

Галузь знань – "Енергетичне машинобудування"

шифр «Скидання тепла»

**ДОСЛІДЖЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ПАРОГАЗОВОЇ УСТАНОВКИ
З НИЗЬКОНАПОРНИМ ПАРОГЕНЕРАТОРОМ НА ОСНОВІ
ГАЗОТУРБІННОГО ДВИГУНА ПОТУЖНІСТЮ 25 МВт**

2020/2021 н.р.

ЗМІСТ

Вступ	3
1. Розробка теплової схеми парогазової установки	5
2. Тепловий розрахунок парогазової установки при змінних початкових параметрах	11
Висновки	18
Список використаної літератури	19

ВСТУП

Актуальність теми. Одним з сучасних типів парогазової установки є установка з низьконапорним парогенератором. У цій установці газ, що відходить після газотурбінного двигуна, скидається в топку звичайного котла і за рахунок кисню, що міститься в них (коефіцієнт надлишку повітря після камери згоряння газотурбінного двигуна значний, зазвичай більше трьох), використовуються для спалювання палива в топці котла. Оскільки димососи у таких котлів відсутні, то тиск газу в ньому виявляється незначно вище атмосферного, через що цей котел називають "низьконапорним парогенератором" а установка, відповідно, носить назву "парогазової установки з низьконапорним парогенератором".

Парогазові установки подібного типу інтенсивно розроблялися провідними компаніями світу у другій половині ХХ ст. В останні десятиріччя, внаслідок домінування установок утилізаційного типу, інтерес до них суттєво знизився. Проте дослідження параметрів таких установок, виконаних на основі сучасних досягнень газотурбобудування, залишається актуальним і становить науковий та практичний інтерес.

Метою роботи є дослідження параметрів парогазової установки із низьконапорним парогенератором при фіксованій потужності газотурбінного агрегата 25 МВт.

Відповідно до поставленої мети **були вирішені такі завдання:**

- розробка теплової схеми парогазової установки з низьконапорним парогенератором;
- розробка методики теплового розрахунку парогазової установки даного типу;
- тепловий розрахунок парогазової установки при змінних початкових параметрах;
- аналіз одержаних результатів.

Об'єкт дослідження – парогазова установка з низьконапорним

парогенератором.

Предмет дослідження – технічні параметри парогазової установки та її газотурбінної частини.

Метод дослідження – розробка конструкції, математичне моделювання та визначення ефективності парогазової установки та її окремих частин.

Наукова новизна одержаних результатів. На основі аналізу результатів дослідження параметрів парогазової установки з низьконапорним парогенератором, виконаного при фіксованій потужності газотурбінного агрегата 25 МВт, вперше проведена розробка рекомендацій для створення парогазових установок даного типу для рівня технології вітчизняного проєктанта та виробника газотурбінних агрегатів – підприємства ДП НВКГ "Зоря" – "Машпроект".

Структурно робота складається зі вступу, двох розділів, висновків та списку використаної літератури з 6-ти найменувань. Загальний обсяг роботи становить 20 сторінки, включаючи 13 рисунків.

Ключові слова: парогазова установка; низьконапорний парогенератор; скидання тепла; коефіцієнт корисної дії; потужність.

1. РОЗРОБКА ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ ПАРОГАЗОВОЇ УСТАНОВКИ

В даний час існує велика кількість комбінованих установок з паровими турбінами і газотурбінними двигунами, які відрізняються за тепловими схемами і за використовуваним устаткуванням. Усе різноманіття відомих теплових схем можна розподілити по групах, в межах яких установки мають ряд характерних загальних властивостей.

Поділ комбінованих установок слід здійснювати насамперед за принципом використання теплоти високого потенціалу, тобто теплоти згорання палива. Якщо основна частина теплоти доводиться на паровий контур (парову частину), то такі установки називають **парогазовими** (ПГУ). У тому випадку, коли паливо вводиться, головним чином, в газовий контур (газову частину), для позначення комбінованої установки використовують термін **газопарові установки** (ГПУ) [1].

Можна виділити три головні типи парогазових установок:

- 1) з висконапорним парогенератором;
- 2) з низьконапорним парогенератором;
- 3) з використанням теплоти випускних газів газотурбінного двигуна для підігріву живильної води паротурбінного контура.

У другому типі парогазової установки газ, що відходить після газотурбінного двигуна, скидається в топку звичайного котла і за рахунок кисню, що міститься в них (коефіцієнт надлишку повітря після камери згорання газотурбінного двигуна значний, зазвичай більше трьох), використовуються для спалювання палива в топці котла. Оскільки димососи у таких котлів відсутні, то тиск газу в ньому виявляється незначно вище атмосферного, а цей котел називають **низьконапорним парогенератором** (НПГ). Така установка носить назву **парогазової установки з низьконапорним парогенератором**, а її позначення буде **ПГУ з НПГ**.

У ПГУ з НПГ паливо підводиться як в камері згорання газотурбінного двигуна, так і в парогенераторі. У літературі цю установку іноді називають

ПГУ зі скиданням або ПГУ скидного типу [2].

У такій установці від газотурбінного двигуна газу відводяться в парогенератор, де використовуються для окислення подаємого у топку палива. Оскільки за парогенератором передбачений газоводяний підігрівач (ГВП), то втрати теплоти з газами, що відходять, відносно невеликі.

Парогенератор (НПГ) виконується газощільним, працює при надлишковому тиску (0,002-0,004 МПа), тому димососні вентилятори відсутні. Конструктивно низьконапорний парогенератор мало відрізняється від звичайних котлів, тому може працювати на різних видах палива, в тому числі і на твердому. По розташуванню обладнання в цій схемі газотурбінний двигун є як би надбудовою паротурбінної установки, тому така схема широко використовується для реконструкції паротурбінних установок, які працюють на знижених параметрах пари.

