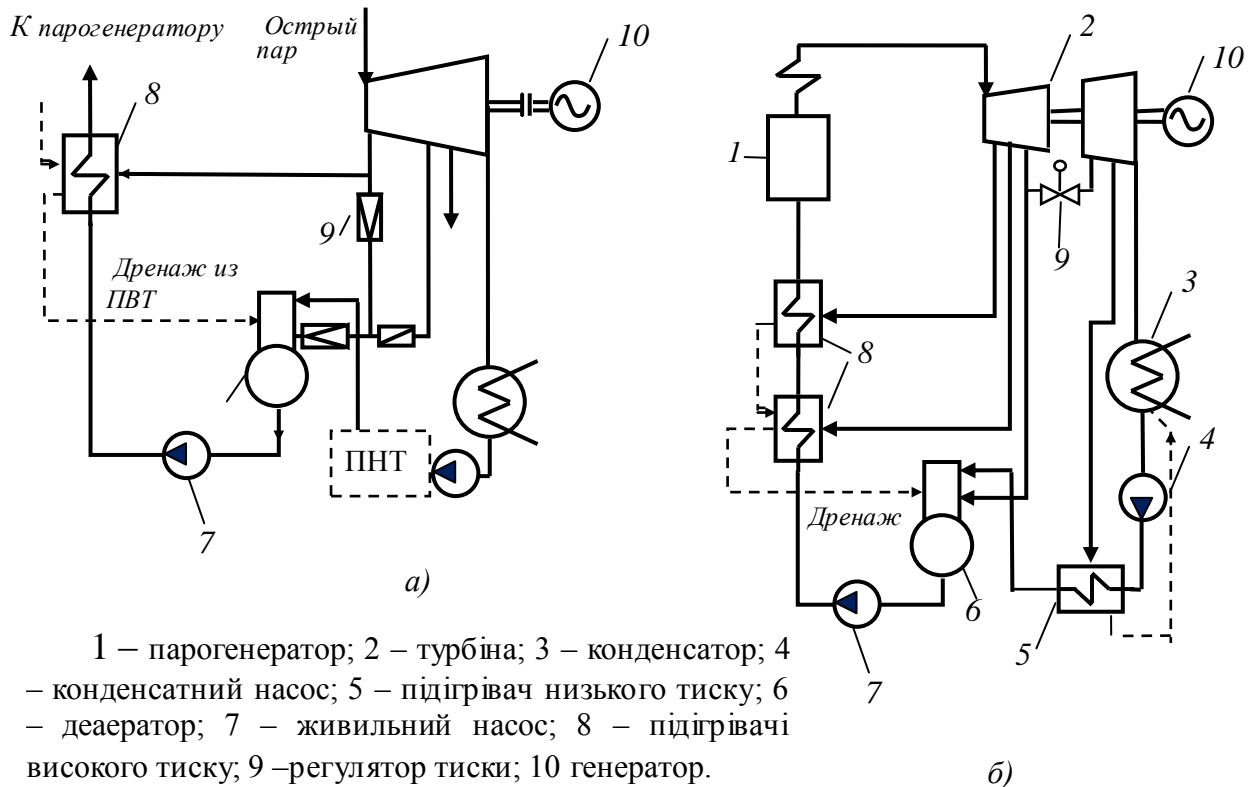


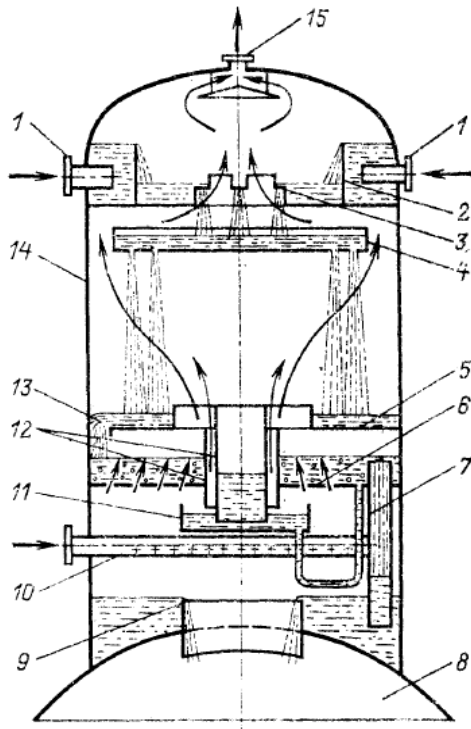
Рисунок 4.4 – Схеми включення деаeratorів живильної води: а) – як самостійний ступінь регенеративного підігрівання живильної води; б) – підключення до регульованого відбору на ТЕЦ

Найбільш поширені деаератори струменевого (струменево-краплинного) типу і плівкового типу.

У струменевих деаераційних колонках (рис.4.6) встановлюються так звані сітчасті тарілки (з отворами 5..8 мм у вигляді сита), проходячи через які зверху вниз водяний потік дробиться на безліч струменів, чим досягається збільшення поверхні контакту води і гріючої пари.

Застосовуються від двох до п'яти тарілок, які розміщуються одна під іншою на відстані 400 – 1200 мм. Швидкість пари, що надходить в деаератор, не повинна перевищувати гранично допустимої з умови запобігання виносу крапель води парою. Для тиску 0,6 – 0,7 МПа – це 4 - 5 м/с.

Основний конденсат подається в деаератор через водозлив на верхню тарілку, гарячі дренажі ПВТ – на проміжну тарілку. Гріюча пара з відбору подається в кільцеву камеру в підставі колонки, а потім піднімається вгору,



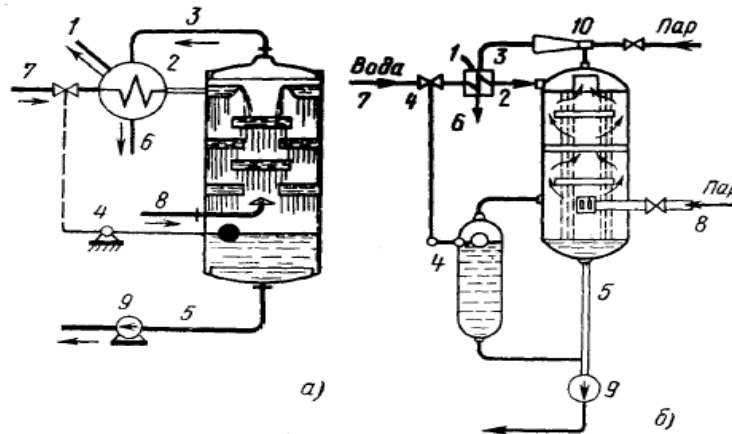
1 - підведення води; 2 – розподільний для змішувача пристрій; 3 – горловина пристрою змішувача; 4 – перфорована тарілка; 5 – перепускний аркуш; 6 – перфорований аркуш барботажного пристрою; 7- зливні труби; 8 – бак-акумулятор; 9 – горловина бака; 10 – колектор підведення пари; 11 – піддон; 12 – пароперепускні труби (зовнішня і внутрішня; 13 – сегментний отвір; 14 – корпус колонки; 15 – відведення пари і газів.

Рисунок 4.5 - Принципова схема двоступінчатої барботажно-деаерації

пересікає при цьому струмені води, нагріваючи її до температури насичення (Рис.4.6). Газу, що виділилися з води, піднімаються вгору разом з невеликою кількістю пари, що не сконденсувалася, у вигляді пароповітряної суміші і видаляються з колонки через центральний штуцер. З вакуумного деаератора видаляються паровим ежектором (Рис.4.6 - б). Такі колонки мають декілька відсіків, тому досить високі. Залишковий вміст кисню в деаерованій воді залежить від кількості надлишкової пари, що видаляється з газами, – так званого «випару». Для зниження втрат живильної води деаератори змішуючого типу забезпечуються охолоджувачами випару, в яких пар конденсується, і конденсат прямує в систему живлення котла. Повітря і газу видаляються вищезгаданими способами.

У деаераторах плівкового типу застосовується так звана неупорядкована насадка: в шарі розташовується безліч дрібних металевих елементів різної форми, які омиває вода. Найбільш поширені елементи  $\Omega$  – подібної форми з отворами. Це надає змогу збільшити поверхні дотику двох середовищ і підвищити ефективність деаерації. Насадка насипається зверху на сітку з нержавіючої сталі. Пара подається знизу і проходячи через

колонку, нагріває конденсат. Ці колонки значно нижчі.



1- повітря, що відводиться, 2 – охолоджувач випару, 3- пароповітряна суміш, 4- регулювальник рівня води, 5 - відведення деаерованої води; 6 - відведення конденсату випару, 7 - підведення води, що деаерується; 8 - підведення грючої пари, 9 - живильний насос; 10 - ежектор.

Рисунок 4.6 - Схема включення термічного деаератора: а – атмосферного або підвищеного тиску; б- вакуумного

Застосовуються також деаератори з горизонтальною колонкою. Вони можуть бути як вакуумними, так і для підвищеного тиску. Вода, що деаерується, надходить до колонки зверху. З верхньої частини також виконується відведення пароповітряної суміші. Гріюче середовище (пара або вода) підводиться через бокову стінку, яка відокремлена від основної частини колонки вертикальною або похилою перегородкою. Через барботажний лист унизу колонки і обвідний короб грюоче середовище переходить в основну частину колонки.

Деаерована вода зливається внизу колонки у бак-акумулятор (поз.8 на рис.4.5) деаератора, який має зазвичай горизонтальну циліндрову форму і ємкість якого розрахована на забезпечення надійного живлення парогенератора протягом певного часу. Для блоку цей запас води повинен забезпечувати можливість роботи блоку не менше 5 хвилин, для неблокової

електростанції сумарний запас у всіх баках деаераторів повинен забезпечувати роботу станції протягом 10 хвилин, для ТЕЦ – 15 хвилин. Крім того на ТЕС передбачається запас живильної води, необхідний для пуску парогенераторів і їх промивання. Цей запас зберігається в спеціальних баках(звичайно 3 баки ємкістю 1000м<sup>3</sup>).

Деаератор може одночасно виконувати функцію змішуючого підігрівача (рис. 4.4,а). Проте за відсутності підігрівача, що живиться парою з того ж відбору, що і деаератор, використовується дроселювання пари відбору, що веде до зниження теплової економічності.

У деаераторі повинен підтримуватися постійний тиск незалежно від навантаження турбіни, а тиск у відборах змінюється пропорційно витраті пари на турбіну. Тому процес деаерації регулюється автоматично шляхом підтримки постійного тиску пари в колонці. Для роботи деаератора в діапазоні навантажень турбіни потрібно мати запас по тиску відбору, який знижується в регулюючому клапані до необхідної величини. В разі припинення подачі пари в деаератор в ньому знижується тиск, що може привести до запарювання живильного насоса, в який поступатиме живильна вода з бака-акумулятора при номінальній температурі.

Проектування і виготовлення деаераторів регламентоване [19, 20].

В даний час на станціях почали застосовуватися *бездеаераторні* схеми. Такі схеми є більш економічними, оскільки зменшуються капіталовкладення за відсутності установки деаератора, частини трубопроводів і арматури, має місце зменшення кількості насосів; знижуються експлуатаційні і ремонтні витрати. Підвищується тепла економічність установки, оскільки виключаються втрати з випаром деаератора, втрати при дроселюванні відбірної пари, знижується споживання енергії на власні потреби станції. Можливість вживання бездеаераторної схеми обумовлена поліпшенням конструкції конденсаторів турбін і підвищенням їхньої деаеруючої здатності, вживанням ПНТ контактного типу, впровадженням спеціальних водних режимів (наприклад, з дозованим введенням кисню). На нових ТЕС, що

будуються, рекомендовано використання бездеаераторних схем [21].

### 4.2.3 Тепловий розрахунок деаератора

Рівняння матеріального балансу деаератора, відповідне схемі на рис. 4.7, може бути записане у вигляді:

$$D_k + D_{др} + D_d + D_{у.д} = D_{жв} + D_{е.у}, \text{ кг/с} \quad (4.3)$$

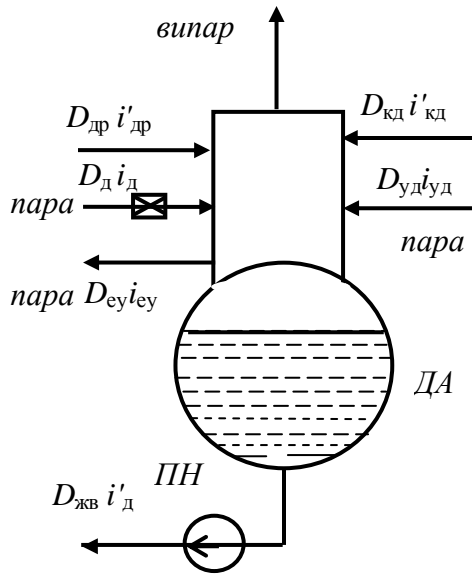


Рисунок 4.7 - Схема до розрахунку матеріального і теплового балансів деаератора.

де  $D_k$  - потік основного конденсату турбіни;

$D_{др}$  - потік дренажів з ПВТ;

$D_d$  - потік гріючої пари

$D_{у.д}$  - пара з ущільнень турбіни, штоків стопорних і регулюючих клапанів (при необхідності)

$D_{жв}$  - потік живильної води, що відводиться з деаератора;

$D_{е.у}$  - відведення пари на кінцеві ущільнення, ежектори конденсатора і ущільнення

турбіни.

У частках витрати пари на турбіну рівняння (4.2) приймає вид:

$$\alpha_k + \alpha_{др} + \alpha_d + \alpha_{у.д} = \alpha_{пв} + \alpha_{э.у} \quad (4.3a)$$

Позначивши ентальпію потоків пари та води відповідними індексами, запишемо рівняння теплового балансу:

$$D_{\hat{e}} \cdot i'_{\hat{e}} + D_{\hat{a}\hat{d}} \cdot i'_{\hat{a}\hat{d}} + D_{\hat{a}} \cdot i_{\hat{a}} + D_{\hat{o}\hat{a}} \cdot i_{\hat{o}\hat{a}} = D_{\hat{i}\hat{a}} \cdot i'_{\hat{i}\hat{a}} + D_{\hat{y}\hat{o}} \cdot i_{\hat{y}\hat{o}} \quad (4.4)$$

Або

$$\alpha_{\hat{e}} \cdot i'_{\hat{e}} + \alpha_{\hat{a}\hat{d}} \cdot i'_{\hat{a}\hat{d}} + \alpha_{\hat{a}} \cdot i_{\hat{a}} + \alpha_{\hat{o}\hat{a}} \cdot i_{\hat{o}\hat{a}} = \alpha_{\hat{i}\hat{a}} \cdot i'_{\hat{i}\hat{a}} + \alpha_{\hat{y}\hat{o}} \cdot i_{\hat{y}\hat{o}} \quad (4.4a)$$



Вирішуючи систему рівнянь (4.3, 4.4) або (4.3а) і (4.4а), визначають кількість грійоючої пари з відбору турбіни  $D_d$  ( $\alpha_d$ ), а потім величину потоку основного конденсату  $D_k$ .

### 4.3 Випарники

В устаткуванні та трубопроводах ТЕС мають місце втрати пари і конденсату, а також при використанні барабанних котлів – втрати продувочної води. Такі втрати відносять до *внутрішніх* втрат. Найбільший їх об'єм припадає на режими пуску і основа котельних установок, а також на режими промивання устаткування. На КЕС ці втрати складають біля  $0,8 \div 1,1\%$ , на ТЕЦ –  $1,5 \div 1,8\%$ , що обумовлене в основному безперервним продуванням барабанних парогенераторів. *Зовнішні* втрати властиві для ТЕЦ і залежать від схеми відпущення тепла. При закритій схемі відпущення тепла і пари втрати практично стають рівними внутрішнім втратам станції.

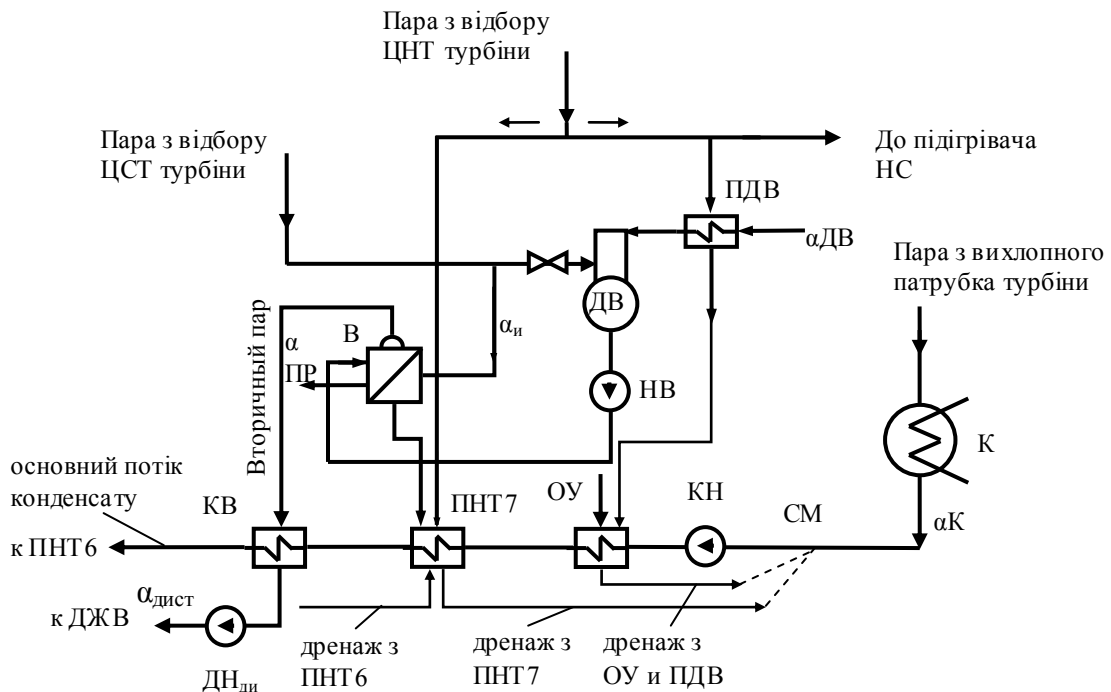
Для поповнення втрат пари і конденсату в пароводяному тракті ТЕС використовується хімічно очищена додаткова вода. Окрім хімічного очищення додаткова вода проходить очищення випаром з подальшою конденсацією у випарниках. При цьому отримують практично дистилат вихідної додаткової води, в якому відсутні солі, луги, кислоти і тому подібні елементи, що зашлаковують і піддають корозії елементи тракту.

