

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФІЗИКО-ТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
КАФЕДРА ФІЗИКИ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Халатов А.А
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ ____ ” _____ 2019 р.

Дипломна робота

на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності 6.040204 Прикладна фізика

на тему: Ядерна енергетична установка з гелієвим реактором четвертого покоління та її теплообмінне устаткування

Виконав: студент 4 курсу, групи ФФ-52

Поляков Вячеслав Дмитрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

Керівник старший викладач, к.т.н Доник Т.В.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Консультант

_____ (назва розділу)

_____ (посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент

_____ (посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Засвідчую, що у цій дипломній роботі немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних
посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2019 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

Фізико-технічний інститут

Кафедра фізики енергетичних систем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 6.040204 Прикладна фізика

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ А.А.Халатов
(підпис) (ініціали, прізвище)

«___» _____ 2019 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломну роботу студенту

Поляков Вячеслав Дмитрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Ядерна енергетична установка з гелієвим реактором четвертого покоління та її теплообмінне устаткування»,

керівник роботи Доник Т.В., старший викладач, к.т.н _____ ,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «___» _____ 20__ р. № _____

2. Термін подання студентом роботи 07.06.2019

3. Вихідні дані до роботи Теплова потужність гелієвого реактора – 200 МВт, температура гелію на вході в реактор – 560 °С, температура гелію на виході з реактора – 850 °С, температура гелію на виході з турбіни – 585 °С, $\eta_{\text{кнт}} = 0,875$, $\eta_{\text{квт}} = 0,85$, $\eta_{\text{т}} = 0,93$, ступінь регенерації теплоти – 0,85.

4. Зміст роботи Проаналізувати переваги та недоліки реакторів четвертого покоління, розглянути ГТ-МГР, розрахувати термодинамічний цикл блока перетворення енергії

5. Перелік ілюстративного матеріалу (із зазначенням плакатів, презентацій тощо)

Презентація – 12 аркушів А4

6. Консультанти розділів роботи*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 27.09.2018р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1	<i>Літературний огляд</i>	15.09.18 – 01.12.18	
2	<i>Написання 1 розділу дипломної роботи</i>	01.12.18	
3	<i>Побудова математичної моделі циклу ГТУ БПЕ</i>	20.02.19	
4	<i>Написання 2 розділу дипломної роботи</i>	27.02.19	
5	<i>Підготовка матеріалів конференції</i>	15.04.19	
6	<i>Розрахунок циклу ГТУ при її роботі в режимі вироблення електроенергії та комбінованому режимі</i>	10.05.19	
7	<i>Написання 3 розділу дипломної роботи</i>	15.05.19	
8	<i>Захист дипломної роботи</i>	19.06.19	

Студент

(підпис)

Поляков В.Д.
(ініціали, прізвище)

Керівник роботи

(підпис)

Доник Т.В.
(ініціали, прізвище)

* Консультантом не може бути зазначено керівника дипломної роботи.

РЕФЕРАТ

Дипломна робота містить 67 сторінки, 4 таблиць, 36 рисунка, список джерел з 13 найменувань.

Ядерна енергетична установка з гелієвим реактором четвертого покоління та її теплообмінне устаткування.

Об'єктом дослідження є термодинамічні процеси складного циклу модульної ядерної енергетичної установки з тепловою потужністю реактора 200 МВт з газовою турбіною, робочим тілом, в якій є газоподібний гелій.

Предметом даної роботи є показники впливу ефективності елементів ГТУ на ККД та електричну потужність установки.

Метою даної роботи є дослідити вплив параметрів циклу на потужність і ефективність ГТУ. При досліджуванні використовувався метод математичного моделювання за допомогою спеціалізованої програми Helium v1.2.

Завданнями роботи є:

1. Вибір об'єкту дослідження (технічні характеристики енергоблоку).
2. Аналіз та побудова математичної моделі.
3. Тестування моделі.
4. Побудова $P-V$ і $T-S$ діаграм складного термодинамічного циклу Брайтона з проміжним охолодженням в компресорі та регенерацією теплоти.
5. Виконання дослідження впливу ступені регенерації, коефіцієнту проміжного охолодження в компресорі та величин втрат в магістралях теплообмінників на ККД та електричну потужність всієї установки.

За результатами роботи зроблені наступні висновки:

1. Аналіз літератури показав, що одним із перспективних напрямів розвитку ядерної енергетики є високотемпературний газоохолоджувальний реактор. Ця концепція передбачає використання в якості теплоносія газоподібного гелію.