Підвищення за рахунок комбінованого парогазового циклу ефективності електрогенеруючого обладнання визначає доцільність застосування ПГУ з НПГ в енергетиці. Перші теоретичні дослідження і конструктивні опрацювання комбінованих установок даного типу, які показали їх гідності, були виконані ще в 40-і рр. ХХ ст. Однак практичний інтерес до таких установок починає з'являтися тільки 10-15 років по тому, після того як турбінобудівники накопичили досвід створення і експлуатації стаціонарних газотурбінних двигунів. У другій половині ХХ ст. з'являється ряд парогазових установок, використовуваних не тільки на електростанціях, а й в різних технологічних циклах промислових підприємств. Установки призначалися для несення базового навантаження і забезпечували помітну економію палива в порівнянні з використовуваними в той період паротурбінними установками.

Парогазові установки з НПГ мають ряд переваг. Це, перш за все, більш висока (ніж у окремо взятих газотурбінних та паротурбінних установок) термічна ефективність, тому такі установки розглядаються зазвичай як базові. ПГУ з НПГ мають високу надійність, оскільки може бути забезпечена ізольована робота газового і парового контурів. Для ізольованої роботи

газотурбінного двигуна установка забезпечується окремими димарем, розрахованим для пропуску газів, що відходять з ГТД. Висота труби приймається зниженою (60-65 м), оскільки основним паливом двигуна зазвичай є природний газ. Перехід з комбінованої роботи на індивідуальну організовується за короткий час і не вимагає припинення роботи. В аварійній ситуації при виході одного з контурів з робочого стану в автоматизованій установці не потрібно втручання персоналу. Можливість автономної роботи дозволяє істотно скоротити час створення електростанції. При будівництві нової парогазової установки газовий контур може бути включений в експлуатацію значно раніше завершення будівництва всієї ПГУ.

Перевагою ПГУ з НПГ є також відсутність необхідності значних переробок в газотурбінних двигунах, які використовуються для газового контуру, що дозволяє при створенні цих ПГУ застосувати вже відпрацьовані серійно випускаємі промисловістю газотурбінні агрегати. Ще одна перевага скидних ПГУ – можливість використання двох видів палива: високоякісного рідкого або газоподібного в газовому контурі і низькоякісного рідкого або твердого палива в паровому контурі. В умовах все зростаючого дефіциту високоякісних палив це перевага скидних ПГУ з НПГ набуває особливого значення.

Дослідження параметрів будемо проводити для парогазової установки, теплова схема якої зображена на рис. 1.

Розглянемо частини парогазової установки за **рухом повітря і газів (газовий контур)**.

Повітря із атмосфери потрапляє у першу за рухом частину ПГУ – **компресор** газотурбінного агрегата (К). У компресорі відбувається підвищення тиску повітря. Слід зазначити, що при стисканні повітря також збільшується його температура та зменшується його об'єм.

Після компресора повітря йде до **камери згоряння** газотурбінного агрегата (КЗ), куди також подається паливо. Внаслідок спалювання палива виділяється тепло, через що температура робочого тіла (димових газів) стрімко

стрімко зменшується. Тому вміст кисню у випускних газах ГТА менше, ніж в атмосферному повітрі, де він становить 21%. Внаслідок експериментальних досліджень встановлено, що ефективне спалювання палива в низьконапорному парогенераторі буде відбуватися лише тоді, коли вміст кисню в газах не буде меншим, ніж 15% при спалюванні природного газу, 16% при спалюванні рідкого палива та 17% при спалюванні твердого палива. Якщо вміст кисню у випускних газах ГТА є меншим, ніж потрібно, тоді необхідно за допомогою **додаткового вентилятора** докачувати в топку парогенератора певну кількість повітря з атмосфери.

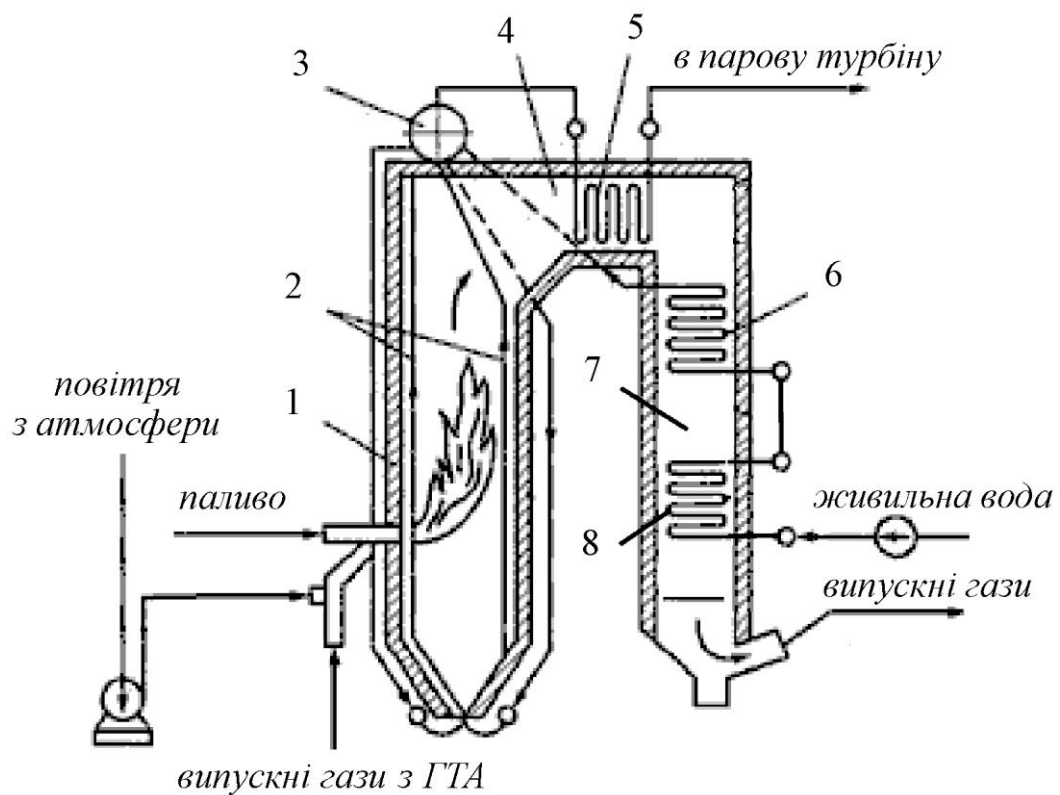


Рис. 2. Схема низьконапорного парогенератора П-подібної конструкції з природньою циркуляцією:

