

Лекція. Принципова теплова схема, устаткування ТЕС.

1. Теплова схема турбінної установки (рис. 6.1).

Свіжа пара з котла надходить до турбіни з параметрами p_0, t_0 .

Пара розширюється в турбіні та спрямовується до конденсатора. Для підтримання вакууму з конденсатора ежектором (ЕЖ) відсмоктується пароповітряна суміш.

Конденсат відпрацьованої пари конденсатними насосами (КН) подається до системи регенерації.

Втрати теплоти в конденсаторі прямо пропорційні кількості відпрацьованої пари. Витрати пари в конденсатор можна зменшити (на 30–40%) шляхом його відбору для підігріву живильної води після того, як вона виробила роботу в попередніх ступенях.

До системи регенерації входять:

- підігрівники, які обігріваються парою з відборів турбіни,
- деаератор,
- допоміжні теплообмінники (сальникові підігрівники, конденсатори пари випаровувачів, ежекторів, тощо),
- насоси (конденсатні, живильної води, зливні).

Конденсат через охолоджувач ежектора (ОЕ), охолоджувач пари ежектора відкачування ущільнень (ОЕУ), сальниковий підігрівник (СП) та регенеративні підігрівники низького тиску (П1, П2) подається до деаератора (Д).

Деаератор призначений для видалення розчинених у конденсаті агресивних газів (O_2 і CO_2), які викликають корозію.

Конденсат на ділянці від конденсатора до деаератора - основний конденсат, на ділянці від деаератора до котла - живильною водою. Живильна вода з деаератора подається через підігрівники високого тиску П3, П4 до котла.

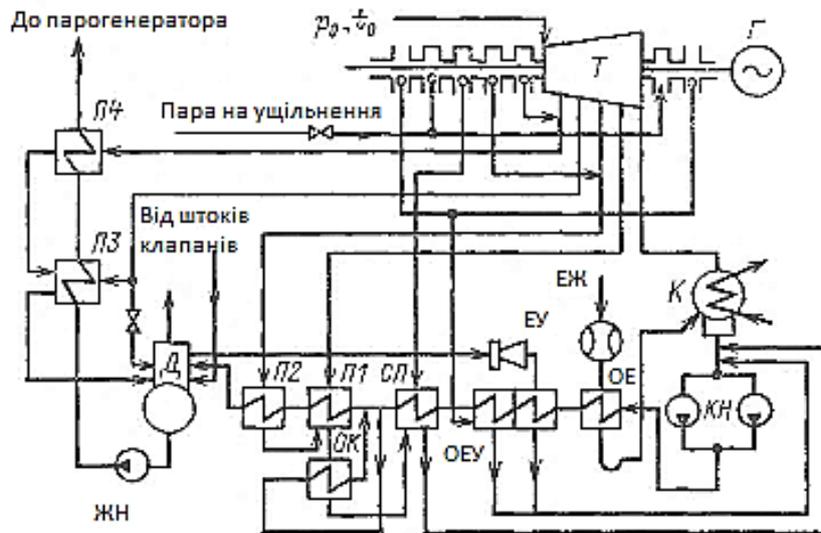


Рис. 6.1. Теплова схема турбінної установки: Т – турбіна; Г – генератор; К – конденсатор; КН – конденсатний насос; ЕЖ – основний ежектор; ОЕ – охолоджувач основного ежектора; ЕУ – ежектор ущільнень; ОЕУ – охолоджувач пари ежектора відсосу ущільнень; СП – сальниковий підігрівник; П1–П4 – підігрівники; ОК – охолоджувач конденсату; Д – деаератор; ЖН – живильний насос

Важливо запобігти витоку з турбіни пари високого тиску та потрапляння повітря до хвостової частини турбіни (вакуум).

- З крайніх камер ущільнень пар відсмоктується до охолоджувача ежектора ущільнень (ОЕУ).

- Частина пари підвищеного тиску з ущільнень направляється до П2 та П4.

- Для запобігання присосу повітря через кінцеві ущільнення в останніх камерах ущільнень - надлишковий тиск.

2. Конденсаційна установка.

За температури $28,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ тиск насиченої пари – $4,0\text{ кПа}$ (значно нижче атмосферного).

Продовження розширення пари в турбіні до стану вакууму - збільшення виробництва енергії на десятки відсотків.

Конденсатор (рис. 6.2) – теплообмінний апарат, призначений для конденсації відпрацьованої у турбіні пари. Конденсація пари відбувається при його контакті з поверхнею тіла, яке має нижчу температуру, та супроводжується виділенням теплоти, витраченої раніше на випарування, яка відводиться за допомогою охолоджуючої води.

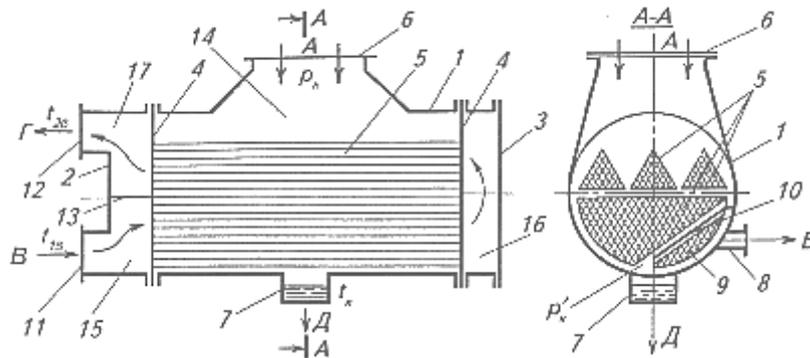


Рис. 6.2. Схема двоходового: А – вхід відпрацьованої пари; Б – відкачування пароповітряної суміші; В, Г – вхід та вихід охолоджуючої води; Д – відведення конденсату; 1 – корпус; 2, 3 – кришки водяних камер; 4 – трубна дошка; 5 – конденсаторні трубки; 6 – приймальний паровий патрубок; 7 – конденсатозбірник; 8 – патрубок відсосу пароповітряної суміші; 9 – повітроохолоджувач; 10 – паронаправляючий щит; 11, 12 – вхідний та вихідний патрубки охолоджуючої води; 13 – розділююча перегородка; 14 – паровий простір конденсатора; 15, 16, 17 – вхідна, поворотна та вихідна камери охолоджуючої води.

Конденсатор складається з корпусу, торці якого закриті трубними дошками з конденсаторними трубками, що входять своїми кінцями до водяних камер.

Камери розділяються перегородкою, яка ділить всі конденсаторні трубки на дві секції, утворюючи ходи води (на рис. 6.2 – два ходи). Вода поступає до водяної камери через патрубок та проходить по трубках, розташованих нижче перегородки. В поворотній камері вода переходить до другої секції трубок, розташованої вище перегородки. Вода йде у зворотному напрямку (другий «хід»), потрапляє до камери та виходить через вихідний патрубок.

Пара з турбіни конденсується на поверхні конденсаторних трубок, всередині яких протікає охолоджуюча вода. За рахунок різкого зменшення питомого об'єму робочого тіла в конденсаторі утворюється вакуум. Утворений конденсат стікає до конденсатозбірника.

Видалення повітря (пароповітряної суміші) з конденсатора здійснюється ежектором через патрубок 8. З метою зменшення об'єму суміші, її охолоджують у виділеному перегородкою відсіку конденсатора – повітроохолоджувачі.

Конденсаційна установка парової турбіни (рис. 6.3) складається з конденсатора та пристроїв, які забезпечують його роботу.

Подача охолоджуючої води до конденсатора здійснюється **циркуляційним насосом**.

Конденсатні насоси слугують для відкачування з нижньої частини конденсатора конденсату та подачі його в систему регенеративного підігріву живильної води.

Повітрівідкачуючі пристрої призначені для видалення повітря, яке поступає в турбіну та конденсатор разом з парою, а також через нещільності фланцевих з'єднань, кінцеві ущільнення, тощо.

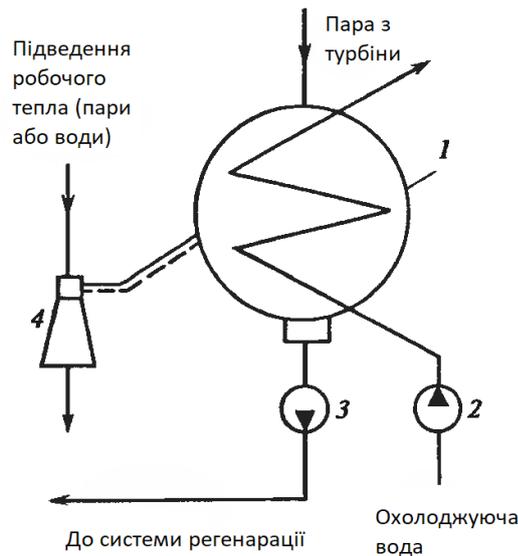


Рис. 6.3. Принципова схема конденсаційної установки: 1 – конденсатор; 2 – циркуляційний насос; 3 – конденсатний насос; 4 – повітрівідкачуючий пристрій.

Ежектор - пристрій, у якому відбувається передача кінетичної енергії від одного середовища, яке рухається з великою швидкістю, до іншого.

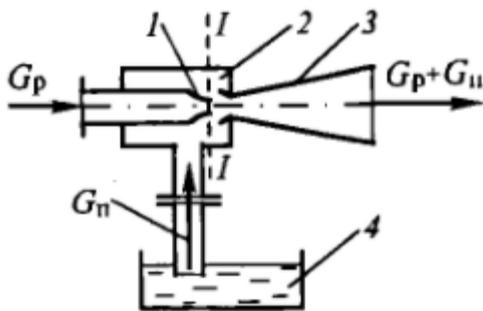


Рис. 6.4. Схема елеватора:
1 – сопло; 2 – камера змішування; 3 – дифузор; 4 – витратний резервуар.

В ежекторах (Рис. 6.4) робоче середовище (G_p) з великою швидкістю витікає з сопла 1 та надходить до камери змішування 2. Через зростання швидкості у перерізі $I-I$ тиск в ньому падає, таким чином виникає різниця тисків (напір) між витратним резервуаром 4 і перерізом $I-I$.

Під дією цього напору рідина з витратного резервуару (витрата G_n) надходить до камери змішування. Після змішування середовище, що перекачується, із робочим, суміш поступає до дифузора 3, який переходить у напірний трубопровід.

У дифузори (який також називають камерою змішування) швидкість потоку зменшується внаслідок зростання поперечного перетину, в результаті кінетична енергія руху переходить у потенціальну енергію тиску.

3. Теплообмінне устаткування системи регенерації.

3.1. Підігрівники низького тиску (ПНТ).

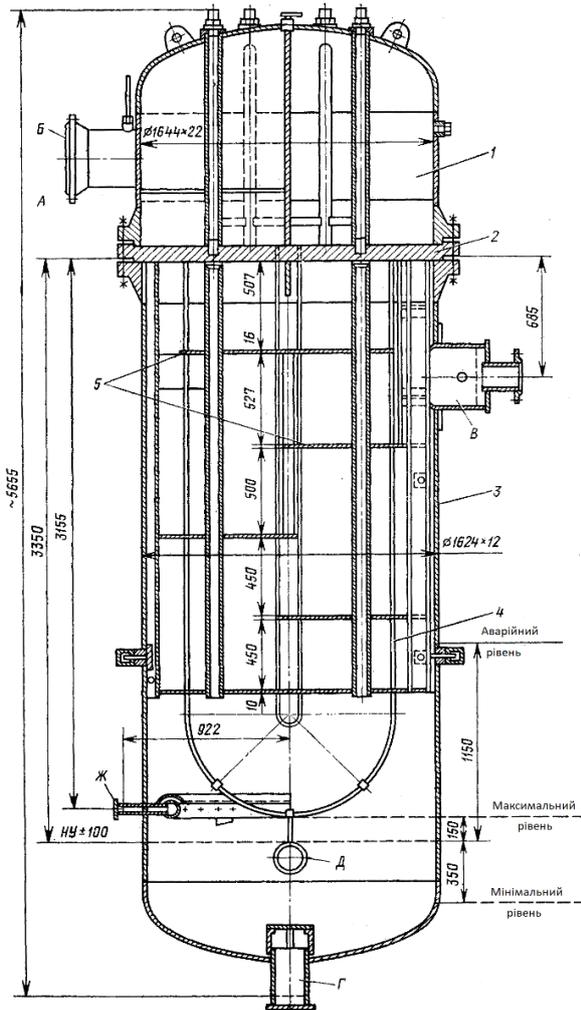
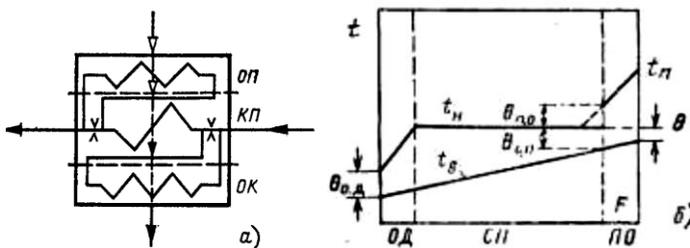


Рис. 6.5. Підігрівник низького тиску ПН-400-25-8-V [8]: А, Б – вхід та вихід конденсату; В – вхід грійочої пари; Г – вихід конденсату; Д – підведення конденсату; Ж – відведення парогазової суміші; 1 – водяна камера; 2 – трубна дошка; 3 – корпус; 4 – трубка; 5 – перегородка.

3.2. Підігрівники високого тиску (ПВТ).

Теплообмінна поверхня ПВТ заключається до одного корпусу та поділяється на зони охолодження пари (ОП), конденсації грійочої пари (КП), охолодження конденсату грійочої пари (ОК).



Основні вузли ПНТ (рис. 6.5):

- водяна камера з патрубкам для підведення та відведення основного конденсату, перегородками в її середині (для організації у визначеного числа ходів – як правило - чотирьох) та фланцем;
- трубна система з U-подібних трубок діаметром 16 і товщиною стінку 1 мм, кінці яких завальцовані у трубній дошці;
- направляючі проміжні перегородки встановлені для організації потоку пари;
- корпус підігрівника з привареними до нього патрубками, опорними лапами та фланцем.