На рисунку 4.8 представлена схема підключення одноступінчатої випарної установки з попереднім підігріванням додаткової води в блоковій схемі ТЕС. Хімічно очищена додаткова вода (ДВ) подається в підігрівач додаткової води (ПДВ), звідки надходить в деаератор випарної установки ДВ, деаерація в якому відбувається при тиску, близькому до атмосферного.

Деаерована вода насосом випарника (НВ) подається у випарник (В). Випарник є поверхневим теплообмінником, в який в якості грійоючого середовища, подається пара з відборів турбіни – первинна пара. Ця пара нагріває хімічно очищену і деаеровану додаткову воду, яка в результаті

нагріву, випаровується, утворюючи *вторинну пару*.

Вторинна пара охолоджується і конденсується в конденсаторі випарника (КВ), середовищем, що охолоджує, є конденсат з основного



В – випарник; ДВ – деаератор випарної установки; КВ – конденсатор випарної установки; ДВ – додаткова вода; ПДВ – підігрівач додаткової води; СМ – змішувач; НВ – насос випарної установки; ДЖВ – деаератор живильної води;  $\alpha_{жв}$  - частка додаткової води;  $\alpha_{дист}$  – частка дистилляту, отриманого в КВ; ОУ – охолоджувач ущільнень; ПР – продування. Останні позначення див. раніше.

Рисунок 4.8 – Схема підключення випарної установки.

конденсатора турбіни (основний конденсат). Конденсат гріючої пари спрямовується в регенеративний підігрівач низького тиску ( у деяких схемах – в конденсатор випарника). Гріюча пара, віддаючи тепло, конденсується при постійній температурі насичення  $t_{в.н}$ . Вода, що нагрівається, перетворюється на пару (вторинну) при постійній температурі випару (паротворення)  $t_{в1}$ . Для протікання процесу необхідно, щоб  $t_{в.н}$  була більша  $t_{в1}$ , відповідно тиск гріючої пари був більше тиску вторинної пари, тобто  $p_{в} > p_{в1}$

Конденсат пари, що утворюється в конденсаторі випарника, є дистиллятом, вміст солей  $\approx 0,01$  мг/л. Дистиллят перекачуючим (дренажним)

насосом ДН подається в деаератор живильної води, де змішується з основним потоком конденсату. Подача дистилляту автоматично регулюється по рівню живильної води в деаераторі. Конденсатор випарника також є пароводяним поверхневим теплообмінником. З викладеного слідує, що випарна установка включена за принципом регенеративного підігрівача конденсату, і використовуване для неї тепло пари з відборів турбіни повертається в парогенератор з живильною водою. Проте в схемі мають місце енергетичні втрати, обумовлені наявністю температурного напору у випарній установці і, відповідно, недогрівання  $\theta = t_{в.н} - t_{к.в}$ , °С, де  $t_{к.в}$  – температура, °С, підігрівання живильної води в конденсаторі випарника.

Поверхні нагріву у випарнику  $F_B$  і конденсаторі випарника  $F_{к.в}$  (м<sup>2</sup>) залежать від теплового навантаження і температурних напорів в цих пристроях і визначається з рівняння теплопередачі

$$F_{\epsilon} = \frac{Q_{\hat{a}}}{k_{\text{о}\hat{a}} \cdot \Delta t_{\hat{a}}}, \quad (4.5)$$

де  $Q_B$  - теплове навантаження випарника, кВт, визначається з рівняння теплового балансу, яке без врахування продування випарника має вигляд

$$Q_{\epsilon} = D_{\epsilon} (i_{\epsilon} - i'_{\epsilon}) \cdot \eta_{\epsilon} = D_{\epsilon 1} (i_{\epsilon 1} - i'_{\hat{a}}) \quad (4.6)$$

або в частках витрати пари через турбіну

$$q_{\epsilon} = \alpha_{\epsilon} (i_{\epsilon} - i'_{\epsilon}) \cdot \eta_{\epsilon} = \alpha_{\epsilon 1} (i_{\epsilon 1} - i'_{\hat{a}}), \quad (4.6a)$$

де  $D_n$  і  $i_n$  – витрата і ентальпія грючої пари, що надходить у випарник, кг/с і кДж/кг відповідно;

$i'_n$  – ентальпія конденсату первинної пари), кДж/кг;

$i'_d$  – те саме вторинної пари (дистилляту), кДж/кг;

$D_{в1}$  і  $i_{в1}$  - витрата і ентальпія вторинної пари, кг/с і кДж/кг, при цьому приймається, що  $i_{в1}$  дорівнює ентальпії сухої насиченої пари;

$\alpha_n$  і  $\alpha_{n1}$  – частки витрати первинної і вторинної пари від витрати пари на турбоустановку у відносних одиницях;

$k_{TB}$  – коефіцієнт теплопередачі;

$\Delta t_{и} = t_{и.н} - t_{и1}$  – температурний напір у випарнику, °С.

З (4.5) витікає, що чим більше температурний напір, тим менше необхідна площа поверхні нагріву у випарнику.

Рівняння теплового балансу конденсатора випарника без врахування продування

$$D_{\hat{a}1}(i_{\hat{a}1} - i'_{\hat{a}1})\eta_{\hat{e},\hat{a}} = D_{\hat{e},\hat{a}}(i_{\hat{e},\hat{a}2} - i_{\hat{e},\hat{a}1}); \quad (4.7)$$

де  $D_{KB}$  - витрата основного конденсату через випарник, кг/с;

$i_{KB1}$  и  $i_{KB2}$  - ентальпія основного конденсату (живильної води) до і після випарника, кДж/кг.

З урахуванням продування випарника рівняння теплового балансу (4.6) набуває вигляду

$$Q_e = D_e(i_e - i'_{e,1}) \cdot \eta_e = D_{e1}(i_{e1} - i'_a) + D_{e1}^{i\partial}(i'_{e1} - i'_a), \quad (4.8)$$

де  $D_{e1}^{i\partial}$  - витрата продувальної води випарника, кг/с;

$i'_{e1}$  - ентальпія конденсату вторинної пари, кДж/кг

Продувка випарника визначаються вмістом домішок у живильній воді.

Про правильність вибору схеми включення випарної установки і розрахунку її параметрів можна дати висновок в тому випадку, якщо отримана економічно обгрунтована величина недогрівання  $\theta \geq 3 \div 5^\circ\text{C}$  (або  $\vartheta \geq 12 \div 20$  кДж/кг). Якщо отримане при розрахунках значення  $\theta$  менше за вказані величин або навіть є від'ємним, то при вибраних співвідношеннях витрат вторинної пари і конденсату вторинна пара не сконденсується. Потрібно або підвищити тиск вторинної пари, зменшивши температурний напір у випарнику, або (за відсутності такої можливості) змінити схему підключення установки.

Питання до розділу

- 1 Призначення і видалення повітря принцип роботи конденсатора.
- 2 Чим визначається кількість охолоджуючої води, що проходить через

конденсатор? Вимоги до неї.

3 Які конструкції конденсаторів використовуються в схемах ТЕС і ТЕЦ?

4 Що підлягає обов'язковій деаерації на ТЕС

5 Призначення, принцип роботи, вимоги до деаераторів і їхні конструкції.

6 Рівняння теплового балансу деаератора.

7 Призначення і схеми підключення випарників на ТЕС.

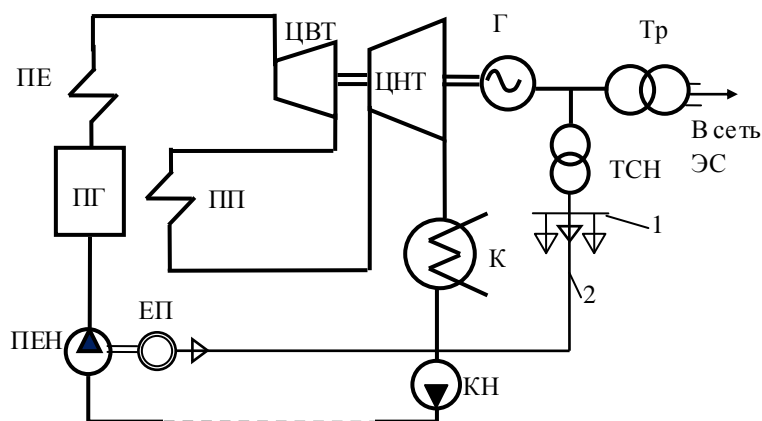
8 Від яких параметрів залежить площа випарної поверхні випарника?

## 5.ДОПОМІЖНЕ УСТАТКУВАННЯ ТЕС. ВИБІР НАСОСІВ

Для реалізації термодинамічних процесів, закладених в технологію виробництва електричної і теплової енергії, окрім основного устаткування станції суттєве значення має допоміжне устаткування. До допоміжного устаткування відносяться насоси живильної води, конденсатні насоси, установки технічного водопостачання, паливного господарства (паловопідготовки і транспортування палива до котельних агрегатів, обладнання подачі повітря в топкові камери і т.д.), установки золоуловлювання і золо-шлаковидалення. Одним з найбільш важливих видів допоміжного устаткування є насоси різного призначення.

### 5.1 Живильні насоси

Живильні насоси є найважливішим пристроєм з допоміжного устаткування ТЕС. Їх загальна потужність має бути розрахована на максимальну потужність станції із запасом не менше 5%. У енергоблоках потужністю до 200МВт з тиском пари на вході до 13 МПа включно застосовуються живильні електронасоси (рисунок 5.1). Як правило, на блок встановлюється один робочий насос на 100% навантаження, при цьому

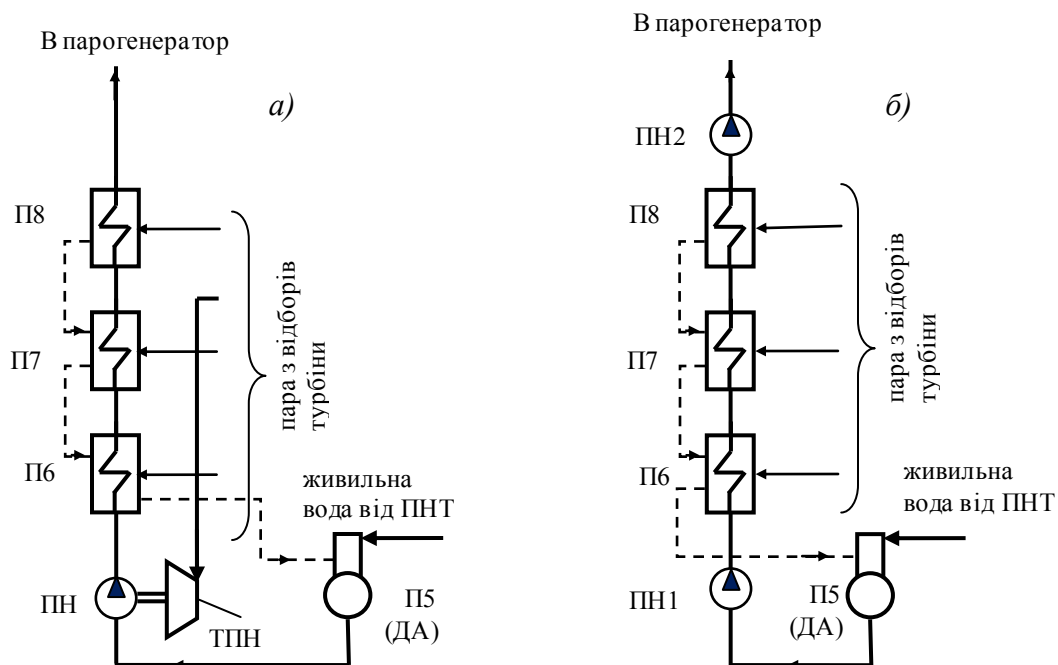


Тр – блоковий трансформатор;  
ТСН – блоковий трансформатор власних потреб; ПЕН – живильний електронасос; КН – конденсатний насос; ЕП – електродвигун – привід живильного насоса; 1 – розподільчий пристрій власних потреб; 2 – силовий кабель від РП ТСН; останні позначення – див.

Рисунок 5.1 - Схема конденсаційної ТЕС з електроприводом живильного насоса

забезпечується один резервний насос (складський резерв) теж на 100% потужність блокового насоса. Можуть також встановлюватися 2 насоси потужністю по 50% без резерву. Бустерні насоси на таких блоках також мають електропривод.

На ТЕС найчастіше використовуються дві схеми включення живильних насосів: однопідйомна, при якій живильний насос подає воду під повним напором через ПВТ безпосередньо в парогенератор; двохпідйомна, при якій насос першого підйому встановлюється перед ПВТ і прокачує через них воду до насоса другого підйому. Насос другого підйому подає воду в парогенератор (рис. 5.2-б).



3 –регенеративні підігрівачі високого тиску (ПВТ); П5(ТАК) – деаератор; ПН1-ПН2 – зні насоси першого і другого підйомів відповідно; ТПН –турбопривід живильного насоса.

Рисунок 5. 2 – Схеми включення живильних насосів:

а) –однопідйомна з турбоприводом живильного насоса:

б) – двохпідйомна з електроприводом насосів.

Переважно використовується однопідйомна схема, яка простіша і надійніша, оскільки насоси подають воду при нижчій температурі, ніж після останнього підігрівача. Недолік однопідйомної схеми – висока вартість і знижена надійність ПВТ, які мають бути розраховані на повний тиск живильної води. Перевага двохпідйомної схеми – виконання ПВТ на менш

високий тиск, рівень якого, щоб уникнути кавітації, визначається необхідністю мати тиск на вході в насоси другого підйому декілька вище за тиск насичення при температурі води перед насосами, тобто за ПВТ. Недолік – знижена надійність насосів другого підйому внаслідок високої температури живильної води, підвищена витрата енергії на перекачування води високої температури, ускладнення і удорожчання живильної установки, необхідність синхронізації роботи насосів першого і другого підйомів, складність їх регулювання, особливо в умовах зміни навантажень.

Потужність живильного насоса визначається за формулою (кВт)

$$N_{\text{іі}} = D_{\text{жв}} \cdot \frac{\Delta P \cdot \varrho_{\text{ср}}}{\eta_{\text{аі}} \cdot \eta_{\text{і}}}$$

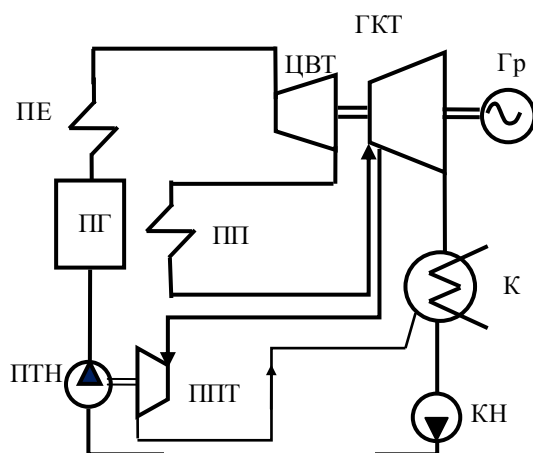
де  $D_{\text{жв}}$  - витрати живильної води,

$\Delta P$  – перепад тиску на вході в живильний насос та виході з нього;

$\varrho_{\text{ср}}$  - середня температура живильної води на виході з насоса;

$\eta_{\text{ГМ}}, \eta_{\text{Н}}$  – ККД гідромуфти та насоса відповідно.

При змінному навантаженні турбіни доцільніше мати паротурбінний привід живильних насосів. У якості приводу можуть використовуватися турбіни конденсаційного типу або з протитиском. (рис. 5.3) Привідна конденсаційна турбіна як правило має свій конденсатор, з якого конденсат прямує в змішувач конденсату, розташований між конденсатором головної турбіни і конденсатним насосом. Можна також відводити пару в конденсатор



ГКТ – головна конденсаційна турбіна; ПТН – живильний насос з турбоприводом; ППТ – парова привідна турбіна.

Рисунок 5.3 – Принципова схема включення привідної турбіни живильного насоса на парі з відбору головної конденсаційної турбіни з проміжним перегрівом пари.



головної турбіни, якщо це передбачає його конструкція, а також використовувати в регенеративних підігрівачах живильної води.

Потужність, споживана насосом з електроприводом, при зниженні навантажень приблизно прямо пропорційна другому ступеню витрати води:

$$N_{\text{печ}} = k D_{\text{жв}}^2,$$

де  $D_{\text{жв}}^2$  – витрата живильної води,

$k$ – коефіцієнт пропорційності.

Потужність, споживана насосом з турбоприводом, при зниженні навантажень приблизно прямо пропорційна третьому ступеню витрати води:

$$N_{\text{печ}} = k_1 D_{\text{жв}}^3,$$

тобто суттєво нижче, ніж при використанні електроприводу. Крім того частота обертання насосів з електроприводом 3000об/хв., з турбоприводом – 5000 – 6500 об/хв..

В енергоблоках з тиском пари 23,2 МПа і вище потужністю 300 МВт встановлюється, як правило, по одному живильному насосу, у якості привода використовується парова турбіна конденсаційного типу або з протитиском. Пускорезервним є електронасос з продуктивністю 30-50% номінальної (Рис. 2.9).

У блоках 800 МВт встановлюються по 2 робочих турбонасоси по 50% повної подачі з резервуванням підведення пари до приводної турбіни. Приводна турбіна конденсаційного типу. Бустерні насоси мають загальний з головним живильним насосом привід від турбіни через редуктор.

На ТЕЦ блокової структури (з енергоблоками 200-250 МВт) живильні насоси вибирають аналогічно блокам 300 МВт ТЕС. Якщо як робочі на станції прийняті турбонасоси, то повинна передбачатися установка хоч би одного електронасоса для забезпечення пуску станції.

На ТЕЦ неблокової структури з тиском пари перед турбіною 9 і 13МПа вибір потужності живильних насосів базується на забезпеченні роботи станції при виході з роботи найбільш потужного насоса. Живильні робочі насоси ТЕЦ, як правило, мають електропривід. Використання парового

приводу живильних насосів доцільне в тому разі, коли відпрацьовану в привідній турбіні пару можна протягом року використовувати для теплового споживання.

Живильні насоси конструктивно є багатоступінчастими насосами відцентрового типу. Багатоступінчастість дозволяє забезпечити високий тиск живильної води. При тиску нагнітання вище 15МПа використовуються насоси двокорпусної конструкції [6]. На лінії нагнітання за насосом встановлюється зворотний клапан, що запобігає вступу води у зворотному напрямі при зупинці насоса. Напір живильного насоса визначається з урахуванням типу парогенератора (барабанний або прямоточний).