1 – топочна камера; 2 – топочні екрани з випарних труб; 3 – пароводяний колектор; 4 – поворотня камера; 5 – пароперегрівач; 6 – економайзер; 7 – конвективна шахта; 8 – газовий водопідігрівач (ГПВ)

Тепло, яке виділяється при горінні палива у топці НПП, розходується на генерацію пари. Для цього гарячі гази послідовно проходять у парогенераторі крізь кілька пакетів труб – пакет паровипарних труб, пакет труб перегріву пари,

пакет труб економайзера (підігрівача води до стану кипіння) (рис. 2).

На відміну від традиційних парогенераторів низьконапорний парогенератор не має пакета труб для підігріву повітря, яке йде з атмосфери до топки. (Даний пакет розташовується в парогенераторі останнім за рухом газів.) Натомість останнім за рухом газів розташований **газовий водопідігрівач (ГПВ)**, який у даній схемі може розглядатися як перша частина економайзера. Після ГПВ газу викидаються у атмосферу.

Розглянемо частини парогазової установки **за рухом води та пари (паровий контур)** (див. рис. 1). Слід зазначити, що паровий контур на відміну від газового є замкнутим.

Генерована у низьконапорному парогенераторі пара спрямовується до **парової турбіни (ПТ)**, де обертає ротор цієї турбіни. Ця енергія обертання передається ротору генератора електричного струму, з яким ротор парової турбіни поєднаний.

Відпрацьована у ПТ пара йде у **конденсатор (Кндр)** і внаслідок охолодження конденсується. Одержана в конденсаторі вода **живильним насосом (ЖН)** спрямовується далі по контуру. При цьому її тиск суттєво підвищується.

Після живильного насосу вода послідовно проходить кілька **регенеративних теплообмінників (РТО)**, у яких відбувається підігрів цієї води деякою кількістю пари, що відбирається з проміжних ступенів парової турбіни. (Кількість цих РТО залежить від того, до якої температури потрібно нагріти воду. Кожен відбор пари становить близько 3-5% від загальної кількості пари, що проходить турбіною.)

Пройшовши РТО вода потрапляє у парогенератор, першим елементом якого за рухом води є **газовий водопідігрівач (ГПВ)**. Далі вода проходить через **економайзер**, де відбувається її подальше нагрівання за рахунок димових газів парогенератора. Вода кипить у **випарних трубах**. Одержана пара перегрівається у **пароперегрівачі** і далі спрямовується до парової турбіни.

Передбачене використання низьконапорного парогенератора з П-

подібним компонованням (див. рис. 2) та природньою циркуляцією робочого тіла.

Слід зауважити, що у розглянутій парогазовій установці парова і газова турбіни приводять у обертання кожна свій генератор електричного струму.

Теплова схема парогазової установки не передбачає проміжний перегрів пари у парогенераторі.

2. ТЕПЛОВИЙ РОЗРАХУНОК ПАРОГАЗОВОЇ УСТАНОВКИ ПРИ ЗМІННИХ ПОЧАТКОВИХ ПАРАМЕТРАХ

Тепловий розрахунок парогазової установки проводився відповідно до розробленої методики при деяких змінних початкових параметрах газу в газотурбінному агрегаті. Дискретно варіювалися:

- 1) температура газу перед газовою турбіною (приймаємі значення – 1100, 1300 та 1500 К);
- 2) міра підвищення тиску у компресорі (приймаємі значення – 5, 10, 15, 20 та 25).

При розрахунку використані рекомендації, наведені у роботах:

РТМ 108.020.22–84. Установки парогазовые стационарные. Методика расчета тепловых схем установок и высоконапорных парогенераторов. – Утв. и введ. 11.06.1984. – Л.: НПО ЦКТИ, 1985. – 56 с. [3].

Тепловой расчет котлов (нормативный метод). – С.-Петербург: НПО ЦКТИ, 1998. – 259 с. [4]

У ролі базового для проектування використовувалася конструкція газотурбінного агрегата UGT 25000 (модифікація ДГ80), який серійно виготовляється державним підприємством НВКГ "Зоря"- "Машпроект" (м. Миколаїв, Україна) [5; 6].

У всіх варіантах розрахунок проводився для однакової потужності газотурбінного агрегата на клемах генератора 25 МВт. У ролі палива як в

газотурбінному агрегаті, так і в парогенераторі використовувався природний газ з теплотворною здатністю 50 032 кДж/кг.

Розрахунок параметрів паротурбінного блоку проводився в усіх варіантах для генерації пари тиском 12,8 МПа (130 кгс/см²) та температурою 535 °С. Тиск в конденсаторі приймався рівним 4 кПа (температура конденсації – 29 °С), температура живильної води на вході в парогенератор становила 235 °С. Кількість регенеративних теплообмінників дорівнювала 5.

В парогазовій установці не передбачалося використання проміжного перегріву пари.

Використовуючи одержані результати розрахунків, будемо графічні залежності найбільш важливих параметрів від міри підвищення тиску у компресорі. Графічні залежності наведені на рис. 3–13.

Аналіз одержаних результатів наведений у висновках.