Трубна дошка за допомогою шпильок закріплюється між фланцями корпусу та водяної камери.

У ПНТ застосовуються трубки з латуні, а в апаратах призначених для турбоустановок надкритичних параметрів – з нержавіючої сталі.

Рис. 6.6. Схема ПВТ з ОП та ОК (а) та температурні напори (б) [8]: ОД - охолоджувач дренажу; СП - власне підігрівник; ПО - пароохолоджувач; F - поверхня нагріву; t_b та t_n - температура води та пари; t_n - температура насичення пари; $\theta_{c,п}$ та θ - недогрів води в підігрівнику та кінцевий після пароохолоджувача; $\theta_{п,о}$ - залишковий перегрів пари після пароохолоджувача; $\theta_{о,д}$ - температурний напір на вході води до охолоджувача дренажу.

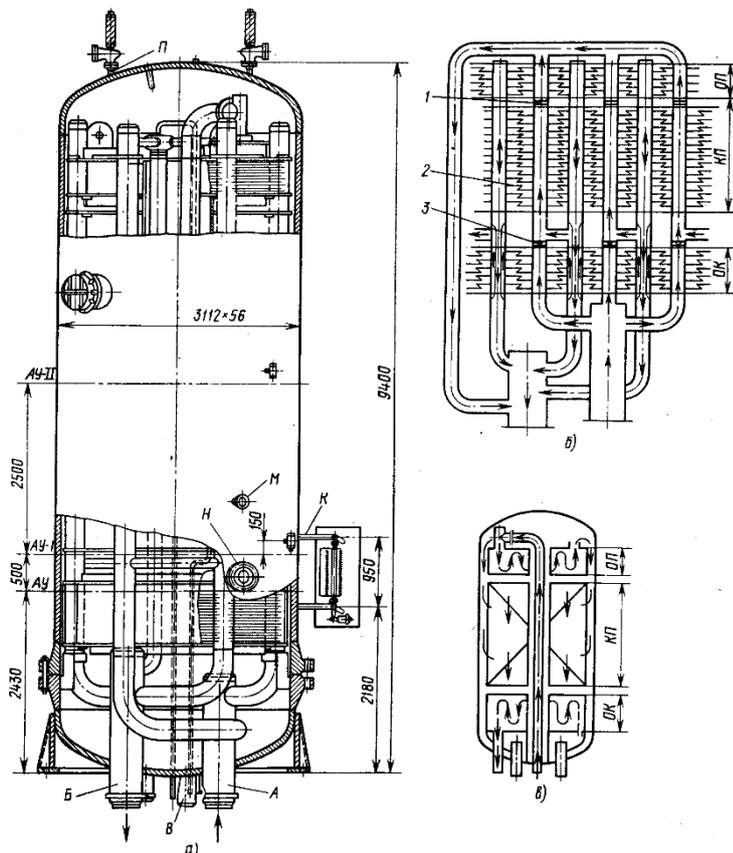


Рис. 6.7. Підігрівник високого тиску ПВ-1700-380-51 [8]:
 а – загальний вигляд; б – схема руху води в трубній системі; в – схема руху пари та конденсату; 1 – діафрагма; 2 – спіральний змійовик; 3 – дросельна шайба; А – вхід живильної води; Б – вихід живильної води; В – вхід гріючої пари; К – до водовказівного приладу; М – вхід конденсату з ПВТ вищого ступеню; Н – вхід повітря з ПВТ вищого ступеню; П – до запобіжного клапана.

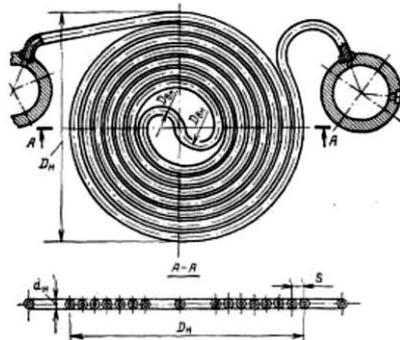


Рис. 6.8. Навивка спіральних труб [8].

4. Деаератори термічні.

Основну корозійну дію на метал устаткування здійснює O_2 .

CO_2 провокує корозію самостійно та діє як каталізатор агресивної дії O_2 , а також сприяє забрудненню пароводяного тракту сполуками заліза та міді, які потім відкладаються на трубах парових котлів.

Для видалення з живильної води O_2 , CO_2 та інших газів застосовують термічні деаератори.

Основні фактори, які визначають концентрацію газів в воді та їх рівноважний стан: тиск та температура води, кількісний склад газової суміші, фізична природа газу.

Коефіцієнт абсорбції газу (рис. 6.9) $\alpha^a = V_T/V_B$, де V_T , V_B – об'єми розчиненого газу у воді, m^3 .

Конструктивно всі ПВТ (Рис. 6.7) є вертикальними апаратами зварної конструкції з теплообмінною поверхнею, набраною з витих у плоскі спіралі (рис. 6.8) гладких труб зовнішнім діаметром 32 мм та товщиною стінки 4 мм, які приєднані до вертикальних вхідних (2 або 3) та вихідних (2 або 3) колекторів. Високий тиск живильної води у ПВТ не дозволяє використовувати трубні дошки.

Для організації руху пари та відведення конденсату, що утворюється, між спіральними трубними елементами встановлюють горизонтальні перегородки.

Спіральні елементи зон ОП та ОК розташовуються у спеціальних кожухах.

Всі елементи трубної системи виготовлені зі сталі 20.

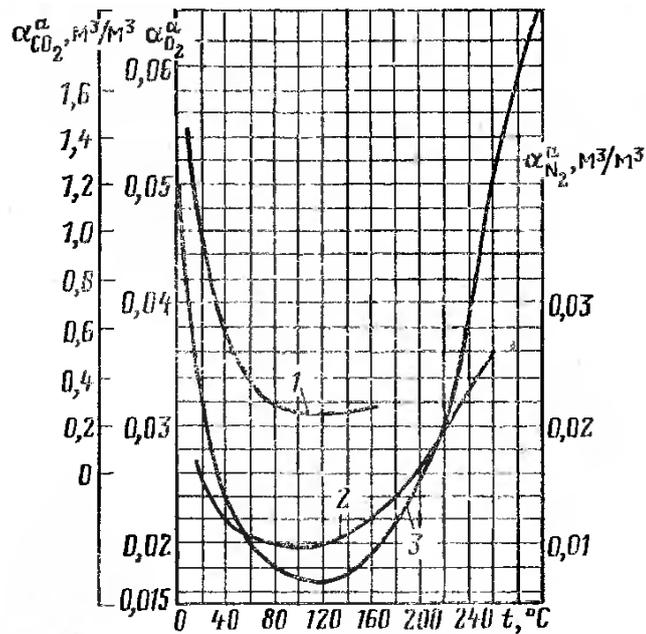


Рис. 6.9. Залежність коефіцієнта абсорбції від температури води для O_2 , CO_2 і N_2 :
1 – CO_2 ; 2 – N_2 ; 3 – O_2 [8].

Таким чином для забезпечення термічної дегазації води в деаераторі необхідно нагріти до температури насичення.

Застосовуються струйні та барботажні системи деаерації:

У **струйних деаераторах** розподіл рідини у паровій фазі відбувається шляхом розділення потоку рідини на струмені системою перфорованих сит (тарілок). Перфоровані сита встановлюються у деаераторі послідовно декількома ярусами, утворюючи між ситами окремі відсіки.

Струмені води поперечно обтікаються паром та нагріваються до стану насичення.

Барботажний ступінь деаератора (рис. 6.10) – непроливний дирчастий лист, на якому рідина утримується внаслідок підпирання паровою подушкою.

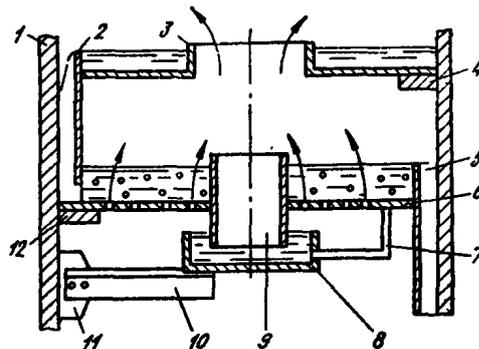


Рис. 6.10. Конструктивні рішення незануреного барботажного ступеню з гідрозатвором [8]:

1 – корпус деаераційної колонки; 2 – переливний канал з непроливної таріли струменевого ступеню; 3 – непроливна таріль; 4 – опірня конструкція; 5 – переливний канал барботажної таріли; 6 – барботажна таріль; 7 – перепускна лінія до гідрозатвору; 8 – корпус гідрозатвору; 9 – пароперепускна горловина; 10 – опірний тавр корпусу гідрозатвору; 11 – косинка опірної конструкції; 12 – опірня конструкція барботажної таріли.

Через горловину 1 до водозмішуючої камери 2 поступають потоки некиплячого конденсату після ПНТ. Далі вода поступає на верхній дирчастий лист 4, звідки струменями зливається на дирчасту тарілку 5. Через отвори дирчастої тарілки 5 вода попадає на непроливну таріль 6, звідки через сегментарні отвори поступає на барботажну тарілку 7. На барботажній тарілці вода обробляється паром та зливається через поріг у зону між корпусом 10 та листом 9, що утворює гідрозатвір та виключає пропуск гріючої пари повз барботажний пристрій.

Пара подається з колектора під барботажний лист. Зі збільшенням витрати пари та підвищенням тиску у паровій подушці під барботажним листом включається пароперепускна труба 14. Нижній кінець її занурений у воду на піддоні 13 та утворює гідрозатвір. Заливка затвору забезпечується через підживлювальну трубку 8. Випар видаляється з колонки через горловину 3.



Рис. 6.11. Зовнішній вигляд деаератора.

Деаераційні колонки (рис. 6.12) встановлюють безпосередньо на деаераторних баках, які забезпечують необхідний запас води та надійну роботу живильних насосів.

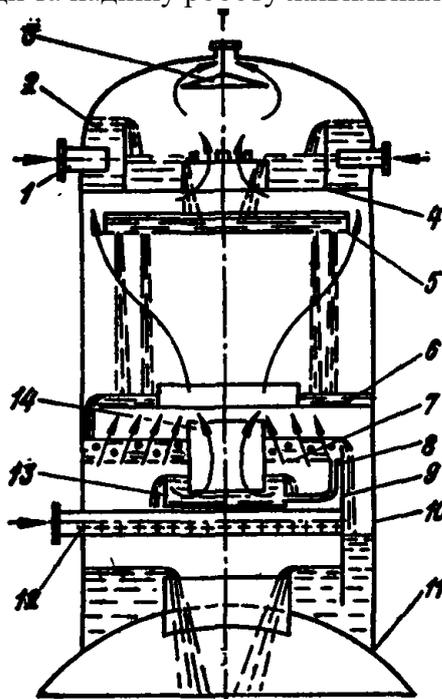


Рис. 6.12. Схема деаераційної колонки ДП-1000 [8]: 1 – підведення основного конденсату та води ХВО; 2 – водозмішувальна камера; 3 – сепараційний пристрій випару; 4 – верхній дірчастий лист; 5 – перепускна таріль; 6 – непроливна таріль; 7 – барботажна таріль; 8 – підживлювальна труба; 9 – гідрозатвор; 10 – корпус колонки; 11 – бак-акумулятор; 12 – паропідвідний колектор; 13 – піддон гідрозатвору; 14 – перепускна горловина.

5. Живильні насосні установки

Живильна установка призначена для подачі живильної води з деаератора через ПВТ до котла. Схеми включення живильних насосів (рис. 6.13):

1) **однопідйомна**, в якій живильний насос подає воду з кінцевим тиском через ПВТ до котла (рис. 6.13 а);

2) **однопідйомна з послідовним включенням бустерного та основного живильного насосів** (рис. 6.13 б);

На енергоблоках потужністю до 200 МВт застосовують однопідйомну схему з одним живильним насосом з **електричним асинхронним приводом** (6–8 МВт). Це забезпечує простоту та компактність живильної установки, швидкість її включення у роботу.

Для регулювання витрати води при часткових навантаженнях:

- гідромуфти;
- регульований електропривод.

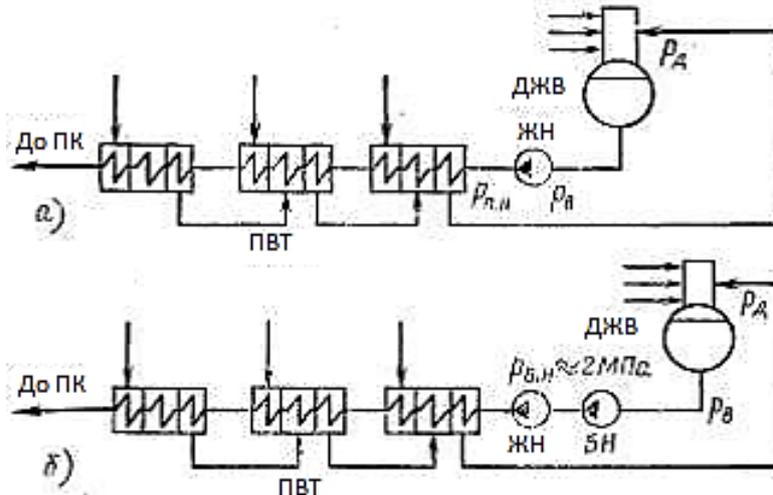


Рис. 6.13. Схеми включення живильних насосів: а – однопідйомна; б – однопідйомна з бустерним (БН) та головним живильним насосом (ЖН)

Для запобігання кавітації - забезпечують запас тиску води на вході в насос над тиском насиченої пари. Рішення:

- двоступеневе підвищення тиску бустерним та головним живильними насосами;
- встановлення деаераторів на значній висоті (вище живильних насосів на 12–15 м).