## 5.2 Конденсатні насоси

Конденсатні насоси в пароводяному циклі ТЕС призначені для відкачування конденсату з конденсаторів турбіни і підтримки в ньому тиску, близького до вакууму (майже на 2 порядки нижче атмосферного). Вони встановлюються за конденсатором і подають конденсат через теплообмінники системи регенеративного підігріву до деаераторів. По можливості встановлюють один насос на 100% подачу або два працюючі на 50% загальної подачі. Загальна подача визначається по найбільшому пропуску пари в конденсатор з врахуванням регенеративних відборів.

У блоках з прямоточними котлами застосовується хімічне знесолювання конденсату в блокових установках знесолювання (БОУ), тому встановлюються насоси двох рівнів: перший – після конденсатора турбіни з невеликим напором, другий – після БОУ з напором, який необхідний для подачі конденсату через ПНТ в деаератор. При використанні в схемі ТЕС регенеративних підігрівачів змішуючого типу між ними може бути потрібною установка додаткових перекачувальних насосів.

Конденсатні насоси теплофікаційних турбін, які працюють з конденсаторними установками, повинні вибиратися за умовами

конденсаційного режиму з вимкненими теплофікаційними відборами. У цьому випадку через конденсатор проходить максимальна кількість пари ( $D_k = \max$ ).

Розрахункова продуктивність конденсатних насосів при 100% резервуванні визначається по формулі

$$G_k = (1,1 \div 1,2) D_k \text{ м}^3/\text{год.},$$

де  $D_k$  – кількість пари, що надходить в конденсатор, м<sup>3</sup>/год. Коефіцієнт 1,1÷1,2 враховує кількість конденсату дренажів системи регенеративного підігріву, що поступають в конденсатор.

Повний напір конденсатного насоса в м.вод.ст.

$$H = H_2 + 10(p_n - p_{2k}) - \Sigma h_{\text{пот}},$$

де  $H_2$  - геометрична висота подачі конденсату (різниця між висотними відмітками рівня деаератора і конденсатора в схемах з деаератором),

$p_n$  – тиск в деаераторі, МПа

$p_{2k}$  – тиск в конденсаторі, МПа;

$\Sigma h_{\text{пот}}$  – сумарні втрати тиску в трубопроводах і теплообмінниках з врахуванням швидкісних втрат на вході і виході конденсату.

Повний натиск конденсатних насосів в турбоустановках середнього тиску складає 35÷60 м. вод.ст (3,44÷5,88бар), для установок високого тиску - 110÷160 м. вод.ст (10,8÷15,7 бар).

Потужність, споживана конденсаційним насосом, кВт:

$$W_{\text{ед.і}} = \frac{G_{\text{ед.і}}^1 \cdot H \cdot \rho}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_{\text{ед.і}}}.$$

де  $G_{\text{ед.і}}^1$  - продуктивність насоса, м<sup>3</sup>/с;

$\rho$  - щільність води, кг/м<sup>3</sup>;  $\eta_{\text{ед.і}}$  - ККД насоса.

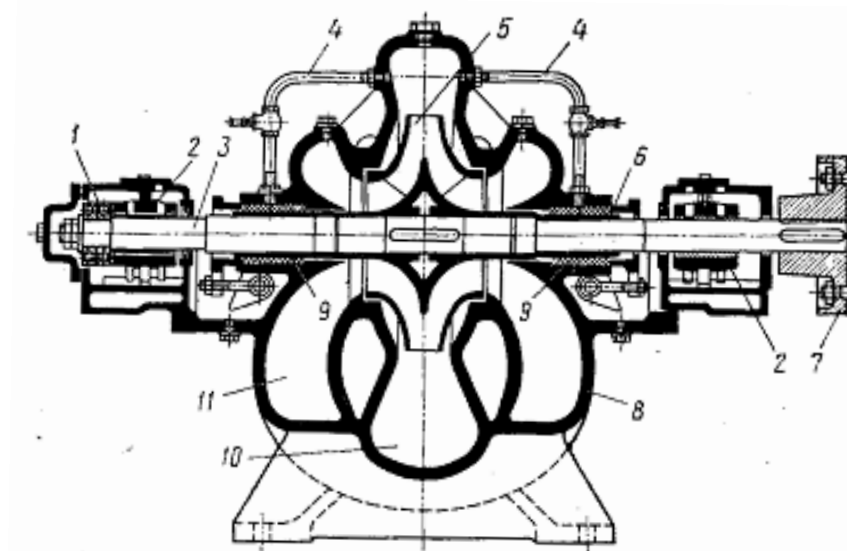
Потужність електродвигуна  $W_{\text{ед}}$  з урахуванням можливих перевантажень приймається на 15-20% більше потужності насоса.

В якості конденсатних насосів використовуються насоси відцентрового типу, що розвивають напір 0,4-0,8 МПа. Як правило вони встановлюються на 0,5-0,8м нижче за рівень конденсату в конденсаторі, який підтримується постійним за допомогою регулятора рівня. Дійсний тиск над рівнем конденсату практично дорівнює тиску насичення. У великих конденсаторах використовуються насоси з вертикальним валом, який через гнучку муфту сполучений з електродвигуном. Для зменшення можливості попадання атмосферного повітря в конденсат насос має зовнішній і внутрішній корпуси. Для цього також в місці виходу валу з внутрішнього корпусу є ущільнення, в яке подається конденсат. З верхньої частини зовнішнього корпусу передбачено відведення повітря в паровий простір конденсатора.

### 5.3 Циркуляційні насоси

Циркуляційні насоси на ТЕС призначені для технічного водопостачання, тобто для подачі охолоджувальної води до обладнання, яке потребує охолодження: в конденсатор турбіни, системи охолодження мастил, системи охолодження електрогенератора та інше. Найбільші об'єми охолоджувальної води потребують конденсатори турбін. Для ефективного охолодження конденсаторів потрібно щоб насос забезпечував невеликий натиск при дуже великій продуктивності: співвідношення пара-вода складає 40-60 кг/кг (див.розділ 4.1). В якості циркуляційних насосів використовуються відцентрові (рис. 5.4) і осьові насоси. Продуктивність насосів вибирається по найбільш важкому режиму подачі води - в літній період. У схемах ТЕС при індивідуальній установці як правило встановлюється по два насоси на турбіну для можливості відключення одного з них в зимовий період при зниженні витрати води. При споруді центральних (берегових) насосних доцільно укрупнювати потужність насосів, доводячи їх кількість до одного на дві турбіни за наявності

централізованого резерву. Відцентрові циркуляційні насоси виконуються одноступінчатими з двостороннім всмоктуванням і горизонтальним розташуванням валу. Вони мають литий корпус з горизонтальним роз'ємом. Опорні підшипники ковзання 2 укріплені на нижній



1 - упорний підшипник; 2—опорні підшипники; 3 – вал; 4 – сполучні трубки; 5 – робоче колесо; 6 – захисна втулка; 7 – муфта; 8 – корпус; 9 – сальники; 10, 11 – камери нагнітання і всмоктування.

Рисунок 5.4 – Відцентровий циркуляційний насос з двостороннім всмоктуванням води

половині корпусу поблизу горизонтального роз'єму. Вал насоса обертається в опорних підшипниках, лівий його кінець встановлений у підшипник 1. На вал насоса насаджено робоче колесо 5 з двобічним підведенням води в камери всмоктування 11.

Вода, пройшовши робоче колесо з лопатками, потрапляє в камеру нагнітання 10 і звідти прямує в трубопровід. Сальники 9 з м'яким набиванням встановлені в місці виходу валу з корпусу. Насос кріпиться на фундаменті за допомогою опор, які відливаються разом з нижньою половиною корпусу.

Розрахункова продуктивність циркуляційних насосів

$$G_{\text{ц}} = G_{\text{к}} + G_{\text{м}} + G_{\text{в}}, \text{ м}^3/\text{год},$$

де  $G_{\text{к}}$  – витрата охолоджувальної води через конденсатор (розрахунок див. розділ 4.1),  $\text{м}^3/\text{год}$ ;

$G_{\text{м}}$  – витрата води через маслоохолоджувачі системи змазки турбіни і

генератора, м<sup>3</sup>/год;

$G_B$  – те ж через повітроохолоджувачі систем повітряного охолодження. Величини  $G_K$ ,  $G_M$ ,  $G_B$  визначаються з теплового розрахунку відповідних установок. Для турбін великої потужності  $G_M + G_B$  складають 3÷7% від витрати води через конденсатор  $G_K$ , середньої потужності – від 6 до 15%.

Розрахунковий повний натиск циркуляційного насоса (у метрах вод. ст.) визначається за наступною формулою:

$$I = I_{\bar{a}} + I_{\bar{e}} + \Sigma h_{\text{од}} + \Sigma h_{1.\bar{n}} + \frac{\omega_{\bar{a}1}^2 + \omega_{\bar{a}2}^2}{19.6},$$

де  $I_{\bar{a}}$  - геометричний натиск; визначуваний по формулі:

$$I_{\bar{a}} = I_{\bar{i}} - I_{\bar{n}}, \text{ м вод.ст.}$$

тут  $I_{\bar{i}}$  - висота підйому води ,м.в.ст;  $I_{\bar{n}}$  - висота сифона (зазвичай не більш 7,5 – 8м);

$I_{\bar{e}}$  - гідравлічний опір конденсатора;  $\Sigma h_{\text{од}}$  - втрата натиску на тертя у всмоктуючому і нагнітаючому трубопроводах;  $\Sigma h_{1.\bar{n}}$  - втрати натиску на місцеві опори засувки, на повороти та інш.;  $\omega_{\bar{a}1}^2$  - швидкість води при вході у всмоктуючу трубу м/с;  $\omega_{\bar{a}2}^2$  - швидкість зливу води з нагнітального трубопроводу, м/с.

Для працюючої турбоустановки повний натиск циркуляційних насосів (м.вод.ст.) визначається за формулою:

$$I = I_{\bar{i}} + I_{\bar{a}} + \frac{\omega_{\bar{a}1}^2 + \omega_{\bar{a}2}^2}{19.6},$$

де  $H_M$  – натиск води на виході з насоса по показникам манометра, віднесений до осі насоса;

$I_{\bar{a}}$  - розрідження на вході в насос за показаннями вакуумметра, віднесене до осі насоса.

Циркуляційні осьові насоси застосовуються на найбільш крупних насосних установках. За умовами кавітації осьові насоси встановлюють так, щоб їх робоче колесо знаходилося нижче за рівень води в басейні, тиск над поверхнею якого дорівнює атмосферному.

Питання до розділу

- 1 Де в схемі пароводяного тракту ТЕС встановлюються живильні насоси?
- 2 Призначення живильних насосів.
- 3 Який тиск повинен забезпечити живильний насос в схемі ТЕС з двоступеневим регенеративногопідігріву живильної води?

- 4 Які приводи використовуються для роботи живильних насосів і в яких випадках?
- 5 Як пов'язані потужність електронасоса і кількість перекачуваної рідини?
- 6 За якими умовами обираються конденсатні насоси ТЕЦ?
- 7 Де встановлюються конденсатні насоси?
- 8 Який натиск повинні забезпечувати конденсатні насоси?
- 9 За якими умовами вибирається продуктивність циркуляційних насосів?

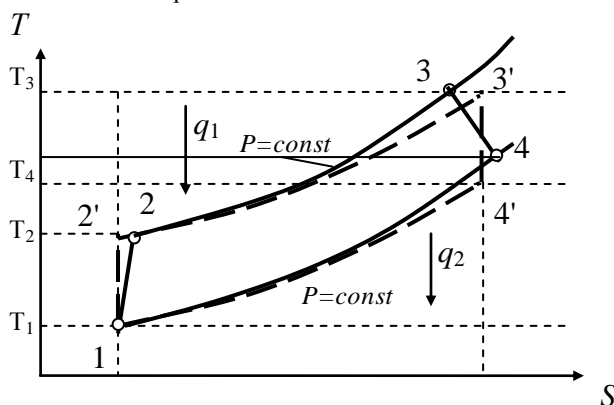
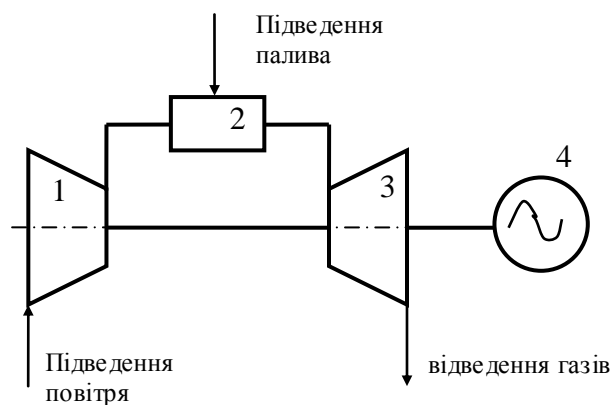
## 6 ГАЗОТУРБІННІ І ПАРОГАЗОВІ УСТАНОВКИ ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

### 6.1 Тепловий цикл газотурбінних установок.

Разом з паротурбінними ТЕС в сучасній енергетиці широко використовуються газотурбінні (ГТУ) і парогазові (ПГУ) установки [4-6].

Газотурбінна установка – це тепловий двигун, робоче тіло в якому залишається газоподібним в усіх точках теплового циклу. Цикл ГТУ складається з наступних процесів (рис. 4.1):

- адіабатного стискування, відповідного стискуванню повітря в компресорі



1- повітряний компресор; 2 – камера спалювання; 3 – турбіна; 4 – навантажувальний пристрій (генератор).

Рисунок 6.1 – Спрощена схема ГТУ та її цикл в TS- координатах.

(лінія 1-2  $\square$ );

- ізобарного підведення теплоти  $q_1$ , що відповідає спалюванню палива в камері згорання (лінія 2'-3');

- адіабатного розширення продуктів згорання в газовій турбіні (лінія 3'-4') і виконання роботи в об'ємі  $q_1 - q_2$ ;

- кінцевого ізобарного процесу, в якому від

робочого тіла відводиться теплота  $q_2$  (лінія 4'--1).

Реальному процесу відповідають лінії 1-2-3-4.

Термічний ККД ідеальної установки

$$\eta_t = \frac{q_1 - q_2}{q_1} = 1 - \frac{q_2}{q_1} = 1 - \frac{c_p (T_{4'} - T_1)}{c_p (T_{3'} - T_{2'})} \quad (6.1)$$

Використовуючи показник адиабати  $k=c_p/c_v$  і співвідношення між температурами при ізобарному і адиабатному процесах, після перетворення (6.1) отримаємо вираження для ККД ідеальної ГТУ:

$$\eta_t = 1 - \lambda^{-\frac{k-1}{k}} = 1 - \varepsilon^{-(k-1)} \quad (6.2)$$

де  $\lambda = p_2/p_1$  – міра підвищення тиску в ГТУ;

$\varepsilon = v_1/v_2$  – міра стискування повітря.

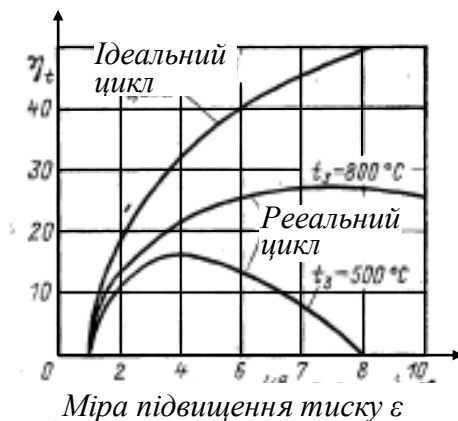


Рисунок 6.2 – Залежність термічного ККД циклу ГТУ від міри підвищення тиску

З (6.2) витікає, що термічний ККД газотурбінного циклу з підведенням теплоти при постійному тиску збільшується при зростанні міри стискування.

ККД реального циклу залежить не лише від міри стискування, але і від

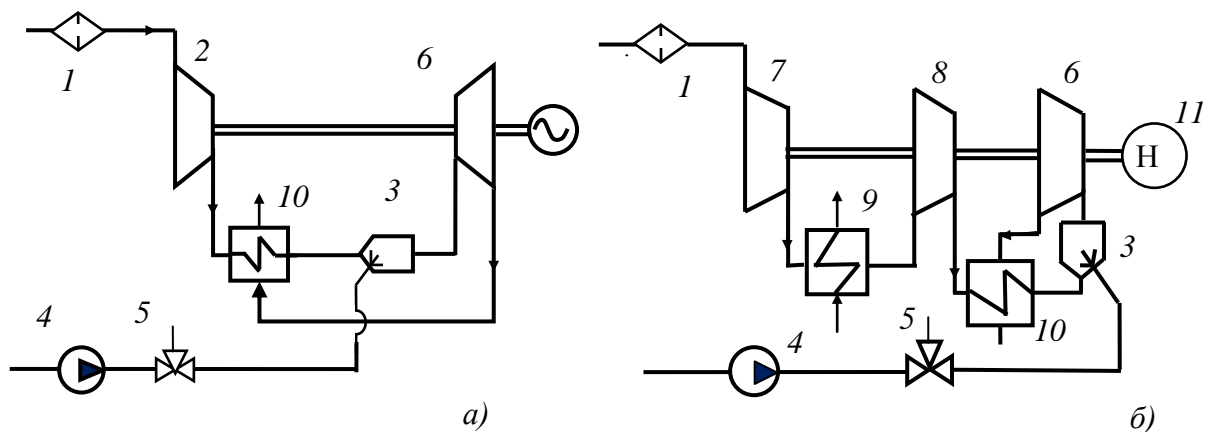
температури газів  $T_3$  перед газовою турбіною (рис.6.2), значень внутрішніх відносних ККД турбіни  $\eta_{oi}^T$  і компресора  $\eta_{oi}^K$ . Збільшення початкової температури  $T_3$  газу на вході в турбіну обмежується жароміцністю металу в проточній частині турбіни. Початкова температура газів складає 750 – 800 °С.

Для отримання такої температури при температурі згорання палива 1700 - 2000 °С потрібно забезпечити великий надлишок повітря в камері згорання перед турбіною. Перевищення може складати 300% і більше.