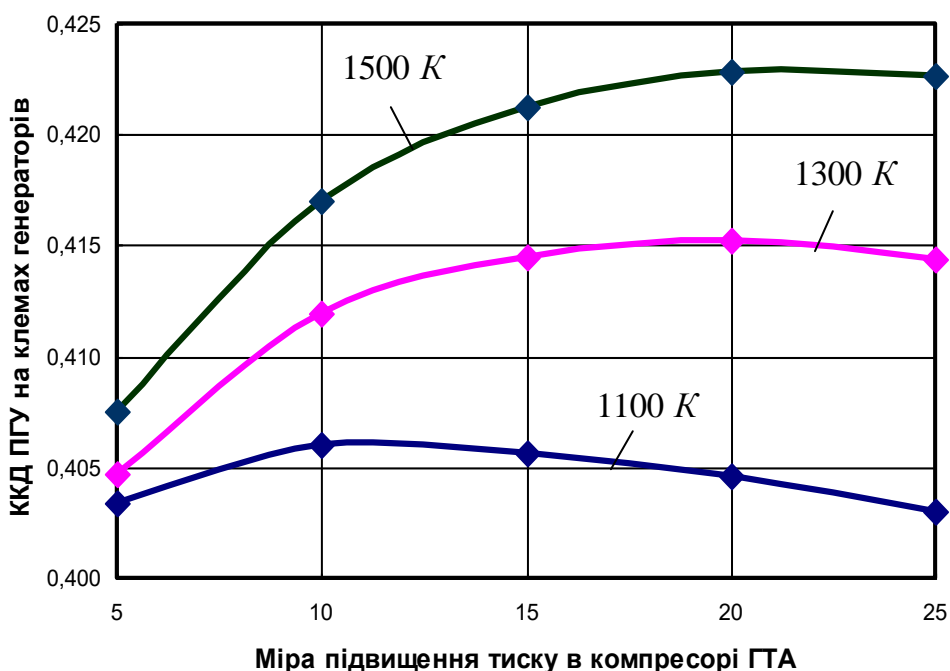


Рис. 3. Залежність ККД парогазової установки від міри підвищення тиску у компресорі при різній температурі газу перед газовою турбіною

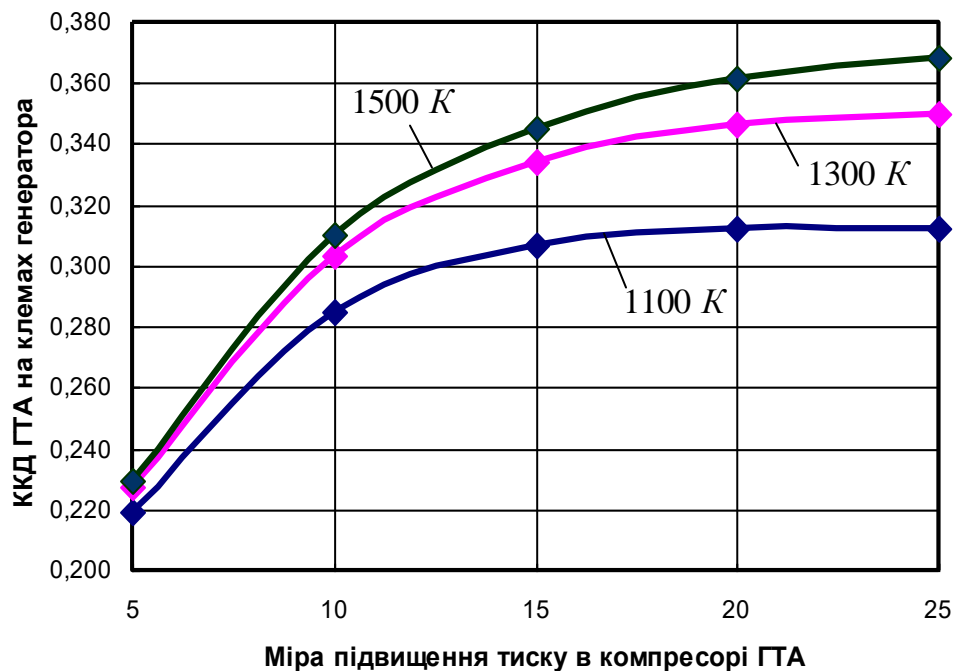


Рис. 4. Залежність ККД газотурбінного агрегата від міри підвищення тиску у компресорі при різній температурі газу перед газовою турбіною

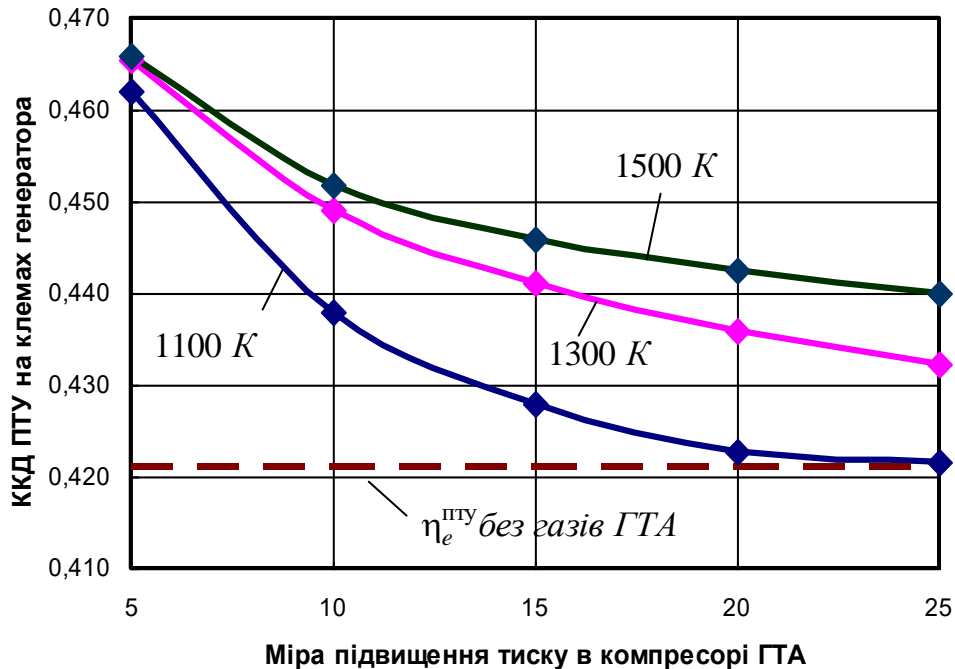


Рис. 5. Залежність ККД паротурбінної установки від міри підвищення тиску у компресорі ГТА при різній температурі газу перед газовою турбіною