Живильна установка потужного блоку (≥ 300 МВт) складається з головного живильного насоса з турбінним приводом, пускорезервного живильного насоса з електроприводом та бустерних насосів з електроприводом.

Головний насос вмикається в роботу при навантаженні блока 50–60 %. Пускорезервний живильний насос ПЕН приводиться в обертання асинхронним електродвигуном. Бустерний насос розраховують на підвищення тиску до 2 МПа та пониженої частоти обертання, що забезпечує його безкавітаційну роботу.

Контрольні запитання до лекції б.

1. Перерахуйте відоме Вам допоміжне обладнання паротурбінної установки, що зображується на теплових схемах.

2. Які важливі функції на ТЕС виконує конденсатор? Наведіть типову конструкцію конденсатора.

3. Яке допоміжне устаткування входить до конденсаційної установки? Поясніть принцип роботи основного ежектора.

4. Для чого призначені регенеративні підігрівачі в тепловій схемі. Вкажіть та обґрунтуйте конструктивні відмінності між підігрівачами високого та низького тиску.

5. Поясніть, як на ТЕС запобігають високотемпературній корозії. Наведіть приклад конструктивного виконання деаератора струменево-барботажного типу.

6. Які головні функції виконують живильні насоси на ТЕС? Які поширені приводи живильних насосів Вам відомі? Які їхні сфери застосування?

7. Що таке кавітація живильної води в насосі? Засоби забезпечення безкавітаційного стиснення води.

Лекція. Газотурбінні установки.

1. Принцип роботи газотурбінної установки (ГТУ).

ГТУ – тепловий двигун, робоче тіло в якому залишається газоподібним у всіх точках циклу.

ГТУ складається з турбіни, компресора, камери згоряння (рис. 7.1).

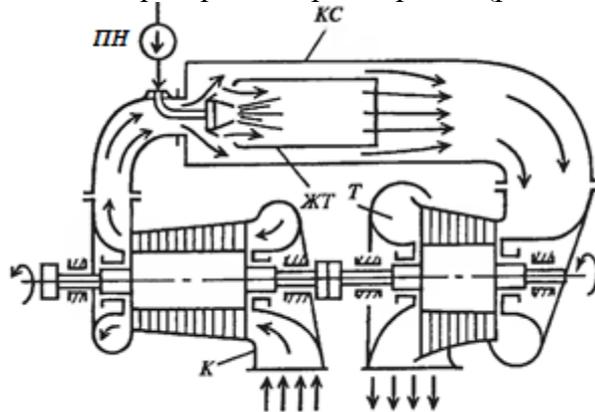


Рис. 7.1. Схема першої стаціонарної ГТУ для виробництва електроенергії (4 МВт, АВВ).

Повітря забирається з атмосфери компресором (К), стиснене повітря подається до камери спалювання (КС), куди також подається паливо. В КС повітря розділяється на два потоки: один потік, в кількості необхідній для спалювання палива, поступає в жарову трубу (ЖТ), а другий обтікає ЖТ ззовні та підмішується до продуктів спалювання для зниження температури.

2. Цикли ГТУ.

2.1. Цикл простої ГТУ.

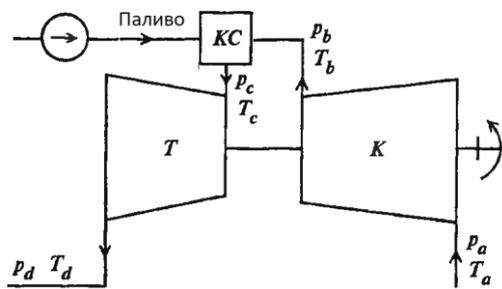


Рис. 7.2. Схема простої ГТУ

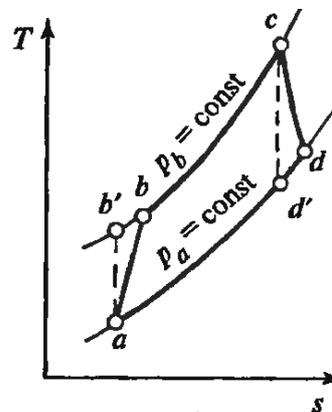


Рис. 7.3. Цикл простої ГТУ

Точка a - початкові параметри повітря перед компресором p_a, T_a .

ab - процес стискання повітря в компресорі до параметрів p_b, T_b .

ab' – ізоентропне стискання до того ж тиску p_b .

bc - ізобарне підведення теплоти в камері спалювання, при цьому температура робочого тіла зростає від T_b до T_c .

cd - процес розширення газу в турбіні до p_d .

2.2. Цикл ГТУ з регенерацією теплоти.

У простій ГТУ гази виходять з високою температурою T_d та теплота $q_2 = c_{pr}(T_d - T_a)$ втрачається. Для використання цієї теплоти використовується ГТУ з регенератором, в якому вихідні гази віддають частину своєї теплоти повітря, стисненому у компресорі:

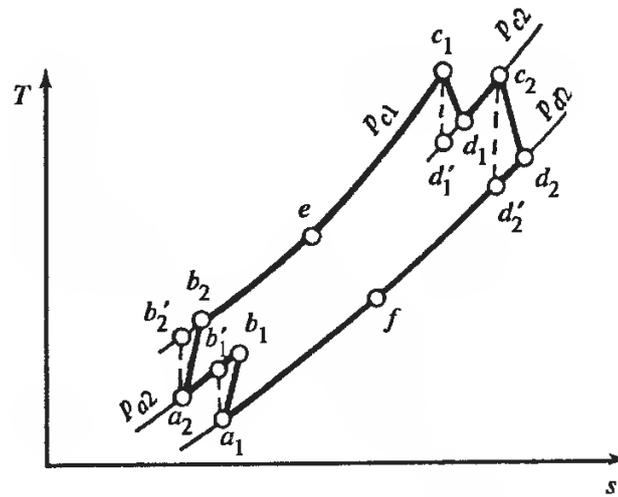


Рис. 7.8. Процес ГТУ з регенерацією, з проміжним підведенням теплоти та проміжним охолодженням повітря.

Повітря (T_{a1}) поступає до компресора низького тиску (КНТ), а потім в охолоджувач (О), де його температура знижується від T_{b1} до T_{a2} . Далі повітря стискається в компресорі високого тиску (КВТ). З КВТ повітря (T_{b2}) поступає в регенератор, нагрівається до T_e , та направляється в камеру спалювання високого тиску (КСВТ), де температура газу підвищується до T_{c1} .

Потім газ розширюється у турбіні високого тиску (ТВТ) та направляється до камери спалювання низького тиску (КСНТ). Далі газ с температурою T_{c2} поступає до турбіни низького тиску (ТВТ), а потім в регенератор.

На практиці широкого розповсюдження знайшли лише ГТУ з проміжним підведенням теплоти фірми АВВ (рис. 7.9). На сьогодні підрозділ, який виробляє ГТУ придбаний фірмою General Electric.

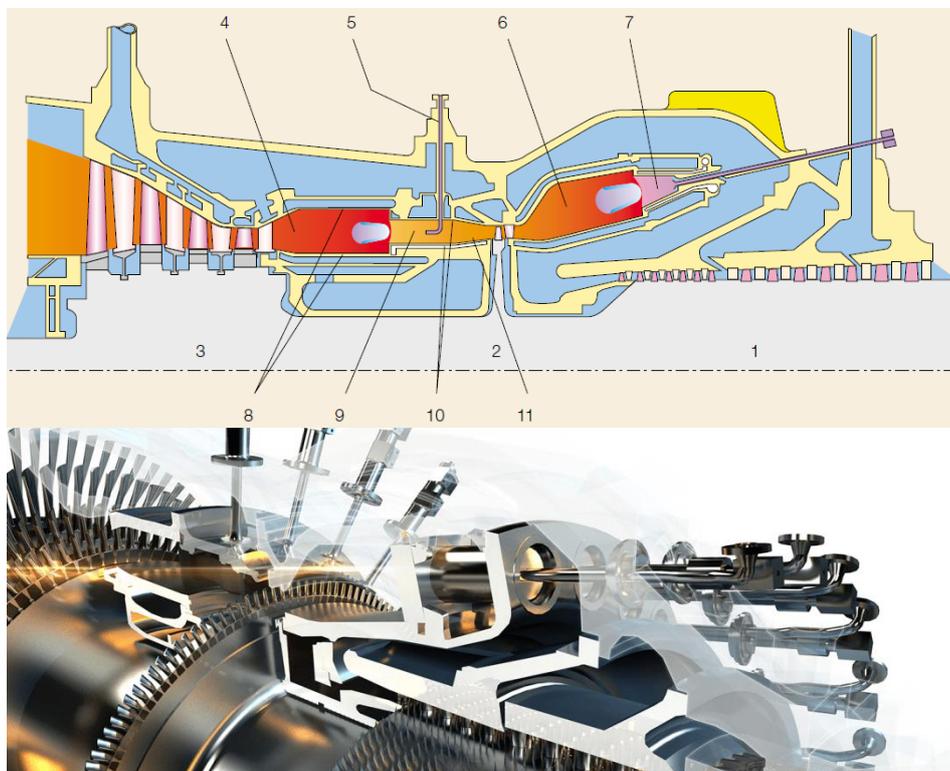


Рис. 7.9. Система ступеневого спалювання в газових турбінах GT24/GT26 (АВВ): 1-компресор; 2-турбіна високого тиску; 3-турбіна низького тиску; 4-камера згоряння 2-го ступеню; 5-подача палива; 6-камера згоряння 1-го ступеню; 7-пальник 1-го ступеню; 8-конвективне охолодження поверхонь; 9-зона змішування; 10-завихрювач; 11-пальник 2-го ступеню з повітряним охолодженням.

Після камери згоряння 1-го ступеню продукти згоряння поступають у 1-ступеневу турбінку високого тиску, де тиск падає з 30 до 15 бар.

У камері згоряння 2-го ступеню спалюється залишок палива і продукти згоряння поступають у 4-ступеневу турбінку низького тиску.

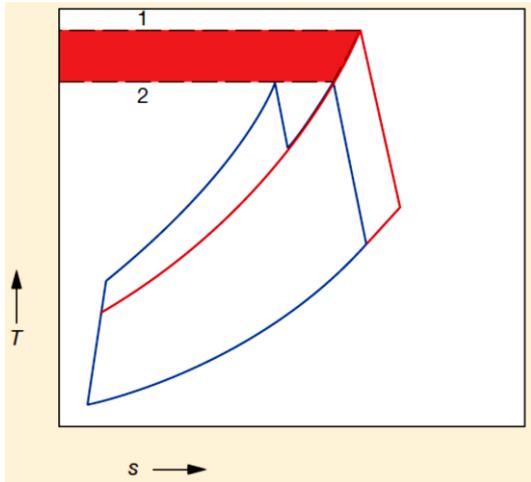


Рис. 7.10. Порівняння циклів ГТУ з двоступеневим спалюванням (2) та звичайної ГТУ (1).

- При двоступеневому спалюванні для виробництва однакової потужності необхідна менша початкова температура на вході у турбіну.
- Менші викиди NO_x .
- Більш ефективна робота при часткових навантаженнях.

3. Особливості конструкції ГТУ.

На практиці розповсюджені одновальні ГТУ простої схеми.

Переваги одновальної компоновки:

- простота конструкції;
- більша надійність регулювання при швидкій зміні навантаження;
- зниження безпеки помпажу компресора при пуску та зупинці ГТУ;
- висока вібронадійність ГТ та компресора;
- стабільність ККД ГТУ при тривалій експлуатації;
- можливість пуску з використанням електро- та теристорного пускового пристрою.

4. Особливості газових турбін.

Газові турбіни суттєво відрізняються від парових:

1) ГТ працюють при вищій температурі:

Найбільш нагріті елементи ГТ виконуються з жаростійких матеріалів та охолоджуються.

2) ГТ мають <5 ступенів (в той час як парові >20).

Незважаючи на високу температуру газу, теплоперепад ГТ в 2-3 рази менший ніж у паровій турбіні. Це пояснюється суттєво меншим оптимальним відношенням тисків в циклі: для ГТУ – $p_c/p_d=10-30$, для ПТУ – p_0/p_a - до 6000.

Оптимальний теплоперепад ступеню ГТ суттєво вищий ніж для ступеню парової турбіни.

3) Економічність ГТУ суттєво залежить від ККД турбіни (внаслідок значних втрат в компресорі); зміна ККД ГТ на 1 % призводить до зміни в той же бік ККД ГТУ на 2-3% (а не на 1% - як для ПТУ).

З врахуванням вищевказаного:

- особлива увага приділяється газодинамічним розрахункам просторового потоку та зниженню аеродинамічних втрат у тракці ГТУ.

- регулюючі клапани, регулюючі ступені та парціальне підведення не застосовуються.

5. Основні компоненти газової турбіни (рис. 5.11).

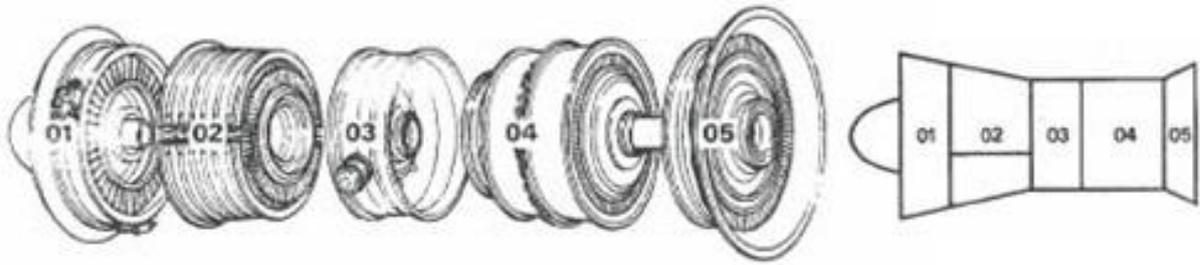


Рис. 7.11. Модулі ГТУ (Rolls Royce): 01 – впуск повітря; 02 – компресор; 03 – камера спалювання; 04 – турбіна; 05 – випуск продуктів спалювання.