Прості ГТУ мають низький ККД – приблизно 14-18%, витрата палива перевищує на 20-30% витрату палива на паротурбінних блоках. Тому доцільно використовувати такі ГТУ лише для покриття максимуму навантаження потужних блокових ТЕС, що працюють в базисній частині графіка і мають коефіцієнт використання  $k_v = 0,68 - 0,82$ , до того ж значну вартість має паливо, яке використовують на ГТУ. Проте використання ГТУ досить раціонально, оскільки компенсує капітальні вкладення на резервні потужності: витрати на ГТУ на 25-35% нижче, ніж на паротурбінні установки. При значнішому числі годин використання ( $\sim 2000 \div 3000$  годин на рік) ГТУ виконують з декількома рівнями підведення теплоти і проміжного охолодження повітря, яке стискується, а також з регенеративним підігрівом стислого повітря відпрацьованими в ГТУ газами.

На рисунку 6.3 представлені прості схеми одновальних ГТУ з регенерацією теплоти відпрацьованих в турбіні газів (рис.6.3.а) і ГТУ по складному циклу з проміжним охолодженням стиснутого повітря і регенерацією (рис.6.3, б).



1 – повітряний фільтр; 2 – повітряний компресор; 3 – камера згорання; 4 – паливний насос; 5 – стопорно-регулюючий клапан; 6 – газова турбіна; 7- компресор низького тиску (КНТ); 8 – те ж високого тиску(КВТ); 9 - проміжний повітроохолоджувач; 10 - регенератор; 11- навантажувальний пристрій.

Рисунок 6.3 – Схема одновальних ГТУ по відкритому циклу: а) – з проміжним регенеративним підігрівачем повітря при стискуванні; б) - з проміжним охолодженням повітря і регенерацією теплоти відхідних газів.

ГТУ з регенерацією (рис. 6.3) має поверхневий теплообмінник, в якому відбувається підігрівання повітря, що надходить в камеру згорання, за рахунок утилізації теплоти відхідних газів. Проміжне охолодження повітря дає можливість підвищити щільність газів і зменшити витрати на досягнення більш високого тиску у компресорі КВТ.

## 6.2 Класифікація ГТУ

ГТУ можуть виконуватися за наступними тепловими циклами :

- 1) з постійним тиском згорання ( $p_2 = \text{const}$ );
- 2) із згоранням при постійному об'ємі.

Практичне використання отримали установки за першим принципом ( $p_2 = \text{const}$ ), оскільки їх ККД вище.

Залежно від способу передачі частини теплоти холодному джерелу ГТУ розділяють на установки відкритого і замкнутого циклів.

*ГТУ відкритого циклу* – установка, в якій робоче тіло надходить з атмосфери, однократно проходить через всі елементи ГТУ і викидається в атмосферу. Робочим тілом таких установок служить атмосферне повітря і продукти згорання органічних палив.

*ГТУ замкнутого циклу* (замкнута ГТУ) – установка, в якій робоче тіло безперервно циркулює по замкнутому контуру. Відведення теплоти здійснюється в спеціальних теплообмінниках. Робочим тілом в таких ГТУ служить повітря, азот, вуглекислий газ, гелій і інші речовини.

Залежно від експлуатаційних і техніко-економічних вимог (номінальна потужність, економічність, маневреність, рівень автоматизації управління і тому подібне) ГТУ можуть виконуватися одновальними і багатовальними.

За призначенням ГТУ розділяють на:

- енергетичні – призначені для приводу електричних генераторів;

- приводні – для приводу компресорів газоперекачуючих станцій, металургійних і хімічних виробництв, насосів перекачування нафти, пожежогасінні;

- транспортні – використовувані як двигуни в авіаційному, водному, залізничному і автомобільному транспорті.

Енергетичні ГТУ залежно від тривалості роботи протягом року розділяють на базові, напівпікові, пікові ГТУ і ГТУ аварійного резерву. Останні забезпечують підняття потужності з холодного стану до номінальної за декілька хвилин (для агрегатів паротурбінної ТЕС потрібно не менше доби). ГТУ для приводу компресорів газоперекачувальних станцій використовуються близько 6000 год/рік при середньому напрацюванні на пуск більше 300 годин.

### 6.3 Схеми газотурбінних установок

ГТУ відкритого циклу виконуються по простому циклу і по складному циклу. ГТУ по простому циклу не мають проміжного підігрівання газу (проміжних камер згорання), регенеративного підігріву і проміжного охолодження стиснутого повітря. ГТУ по складних циклах включають одну або декілька рівнів проміжного охолодження повітря при стискуванні в компресорі, два рівні і більш підведення теплоти.

*Одновальні ГТУ по простому циклу (прості ГТУ) складаються з повітряного компресора (ВК), газової турбіни (ГТ), камери згорання і пристрою навантаження. (рис 6.1). Двохвальні ГТУ по простому циклу складаються з повітряного компресора, розташованого на компресорному валу, що приводиться в обертання турбіною високого тиску. Турбіна низького тиску (ТНТ) в такій схемі розташовується на валу з пристроєм навантаження Н (генератором). У аналогічних схемах ТВТ і ТНТ можуть мінятися місцями.*

Приклади схем двохвальних ГТУ по складному циклу представлені на рисунках 6.4, 6.5. Використовуються також трьохвальні ГТУ по простому і складному циклах.

Цикл ГТУ з регенерацією теплоти відхідних газів характеризуються мірою регенерації  $\sigma$ :

$$\sigma = \frac{G_B (i_{B2} - i_{B1})}{G_T (i_{TT} - i_{TB})}$$

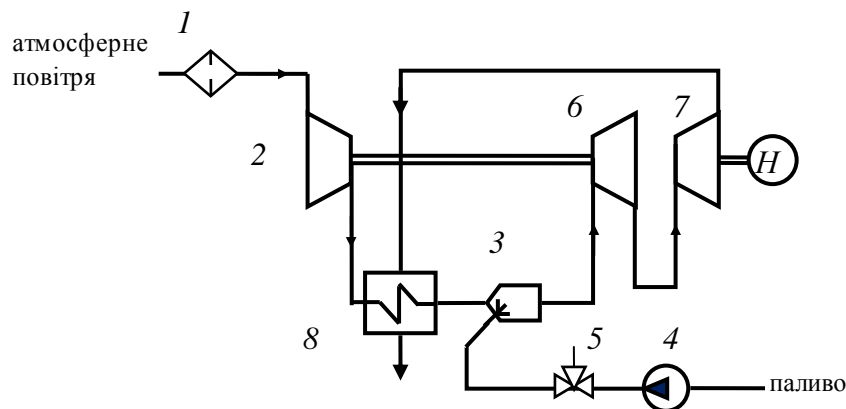
(6.3)

де  $G_B$  і  $G_T$  – витрата повітря і газів;

$i_{B2}$  та  $i_{B1}$  – питома ентальпія повітря відповідно на виході і вході в теплообмінник, кДж/кг;

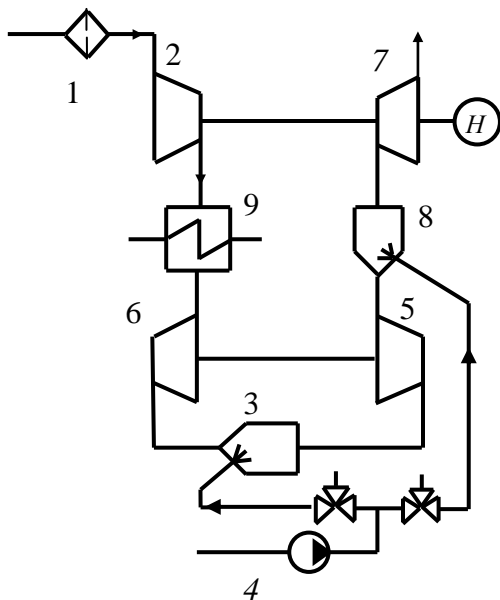
$i_{TT}$  – питома ентальпія газів за турбіною, кДж/кг;

$i_{TB}$  – питома ентальпія газів при температурі повітря на вході в теплообмінник, кДж/кг.



1 – 5, – див. рисунок 6.3; 6 – ТВТ; 7 – ТНТ; 8 – регенератор. Н – навантаження турбіни (генератор).

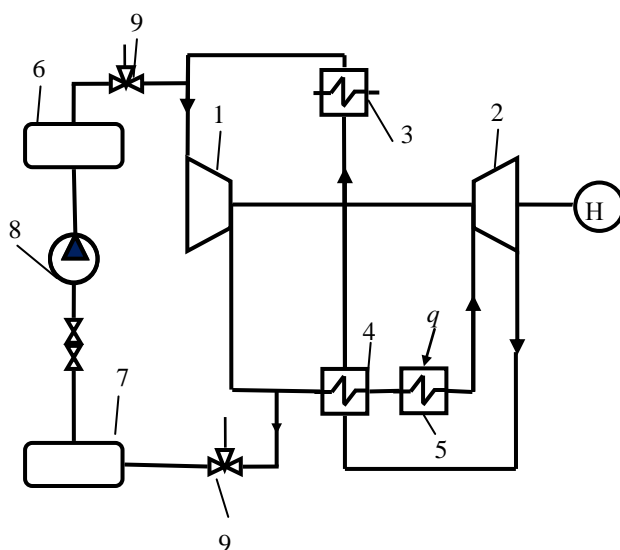
Рисунок 6.4 – Схема двохвальної ГТУ відкритого циклу з незалежною турбіною корисної потужності і регенерацією теплоти.



1, 4, 7 – див. рис.4.4; 2 – КНТ; 3 – камера згорання високого тиску (КСВД); 5 – ТВД; 6 – КВТ; 7-ТНД; 8 – камера згорання низького тиску (КСНД); 9 – повітроохолоджувач.

Рисунок 6.5 - Схема двохвальної ГТУ відкритого циклу з розділеним компресором, проміжним охолодженням повітря і проміжним підведенням теплоти

ГТУ замкнутого циклу (рис. 6.6) складається з газового компресора 1 турбіни 2, газоохолоджувачів 3 і регенератора 4. Підведення теплоти від зовнішнього джерела виконується в теплообміннику 5. Потужність регулюється за рахунок зміни кількості робочого тіла, яке циркулює в контурі. При постійних значеннях температури газу перед газовою турбіною і компресором витрата газу прямо пропорційна тиску у відповідних точках контура. Зміна тиску в контурі забезпечується його з'єднанням з ємкостями високого 6 і низького 7 тисків. Між ємкостями встановлений перекачувальний компресор 8.



1- компресор; 2 – газова турбіна; 3 - охолоджувач газу; 4 – регенератор; 5 - нагрівач газу; 6,7 – газгольдери високого і низького тисків; 8 – перекачуючий компресор; 9- клапан, що управляє.

Рисунок 6.6 – Принципова схема ГТУ замкнутого циклу

## 6.4 Розрахунок характеристик ГТУ

Потужність компресора, що витрачається на стискування 1 кг повітря за 1 секунду, залежить від міри підвищення тиску

$$W_{\kappa} = c_p T_a \left[ \left( \frac{p_{\kappa 2}}{p_{\kappa 1}} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \cdot \frac{1}{\eta_{0i}^{\kappa} \eta_{0i}^{\tau}} \quad (6.4)$$

де  $c_p$  – теплоємність повітря;

$p_{\kappa 1}$  - тиск на вході компресора,

$p_{\kappa 2}$  - кінцевий тиск на виході з компресора, відповідно до паспортних даних;

$T_a$  – температура атмосферного повітря;

$\eta_{0i}^{\hat{e}}$  - внутрішній відносний ККД компресора;

$\eta_{0i}^{\delta}$  - те ж турбіни.

$$p_1 = p_a - \Delta p_1,$$

де  $p_a$  - атмосферний тиск;

$\Delta p_1$  – втрати тиску на вході в компресор, складають близько 2% від  $p_a$ .

Потужність турбіни, що доводиться на 1 кг/с повітря, яке витрачається

$$W_T = c_{p\bar{a}} T_{\delta 1} \left[ 1 - \left( \frac{\delta_{\delta 2}}{\delta_{\delta 1}} \right)^{\frac{\chi-1}{\chi}} \right] \cdot (1+b) \cdot \eta_{0i}^{\delta} \eta_i \quad (6.5)$$

де  $c_{p\bar{a}}$  – теплоємність продуктів згорання (газів), кДж/кг К;

$T_{\delta 1}$  - температура продуктів згорання на виході з камери згорання і на вході в турбіну;

$p_{\tau 1}$  - тиск продуктів згорання на вході в турбіну,  $p_{\tau 1} = p_{\kappa 2} - \Delta p_{\kappa\tau}$ , тут  $\Delta p_{\kappa\tau}$  – втрати тиску в камері згорання і трубопроводах від компресора до турбіни; можна прийняти  $\Delta p_{\kappa\tau} = 0,03 p_{\kappa 2}$ .

$p_{\kappa 2}$  – тиск за турбіною,  $p_{\kappa 2} = p_a + \Delta p_{\tau}$ . Тут  $\Delta p_{\tau}$  – втрати тиску у

вихлопному тракту турбіни; зазвичай  $\Delta p_T = 0,02 p_a$  ;

$\eta_{0i}^T$  - внутрішній відносний ККД турбіни;

$b$  – кількість палива (кг/с), що спалюється за 1с в розрахунку витрати 1кг/с повітря;

$$b = \frac{c_{p\bar{a}} T_{\delta 1} - c_p T_{\delta 2}}{Q_i^{\delta} \eta_{\delta \bar{n}} - c_{p\bar{a}} T_{\delta 1} + c_{p\delta \bar{e}} T_{\delta \bar{e}}} \quad (6.6)$$

Потужність електричного генератора  $W_{\Gamma}$  при витраті повітря через компресор в кількості  $G_B$  кг/с:

$$W_{\Gamma} = (w_T - w_K) G_B \eta_{\Gamma} \quad (6.7)$$

Кількість тепла, що підводиться до робочого тіла в камері згорання

$$Q = G_B \left[ c_{p\Gamma} T_{\Gamma 1} (1 + b) - c_p T_{K2} - b c_{p_{\Gamma TL}} T_{\Gamma TL} \right] \quad (6.8)$$

В (6.7), (6.8):  $T_{K2}$  – температура повітря за компресором,  $T_{K2} = T_a + w_K / c_p$ ,

$T_{\Gamma TL}$  і  $c_{p_{\Gamma TL}}$  – температура (К) і теплоємність (кДж/кг К) палива;

$\eta_{\Gamma}$  – ККД електричного генератора.

Коефіцієнт корисної дії ГТУ по виробленню електроенергії

$$\eta_{\Gamma TU} = W_{\Gamma} / (Q_n^p \cdot B) \quad (6.9)$$

де  $B = b G_B$  - кількість спалюваного палива (кг) при витраті повітря в об'ємі  $G_B$ .

## 6.5 Повітро-акумуляуючі ГТУ

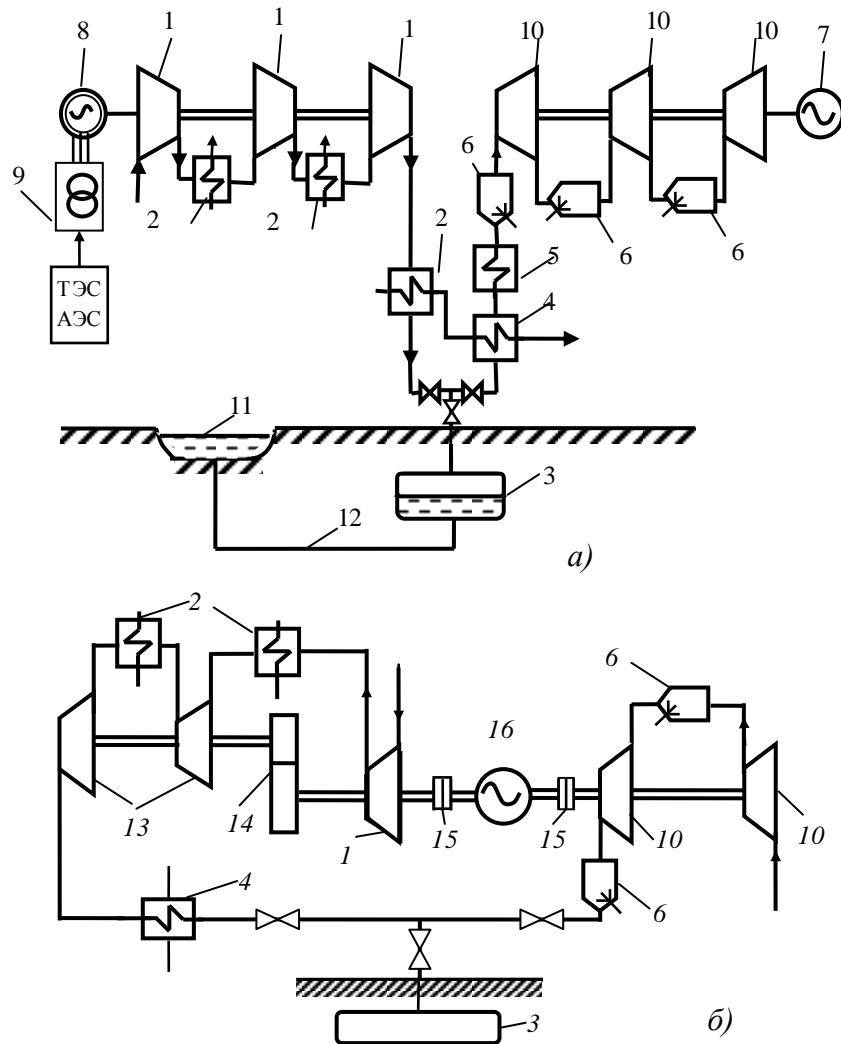
Повітро-акумуляуючі газотурбінні установки (ПАГТУ) є досить перспективним засобом вирівнювання графіка навантажень в енергосистемах, що особливо важливо при використанні в системі значної

частки потужностей атомних електростанцій, які працюють в базисній частині графіка навантажень. Ця ситуація характерна для ОЕС України. ПАГТУ надають можливість акумулювати енергію в часи зниження її споживання в енергосистемі з подальшим її використанням в період максимуму навантажень енергосистеми. При використанні ПАГТУ (на відміну від звичайних ГТУ) процеси стискування повітря компресором і його розширення разом з продуктами згорання палива в турбіні відбуваються неодноразово. Крім того, витрати повітря через компресор і газову турбіну можуть відрізнятися у декілька разів. Істотним чинником при використанні ПАГТУ є підвищений рівень гідравлічного опору в трактах, що сполучають повітряний акумулятор з повітряним компресором і турбіною (включаючи зміну тиску в повітряному акумуляторі із-за нагріву або охолодження повітря).