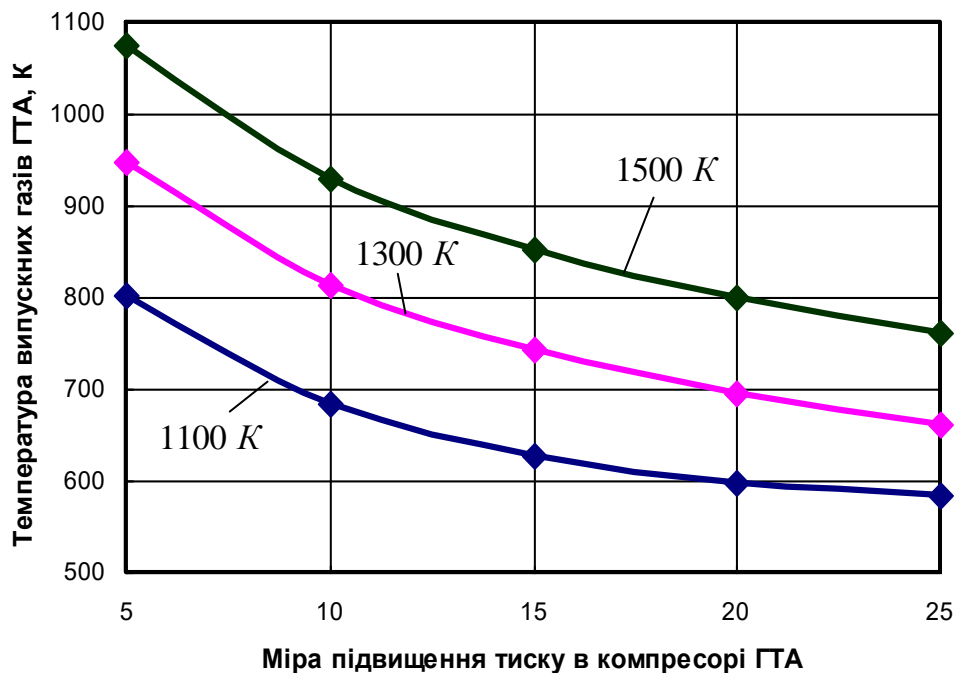


Рис. 6. Залежність температури випускних газів ГТА від міри підвищення тиску у компресорі

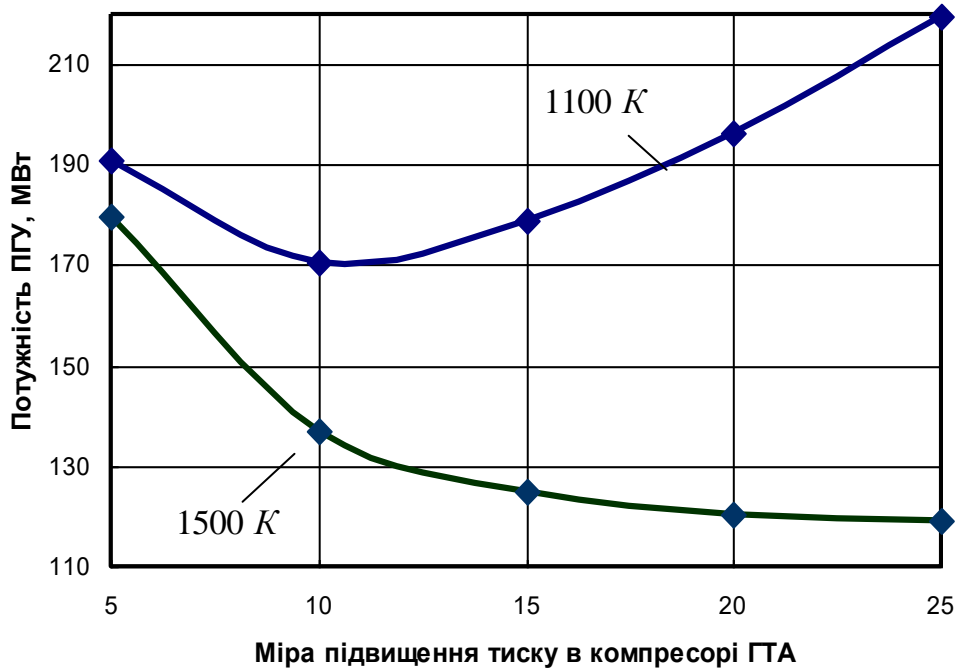


Рис. 7. Залежність потужності парогазової установки від міри підвищення тиску у компресорі ГТА при різній температурі газу перед газовою турбіною