5.1. Секція впуску повітря.

Оптимізується для мінімізації аеродинамічних втрат. Зазвичай виконується у вигляді дзвону зі сплаву алюмінію та включає систему проти ожеледі.

5.2. Компресор.

Ступінь радіального компресора (рис. 5.12) забезпечує більший коефіцієнт стиснення ніж ступінь аксіального компресора. Оскільки в сучасних ГТУ ступінь стиснення повітря складає до 30, використовуються як правило аксіальні багатоступеневі компресори (рис. 5.13).

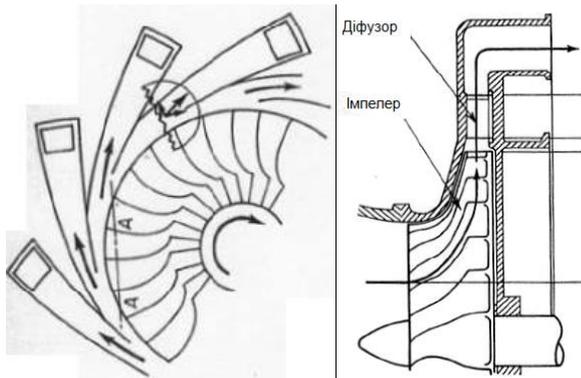


Рис. 7.12. Відцентровий компресор, Rolls Royce

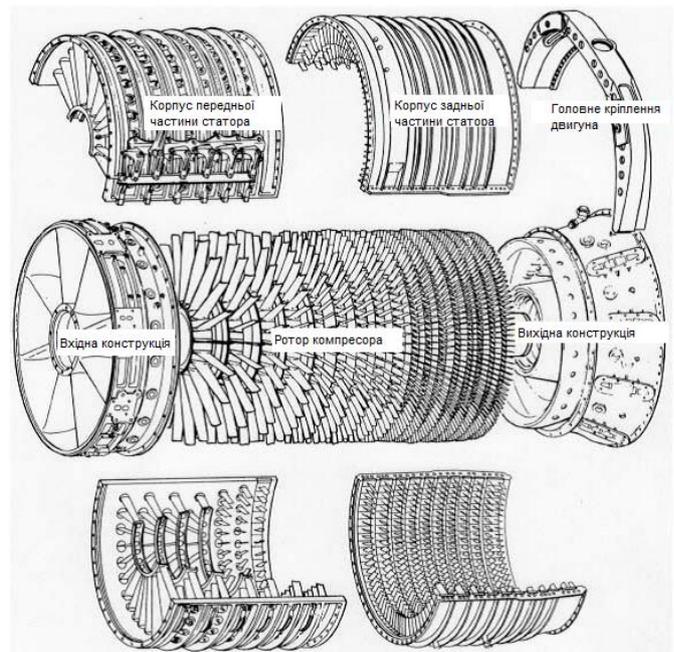


Рис. 7.13. Осьовий компресор, GE

5.3. Камера спалювання.

Конструкції корпусу:

- Секційні - складається з окремих блоків полум'яних труб (рис. 5.14).
- Кільцеві – більш ефективно використання об'єму (рис. 5.15).
- Трубочато-кільцеві.

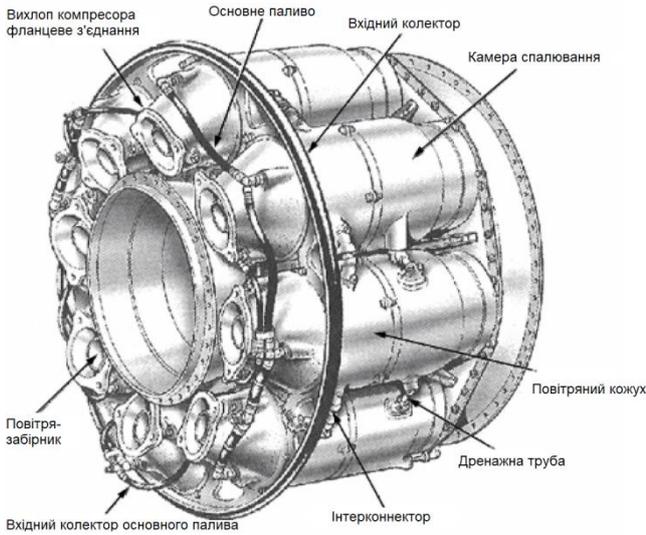


Рис. 7.14. Секційна камера спалювання

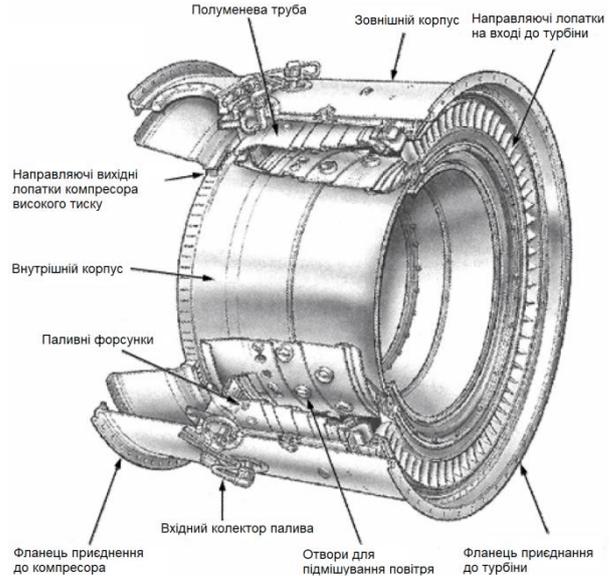


Рис. 7.15. Кільцева камера спалювання

Розвиток конструкції камер спалювання можна проаналізувати на прикладі зменшення розмірів та спрощення конструкції камер спалювання фірми Siemens (рис. 5.16).

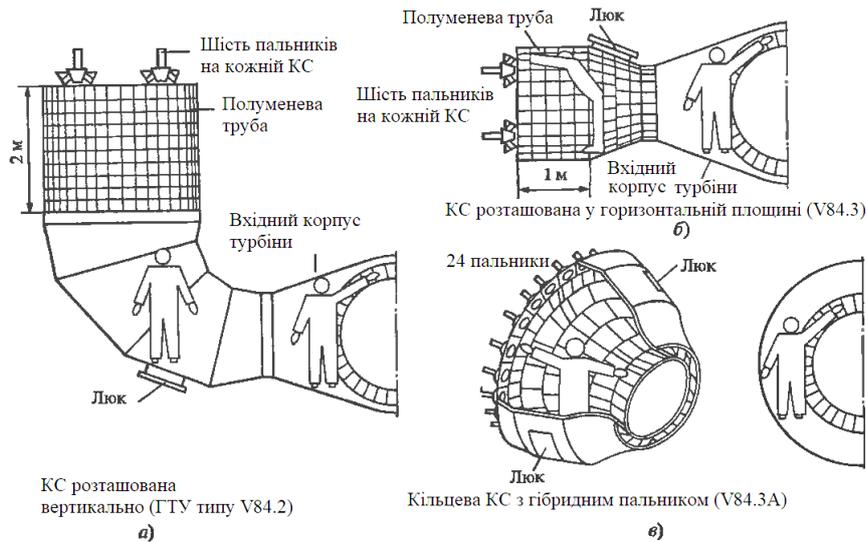


Рис. 7.16. КС виносного та вбудованого типів.

Для забезпечення низьких викидів NO_x організовується багатозонне горіння та однорідне температурне поле (рис. 5.17).

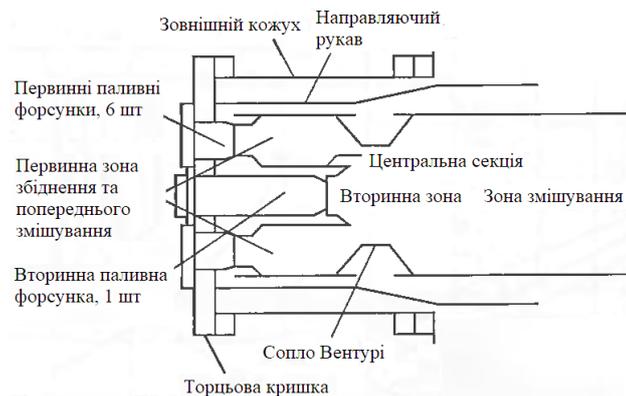


Рис. 7.17. Двоступенева КС, GE

5.4. Турбінний модуль.

Турбіна складається зі статора, на якому закріплені направляючі лопатки, та ротора, оснащеного робочими лопатками (рис. 5.18).

Соплові та робочі лопатки перших ступенів виконуються з охолодженням.

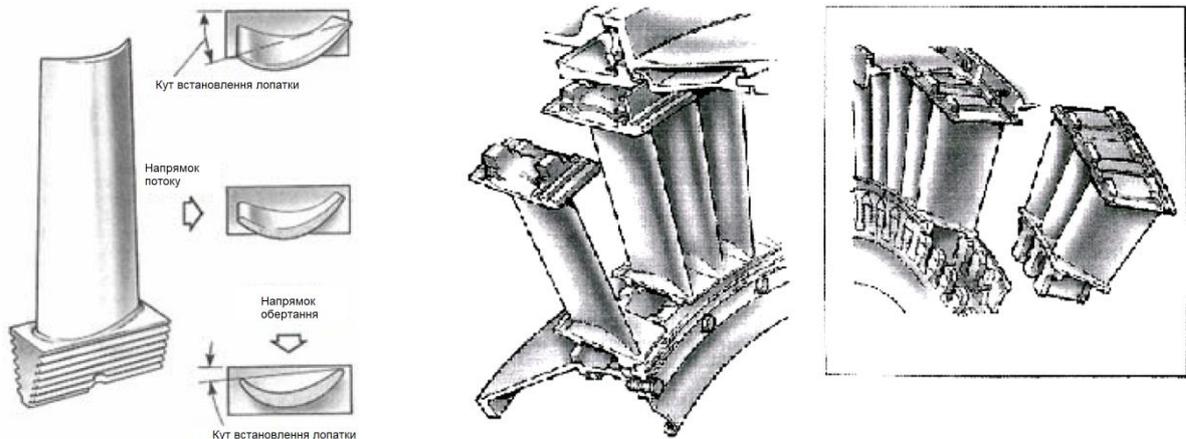


Рис. 7.18. Робочі (а) та направляючі (б) лопатки, Rolls Royce.

Застосовується точне лиття пустотілих лопаток за моделями, що виплавляються, зі сплавів нікелю (або кобальту). Застосовується спрямована кристалізація або монокристалічні лопатки.

Для підвищення корозійної стійкості наносяться захисні металічні або металокерамічні покриття.

5.5. Вихлопний модуль.

Забезпечує підтримку турбіни, термоізоляцію підшипника, вихлоп продуктів згоряння до атмосфери або приєднання до котла-утилізатора.

6. Управління потужністю ГТУ:

- Якісне регулювання – зменшення потужності за рахунок зниження температури на вході ГТ шляхом зменшення подачі палива. ККД ГТУ при цьому різко падає – це найменш ефективний метод розвантаження.

- Кількісне регулювання – зміна потужності шляхом зміни витрати робочого тіла, при цьому температура газу залишається близькою до постійної. ККД знижується несуттєво. Таке регулювання можливе в діапазоні 70-100% номінальної потужності.

7. Основні технологічні рішення використані при створення класу газових турбін з температурою вхідних газів 1600°C Mitsubishi Heavy Industries.

Досягти високої ефективності розвитку газотурбінних технологій в Японії вдалось завдяки 30-ти річній роботі компанії Mitsubishi Heavy Industries за постійної підтримки уряду Японії (рис. 5.19). Як приклад такої підтримки можна навести проект «1,700°C-Class Ultrahigh-Temperature Gas Turbine Component Technology Development», при виконанні якого були створені ключові компоненти, здатні забезпечити роботи ГТУ при температурах на рівні 1,700°C.

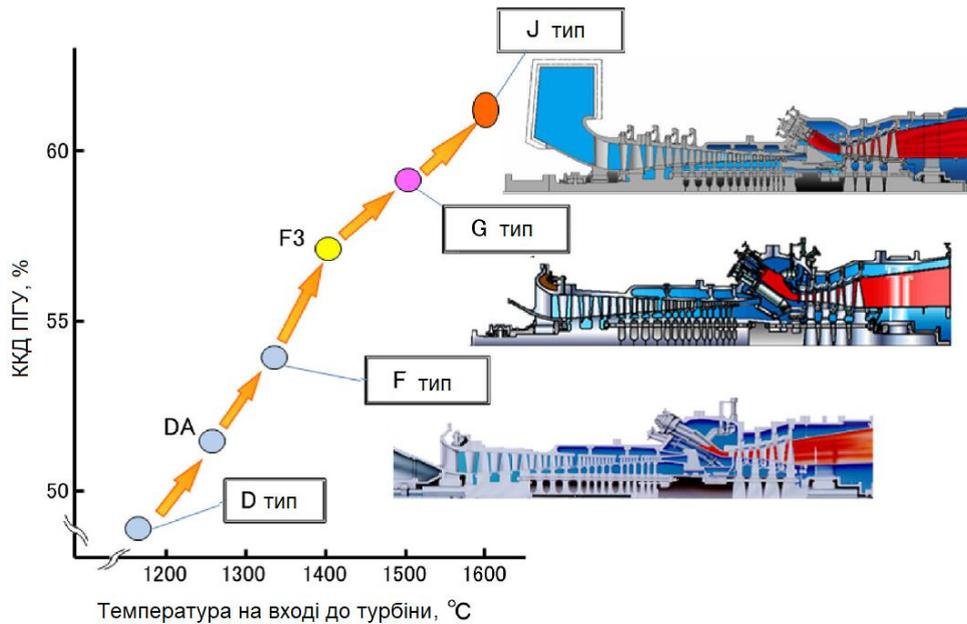


Рис. 7.19. Розвиток над високотемпературних ГТУ Mitsubishi Heavy Industries: 1980s - M701D - 1,150°C, 1989 - M501F - 1,350°C, 1997 - M501G - 1,500°C, 2011 - M501J - 1,600°C.