Повітря в акумулятори повітряно - акумулюючих електростанцій (ПАЕС) закачується компресором з електроприводом в години глибоких провалів (зазвичай нічних) енергоспоживання в енергосистемі. В період піку навантажень повітря з акумулятора прямує в камеру спалювання газової турбіни, де спалюється рідке або газоподібне паливо, продукти згорання якого прямують в ГТУ. Кількість енергії, що виробляється ПАГТУ, і віддається в мережу енергокомпанії, перевищує приблизно в 1,4 – 2 рази енергію, витрачену на стискування і акумуляцію повітря.



На рисунку 6.7 представлені варіанти принципів схем ПАГТУ. У якості приводів компресорів використовуються електродвигуни. Закачування повітря в повітряний акумулятор здійснюється в години нічного провалу



1 – повітряні компресори; 2 – повітроохолоджувачі (У); 3 – повітряний акумулятор; 4 – водяний підігрівач повітря; 5 – регенератор; 6 – камера згорання (КС); 7 – електричний генератор; 8 – електродвигун; 9 – електрична підстанція; 10 – газові турбіни; 11 – наземне водосховище, 12 - водяний затвор; 13 – відцентрові компресори; 14 - редуктор-мультиплікатор; 15 –керовані зчпні муфти; 16 - електродвигун-генератор.

Рисунок 6.7 – Теплові схеми повітре-акумуляуючих газотурбінних установок з;  
 а) – теплова схема ПАГТУ з повітряним акумулятором постійного тиску; б) – теплова схема ПАГТУ-290 електричної станції «Хунторфф» (Німеччина).

електричних навантажень. Істотний економічний ефект в схемі ПАГТУ дає використання багатоступінчастого стискування в компресорах з проміжним охолодженням і багатократне підведення теплоти при розширенні газу в турбіні.

ПАГТУ на рисунку 6.7-а) оснащена триступінчастою компресорною групою, в якій використані два проміжних і один кінцевий повітроохолоджувачі. У турбогрупі передбачено двократне підведення теплоти (дві КС). У даній схемі при потужності газотурбінної групи 500 МВт потрібна витрата повітря 50 тис. м<sup>3</sup>/год. при постійному тиску (або 200 тис. м<sup>3</sup>/год. постійного об'єму).

Схема рисунку 6.7-б) примітна тим, що забезпечена лише одним мотор-генератором, який за допомогою зчіпних муфт по черзі з'єднується з компресором або турбіною, виконуючи роль приводного двигуна компресора або генератора. Потужність цієї установки 290 МВт.

## 6.6 Парогазові установки

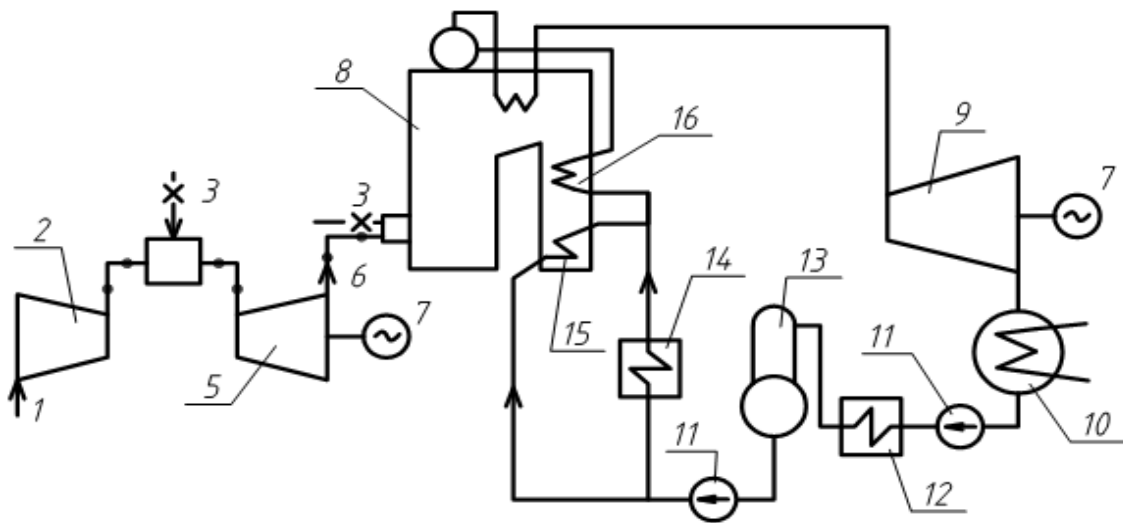
Установки, в яких здійснюється комбінація циклів газових і парових турбін, називаються комбінованими енергетичними установками (КЕУ) [2, б]. Ці установки працюють з двома тепловими двигунами, що використовують як робоче тіло різні середовища, причому теплота робочого тіла, відпрацьованого в першому двигуні, названому верхнім або надбудовою, майже повністю використовується в другому, названому нижнім. Нижнім двигуном в КЕУ є парова турбіна.

Парогазові установки (ПГУ) є одним з видів КЕУ. У цих установках відпрацьований в газовій турбіні (ГТУ) газ використовується для виробництва пари в котлі. Відпрацьований в ГТУ газ має досить високу температуру, замінюючи при цьому частину палива, що спалюється в топці парового котла. Знижуються також витрати на підготовку повітря завдяки великому вмісту у відпрацьованих в ГТУ газах кисню (~ 16 - 18%). При цьому відпадає потреба у повітропідігрівачеві для котлів. Проте це у свою чергу приводить до підвищення температури відхідних газів парового котла, що знижує його ККД. Відповідно в цілому отримується незначне підвищення ККД установки. Можлива перебудова теплової схеми парової частини

установки із заміною регенеративного підігріву живильної води на газоводяні підігрівачі, тобто відпадає або зводиться до мінімуму потреба в відборах пари з парової турбіни. В цьому випадку вся установка повинна працювати в базовій частині графіка навантажень, оскільки підігрів живильної води потрібен постійно.

Електроенергія виробляється генераторами, в одного з яких приводом служить ГТУ, в другого - парова турбіна.

На рисунку 6.8 представлена схема ПГУ з низьконапірним парогенератором. Установка не містить повітропідігрівача в схемі подачі палива в котел, а в цілях зниження температури газів, що відходять з котла, частина живильної води подається в нижню частину водяного економайзера (15) минувши ПВД.



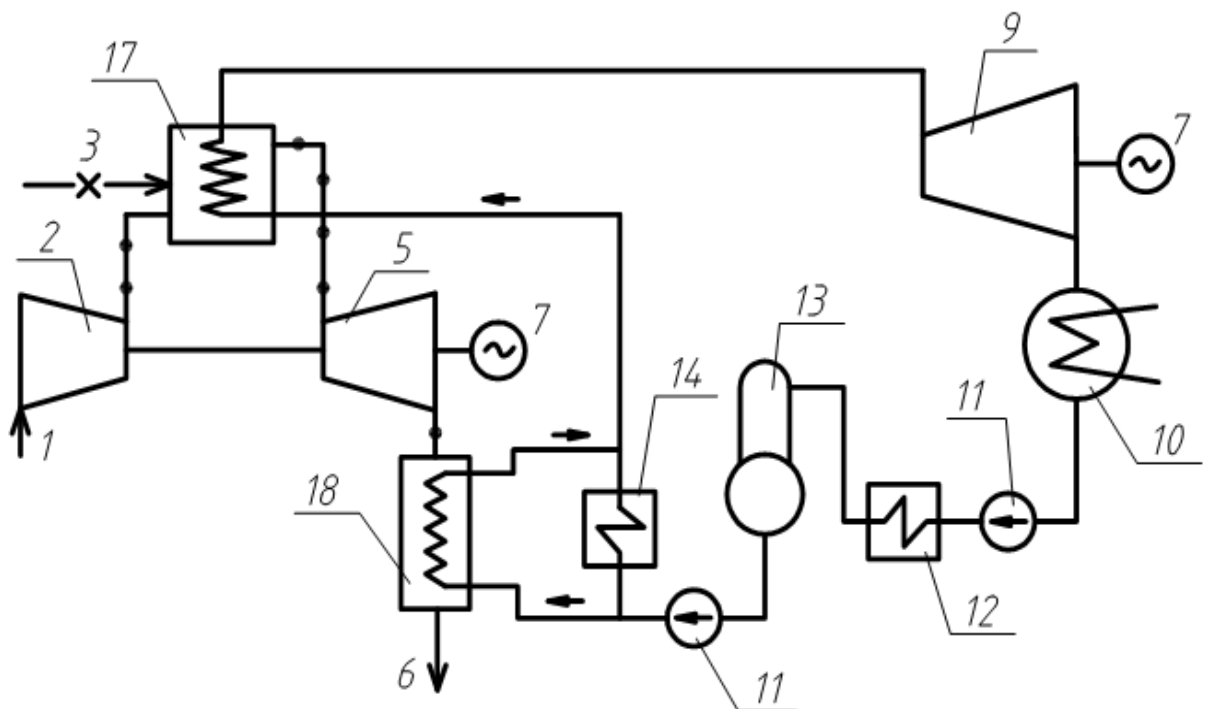
1-забор повітря; 2 – компресор; 3 – подача палива; 4 – камера згорання; 5 - газова турбіна; 6 – вихід відпрацьованих газів; 7 – генератор; 8 – паровий казан; 9 – парова турбіна; 10 – конденсатор; 11 – конденсатний і живильний насоси; 12 – підігрівачі низького тиску; 13 – деаератор; 14 – підігрівачі високого тиску; 15, 16 – економайзери.

Рисунок 6.8 – Спрощена схема парогазової установки із скиданням відпрацьованих газів в паровий котел

Низьконапірний парогенератор в даній установці, в зв'язку з широким наборі потужності, зважаючи на що їх доцільно використовувати як пікових, відключаючи ГТУ на час зниження навантажень в системі, оскільки ГТУ

споживає досить дороге паливо (природний газ або мазут). Питома витрата палива в таких ПГУ на 3-4% нижче, ніж в паротурбінної установки з тими ж параметрами пари.

Ефективнішим з точки зору економії палива і підвищення ККД являється використання так званих високонапірних котлів (ВПК) (рисунок.6.9), в яких камера згорання є одночасно і топкою парового котла, в якій розташовані поверхні нагріву для одержання пари. Частина поверхонь нагріву може бути



1-7; 9-14 – аналогічно рисунку 6.8; 17 – високонапірний парогенератор; 18 - регенеративний підігрівач на відхідних газах.

Рисунок 6.9 – Спрощена схема ПГУ з високонапірним парогенератором

розташована в газоході за ГТУ. У топці такого котла тиск дорівнює тиску газів перед газовою турбіною (0,2...1,0 МПа), що дозволяє виключити наявність камер згорання для отримання теплоносія для ГТУ. Високий тиск газів покращує умови теплообміну, скорочує об'єм камери згорання (топки) в порівнянні з об'ємами топок звичайних котлів. Паливо для таких установок – газоподібне або рідке газотурбінне. Для зниження втрати теплоти з відхідними газами здійснюється підігрівання живильної води для

паротурбінної установки за рахунок теплоти відхідних газів, що відповідно знижує недовиробіток потужності турбіною за наявності регенеративного підігріву. Підігрівачі високого тиску в таких установках можуть бути відключеними від відборів пари з ЦВТ і отримувати потрібне тепло від відхідних газів. Запуск у роботу і регулювання режиму установки здійснюється за допомогою камери згорання, яка встановлюється паралельно основному високонапорному котлу. ККД таких установок досягає 42 – 43,5%, економія умовного палива може складати 30...35 г/кВт·год.

Собівартість електроенергії, яка виробляється на таких енергоустановках на 10-12 % нижче, ніж на високоефективних блоках 800МВт, що працюють на природному газі, на 17-20% нижче вартість 1 кВт встановленої потужності. Ведуться роботи із створення високопродуктивних ГТУ-ПГУ з високотемпературним очищенням газів і утилізацією потоків теплоти, що дозволило б більш широке використання таких установок для утилізації промислових відходів палива і теплоти.

#### Питання до розділу

1. За якими ознаками класифікують ГТУ?
2. ГТУ відкритого і замкнутого циклів.
3. Одновальні і багатовальні ГТУ
4. Які фактори впливають на розрахункову потужність турбіни і компресора?
5. Які особливості схем та режиму роботи ПАГТУ?
6. Регенерація теплоти на ГТУ. Призначення газоохолоджувачів.
7. Побудова схем і характерні особливості роботи ПГУ.
8. Низьконапірні і високонапірні ПГУ, їх побудова, характеристики.
9. Розрахунок характеристик ГТУ.
10. Переваги і недоліки ГТУ і ПГУ у порівнянні з паротурбінними ТЕС.

## 7 АТОМНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

### 7.1 Історична довідка

Атомна електростанція (АЕС) — комплекс технічних споруд, призначених для вироблення електричної енергії шляхом використання енергії, що виділяється при контрольованій ядерній реакції.

Вперше в історії електроенергію, вироблену за допомогою ядерного реактора, отримали 20 грудня 1951 в Національній Лабораторії Департаменту енергії США. Її вистачило для живлення чотирьох лампочок 100 Вт. Надалі ця потужність була збільшена до 100 кВт.

Перша в світі атомна електростанція була запущена 27 червня 1954 року у СРСР, в місті Обнінську Калузькій області. Її потужність - 5 МВт. У 1958 році була введена в експлуатацію перша черга Сибірської АЕС потужністю 100 МВт (повна проектна потужність 600 МВт). У тому ж році розвернулося будівництво Білоярської промислової АЕС, а 26 квітня 1964 генератор першої черги дав струм споживачам. У вересні 1964 був пущений 1-й блок Нововоронежської АЕС потужністю 210 МВт. Другий блок потужністю 350 МВт запущений в грудні 1969.

Найбільша АЕС в світі по встановленій потужності (на 2006 рік) знаходиться в Японському місті Касивадзаки префектури Ніїгата — в експлуатації 5 BWR + 2 ABWR, повна потужність складає 8,212 ГВт.

Найбільшою в Україні і в Європі є Запорізька АЕС, на якій встановлено 6 реакторів типу ВВЕР потужністю 1000 МВт кожен. Будівництво станції почалося в 1981р. [17], у 1984 р. був введений в експлуатацію перший енергоблок з електричною потужністю 1000 МВт, у 1995 р. введений в роботу останній шостий енергоблок. Загальна встановлена потужність досягла 6000000 кВт.

В роботі постійно знаходяться 5 реакторів, один реактор (по черзі) виводиться на перезавантаження і профілактику.

## 7.2 Загальні поняття основ ядерної енергетики

### 7.2.1 Структура атомного ядра

Атом будь-якої речовини складається з елементарних часток. По структурі будови атома розрізняють ядро і оболонку. Ядро атома складається з позитивно заряджених часток – протонів і електрично нейтральних часток – нейтронів. Тому ядро атома має позитивний заряд. Оболонка атома утворена електронами, що несуть від'ємний заряд. По величині електрон і протон мають однаковий, але протилежний по знаку заряд  $e$ , рівний по абсолютній величині  $1,6 \cdot 10^{-19}$  Кл (кулона). У звичайних умовах кількість електронів в оболонці дорівнює кількості протонів в ядрі, тому атом електрично нейтральний.

Маса протона і нейтрона значно більше маси електрона – в 1835 і 1837 разів відповідно. Тому атомна вага  $A$  (масове число) елемента визначається масою ядра, тобто сумою числа протонів  $Z$  і нейтронів  $N$ :  $A = Z + N$ . Позитивний заряд ядра відповідає його атомному номеру (атомному числу) в періодичній системі Менделєєва і визначається числом протонів в ядрі.

Хімічні властивості елемента визначаються в основному його атомним номером, тобто зарядом. В ряду важких елементів при однаковому числі протонів в ядрі кількість нейтронів може бути різною. Такі елементи, що мають однаковий заряд, але різну атомну вагу через різну кількість нейтронів в ядрі, називаються *ізотопами*. Ядра легких елементів – з невеликою атомною вагою, мають зазвичай однакову кількість протонів і нейтронів. Для важких елементів (атомна маса вище 160, атомний номер вище 82) співвідношення  $N/Z$  може досягати 1,5 і більш. Важкі елементи з однаковим атомним номером, тобто з однаковими хімічними властивостями, можуть мати неоднакову кількість нейтронів або протонів і, відповідно, атомну масу. Так природний уран має три ізотопи  $^{234}\text{U}$ ,  $^{235}\text{U}$ ,  $^{238}\text{U}$ . Ядра важких елементів перенасичені нейтронами, тому є нестійкими і можуть мимоволі ділитися на два елементи з приблизно удвічі меншим атомним

числом або випускати  $\alpha$ -,  $\beta$ -,  $\gamma$  - частки, утворюючи при цьому нові елементи (радіонукліди).

Здатність ядер елементів спонтанно розпадатися з випромінюванням елементарних часток або ділитися з утворенням нових елементів, що мають суттєво меншу атомну масу, називається *радіоактивністю*. Елементи, що володіють вказаною здатністю, вважаються радіоактивними. До радіоактивних елементів прийнято відносити всі елементи з атомним номером більше 82.

### 7.2.2 Радіоактивний розпад

Процес мимовільного ділення ядер елементів, що супроводжується випромінюванням елементарних часток, називається радіоактивним розпадом. Радіоактивний розпад підкоряється імовірнісним закономірностям: відношення числа розпадів ядер в одиниці маси певного нукліда (елементу) за одиницю часу до загальної кількості ядер цього нукліда в даній його масі є постійна величина і називається *постійною радіоактивного розпаду* (постійною розпаду). Позначається  $\lambda$ ,  $\text{с}^{-1}$ . Якщо прийняти загальну кількість ядер в даній масі елементу рівним  $N$ , кількість ядер, що розпалися, за час  $dt$  рівним  $dN$ , то отримаємо

$$\frac{dN}{N} = -\lambda \cdot dt \quad (7.1)$$

Знак мінус означає зменшення з часом кількості ядер вихідної речовини при радіоактивному розпаді. Після інтеграції отримаємо

$$N(t) = N_0 e^{-\lambda t} = N_0 \exp(-\lambda t), \quad (7.2)$$

де  $N_0$  – кількість ядер в початковий момент відліку.

Рівняння (7.2) представляє математичне вираження закону радіоактивного розпаду, фізична сутність якого полягає в тому, що існує



вірогідність того, що протягом однієї секунди станеться розпад якого-небудь ядра в даній масі речовини, при цьому величина вірогідності дорівнює постійній розпаду  $\lambda$ .