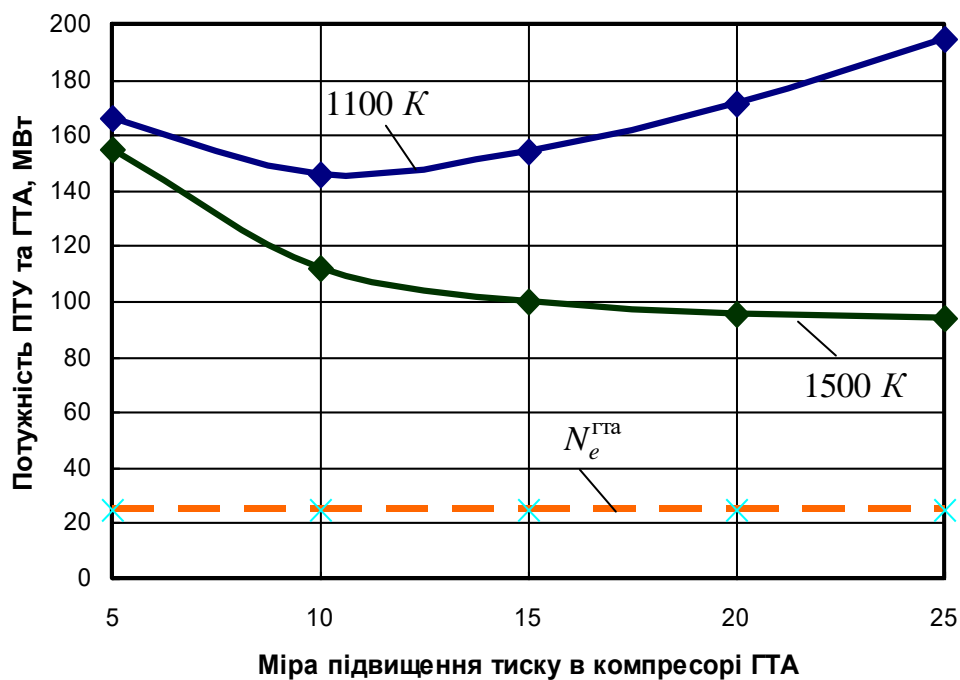


Рис. 8. Залежність потужностей паротурбінної установки та газотурбінного агрегата від міри підвищення тиску у компресорі ГТА

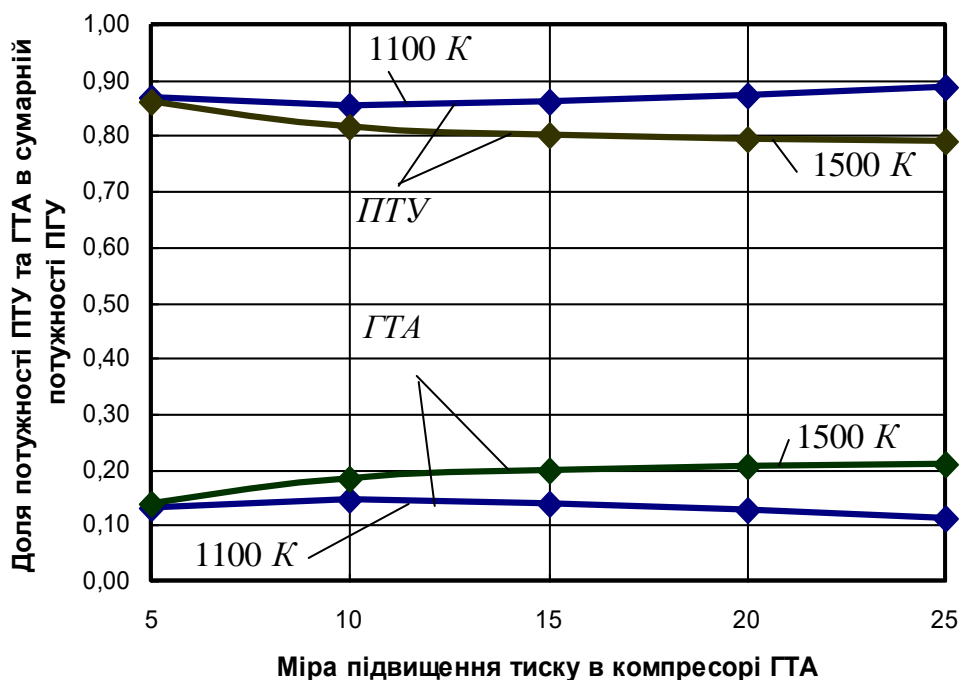


Рис. 9. Залежність долі потужностей паротурбінної установки та газотурбінного агрегата в сумарній потужності парогазової установки від міри підвищення тиску у компресорі ГТА

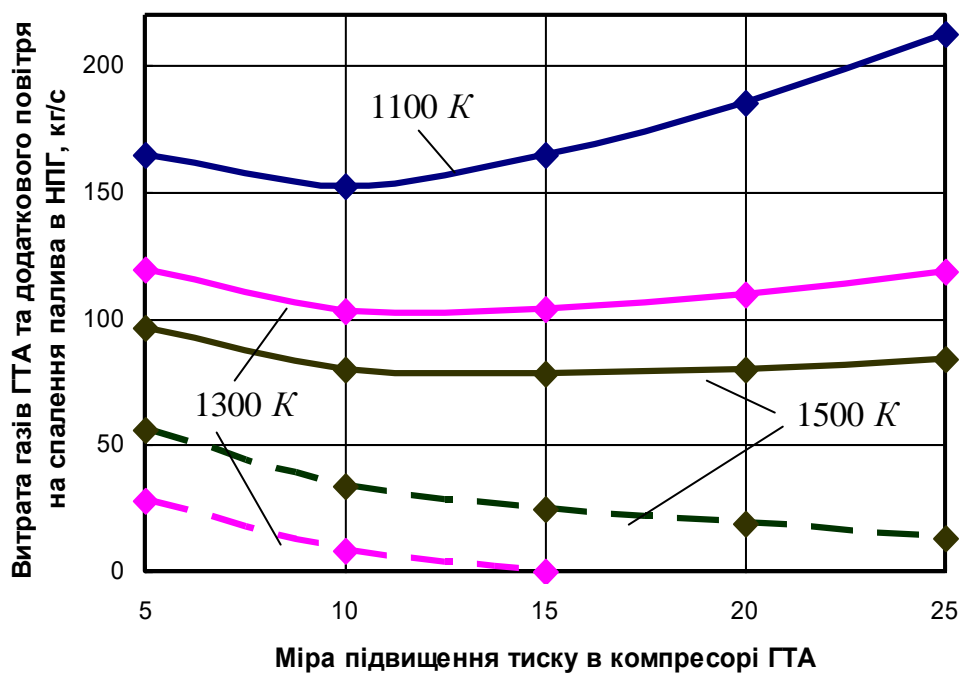


Рис. 10. Залежність витрати газів ГТА та додаткового повітря на спалення палива в парогенераторі від міри підвищення тиску у компресорі ГТА