На рис. 5.20 представлені основні особливості конструкції ГТУ Mitsubishi Heavy Industries, які дозволили досягти високих техніко-економічних показників.

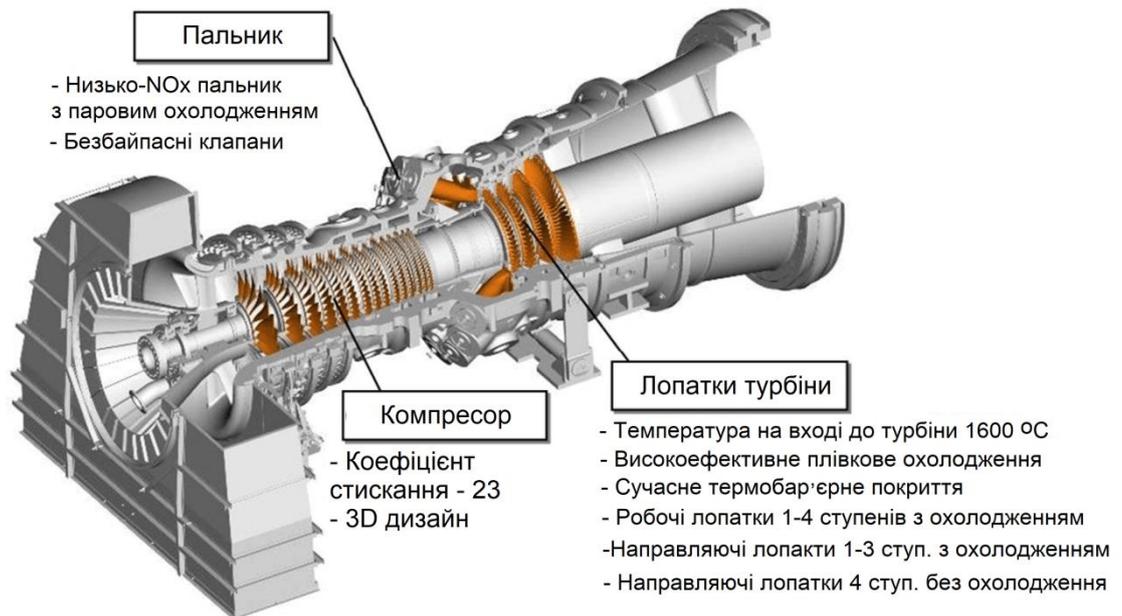


Рис. 7.20. Схематичне зображення парової турбіни потужністю 1000 MW та застосованих технологічних вдосконалень, МНІ.

Створення M501J стало можливим завдяки використанню перевірених технологій типів F та G/H, а також нових розробок проекту 1700°C.

7.1. Концепція побудови ГТУ:

- Приєднання генератора з боку компресора – зменшує вплив теплового розширення;
- Опора валу на два підшипника – простота конструкції;
- Аксіальний вихід продуктів згоряння – покращує інтеграцію до ПГУ;
- Горизонтальний роз'єм корпусу спрощує ремонт і технічне обслуговування.

7.2. Компресор (рис. 5.21):

- Застосовано 15-ти ступеневий компресор зі ступенем стискання – 23.
- Ефективний 1-й ступінь забезпечує аеродинамічну стабільність компресора.
- Суттєво покращено аеродинаміку проміжних ступенів

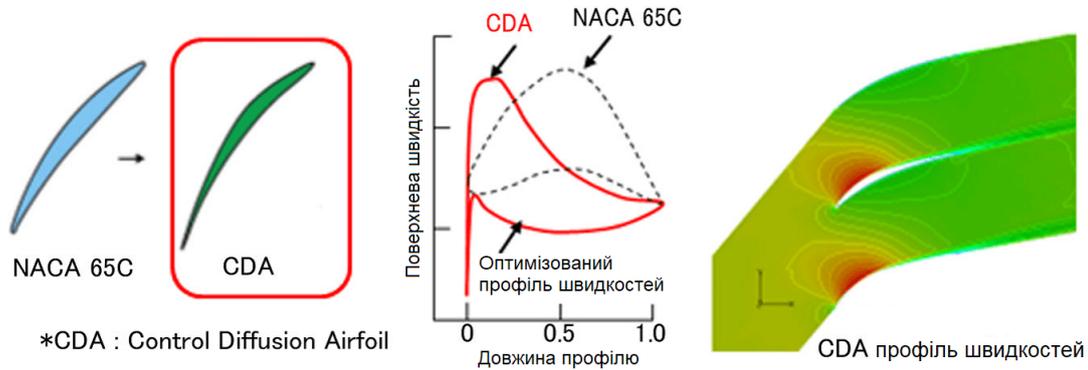


Рис. 7.21. Приклад оптимізації профілів лопаток компресора МНІ.

7.3. Пальники (рис. 5.22):

- Застосовано систему охолодження паром.
- За рахунок збільшення однорідності полум'я – знижено викиди NO_x незважаючи на зростання температури.

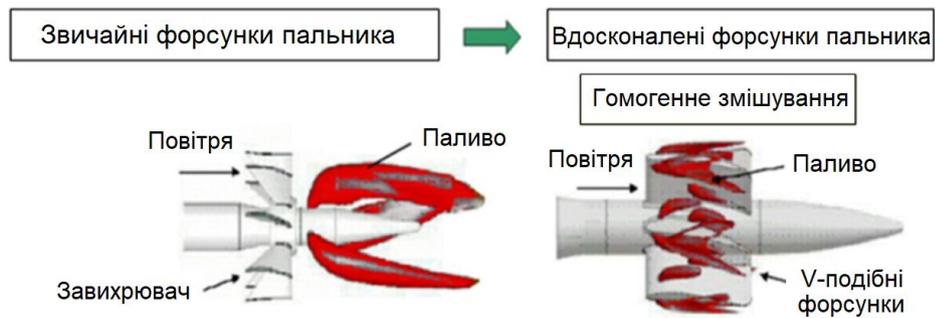


Рис. 7.22. Приклад оптимізації пальників, МНІ.

7.4. Турбіна.

- Застосовано 4-ступеневу турбіну з високим навантаженням на ступінь.
- Використано сучасну технологію 3D проектування аеродинаміки.
- Збільшення температури до 1600°C забезпечене за рахунок: жаростійких матеріалів лопаток, охолодження лопаток (500°C), термозахосного покриття (50°C).

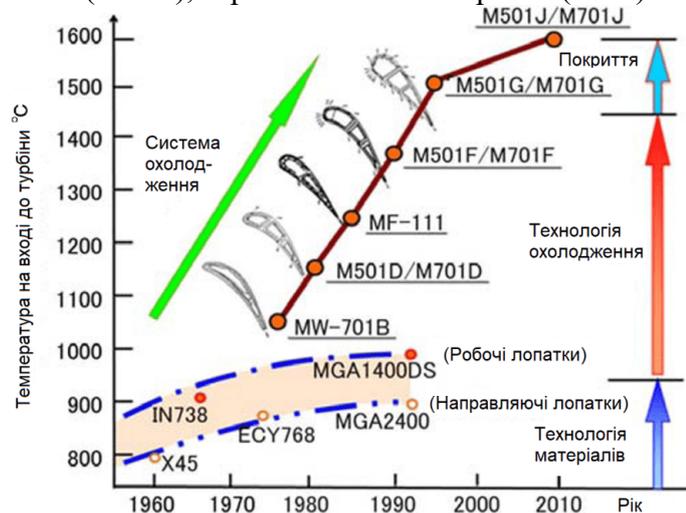


Рис. 7.23. Основні етапи розвитку лопаток газової турбіни, та технології, які забезпечили зростання ефективності, МНІ.

7.4.1. Лопатки (рис. 5.24, 5.25):

- Робочі лопатки 1-4 ступенів та направляючі лопатки 1-3 ступенів виконані з охолодженням.

- Методика охолодження постійно вдосконалюється.

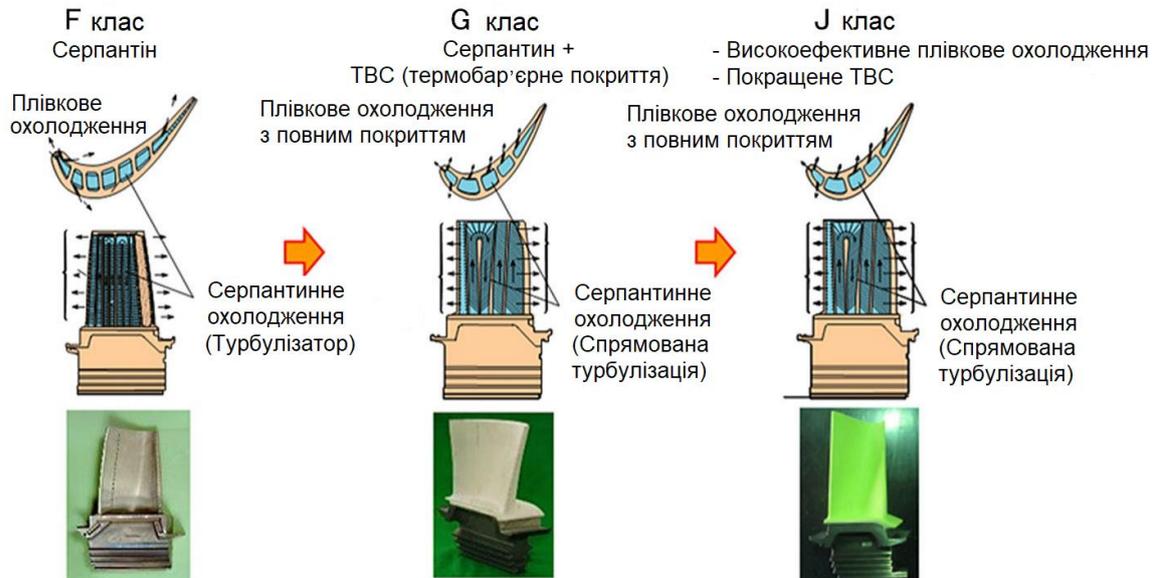


Рис. 7.24. Приклад вдосконалення технології робочих лопаток, МНІ.

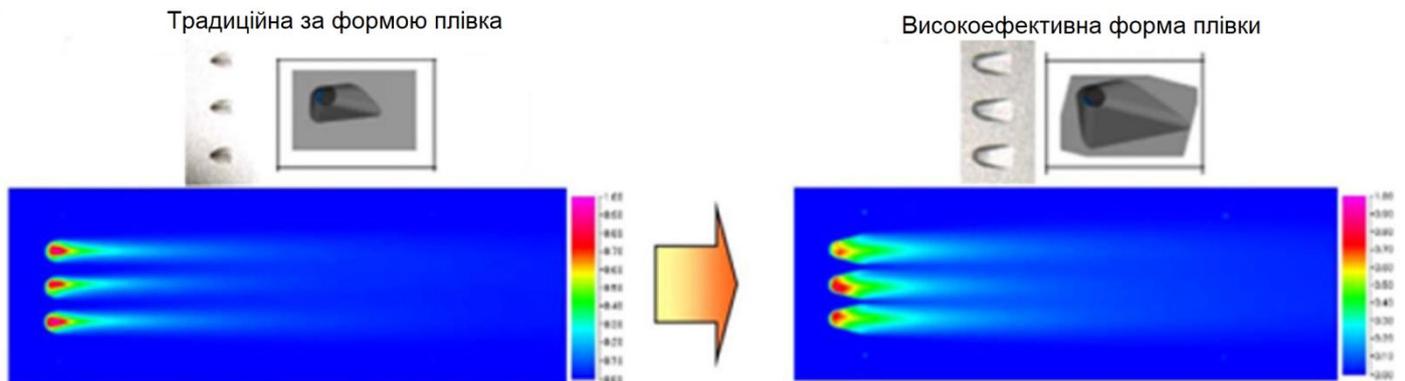


Рис. 7.25. Приклад оптимізації отворів системи охолодження, МНІ.

Основні зусилля розробників були спрямовані на створення сплавів, здатних забезпечити надійну роботу ГТУ при температурах 1700°C і вище.

- Робочі лопатки виконано зі нікелевого сплаву MGA1400,
- Направляючі лопатки - MGA2400.
- Робочі лопатки 1-3 ступенів – з використанням спрямованої кристалізації.

Табл. 7.1. Порівняння сплавів, які використовуються для лопаток МНІ.

	Ni	Cr	Co	Mo	W	Ta	Nb	Ti	Al	Інші	Примітки
MGA1400	Bal.	14	10	1.5	4.3	4.7	—	2.7	4	C, etc.	Сплави розроблені МНІ
MGA2400	Bal.	19	19	—	6	1.4	1	3.7	1.9	C, etc.	
Сплав-А	10	23.5	Bal.	—	7	3.5	—	0.25	0.2	C	Сплави, що наявні на ринку
Сплав-В	10.5	25.5	Bal.	—	7.5	—	—	—	—	C, etc.	
Сплав-С	Bal.	22.5	19	—	2	1.4	1	3.7	1.9	C, etc.	

Al та Ti збільшують міцність при високих температурах та корозійну стійкість.

Cr – збільшує стійкість високотемпературну корозійну стійкість.

Покращення властивостей сплавів за рахунок технологій відливки:

- Термічна обробка виготовленої лопатки - MGA1400 та MGA2400 (рис. 7.26).
- Спрямована кристалізація при виготовленні додає 20°C термостійкості до звичайного сплаву - MGA1400DS.
- Монокристалічна структура – найбільш міцна оскільки відсутня зерниста структура. Однак дефекти лиття можуть суттєво послабити конструкції – необхідна досконала технологія. Сплав MGA1700 – для температури 1700°C. Не містить ренію (Re).