Радіоактивний розпад характеризується також величиною, яка має назву *період напіврозпаду*, – це час, протягом якого кількість радіоактивних ядер в даній масі речовини зменшиться в два рази. З (7.1) отримаємо

$$T_{\frac{1}{2}} = \ln \frac{2}{\lambda} = 0,693 / \lambda = 0,693\tau \quad (7.3)$$

де  $\tau = \lambda^{-1}$  – середній час існування радіоактивних ядер. Відповідно, чим більше постійна розпаду  $\lambda$ , тим швидше станеться розпад ядер. Період напіврозпаду для кожної речовини є сповна визначеним і змінити його неможливо. Так період напіврозпаду 1 г радію  ${}^{88}_{226}\text{Ra}$  складає 1602р., францію  ${}^{87}_{223}\text{Fr}$  - 5 хвилин, астатину  ${}^{85}_{210}\text{At}$  -  $2,1 \cdot 10^{-2}$ с.

Залежно від вигляду частки, що випускається ядром атома при радіоактивному розпаді, розрізняють  $\alpha$ -розпад,  $\beta$  - розпаду і  $\gamma$  випромінювання [12, 14, 15].

При  $\alpha$ -розпаді радіоактивне ядро випромінює два протони і два нейтрони, тобто  $\alpha$  - частка ідентична ядру атома гелію ( ${}^4_2\text{He}$ ) і в 4 рази важча за ядро атома водню – маса  $\alpha$ -частки  $m_\alpha = 4,0026$  а.е.м. При  $\alpha$ -розпаді утворюється «дочірній» елемент з атомною вагою на 4 одиниці менше вихідного елемента і із зарядом (атомним номером) на дві одиниці менше. Схема  $\alpha$ -розпаду може бути представлена схемою



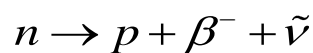
де  $X$  – ядро вихідного атома;  $Y$  – ядро елемента, що знов утворився;

$E_p$  – повна енергія розпаду. Для елементів з атомною масою  $A > 200$   $E_p = 4 \dots 9$  МеВ (1 електронівольт (1еВ) =  $1,6 \cdot 10^{-19}$  Дж або 1Дж =  $6,25 \cdot 10^{18}$  еВ) [12. 15]. Такий енергетичний потенціал відповідає швидкості вильоту  $\alpha$ -частки з ядра в діапазоні 10...20 тис. км/с. Ця енергія дозволяє  $\alpha$ -частці в

повітрі пролетіти не більше 9 см, витративши кінетичну енергію на іонізацію середовища. У м'яких біологічних тканинах пробіг  $\alpha$ -частки не перевищує декількох десятків мікрон. Приєднуючи на своєму шляху електрони  $\alpha$ -частки перетворюються на атоми гелію.

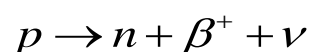
**$\beta$ -розпад** характеризується викидом з ядра малих часток, по масі рівних електронам, але на відміну від електрона вони можуть мати негативний  $\beta^-$  або позитивний  $\beta^+$  заряд. У першому випадку вважається, що сталося випромінювання електрона, в другому – позитрона. При  $\beta$ -розпаді окрім електронів (позитронів) випромінюються також нейтрино  $\nu$  і антинейтрино  $\bar{\nu}$ , які є електрично нейтральними малими частками, що практично не взаємодіють з речовиною.

$\beta^-$  - розпад відбувається в разі надлишку в ядрі нейтронів в порівнянні з рівноважним станом ядра. В цьому випадку в результаті  $\beta^-$  - розпаду нейтрон перетворюється на протон, а з ядра випромінюється електрон і антинейтрино:



Таким чином в результаті  $\beta^-$  - розпаду в ядрі на одиницю зменшується число нейтронів, на одиницю збільшується число протонів. Радіонуклід, що утворився при цьому, має порядковий номер на одиницю вище, атомна вага залишається без зміни.

При  $\beta^+$  - розпаді протон ядра перетворюється в нейтрон, при цьому відбувається випромінювання позитрона і нейтрино:



В результаті  $\beta$  - розпаду збільшується на одиницю число нейтронів в ядрі, число протонів зменшується на одиницю. Новий радіонуклід матиме номер на одиницю менше, атомна вага – без зміни, тобто  $A_1=A$ . Маса  $\beta$ -часток приблизно в 7000 разів менше маси  $\alpha$ - часток, швидкість руху

наближається до швидкості світла. Позитрон, що звільнився, анігілює з електроном зовнішньої оболонки ядра. При цьому виділяється  $\gamma$ -квант з енергією 1,02 Мев. Пробіг  $\beta$  - часток у атмосфері дорівнює приблизно 20 м, у воді – 2,5см.

**$\gamma$ - випромінювання** виникає в умовах збудженого стану ядра, яке характерне для «дочірніх» ядер. Звільнення зайвої енергії відбувається за рахунок  $\gamma$ - випромінювання, схожого за природою зі світловим і радіохвильовим випромінюванням. Основна відмінність в тому, що  $\gamma$ -випромінювання має дуже малу довжину хвилі – приблизно  $10^{-10}$  м, завдяки чому має найбільшу проникаючу здатність в порівнянні з іншими видами випромінювань. Тому воно є жорстким електромагнітним випромінюванням, що вимагає істотних витрат захисних матеріалів. Так, якщо для нейтралізації  $\alpha$ -часток досить гумових рукавичок, повної нейтралізації  $\beta$ -часток з початковою енергією 5МеВ досить шару свинцю 2,5 мм, то для  $\gamma$ -частки з енергією 2 МеВ потрібний шар свинцю приблизно 0,2 м.

### 7.2.3 Ядерні реакції

*Ядерною реакцією* називається процес перебудови ядра атома, що відбувається в результаті розщеплювання або злиття ядер, спонтанного перетворення ядер або перетворення ядер, викликаного їх бомбардуванням елементарними частками.

Ядерні реакції, як правило, проходять в дві стадії: на першій стадії відбувається поглинання ядром бомбардуючої частки з утворенням нового «збудженого» ядра. Час існування такого ядра дуже малий –  $10^{-12} - 10^{-14}$  с. На другій стадії відбувається розпад ядра, що утворилося, з випромінюванням іншої елементарної частки. Якщо відбувається випромінювання тієї ж бомбардуючої частки, то замість ядерної реакції сталося розсіювання.

*Нейтронна реакція ділення* атомного ядра відбувається при бомбардуванні ядер важких елементів нейтронами і радіоактивному захваті

нейтрона ядром елементу. Виникнення такої реакції суттєво залежить від швидкості руху нейтрона: чим вона вища, тим нижче вірогідність захвату. З іншого боку, аби почалося ділення ядер  $^{238}\text{U}$ , потрібні нейтрони дуже високих енергій.  $^{235}\text{U}$  ділиться нейтронами будь-яких енергій. Нейтрони, що з'являються при діленні  $^{235}\text{U}$ , мають швидкість порядку 20000 км/с. Але ця швидкість швидко гаситься при зіткненні з ядрами урану, тому реакція ділення не виникає. В той же час  $^{238}\text{U}$  може захоплювати нейтрон, при цьому утворюється нестійкий елемент  $^{239}\text{U}$ , який зазнає  $\beta$ -розпад з утворенням трансуранового елементу нептунія  $^{239}\text{Np}$ , який також не є стійким, - випускає  $\beta$ -частку і перетворюється на наступний трансурановий елемент – плутоній  $^{239}\text{Pu}$ , який володіє здатністю ділитися аналогічно  $^{235}\text{U}$ .

Чим нижче швидкість, тим більше зона захвату ядра (рис. 7.1), і тим більше вірогідність виникнення реакції розпаду. Тому для уповільнення нейтронів використовуються різні сповільнювачі – легкі елементи, які не поглинають нейтрони, але при зіткненні з їх атомами енергія нейтронів втрачається. Як сповільнювачі можуть використовуватися вода, важка вода ( $\text{D}_2\text{O}$ ), графіт, берилій (Be). При швидкості нейтронів порядку 30 км/с відбувається їх захват ядрами  $^{238}\text{U}$  з подальшим ланцюжком їх ділення.

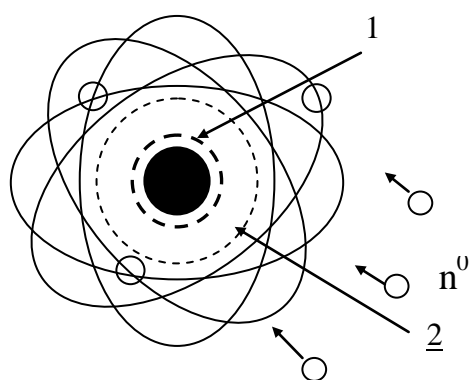


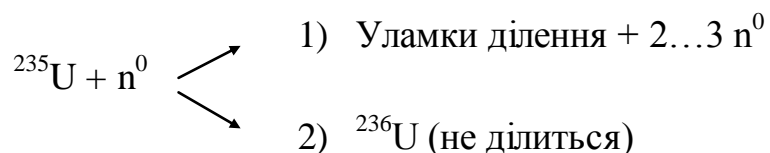
Рисунок 7.1. Будова атома і зони захвату нейтронів: 1- зони захвату при високих швидкостях нейтронів в потоці, 2- зони захвату при низьких швидкостях нейтронів,  $n^0$  – потік нейтронів.

#### 7.2.4 Ядерний реактор. Ядерне паливо

Ядерні реакції через виділення при їх протіканні значної кількості теплоти і радіаційного випромінювання вимагають для їх здійснення спеціальні пристрої. Такі пристрої називаються ядерними реакторами і є спеціальними енергетичними установками, призначеними для організації і протікання керованої ланцюгової реакції ділення ядер деяких важких елементів, в результаті якої звільняється ядерна енергія, що перетворюється в теплову.

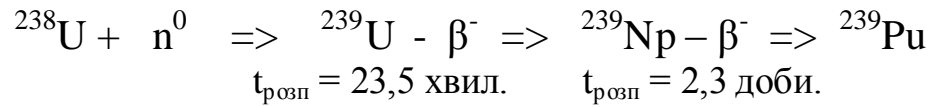
У природі зустрічаються три види ізоотопів урану:  $^{238}\text{U}$  – близько 99% всього викопного урану,  $^{235}\text{U}$  – 0,714%, і  $^{234}\text{U}$  - останнє. З перерахованих діляться лише атоми  $^{235}\text{U}$ . Розпадаються також ізоотопи урану  $^{233}\text{U}$  і  $^{239}\text{Pu}$  (плутоній), які напрацьовуються при розпаді торію (Th) і природного урану  $^{238}\text{U}$  і мають властивості, аналогічні  $^{235}\text{U}$ .

Основним елементом, що ділиться, в більшості сучасних енергетичних реакторів є ядра урану, а саме ізоотопу з атомною масою 235. При опроміненні урану  $^{235}\text{U}$  потоком нейтронів реакція ділення може піти по двох напрямках:



Найбільш вірогідним шляхом розвитку реакції є перший, при якому утворюються дрібніші осколки – легкі елементи, а також виділяються 2-3 вільних нейтрона, з яких бере участь в подальшій реакції ділення як правило один  $\text{n}^0$ , оскільки останні поглинаються легшими продуктами ділення і конструкційними матеріалами. Для того, щоб реакція не припинялася, в ідеалі потрібно мати один вільний нейтрон. При розпаді 1 г  $^{235}\text{U}$  виділяється  $86,4 \cdot 10^6$  кДж енергії, що дорівнює кількості теплоти, отриманій при спалюванні 3 тон умовного палива.

Реакція розпаду природного урану  $^{238}\text{U}$  при поглинанні нейтрона має наступну схему:



В результаті ділення ядер урану в реакторі відбувається вигорання вихідного ядерного палива, накопичення продуктів ділення і напрацювання нового ядерного палива. Відношення мас знов накопиченого палива  $m_{\text{накопл}}$  і вигорілого  $m_{\text{виг}}$  називається коефіцієнтом відтворення палива ( $KB$ ):

$$KB = \frac{m_{\text{накопл}}}{m_{\text{виг}}}$$

$KB$  важлива експлуатаційна характеристика реакторів, по його величині судять про ефективність роботи реактора. Інша характеристика роботи реактора – коефіцієнт розмноження  $k_p$

$$k_p = \frac{N_{n1}}{N_{n0}}$$

де  $N_{n1}$  – кількість нейтронів даного покоління,  $N_{n0}$  – те ж попереднього покоління. При  $k_p = 1$  реактор знаходиться в так званому критичному стані і працює з постійним енерговиділенням. При  $k_p > 1$  – реакція ділення розширюється, енерговиділення зростає, потрібне регулювання і обмеження. Якщо  $k_p < 1$ , то реакція затухає, енерговиділення реактора кінець кінцем припиниться.

Показник «критична маса реактора» – строго визначена кількість ядерного палива, відповідна критичному стану реактора. При масі палива що перевищує критичну ( $m_{\text{топл}} > m_{\text{кр}}$ ), йде розгін реактора, при меншій – загасання.

Ядерним паливом в реакторі служить спечений двоокис очищеного від домішок природного урану, збагачений ураном-235. Очищення необхідне,

щоб уникнути захвату нейтронів домішками. Звичайне паливо застосовується у вигляді таблеток, поміщених в металеву трубку. Трубка виготовляється з цирконієвого сплаву, який стійкий до дії корозії, високих температур і має малі перетини захвату нейтронів, а також перешкоджає неконтрольованому виходу палива з об'єму назовні. Герметично заварена заглушками трубка, з таблетками палива називається тепловиділяючим елементом (ТВЕЛ). ТВЕЛ в працюючому реакторі омиваються потоком теплоносія. ТВЕЛ комплектуються в тепловиділяючі збірки – ТВЗ – комплект ТВЕЛ в загальній оболонці. Кожух ТВЗ також виготовляється з цирконієвих сплавів. ТВЗ розміщуються у вертикальних каналах активної зони, утворюючи правильні решітки («соти»). Для стабілізації реакції ділення використовуються регулюючі стержні, які виготовляються з матеріалів, що добре поглинають нейтрони без реакції ділення. Це кадмій, борна сталь. При введенні стержня в активну зону убираються зайві нейтрони, отримуємо  $K_{eff} \approx 1$ .

### 7.3 Класифікація атомних електростанцій

Атомні електростанції класифікуються відповідно до наступних принципів [6, 7;10]:

- 1) По встановлених на них видах реакторів. Розрізняють наступні види реакторів:
- Реактори на *теплових нейтронах*, що використовують спеціальні сповільнювачі для збільшення вірогідності поглинання нейтрона ядрами атомів палива, а саме:
- Реактори на *легкій воді* ;
- *Графітові* реактори ;
- Реактори на *важкій воді*
- Берилієві – сповільнювач берилій – дорогий і токсичний.
- Реактори на *швидких нейтронах*
- *Субкритичні реактори*, що використовують зовнішні джерела нейтронів

- *Термоядерні реактори* – використовується енергія реакцій синтезу легких ядер ізотопів водню – дейтерію і тритію.

2) По конструктивному виконанню реакторів:

- корпусні (ВВЕР) – тиск теплоносія несе корпус;
- каналні (РБМК) – тиск несе кожен окремий канал, теплоносій протікає по каналах, в яких розташовані ТВЗ, контакт з графітовим сповільнювачем відсутній.

3) За типом використовуваного теплоносія:

- легководні (звичайна вода)
- «важка» вода – використовуються рідко;
- рідиннометалеві (реактори на швидких нейтронах);
- газоохолоджувані.

Реактори з водним теплоносієм ділять також на:

- киплячі - каналного типу: пара, що надходить в турбіну, утворюється безпосередньо в реакторі;
- з водою під тиском - корпусного типу.

4) За призначенням:

- енергетичні – найбільш поширені;
- дослідницькі – для наукових цілей;
- транспортні (криголами, підводні човни, космічні апарати);
- багатоцільові (виробництво енергії, напруцювання Pu).

5) По структурі активної зони розрізняють:

- гетерогенні – просторово розділено паливо, сповільнювач, теплоносій;
- гомогенні – вказані складові використовуються у вигляді розчинів, тонкої суспензії або розплаву (поки використовуються лише в одиничних дослідних установках).

## 7.4 Основні конструктивні частини ядерних реакторів



*Активна зона реактора (АЗ)* – частина реактора, в якій розміщується ядерне паливо, є основним елементом конструкції реактора, що забезпечує задану потужність і умови для ініціації і підтримки керованої ланцюгової реакції ділення ядер.

Конструктивні елементи і матеріали АЗ:

- оболонки ТВЕЛ
- дистанціонуючі пристрої
- корпуси ТВЗ
- теплоносій – робоче тіло (середовище), яке використовується для перенесення тепла від ТВЕЛ. Теплоносій контактує з оболонками ТВЕЛ;
- сповільнювач – робоче тіло, призначене для уповільнення нейтронів, що утворилися при діленні ядер;
- відбивач – середовище, що оточує з усіх боків АЗ, і призначене для зменшення витоку нейтронів і їх поглинання елементами конструкції реактора. Сповільнювач і відбивач, як правило, складаються з однієї речовини – вода, рідше газ; у реакторах на швидких нейтронах як відбивач використовується природний  $^{238}\text{U}$ , утворюючий зону відтворення палива: нейтрони замість витоку потрапляють на уран і напрацьовують  $^{239}\text{Pu}$ .

Активна зона і відбивач розміщені в герметизованому корпусі, який може знаходитися під тиском або не під тиском (якщо теплоносій і сповільнювач - різні речовини).

*Біологічний захист* розміщується поза корпусом реактора і частково усередині. Він призначений для ослаблення потоку нейтронів і  $\gamma$ -випромінювання. У корпусі реактора використовується сухий захист серпентитовим бетоном, який добре утримує вологу, отже, зменшує витоки нейтронів з реактора.