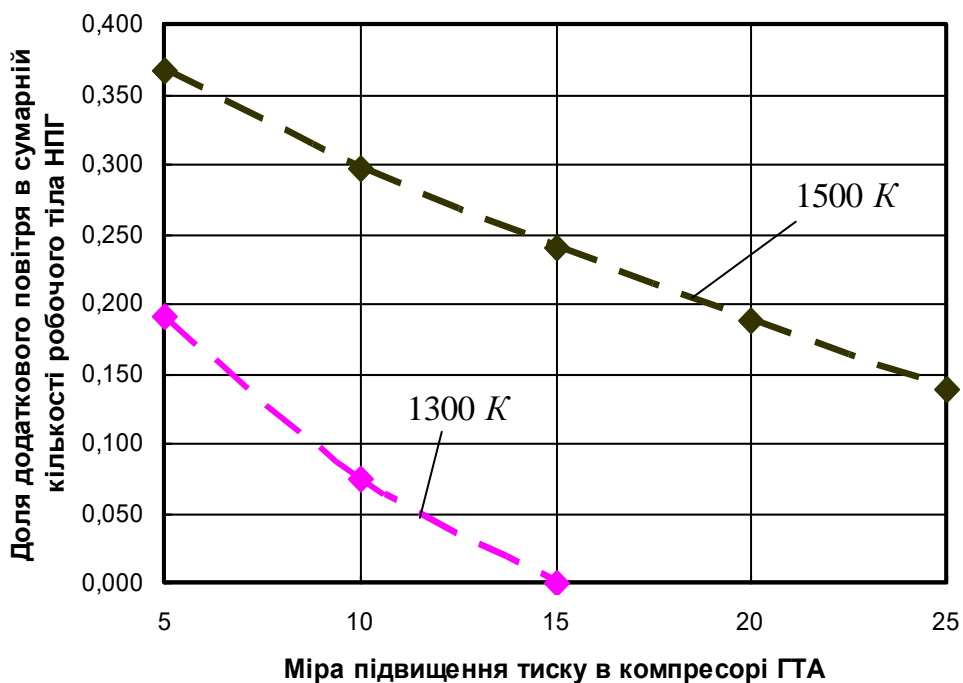


Рис. 11. Залежність долі додаткового повітря в сумарній кількості робочого тіла парогенератора від міри підвищення тиску у компресорі ГТА

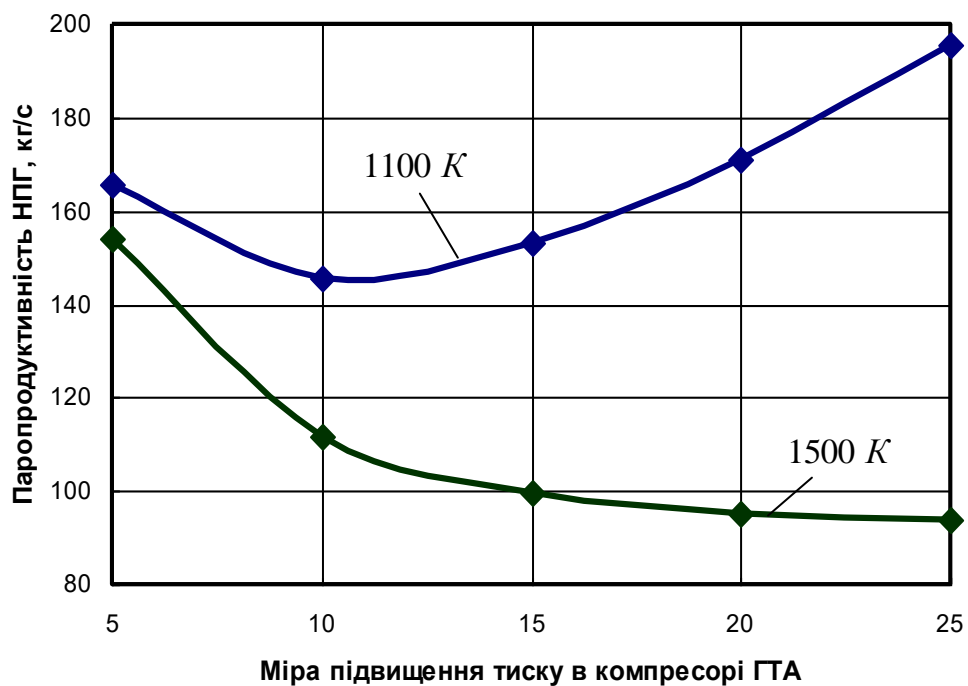


Рис. 12. Залежність паропроодуктивності парогенератора від міри підвищення тиску у компресорі ГТА