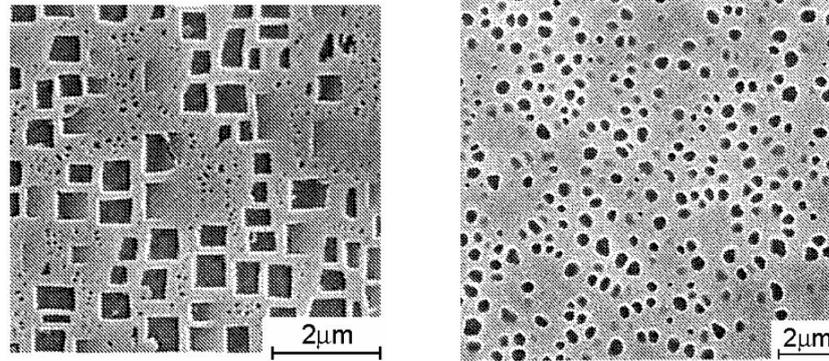


Рис. 7.26. Мікроструктура структура лопаток, виготовлених зі сплавів MGA1400 та MGA2400, МНІ.

Термозахисне покриття:

- Зменшує теплопровідність та збільшує температурну стабільність.
- Покриття виконане на основі оксиду ітрію та цирконію.
- Нанесення здійснюється шляхом високотемпературного напилення.

Контрольні запитання до лекції 7.

1. Наведіть принципову схему ГТУ та прокоментуйте призначення кожного елемента. Поясніть термодинамічний цикл простої ГТУ.
2. Передумови та переваги впровадження ГТУ з регенерацією тепла. Поясніть термодинамічний цикл ГТУ з регенерацією тепла.
3. Опишіть термодинамічний процес ГТУ з регенерацією, з проміжним підведенням теплоти та проміжним охолодженням повітря.
4. Яке призначення компресора в складі ГТУ? Які типи компресорів застосовуються для ГТУ?
5. Які конструктивні виконання камер спалювання Вам відомі? В чому перевага даних конструкцій?
6. В чому ключові відмінності турбінного модуля паросилових та газотурбінних установок?
7. Які технологічні рішення для створення ГТУ з надвисокою початковою температурою Вам відомі?

Лекція. Паро-газові установки.

1. Термодинамічне обґрунтування.

Максимальна ефективність теплових двигунів забезпечується циклом Карно.

Наближення реальних циклів до циклу Карно («карнотизація») є ефективним механізмом підвищення ККД установки.

У сучасних ГТУ (рис. 8.1):

- висока температура підводу тепла (до 1600 °С),
- температура відведення тепла теж висока (400-600 °С).

В паротурбінних установках (рис. 8.2):

- температура відведення тепла близька до температури холодного джерела.
- температура підведення тепла обмежена (до 630 °С).

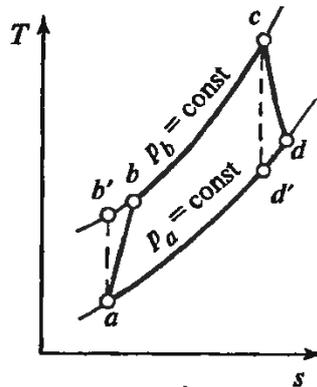


Рис. 8.1. Цикл ГТУ

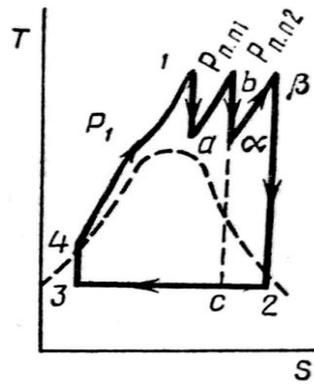


Рис. 8.2. Цикл ПТУ.

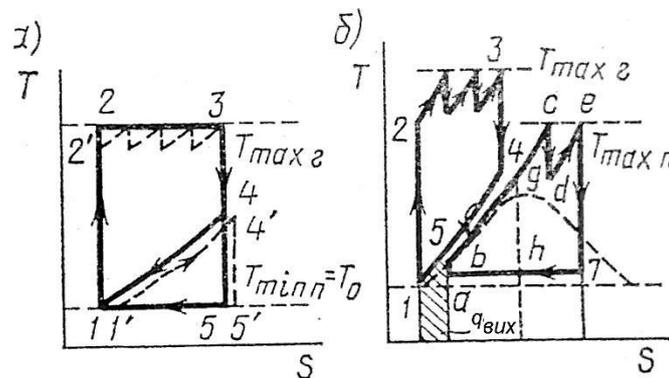


Рис. 8.3. Обґрунтування поєднання циклів Брайтона та Ренкіна.

Особливості циклів Брайтона та Ренкіна можуть бути успішно використані в комбінованих парогазових установках (ПГУ) (рис. 8.3):

- Газотурбінний цикл використовується в області високих температур;
- Теплота вихідних газів утилізується в паротурбінному циклі в області низьких температур.

2. Типи парогазових циклів.

2.1. ГТУ із додаванням пари - STIG (рис. 8.4).

В компресорі (К) повітря стискається та подається до камери спалювання (КС), туди ж подається паливо та водяна пара. Продукти спалювання попадають до турбіни (ГТ). Вихідні гази нагрівають воду у котлі-утилізаторі (КУ).

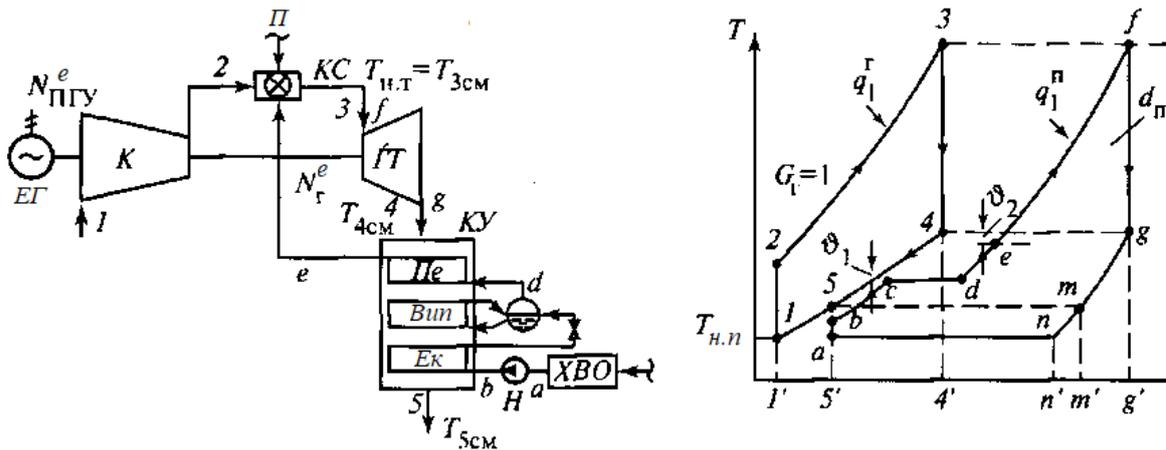


Рис. 8.4. Схема та цикл ГТУ з додаванням пари [9]

Корисна робота – сума площ газового 1-2-3-4 та парового a-b-c-d-e-f-g-n циклів.

Переваги:

- приріст потужності – до 80 %;
- мінімальні викиди NO_x та CO без додаткових витрат;
- малі питомі капітальні витрати.

Установки типу «Водолій» (рис. 8.5)

В установці STIG пара з вихідними газами викидається до атмосфери.

В «Зоря–Машпроект» розроблена технологія «Водолій». В контактному конденсаторі відбувається конденсація води.



Рис. 8.5. Теплова схема установки Водолій: 1 – газотурбінний двигун, 2 – генератор, 3 – контактний конденсатор водяної пари, 4 – конденсатозбірник, 5 – блок очистки конденсату, 6 – бак живильної води, 7 – зовнішній охолоджувач води, 8 – насос.

1.1. ПГУ з високонапорним парогенератором (ВПГ).

Повітря, стиснене у компресорі К, надходить до ВПГ, куди також подається паливо.

У топці частина теплоти спалювання направляється на виробництво та перегрів пари, яка поступає до парової турбіну.

Продукти спалювання з ВПГ направляються до ГТ, а звідти до газо-повітряного підігрівника ГВП, де охолоджуються, а потім викидаються до атмосфери (рис. 8.6).

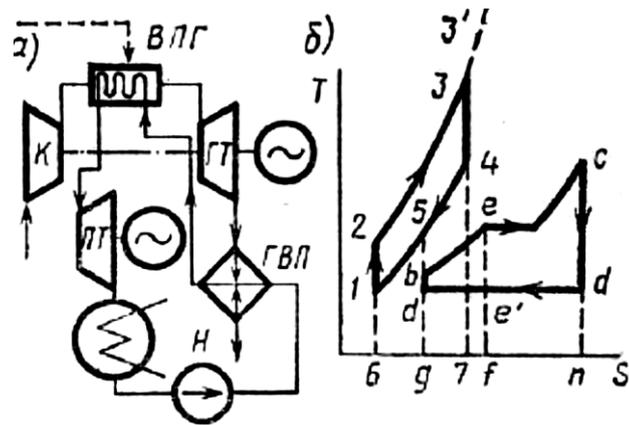


Рис. 8.6. Парогазова установка з високонапорним парогенератором [9].

Частина теплоти, що відводиться з газового циклу (4-5-g-7) підводиться до парового циклу та підігріває там живильну воду (a-b-e-e').

Права частина парового циклу (c-d-e'-e) є прибудовою до комбінованого циклу. Процес 3'-3 газовой частини циклу відповідає віддачі частини теплоти спалювання палива водяній парі.

Недоліки схеми:

- відсутність матеріалів для високотемпературних ВПГ та як наслідок зниження температури на вході до ГТ;
- збільшення частки потужності ПТУ в структурі ПГУ - обмеження ККД установки.

В СРСР установка потужністю 200 МВт працювала на Невиномиській ТЕС.

ПГУ включала газову ГТ-35-770, парову К-160-130 турбіни (ХТГЗ) та ВПГ-450-140-570/570 паропродуктивністю 450 т/год. ВПГ-450 - П-подібний парогенератор з примусовою циркуляцією. Корпус ВПГ складається з двох циліндричних блоків, поєднаних газоходом (рис. 8.7).

Завдяки компактності технологія застосовувалась у судових силових установках (рис. 8.8).

Газо-мазутний ВПГ працює під тиском 0,3 МПа. Продукти спалювання з парогенератора поступають до газової турбіни.

Тиск в ВПГ створюється компресором, який обертається газовою турбіною.

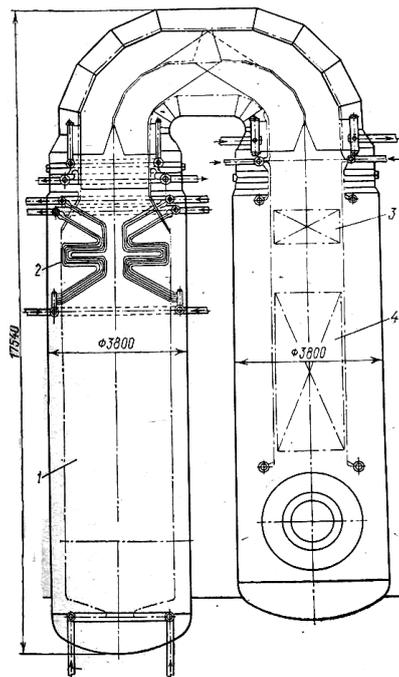


Рис. 8.7. Парогенератор ВПГ-450 [9]: 1 – топочна камера; 2 – ширми; 3 – I ступінь ПП; 4 – II ступінь ПП.

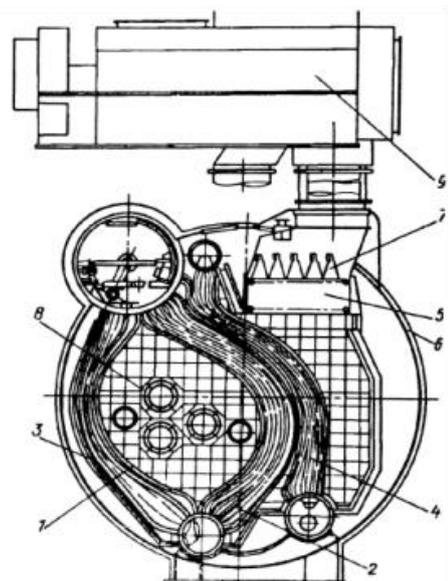


Рис. 8.8. Парогенератор КВГЗ [10]: 1 - екран; 2 - конвективний пучок; 3 - опускні труби; 4 - пароперегрівник; 5 - економайзер; 6 - кожух котла; 7 - очисний пристрій; 8 - топка; 9 - турбонадувний агрегат

1.2. ПГУ зі скиданням газів до топки котла.

Повітря стиснене компресором К, подається до камери спалювання КС, звідки продукти спалювання надходять до газової турбіни ГТ. Вихідні гази поступають до топки парового котла ПК замість повітря (містять 16-18% O_2). У хвостовій частині котла замість повітропідігрівника встановлюється водяний економайзер, в якому вихідні гази охолоджуються живильною водою. Регенеративний підігрів зберігається частково.

Додаткова теплота палива відводиться до водяної пари по ізобарі 4'-4. Живильна вода на ділянці b-f парового циклу нагрівається за рахунок теплоти вихідних газів (ділянка 4-5 газового циклу).