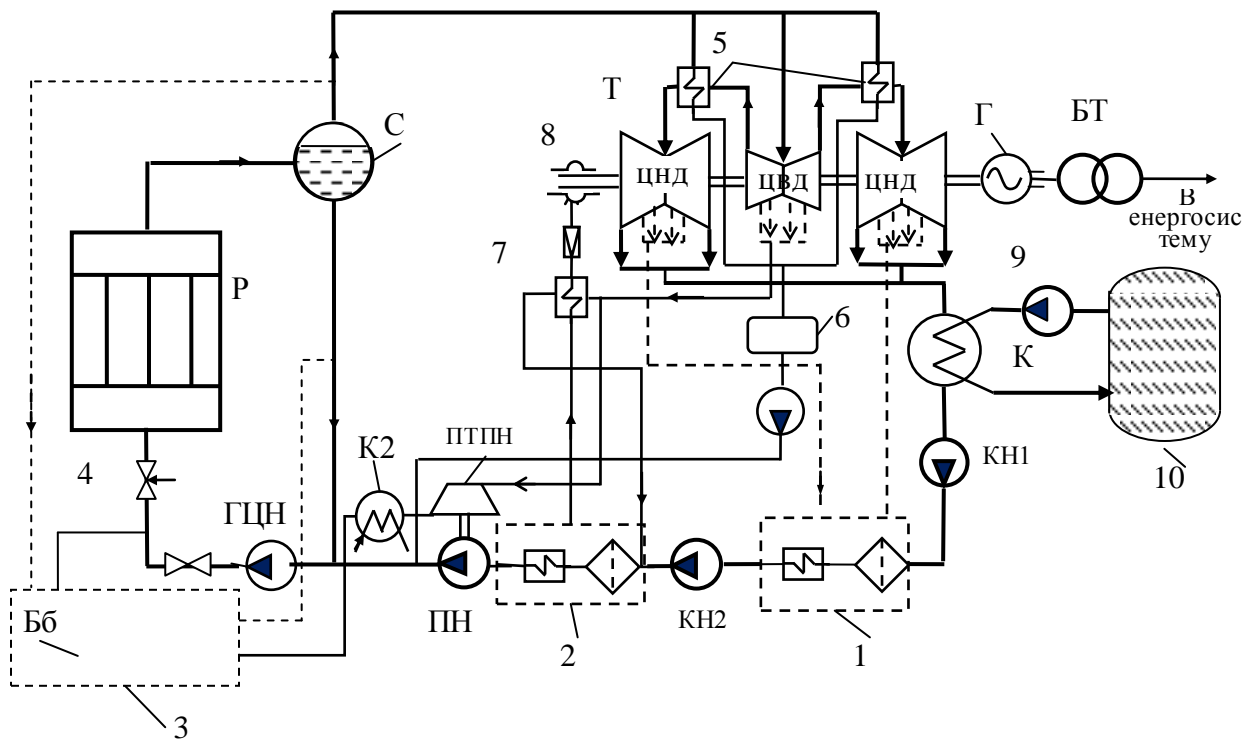
## 7.5 Технологічні схеми АЕС

Залежно від використовуваних теплоносіїв і сповільнювачів нейтронів технологічні схеми АЕС можуть виконуватися одноконтурними,

двоконтурними і трьох контурними [12]. Джерелом теплової енергії на всіх АЕС є активна зона реактора.

#### 7.5.1 Одноконтурна схема

Одноконтурна схема (рис.7.2) застосовується на АЕС з киплячими реакторами і графітовими сповільнювачами. До таких реакторів відносяться реактори типу РБМК – реактор великої потужності каналний на теплових нейтронах водо-графітовий. Такі реактори потужністю 1000 МВт в Радянському Союзі були встановлені на Ленінградській, Курській, Чорнобильській і деяких інших АЕС. Киплячий реактор по своєму призначенню є парогенератором. Реакторна установка РБМК-1000 є одноконтурною по теплоносію. На виході з реактора "гарячим" теплоносієм є пара, відокремлена від пароводяної суміші в барабані-сепараторові реактора. Температура насиченої пари близько  $284^{\circ}\text{C}$ , тиск  $P = 7 \text{ МПа}$ . У барабані-сепараторі з пароводяної суміші забирається пара і додається живильна вода, на виході з барабана-сепаратора ми отримуємо воду як "холодний" теплоносій, причому температура практично не змінюється. Після барабана «гаряча» пара



Р - реактор каналного типу; С – сепаратор пари; ГЦН – головний циркуляційний насос; Т- парова турбіна блоку: ЦВД – циліндр високого тиску, ЦНД – циліндри низького тиску (показані лише 2); К - основний конденсатор; КН1, КН2 конденсаційні насоси; ПН живильний насос, ПТПН – привідна я парова турбіна живильного насоса; К2- конденсатор приводної турбіни; Г – електрогенератор; БТ – блоковий трансформатор; 1 – комплекс очищення і початкового регенеративного підігрівання конденсату; 2 – те ж, друга група ПНТ і деаератор; 3 – система запуску – розхолодження, що включає бак-барботер Бб; 4 – запірно-регулюючі клапани (ЗРК); 5- проміжні перегрівачі пари (ПП); 6 – бак збору дренажу з ПП; 7 – теплообмінник підігрівання очищеної пари для ущільнень турбіни; 8 - ущільнення валу турбіни; 9 - циркуляційний насос; 10 – басейн-охолоджувач

Рисунок 7.2 - Спрощена схема одноконтурного енергоблоку з реактором РБМК

надходить в турбіну і, зробивши роботу обертання ротора турбіни і генератора, прямує в конденсатор, де конденсується у воду. Параметри пари на виході з турбіни: температура  $t_k = 30^\circ\text{C}$ , тиск  $P_k = 0,004 \text{ МПа}$ .

Вода, пройшовши через декілька допоміжних пристроїв (установки очищення, регенеративного підігріву, деаерації), стає живильною водою і за допомогою живильного насоса подається в барабан-сепаратор. Як спосіб теплообміну використовується вимушена конвекція, тобто використовується насос для прокачування теплоносія через активну зону реактора. Тому цей контур називається контуром багатократної примусової циркуляції.

Теплова потужність реактора  $Q$  визначається питомою теплотою паротворення  $R$ , паровмістом  $p$  на виході з реактора і кількістю теплоносія  $m$ , що витрачається.

$$Q = R \cdot p \cdot m$$

Використовуючи значення температури і теплоємності робочого тіла, маємо

$$Q = g \cdot C \cdot (T_2 - T_1)$$

де  $C$  - теплоємність робочого тіла, кДж/(кг/град);

$T_1$  і  $T_2$  – відповідно температура (град) теплоносія на вході і виході з реактора,

$g$  – питома витрата теплоносія, кг/с.

Теплова потужність реактора РБМК

$$Q = 3200 \text{ МВт} = 3200 \times 10^6 \text{ Вт.}$$

Питома теплота паротворення

$$R = 1556 \text{ кДж/кг} = 1556 \times 10^3 \text{ Дж/кг.}$$

Паровміст на виході з реактора  $p = 0,15$  (15%).

Звідси необхідна витрата води через реактор

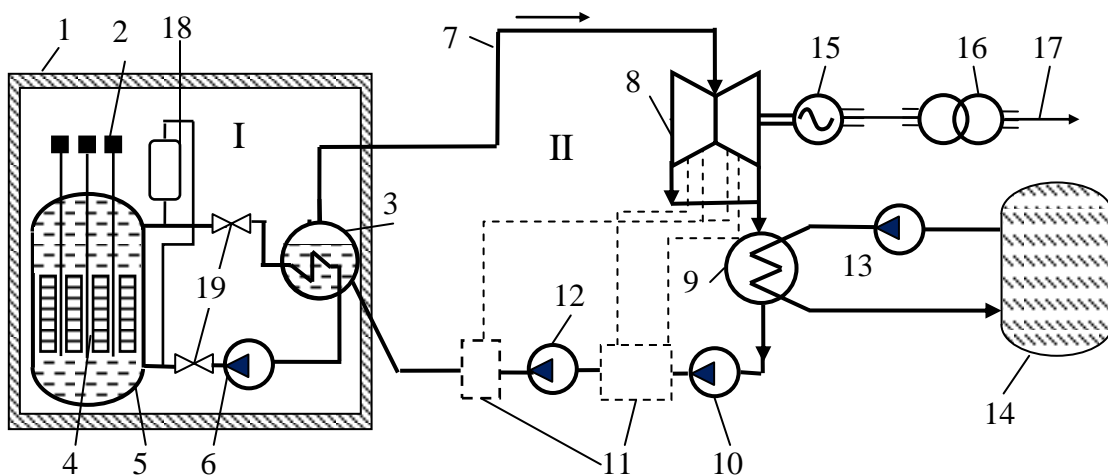
$$m = Q / (R \cdot p) = 3200 \cdot 10^6 / (1556 \cdot 10^3 \cdot 0,15) = 13710 \text{ кг/сек.}$$

Одноконтурна схема технологічно проста, більш економічна, але радіоактивність поширюється на всі елементи блока, що ускладнює біологічний захист. У цьому плані перевагу мають двоконтурні АЕС.

### 1.5.2 Двоконтурні атомні електростанції

Технологічну схему двоконтурної АЕС розглянемо на прикладі АЕС з реакторами, в яких в якості теплоносія і сповільнювача використовується вода. Схема блоку атомної електростанції з двоконтурним водоводяним енергетичним реактором (ВВЕР) представлена на рисунку 7.3. Реактор ВВЕР є реактором корпусного типу з водою під тиском. Вода виконує функції теплоносія і сповільнювача.

Перший контур (I) – радіоактивний. Він включає реактор і циркуляційні петлі охолодження, кожна з яких містить головний циркуляційний насос (ГЦН), парогенератор і дві головні запірні засувки (ГЗЗ). Енергія, що виділяється в активній зоні реактора, передається теплоносію першого контура. Тиск в 1-м контурі ВВЕР-1000 може доходити до 16,6 МПа (приблизно 160 атмосфер), температура теплоносія на вході в реактор 562 К (289 °С), на виході з реактора – 322 °С.



1 – захисна оболонка реактора (герметичний бокс); 2 – система управління і захисту (СУЗ); 3 – парогенератор; 4 – паливо; 5 – корпус реактора; 6 – головний циркуляційний насос (ГЦН); 7 – паропровід; 8 – парова турбіна; 9 – конденсатор; 10 – конденсатний насос; 11 – система водопідготовки і регенеративного підігрівання конденсату; 12 – живильний насос; 13 – циркуляційний насос; 14 – водосховище-охолоджувач; 15 – генератор електричного струму; 16 – блоковий трансформатор, що підвищує напругу; 17 – лінія електропередачі (ЛЕП) зв'язку з енергосистемою; 18 – паровий компенсатор тиску (ПКД); 19 – головні запірні засувки (ГЗЗ). I, II – перший та другий контури відповідно

Рисунок 7.3 - Спрощена технологічна схема енергоблока АЕС з реактором ВВЕР-1000

На енергоблоках з реактором ВВЕР-440 є по 6 циркуляційних петель, на енергоблоці з реактором ВВЕР-1000 - 4 циркуляційних петлі.

Далі теплоносій подається насосами в теплообмінник (парогенератор), де нагріває до кипіння воду другого (II) нерадіоактивного контура. Отримана при цьому насичена пара надходить по паропроводу в турбіни, що приводять до обертання генератори електричної потужності. На виході з турбін пар

надходить в конденсатор, де охолоджується великою кількістю води, що подається з системи охолодження конденсатора. Для охолодження конденсатора, аналогічно ТЕС на органічному паливі, використовуються водосховище-охолоджувач або градирні, які завдяки своїм розмірам зазвичай є найпомітнішою частиною атомної електростанції.

Парогенератор є загальним устаткуванням для першого і другого контурів. *Передача теплоти в парогенераторі відбувається без фазових перетворень теплоносія першого контура.* Це забезпечується підтримкою високого тиску води в першому контурі за рахунок ГЦН, а також *системи компенсації тиску*, яка служить для вирівнювання коливань тиску в першому контурі під час роботи реактора, які виникають за рахунок теплового розширення теплоносія. Система складається з парового компенсатора тиску (ПКД), барботера, імпульсно-запобіжного пристрою, а також трубопроводів і арматури.

ПКД підключається до однієї з циркуляційних петель першого контура і є досить складною і громіздкою конструкцією. При змінах навантаження або порушеннях в роботі устаткування реакторної установки тиск в першому контурі реактора змінюється. Обмеження відхилення тиску від номінальної величини відбувається за рахунок стискування або розширення парової «подушки» у верхній частині компенсатора. «Подушка» створюється за рахунок кипіння теплоносія, що нагрівається спеціальними *електронагрівачами*, розташованими під вільним рівнем ПКД.

При значному зростанні тиску відкривається регулюючий клапан, при цьому вода подається з «холодної» частини реактора в сопла, розташовані у верхній частині ПКД. В разі подальшого збільшення тиску (із-за відмови системи або її недостатньої ефективності) спрацьовують імпульсно-запобіжні пристрої, з яких пар відводиться в бак-барботер і конденсується.

У другий контур окрім парогенераторів входять також парові турбіни, паропроводи, сепаратори-пароперегрівачі, живильні насоси, трубопроводи,

деаератори і регенеративні підігрівачі. В таблиці 7.1 представлені основні технічні характеристики реакторів ВВЕР-440 та ВВЕР-1000:

Таблиця 7.1 – Основні технічні характеристики реакторів ВВЕР

Назва	Водо-водяний енергетичний реактор	
	ВВЭР-440	ВВЭР-1000
Тип		
Теплова потужність, МВт	1375	3200
Електрична потужність, МВт	440	1000
Робочий тиск, МПа	12,5	16
Встановлені на АЕС	Ново-Воронежська, Кольська, Калінінська, Балаковська, Вірменська Південно-Українська, Хмельницька, Запорізька, Рівненська, Богуніце, Козлодуй, Ловіса	

### 7.5.3 Трьохконтурні АЕС

Загальна кількість контурів може мінятися для різних реакторів. Реактори типу РБМК (реактор великої потужності каналного типу) використовує один водяний контур, реактори типу ВВЕР – два водяні контури. Окрім води, в різних реакторах як теплоносій може застосовуватися також розплавлений натрій, сплав натрію і калію, сплав свинцю і вісмуту або газ. Реактори типу БН (реактор на швидких нейтронах) мають два натрієвих і один водяний контури.

Використання натрію дозволяє спростити конструкцію оболонки активної зони реактора (на відміну від водяного контура, тиск в натрієвому контурі не перевищує атмосферного), позбавитися від компенсатора тиску, але створює свої труднощі, пов'язані з підвищеною хімічною активністю цього металу. На рисунку 7.4 представлена спрощена принципова схема трьохконтурної АЕС.

Привабливість цих реакторів в можливості швидкого напрацювання ядерного палива, оскільки для них коефіцієнт відтворення  $KB > 1$ . Маса нагромадженого палива може бути виражена рядом:

$$M = M_0KB + M_0KB^2 + M_0KB^3 + \dots,$$

де  $M_0$  – початкова маса палива, кг.

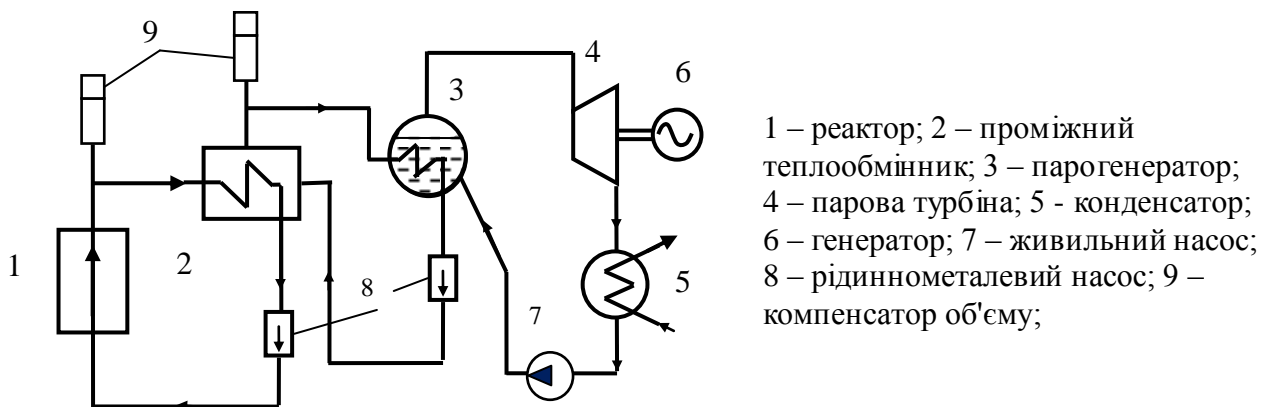


Рисунок 7.4 – Спрощена принципова схема трьохконтурної АЕС

При  $KB < 1$  матимемо

$$M = M_0 / (1 - KB) ;$$

при  $KB = 0,5$  маса накопиченого буде

$$M = M_0 / (1 - 0,5) = 2M_0.$$

Крім цього реактори на швидких нейтронах мають більший ККД. Так реактор БН-600, який встановлено на Білоярській АЕС в Росії має теплову потужність 1470 МВт, електричну – 600 МВт, ККД 40,8 %; реактори ВВЕР відповідно 3200 МВт і 1000 МВт – ККД 31,25 %.

Стримують використання цих реакторів значні труднощі в обслуговуванні натрієвого теплоносія, необхідність попереднього розігріву натрієвого контуру, що обумовлює значне ускладнення технологічної схеми.



Ведуться пошуки в напрямку використання замість натрія гелію, який практично не поглинає і не розсіює нейтрони.

## 7.6 Атомні станції з реактором ВВЕР -1000

Як було сказано раніше, реактор ВВЕР є реактором корпусного типу з водою під тиском, яка виконує функцію теплоносія і сповільнювача. Основні технологічні параметри реактора ВВЕР-1000 представлені в таблиці 7.2

Таблиця 7.2 - Технологічні параметри реактора ВВЕР-1000

Найменування		Величина
Еквівалентний діаметр, мм		3120
Висота, мм		3550
Об'єм, м <sup>3</sup>		27
Відношення площі сповільнювача до площі палива в поперечному перетині активної зони		2
Крок між паливними збірками, мм		241
Робочий тиск, МПа		16
Температура теплоносія °С	на вході в реактор	289
	на виході з реактора	320
Витрата теплоносія через реактор, кг/с		19000
Гідравлічний опір активної зони, МПа		0,18
Гідравлічний опір реактора, МПа		0,4
Температура теплоносія на виході з максимально навантаженої збірки, °С		310
Завантаження ректора паливом, кг		75000
Збагачення палива %		4,4 – 3,3
Швидкість теплоносія, м/с:	у патрубку реактора (вхід/вихід)	9,8/11
	у активній зоні (середня)	5,5
Середній час роботи між перевантаженнями палива, с		25,2x10 <sup>6</sup>
Середня питома енергонапруженість об'єму активної зони, кВт/л		111
Число механізмів регулювання		109

## Корпус реактора ВВЕР-1000

Корпус - частина ядерного реактора, призначена для розміщення в ній активної зони, відбивачів нейтронів і внутрішньокорпусних пристроїв, а також для організації відведення тепла. Корпус є вертикальною циліндровою судиною високого тиску з кришкою, що має роз'їм з ущільненням і патрубками для входу і виходу теплоносія. Усередині корпусу закріплюється шахта, що є опорою для активної зони і частини внутрішньокорпусних пристроїв і службовка для організації внутрішніх потоків теплоносія.