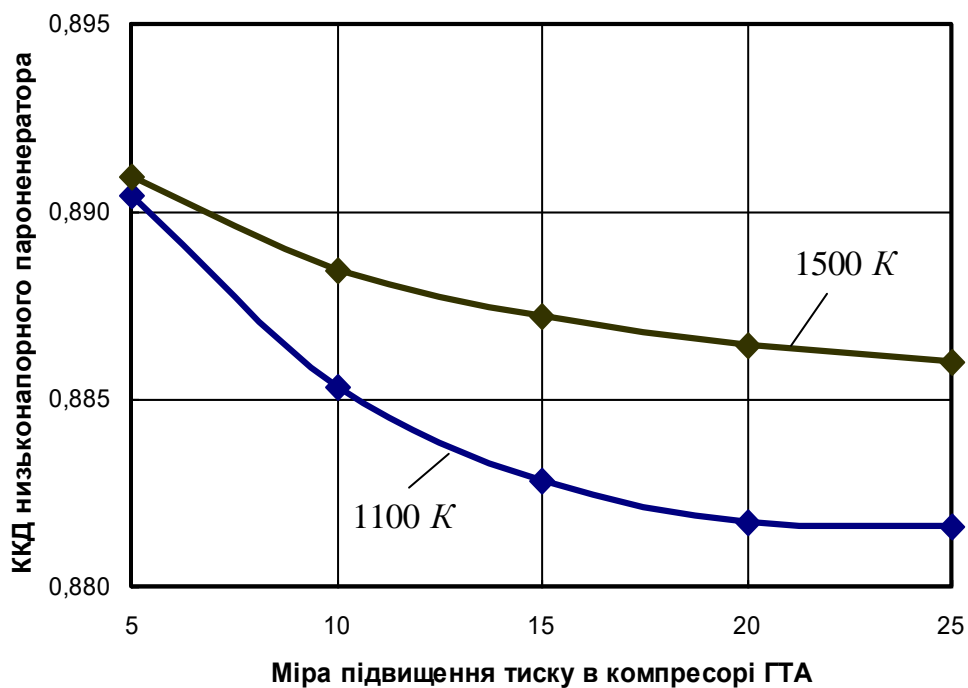


Рис. 13. Залежність ККД парогенератора від міри підвищення тиску у компресорі ГТА при різній температурі газу перед газовою турбіною

ВИСНОВКИ

На основі проведених у роботі досліджень можна зробити такі висновки:

1) Ефективність парогазової установки з низьконапорним парогенератором при розглянутих вихідних даних становила 0,403...0,423. Менші значення характерні для температури газу перед газовою турбіною 1100 К, більші значення – для температури 1500 К. Порівняно з аналогічними показниками ПГУ з утилізацією тепла ці показники є суттєво меншими.

2) Залежність ККД парогазової установки від міри підвищення тиску у компресорі має оптимум. В розглянутому діапазоні значень вихідних параметрів він лежить в межах від 10 до 22. У порівнянні з аналогічною залежністю для ГТА простого циклу даний графік, по-перше, є більш пологим, тому відхилення від оптимуму ведуть до меншого погіршення ККД, а по-друге, оптимальні значення міри підвищення тиску є дещо меншими, що спрощує конструкцію компресора ГТА.

3) Збільшення температури газу перед турбіною ГТА веде як до збільшення ККД газотурбінного агрегата, так і до збільшення ККД паротурбінної частини установки. Через що зростає і ККД парогазової установки в цілому.

4) Ефективність паротурбінної частини установки зі збільшенням міри підвищення тиску у компресорі ГТА зменшується. Це пояснюється її суттєвою залежністю від температури випускних газів ГТА, яка залежить від міри підвищення тиску аналогічним чином. При температурі випускних газів менше, ніж 600 К, ККД паротурбінної частини ПГУ з НПГ майже нічим не відрізняється від ККД паротурбінної установки без впуску газів з ГТА.

5) При фіксованій потужності ГТА (25 МВт) залежність потужності паротурбінної частини установки (а отже і потужності ПГУ в цілому) від міри підвищення тиску у компресорі ГТА має мінімум. При цьому оптимальні значення міри підвищення тиску π_k майже співпадають зі значеннями для графіка $\eta_e^{\text{ПГУ}} = f(\pi_k)$. Це пояснюється впливом на потужність паротурбінної

частини температури і кількості випускних газів газотурбінного агрегата.

6) При прийнятих вихідних параметрах доля потужності газотурбінного агрегата в сумарній потужності парогазової установки становить від 12 до 21%. Більші значення – для більшої температури газів перед турбіною ГТА.

7) Додаткова кількість атмосферного повітря, яке подається в топку парогенератора для збільшення вмісту кисня (до 15%) у робочому тілі, залежить від марки використовуваного палива та від надлишку повітря у камері згоряння ГТА. Для прийнятих вихідних даних додаткове повітря слід подавати в парогенератор при значеннях коефіцієнта надлишку повітря, меншим ніж 3,65. Коефіцієнт надлишку повітря в камері згоряння ГТА зменшується зі збільшенням температури газів на виході з цієї камери та зі зменшенням міри підвищення тиску у компресорі.

8) У розглянутому діапазоні вихідних параметрів доля додаткового повітря у сумарній кількості робочого тіла парогенератора може досягати 37%.

9) Залежність паропродуктивності парогенератора від міри підвищення тиску аналогічна залежності потужності паротурбінної частини установки від цього параметра і пояснюється тими же причинами.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Арсеньев Л.В., Тырышкин В.Г. Комбинированные установки с газовыми турбинами. Л. : Машиностроение, 1982. 247 с.

2. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М. : Издательский дом МЭИ, 2009. 584 с.

3. Установки парогазовые стационарные. Методика расчета тепловых схем установок и высоконапорных парогенераторов. РТМ 108.020.22–84. Л. : Изд-во НПО ЦКТИ, 1985. 56 с.

4. Тепловой расчет котла (нормативный метод) / под ред. С.И. Мочан, А.А. Абрютин, Г.М. Кагана и В.С. Назаренко. С.-Петербург : Изд-во НПО ЦКТИ, 1998. 258 с.

5. Романовський Г.Ф., Сербін С.І., Патлайчук В.М. Сучасні газотурбінні агрегати: у 2 т. Т. 1: Агрегати виробництва України та Росії. Миколаїв : Вид-во НУК, 2005. 344 с.

6. Романовський Г.Ф., Сербін С.І., Патлайчук В.М. Газотурбінні агрегати: у 2 ч. Ч. 1: Загальна будова та класифікація. Миколаїв : Вид-во НУК, 2016. 216 с.