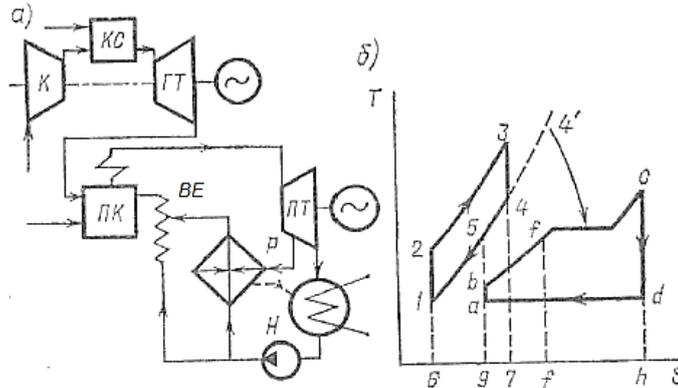


Рис. 8.9. Схема ПГУ зі скиданням газів до топки котла [9].

В парогенераторі може без ускладнень спалюватись тверде паливо.

Недоліки:

- низька частка потужності ГТУ, так як частина палива спалюється у топці котла;
- необхідність спеціальних схем для забезпечення роздільної роботи ГТУ та ПГУ.

Схема називається Topping, частка ГТУ у загальній потужності ПГУ може складати 25%, а приріст ККД у порівнянні з ПТУ аналогічних параметрів 7-8%.

Приклад – Молдавська ТЕС.

ПГУ-250 включає парову турбіну К-200-130 ЛМЗ та ГТУ ГТ-35-770 ХТГЗ.

Парогенератор - модернізований котел ТМЕ-210 ТКЗ.

Потужність ПГУ - 250 МВт при ККД >39%.

ПГУ з витісненням регенерації (Boosting).

ПГУ складається з ГТУ та ПТУ без регенерації.

Економія за рахунок виключення регенеративних відборів пари при забезпеченні того ж підігріву живильної води за рахунок утилізації в підігрівнику ВП скидної теплоти.

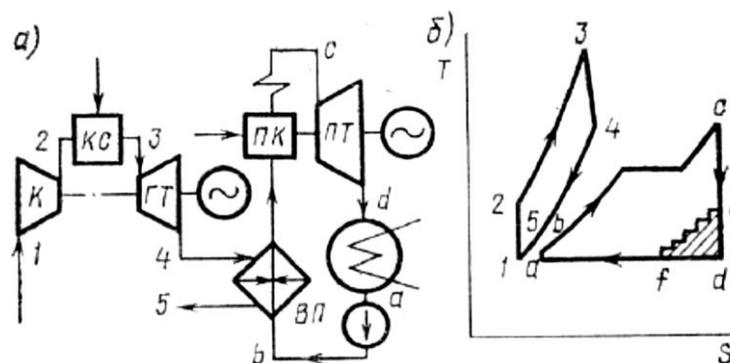


Рис. 8.10. Схема ПГУ з витісненням регенерації [9]

Додаткова робота відповідає недоспрацюванню відбірної пари в турбіні при наявності регенерації (площа e-f-d). ГТУ та ПТУ можуть працювати окремо та спільно.

Внаслідок відносно невеликої потреби тепла для регенерації потужність ГТУ обмежена, що не дозволяє суттєво підвищити загальний ККД установки. Можливе спалювання вугілля у котлі. Схема має ККД вищий у порівнянні з ПТУ аналогічних параметрів на 5-6 %.

1.3. ПГУ утилізаційного типу.

ПГУ складається з ГТУ, котла-утилізатора та ПТУ. В даній схемі робочі лопатки ГТ охолоджуються паром. ПТУ працює без додаткових витрат палива. Схема забезпечує найбільшу ефективність ПГУ.

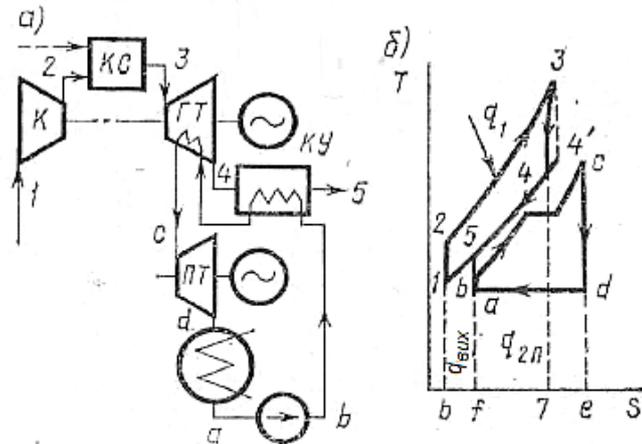


Рис. 8.11. Схема ПГУ з котлом-утилізатором [9]

Підбудова парового циклу a-b-c-d до газового 1-2-3-4 призводить до використання теплоти, що відводиться від газового циклу, рівної площі 4-5-f-7. В оточуюче середовище додатково відводиться теплота конденсації в паровому циклі (f-a-d-e).

Теплота охолодження ГТ, що відводиться у процесі 3-4 підводиться до водяної пари.

Теплові схеми та показники ПГУ з КУ.

Теплова схема та відповідний цикл Брайтона-Ренкіна (рис. 8.12-8.13).

Вихідні гази охолоджуються до 80-130 °С.

Схема теплових потоків ПГУ з КУ представлена на рис. 8.14.

Внутрішній ККД ПГУ з КУ складає:

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \frac{N_{\text{ПГУ}}}{Q_{\text{Г}}^{\text{с}}} = \frac{N_{\text{Г}} + N_{\text{П}}}{Q_{\text{Г}}^{\text{с}}} = \eta_{\text{Г}} + \frac{N_{\text{П}}}{Q_{\text{Г}}^{\text{с}}} = \eta_{\text{Г}} + \frac{N_{\text{П}}}{Q_{\text{КУ}}} \frac{Q_{\text{КУ}}}{Q_{\text{Г}}^{\text{с}}} = \eta_{\text{Г}} + \eta_{\text{П}} \frac{Q_{\text{Г}}^{\text{с}} - N_{\text{Г}} - \Sigma Q_{\text{втр}}}{Q_{\text{Г}}^{\text{с}}}$$

$$= \eta_{\text{Г}} + \eta_{\text{П}} (1 - \eta_{\text{Г}} - \Sigma q_{\text{втр}})$$

де $N_{\text{ПГУ}}$ – внутрішня потужність ГТУ; $Q_{\text{Г}}^{\text{с}}$ – теплота палива, яке спалюється в КС ГТУ; $Q_{\text{КУ}}$ – теплота пари КУ, яка йде до ПТУ; $\Sigma Q_{\text{втр}}$, $\Sigma q_{\text{втр}}$ – абсолютні та відносні сумарні втрати теплоти в ПГУ; $N_{\text{Г}}$, $N_{\text{П}}$ – внутрішня потужність ГТУ та ПТУ; $\eta_{\text{Г}}$, $\eta_{\text{П}}$ – внутрішні ККД ГТУ та ПТУ.

Відповідно: $\eta_{\text{ПГУ}} = \eta_{\text{Г}} + \eta_{\text{П}} - \eta_{\text{Г}}\eta_{\text{П}} - \eta_{\text{П}}\Sigma q_{\text{втр}}$

Парогенеруючий контур складається з економайзера (ЕК), випаровувача (ВИП) та пароперегрівника (ПЕ). Газовий підігрівник конденсату (ГПК) замінює підігрівники низького тиску для максимальної утилізації тепла вихідних газів (рис. 8.15).

Мінімальний температурний напір – наприкінці випарувальних поверхонь (8-10 °С). Максимальний температурний напір – в кінці випарувальної частини (рис. 8.16).

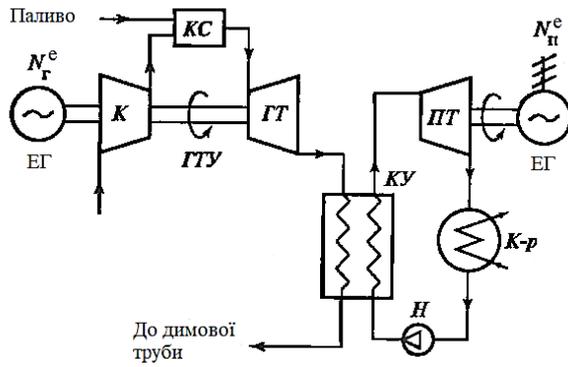


Рис. 8.12. Найпростіша тепла схема ПГУ з КУ:
 ЕГ – електрогенератор; К – компресор; ГТ – газова турбіна; КС – камера спалювання; ПТ – парова турбіна; КУ – котел-утилізатор; К-р – конденсатор; Н – насос.

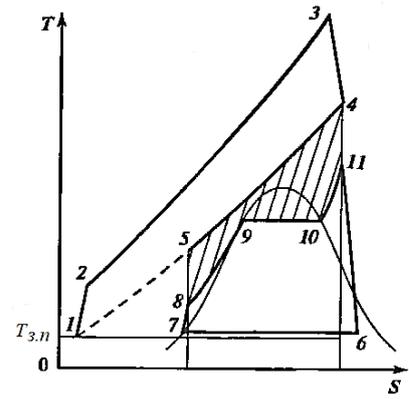


Рис. 8.13. Термодинамічний цикл Брайтона-Ренкіна ПГУ з КУ.

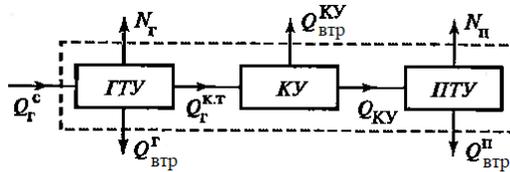


Рис. 8.14. Схема теплових потоків ПГУ з КУ: $Q_{Г}^c$ – теплота палива, що спалюється в ГТУ; $Q_{КУ}$ – корисне теплове навантаження КУ; $Q_{Г}^{к.т.}$ – теплота вихідних газів ГТУ; $Q_{пот}^Г, Q_{пот}^{КУ}, Q_{пот}^П$ – втрати теплоти відповідно у ГТУ, КУ та ПТУ.

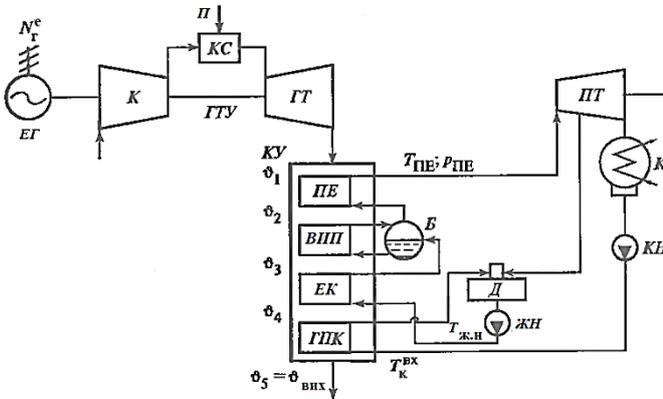


Рис. 8.15. Теплова схема ПГУ з одноконтурним КУ [11]: ГПК – газовий підігрівник конденсату; Д – деаератор; ПН, КН – живильний та конденсатний насоси; $\vartheta_1 - \vartheta_5$ – температура газів.

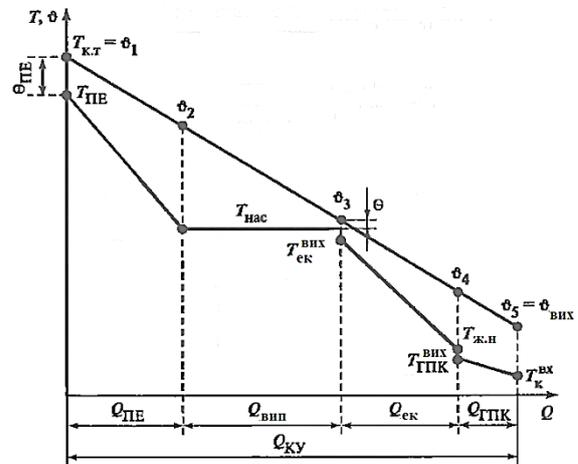


Рис. 8.16. Q, T – діаграма теплообміну в КУ ПГУ, T – температура пари та води [11].

Для збільшення термодинамічної ефективності теплообміну застосовують котли-утилізатори двох (рис. 8.17) та трьох тисків.

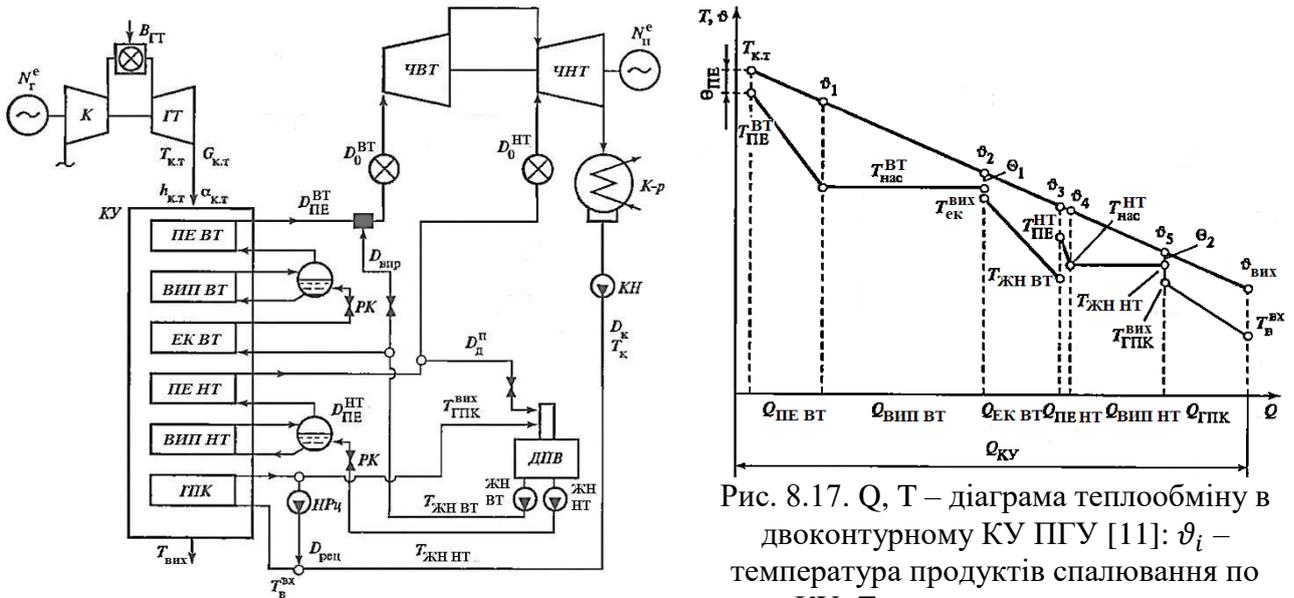


Рис. 8.17. Q, T – діаграма теплообміну в двоконтурному КУ ПГУ [11]: ϑ_i – температура продуктів спалювання по тракту КУ; T_i – температура паро-водяного теплоносія по тракту КУ; θ_i – температурні напори.