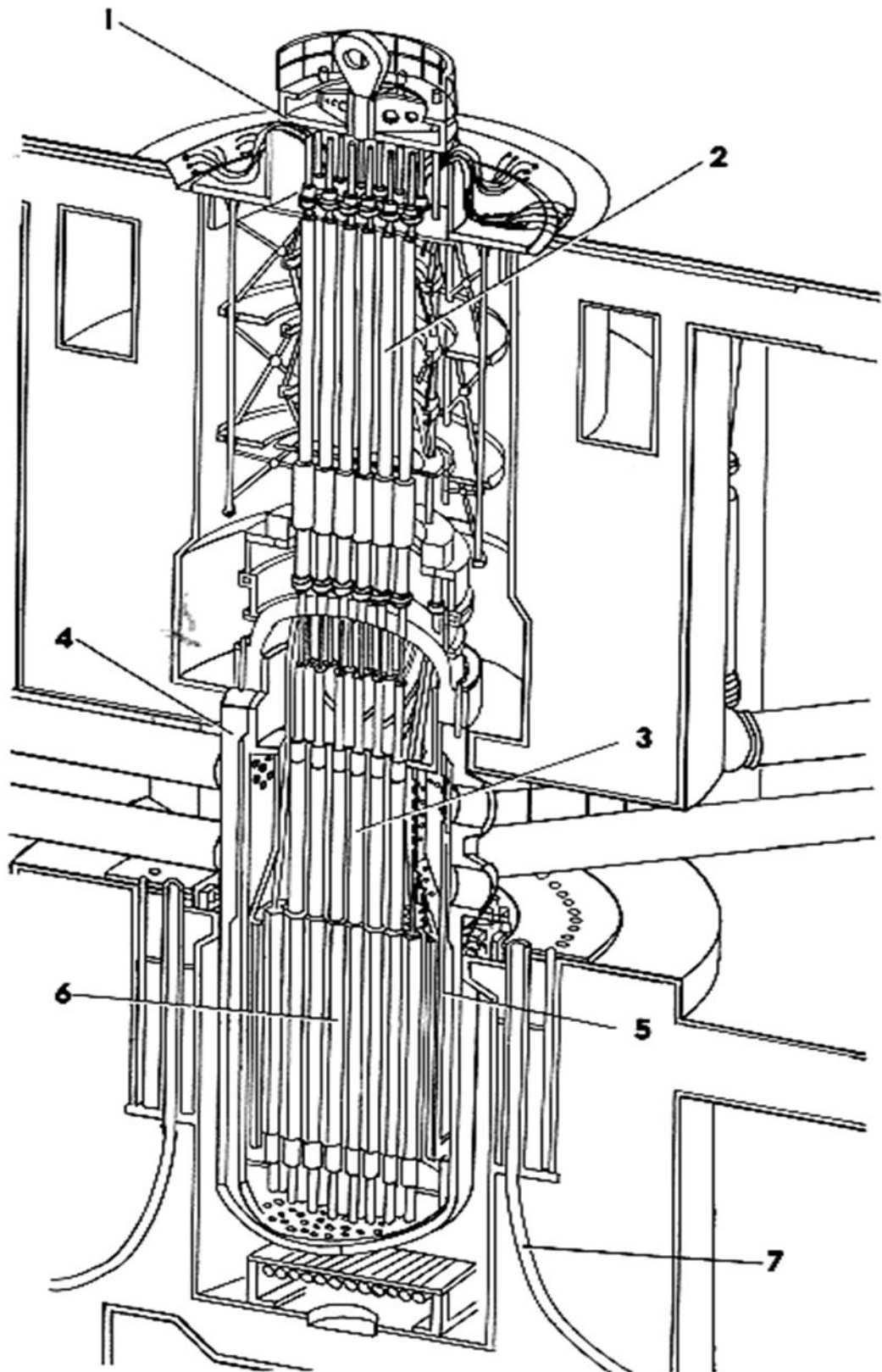
На рисунку 7.5 представлений спрощений перетин реактора ВВЕР-1000.

Корпус реактора типу ВВЕР є складною конструкцією циліндрової форми, що виготовляється з цільнокованих обичайок без подовжніх зварних швів, що підвищує надійність експлуатації. Нижня частина корпусу, де розташована активна зона, як правило, виконується у вигляді цілої циліндрової оболонки з еліптичним днищем без яких-небудь врізань і отворів. Вхідні і вихідні патрубки для під'єднання головних циркуляційних трубопроводів теплоносія, а також інші комунікації розташовуються вище за верхню частину активної зони не менше ніж на 1000 мм. При конструюванні і виготовленні корпусів ВВЕР ставиться завдання забезпечення багатолітньої (до 30 років) надійної експлуатації реактора при різних режимах. Корпус реактора працює в дуже тяжких умовах: високий тиск і температура теплоносія, потужні потоки радіоактивного випромінювання, значні швидкості теплоносія, який навіть при високій мірі чистоти є корозійно-агресивним середовищем.

В процесі експлуатації метал корпусу піддається періодичним навантаженням, пов'язаним з коливаннями тиску і температури при сталих і перехідних режимах і з пониженням тиску до атмосферного і температури до 60 °С при планових і аварійних зупинках.

Потоки ядерного випромінювання, циклічні навантаження і тривала дія

високої температури викликають поступову зміну властивостей матеріалу.  
Профілактичні огляди, ремонт елементів корпусу обмежені внаслідок їх



1- Верхній блок; 2 – привід СУЗ; 3 - блок захисних труб (БЗТ); 4 - корпус реактора; 5 – шахта реактора; 6- активна зона; 7 – канали іонізаційних камер.

Рисунок 7.5 - Реактор ВВЕР-1000

значної наведеної радіоактивності. Для роботи в таких умовах переважними матеріалами є перлитові низьколеговані сталі типу 15Х2МФА і 22К. Окрім високих механічних і пластичних властивостей, ці сталі технологічні при зварюванні і виготовленні поковок масою до 200 т і завтовшки до 600 мм.

Внутрішня поверхня корпусу зазвичай покривається антикорозійним наплавленням, що значно зменшує вихід продуктів корозії у воду реактора. Виготовлення корпусів ВВЕР, що працюють при високих тисках (до 16 МПа) і температурі теплоносія (до 340 °С), цілком з неіржавіючих сталей неможливе внаслідок їх нетехнологічності і низької міцності.

Характеристики корпусів реакторів ВВЕР-440 і ВВЕР-1000 представлені в таблиці 7.3.

Таблиця 7.3 – Основні характеристики корпусів реакторів ВВЕР

Параметр		Параметр ВВЕР-440	Параметр ВВЕР-1000
Робочий тиск, МПа		12.5	16
Внутрішній діаметр, мм		3560	4155
Висота, мм		11800	10880
Максимальний діаметр, мм		4270 по бандажу	4535 по бандажу
Товщина, мм	циліндровій частині	140	190
	зони патрубків	200	265
Кількість отворів під вхідні і вихідні патрубки		2/6	2/4
Маса корпусу, кг		$200,8 \times 10^3$	$304,3 \times 10^3$
Кількість шпильок		60	54
Діаметр різьблення шпильок, мм M130x6 M170x6		M130x6	M170x6

Для зменшення габаритів корпусу по патрубках в плані застосовуються корпуси з дворядним розташуванням патрубків, що дозволяє також в порівнянні з однорядним розташуванням спростити схему циркуляції теплоносія в реакторі за рахунок розділення потоку теплоносія суцільною кільцевою перегородкою. Це частково виключає появу "гарячих" плям в зоні концентрацій напруги в патрубках корпусу.

## Активна зона реактора

Активна зона - частина ядерного реактора, що містить ядерне паливо, забезпечує задану потужність і умови для ініціації і підтримки керованої ланцюгової реакції ділення ядер.

Активна зона реактора набирається з ТВЗ шестигранної форми відповідно до картограми завантаження реактора. ТВЗ встановлюються в опорні вічка днища шахти своїми хвостовиками.

Встановлені в реактор ТВЗ зверху притискаються блоком захисних труб (БЗТ). Конструкція підпружинених елементів голівки ТВЗ забезпечує затиск ТВЗ в реакторі, вихід з будь-якої пружини не вплине істотно на зусилля затиску.

Блок захисних труб (БЗТ) призначений для фіксації голівок ТВЗ ядерного реактора, утримання від спливання внутрішньокорпусних пристроїв і ТВЗ активної зони, захисту робочих органів СУЗ від дії потоку теплоносія. У середині захисних труб переміщуються поглинаючі стержні. Для підтримки реакції на критичному рівні стержні СУЗ повинні у міру вигорання палива висуватися. Таке регулювання робить вплив на стан реактора до тих пір, поки останній із стержнів не покине активну зону. Цим визначається кампанія реактора, після закінчення якої здійснюється його перезавантаження. Кількість і діаметр захисних труб в основному визначаються конструкцією приводу СУЗ і ТВЗ, а також ефективністю робочих органів СУЗ.

У регулюючих ТВЗ активної зони і захисних трубах БЗТ переміщуються поглинаючі стержні, що зазвичай виконуються у вигляді пучка поглинаючих елементів.

Окрім СУЗ реактора, заснованої на механічному принципі, дія на реактивність здійснюється також хімічним способом; зазвичай системою борного регулювання здійснюється компенсація повільних змін реактивності.

Передбачається безперервний автоматичний контроль концентрації борної кислоти в теплоносії реактора і інших системах першого контура.

В аварійних режимах розриву головних трубопроводів подача борної кислоти в реактор здійснюється за допомогою системи аварійного охолодження зони, яка забезпечує аварійну зупинку реактора:

- заповнення активної зони з ємностей, що містять водний розчин борної кислоти під тиском;
- аварійне вприскування кислоти високонапірними насосами і подачу борного розчину низьконапірними насосами.

Спрацьовування сигналізації, аварійного захисту і блокувань відбувається при відхиленні контрольованих параметрів від допустимого значення. Як правило, в реакторі передбачається контроль наступних параметрів:

- температури теплоносія на виході з ТВС;
- тиску теплоносія на виході з активної зони;
- перепаду тиску на активній зоні;
- концентрації борної кислоти в теплоносії;
- рівня теплоносія в реакторі;
- температури корпусу реактора;
- щільність головного роз'єму реактора;
- приводів СУЗ, датчиків термоконтроля і енерговиділення на кришці реактора;
- щільності нейтронного потоку.

Реактор ВВЕР має важливу властивість саморегулювання: при підвищенні температури теплоносія або потужності реактора відбувається зниження інтенсивності ланцюгової реакції в активній зоні і, в кінцевому підсумку, зниження потужності реактора.

Верхній блок реактора

Верхній блок реактора - пристрій, призначений для ущільнення корпусу, розміщення приводів системи управління і захисту (СУЗ) і організації переміщення апаратури внутрішньореакторного контролю. До складу верхнього блоку входять кришка реактора з патрубками, металоконструкції і приводи СУЗ. Товщина кришки залежить від внутрішнього тиску в реакторі. На кришках вмонтовуються чохла для розміщення приводів системи управління і захисту реактора, патрубки для виведення датчиків температурного контролю і енерговиділення. У фланцях кришок робляться отвори під шпильки головного роз'єму. Ущільнення головного роз'єму повинне забезпечувати надійне герметичне з'єднання кришки з корпусом реактора і технологічність монтажу і демонтажу верхнього блоку при перевантаженнях реактора. Елементи електроустаткування верхнього блоку (приводи СУЗ, штепсельні роз'єми датчиків внутрішньореакторного контролю), як правило, охолоджуються повітрям за допомогою системи примусової вентиляції. Система вентиляції верхнього блоку - витяжного типу, організовується довкола кожного приводу.

### 7.7 Компоновка атомної станції

Реакторне відділення є циліндровою бетонною оболонкою зі сферичним куполом. Всі циркуляційні петлі однакові по довжинах, однакові по гідравлічному опору. Циркуляційні петлі розташовані попарно з обох сторін реактора, в боксах. Між боксами з одного боку розташовані басейн витримки і перевантаження, шахта ревізії устаткування реактора, транспортний отвір, з протилежного боку - обладнання системи компенсації тиску. Ємності системи аварійного охолодження зони (САОЗ) замкнуті попарно на "гарячу" і "холодну" нитки трубопроводу першого контура.

Реактор встановлений на опорі, його корпус розташований в бетонній шахті; яка є і біологічним захистом, і несучою конструкцією. Для сухого

захисту використовується серпентитовий бетон. Між корпусом реактора і шахтою є кільцевий зазор, призначений для періодичного контролю металу корпусу згідно з вимогами правил. Верхня частина шахти забезпечена гідрозатвором і з'єднується з басейном витримки. При перевантаженні верхній об'єм шахти разом з басейном заливається водою. Нижній об'єм з'єднується отвором, забезпеченим герметичними дверима, з приміщенням для машини огляду корпусу.

Реакторне відділення розміщується в герметичній будівлі куполоподібної форми, яка виконується з монолітного заздалегідь напруженого бетону, здатного витримати внутрішній тиск 0,5 МПа і температуру 150<sup>0</sup>С.

Електрична частина ГЦН знаходиться поза боксами, недоступними під час роботи установки, це дає можливість контролювати роботу насосів і поліпшувати умови безпеки.

## 7.8 Переваги та недоліки атомних електростанцій

### *Переваги атомних станцій:*

- Відсутність хімічно шкідливих газоподібних і твердих викидів;
- Викиди радіоактивних речовин у декілька разів менше викидів вугільної електростанції аналогічної потужності;
- Невеликий об'єм використовуваного палива, можливість після його переробки використовувати багато разів;
- Висока потужність: 1000—1600 МВт на енергоблок;
- Низька собівартість енергії, особливо теплової.

### *Недоліки атомних станцій:*

- Радіоактивне паливо небезпечне, вимагає складних і дорогих заходів по переробці і зберіганню;



- Небажаний режим роботи із змінною потужністю для реакторів, що працюють на теплових нейтронах;
- При низькій вірогідності інцидентів, наслідки їх у край важкі;
- Великі капітальні вкладення, як питомі, на 1 МВт встановленої потужності для блоків потужністю менше 700-800 МВт, так і загальні, необхідні для споруди станції, її інфраструктури, а також в разі можливої ліквідації.
- Ядерна енергія може бути безпосередньо утилізована лише у великих промислових установках.

### *Перспективи*

Не дивлячись на вказані недоліки, атомна енергія представляється найперспективнішою. Альтернативні способи здобуття енергії, за рахунок енергії приливів, вітру, Сонця, геотермальних джерел і ін. на даний момент відрізняються невисоким рівнем енергії, що отримується, і її низькою концентрацією. Електрична потужність, що отримується від цих джерел, не є стабільною. До того ж дані види здобуття енергії несуть в собі власні ризики для екології: «брудне» виробництво фотоелектричних елементів, небезпека вітряних станцій для птахів і населення при їх близькому розташуванні [2],[3], зміна динаміки хвиль та інше.

В даний час розробляються міжнародні проекти ядерних реакторів нового покоління, наприклад ГТ-МГР, які дозволять підвищити безпеку і збільшити ККД АЕС. Урядом США прийнята Атомна воднева ініціатива. Ведуться роботи (спільно з Південною Кореєю) із створення атомних реакторів нового покоління, здатних виробляти у великих кількостях водень. INEEL (Idaho National Engineering Environmental Laboratory) прогнозує, що один енергоблок атомної електростанції наступного покоління вироблятиме щодня водень, еквівалентний  $7,5 \cdot 10^5$  літрів бензину.

Цікавою, хоча і відносно віддаленою перспективою виглядає використання енергії ядерного синтезу. Термоядерні реактори, по

розрахунках, споживатимуть менше палива на одиницю енергії, і як само це паливо (дейтерій, літій, гелій-3), так і продукти їх синтезу нерадіоактивні і, отже, екологічно безпечні. Для протікання реакції синтезу ядра мають отримати надвисокі енергії, що можливо при досягненні надвисоких температур, при яких речовина переходить в стан плазми, утримання якої занадто складне для сучасного стану економіки. В даний час за участю Росії на півдні Франції ведеться будівництво міжнародного експериментального термоядерного реактора ITER.

Основні напрямки подальшого підвищення технічного рівня АЕС:

- підвищення параметрів і слабкий перегрів пари, перехід на вертикальні парогенератори;
- підвищення теплової потужності реакторної установки;
- поліпшення маневрених характеристик АЕС;
- подальше скорочення об'ємних показників реакторного відділення, спецкорпуса; вдосконалення конструкцій, зниження матеріаломісткості, зниження трудовитрат;
- використання замість диоксиду урана більш щільного по структурі палива – силіциду урана, що дасть змогу зменшити витрати природного урана приблизно на 35% і паливну складову в собівартості електроенергії на 15%;
- вживання подвійної герметично-захисної оболонки повного тиску з проміжним об'ємом для організації контролю і відсмоктування радіоактивних продуктів;
- Збільшення кількості часткових перезавантажень палива за паливну кампанію з 2-3х до шести, що дає змогу поліпшити глибину вигорання палива;
- розробка питань централізованого зберігання радіоактивних відходів і зберігання відпрацьованого палива.

Питання до розділу «Атомні електростанції»

- 1 Які основні частки утворюють структуру атомного ядра?
- 2 Які зміни відбуваються з елементом при  $\alpha$  - розпаді і при  $\beta$ -розпаді?
- 3 Радіоактивний розпад і його основні характеристики.
- 4 Порівняльні властивості  $\alpha$ -,  $\beta$ - і  $\gamma$ - випромінювань.
- 5 Реакції ділення ядер  $^{235}\text{U}$  і  $^{238}\text{U}$ , які при цьому утворюються елементи, їх стійкість.
- 6 Що характеризують коефіцієнт відтворення і коефіцієнт розмноження в ядерній реакції?
- 7 Класифікація АЕС по виду встановлених реакторів і по використовуваному теплоносію.
- 8 Характерні технологічні схеми АЕС (одно-, двох- і трьох контурні).
- 9 Реактори на теплових нейтронах і реактори на швидких нейтронах - основні характеристики технологічного процесу.
- 10 Конструктивні елементи реактора ВВЕР.