Вплив параметрів пари на виході з котла-утилізатора та схемних рішень на його ефективність представлений на рис. 8.18.

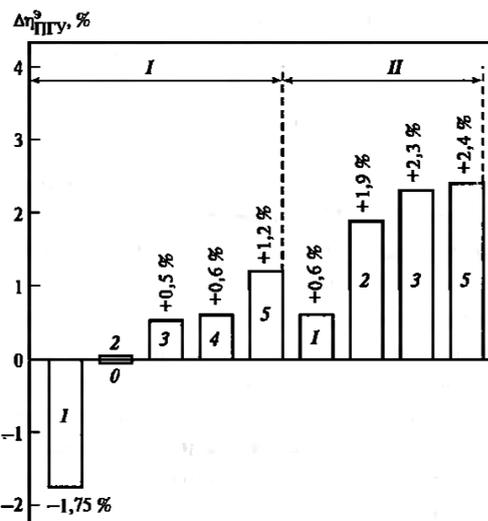


Рис. 8.18. Вплив параметрів парового циклу на ККД виробництва електроенергії ПГУ з КУ [11]: I – докритичні параметри пари (8 МПа, 540 °С); II – надкритичні параметри пари (25 МПа, 540 °С); 1 – одноконтурний КУ; 2 – двоконтурний КУ; 3 - одноконтурний КУ з проміжним підігрівом пари; 4 - триконтурний КУ; 5 - триконтурний КУ з проміжним підігрівом пари

Компоновка устаткування ПГУ.

Традиційно ПГУ мали поліблочну компоновку: одна ПТУ та декілька ГТУ з КУ. Створення потужних ГТУ обумовило перехід до одновальних ПГУ.

У порівнянні з багатовальними одновальна компоновка ПГУ має ряд переваг:

- можливість використання окремих модулів економить витрати на проектування;
- зменшує об'єм головного корпусу;
- зниження витрат на ТО та підвищення надійності устаткування, тощо.

Розрізняють два типи одновальних ПГУ (рис. 8.19):

- електрогенератор розташований з боку парової турбіни GE (рис. 8.19 а);

- електрогенератор розташований між ГТУ та ПТУ (Siemens). Передбачена самозчепна (розчепна) муфта (рис. 8.19 б).

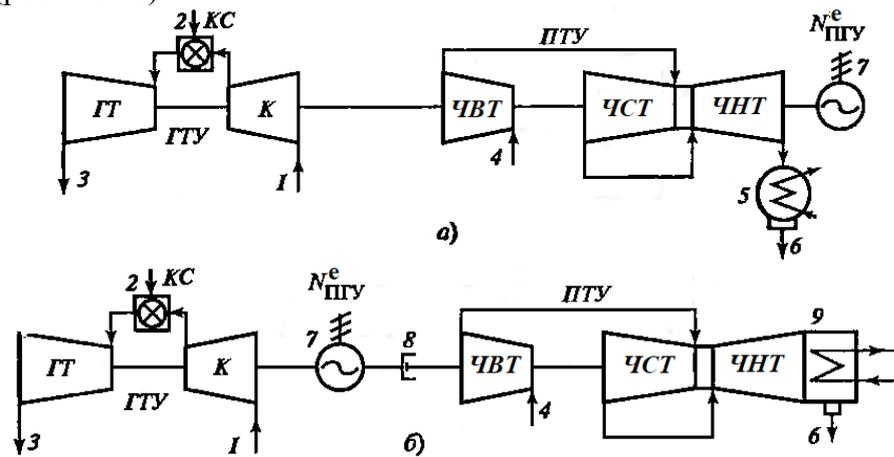


Рис. 8.19. Концепції одновальної компоновки ПГУ [11]:

а – стандартне виконання; б – концепція фірми Siemens; 1 – повітря; 2 – паливо; 3 – до КУ; 4 – з КУ; 5 – конденсатор (вихід пари з частини НТ спрямований донизу); 6 – відведення конденсату пари до КУ; 7 – електрогенератор; 8 – самозчепна (розчепна) муфта; 9 – конденсатор (аксіальний вихід пари з частини НТ).

Без муфти установка дешевше, але використання муфти забезпечує підвищену маневреність. Аксіальний підвід пари в конденсатор підвищує ККД установки.

Розчепка муфта забезпечує звичайний пуск ГТУ за допомогою тиристорного пускового пристрою. Після синхронізації з мережею в КУ починає генеруватись пара, яка дозволяє запустити парову турбину за самостійним пусковим графіком. Потім вмикається самозчепна муфта, та парова турбіна підключається до електрогенератора та навантажується.

3. Котел-утилізатор.

Поверхні нагріву виготовляють зі сталевих труб із зовнішнім оребренням (рис. 8.20).

Маса оребрених труб досягає 45 % загальної маси. Оребрення знижує масу труб в 1,5 рази.

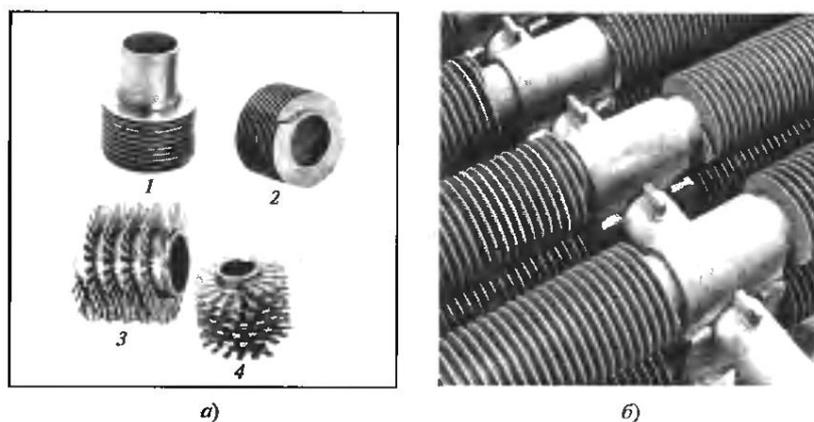


Рис. 8.20. Елементи поверхонь нагріву КУ ПГУ [11]: а – зовнішнє оребрення труб; б – кріплення труб шахового трубного пучка; 1-2 – суцільне оребрення; 3-4 – просічне оребрення.

В горизонтальних КУ поверхня нагріву складається з окремих секцій (рис. 8.21), поєднаних в пакети. Кожна секція включає верхній та нижній колектори, поєднані оребреними трубами, які мають шахове розташування. В одному ряді за ходом потоку - від 3 до 6 секцій.

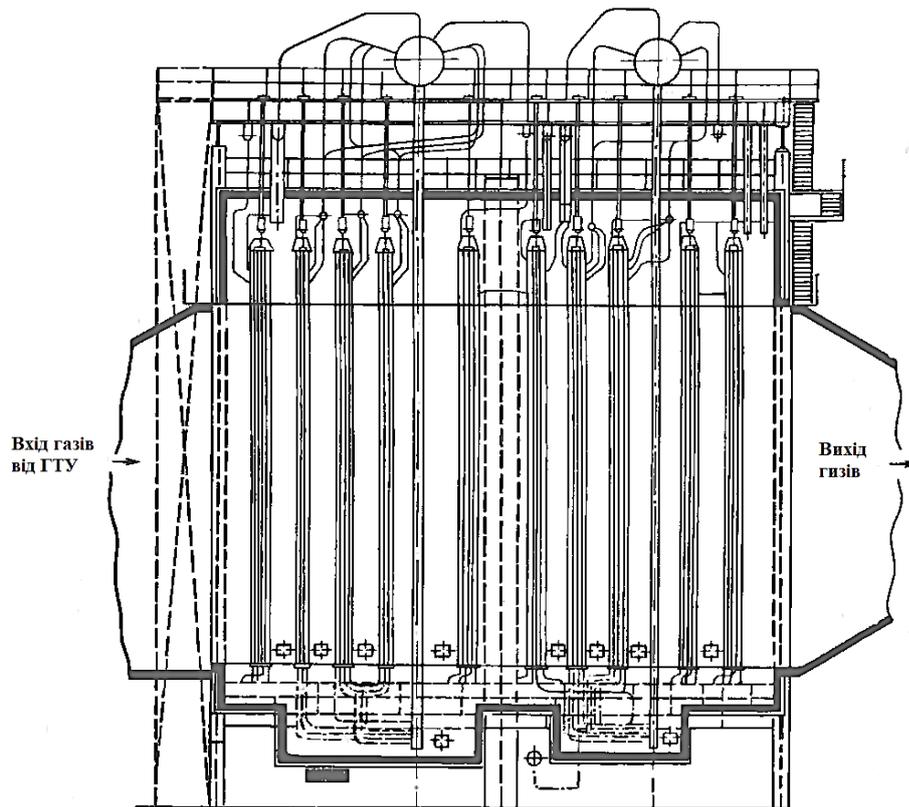


Рис. 8.21. Двоконтурний КУ горизонтальної компоновки [11].

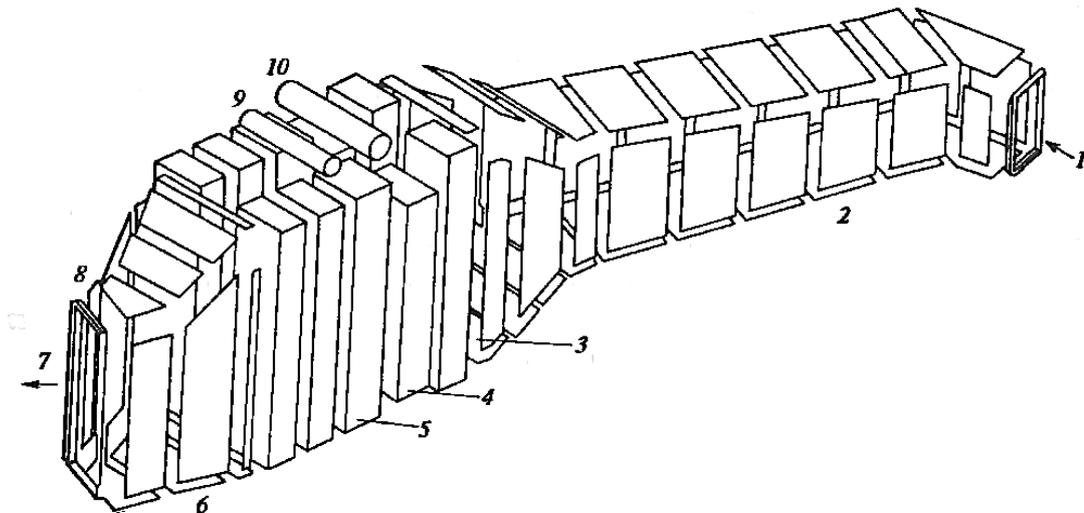


Рис. 8.22. Модульна конструкція КУ [11]: 1 – газовий потік; 2 – ізольовані, облицьовані всередині каналні елементи; 3 – CO-каталізатор; 4 – NO_x-каталізатор; 5 – парогенераторні модулі; 6 – випускний канал; 7 – до димової труби; 8 – компенсатор розширення; 9 – барабан контуру НТ; 10 – барабан контуру ВТ.

4. Регулювання навантаження ПГУ з КУ.

Активним елементом у всіх схемах слугує ГТУ, інші елементи є пасивними.

Зміна електричного навантаження ГТУ здійснюється:

- кількісне регулювання – зміна витрати повітря через компресор;
- якісне – зміна питомої корисної роботи газів.

На практиці найменше зниження ККД досягається при:

- зменшенні витрати повітря через компресор за допомогою направляючого апарата;
- подальше зниження навантаження шляхом зниження температури газів перед турбіною.

В дубль-блочних та трипл-блочних ПГУ навантаження (розвантаження) здійснюється шляхом послідовного (з інтервалом 5 хвилин) вмикання (вимикання) окремих агрегатів.

Перевагою ПГУ є їх підвищена у порівнянні з ПТУ маневреність (табл. 8.1).

Таблиця 8.1. Маневрені параметри ПГУ з КУ

Параметр	Пуск після зупинки	
	на 6-8 год	на 24 та більше год
Тривалість пуску до набору повного навантаження, хв	60	90
В тому числі від початку пуску ГТУ до синхронізації електрогенератора ПТУ, хв	30	45
Тривалість пуску ГТУ в автономному режимі, хв	15	20

Контрольні запитання до лекції 8.

1. *Які термодинамічні передумови об'єднання газотурбінного та паротурбінного циклів Вам відомі?*
2. *В чому суть концепції ГТУ з вприскуванням пари. Які переваги даних установок?*
3. *Наведіть теплову схему ПГУ з високонапорним парогенератором. Які переваги та недоліки даної технології Ви знаєте?*
4. *В чому полягає ідея реалізації парогазових установок зі скиданням відпрацьованих газів в топку котла? Які недоліки та переваги має така схема?*
5. *Наведіть схему парогазової установки з котлом-утилізатором. Чому на Вашу думку такі схеми знайшли широкого розповсюдження?*
6. *Що стало причиною переходу від двовального компоновання ПГУ до одновального? Які переваги такої компоновки Вам відомі?*