2. Виконано пошук вхідних параметрів та побудована математична модель термодинамічного циклу, яка забезпечує високу точність результатів. Проведено тестування для реактора МГР–100ГТ, результати якого показали, що похибки по електричній і по тепловій потужності установки становлять не більше 0,5%, по витраті гелію 1,3%, а похибка по електричному ККД циклу знаходиться в діапазоні 0,87 ... 1,2%.

3. В межах зміни ступеня регенерації та температурного коефіцієнта проміжного охолодження, а також величин відносних втрат тисків в магістралях регенератора, попереднього та проміжного теплообмінників виконано дослідження впливу на ККД та електричну потужність всієї установки для базового режиму вироблення електроенергії і комбінованого режиму та отримано такі результати:

1) Найбільший вплив на ККД установки має проміжне охолодження в компресорі. При його збільшенні з 1,0 до 1,05, тобто зменшенні глибини охолодження на 5%, потужність установки падає майже на 17%.

2) Збільшення ступеня регенерації від заданого значення 0,83 до 0,9 призводить до значного зростання потрібної площі поверхні і маси теплообміну в регенераторі, тому значення ступеня регенерації 0,83 є достатньо обумовленим для отримання високих значень ККД циклу.

3) Для комбінованого режиму зростання відносних втрат тиску від базового значення 3,0% для гарячої та 1,5 % для холодної магістралей регенератора до 5%, веде до зменшення потужності установки на 2,78 МВт, а електричного ККД на 1,38%. Збільшення відносних втрат в попередньому і проміжному теплообмінниках від 3,0 до 5,0% призводить до зниження електричного ККД та електричної потужності на 3,4%.

4. При розробці гелієвої ГТУ слід максимально знизити значення відносних втрат тиску в магістралях теплообмінників. З кожним збільшенням відносних втрат на 1,0% від базового значення в 3,0% ККД та електрична потужність установки знижуються на 1,1% та 2,21 МВт відповідно.

Ключові слова: складний цикл Брайтона, термодинаміка, проміжне охолодження, регенерація теплоти, модульний гелієвий реактор, газова турбіна, комбінований режим, режим вироблення електроенергії.

SUMMARY

Thesis contains 67 pages, 4 tables, 36 figures, a list of sources of 13 names.

Nuclear power plant with fourth generation helium reactor and its heat exchange equipment.

The object of the study is the thermodynamic processes of a complex cycle of a modular nuclear power plant with a heat capacity of a reactor 200 MW with a gas turbine, a working fluid in which there is gaseous helium.

The subject of this work are indicators of the effect of the elements of gas turbine on the efficiency and the electrical power of the installation.

The purpose of this work is to investigate the influence of the parameters of the cycle on the power and efficiency of the gas turbine. In the study, the method of mathematical modeling using the specialized program Helium v1.2 was used.

The tasks of the work are:

1. Choosing a research facility (technical specifications of the power unit).
2. Analysis and construction of mathematical model.
3. Testing the model.
4. Construction of P–V and T–S diagrams of a complex Brayton thermodynamic cycle with intermediate cooling in the compressor and heat regeneration.
5. The study of the effect of the regeneration, the coefficient of intermediate cooling in the compressor and the magnitude of losses in the highway heat exchangers on the efficiency and the electrical power of the entire installation.

The objectives of the work are:

1. To select the object of the study (specifications of power unit).
2. To analyze and to create a mathematical model.
3. To test the model.
4. To build PV and T-S diagrams of complex Brayton cycle with intercooling in the compressor and heat regeneration.
5. To perform research of influence of degree of regeneration, coefficient of intermediate cooling in the compressor and the quantities of heat loss in pipelines on electrical power and efficiency of the entire power plant.

As a result we made following conclusions:

1. Analysis of the literature showed that one of the most promising directions of evolution of nuclear power plants is high-temperature gas cooled reactor. This concept uses gas helium as a carrier.
2. We found input parameters and created the mathematical model of thermodynamic cycle that provides rather high accuracy results. It was tested on the reactor MGR-100GT, and the results of the test showed that the errors in the electrical and the

thermal power installations are less than 0.5%, and 1.3% for the helium flow, and error of the electric efficiency of the cycle is in the range 0.87... 1.2%.

3. Within the changing efficiency of low and high pressure compressors, turbine, efficiency ratio of preliminary and intermediate heat exchangers, the degree of regeneration and temperature coefficient of intermediate cooling, and the relative loss of pressure we have explored the impact of the efficiency of gas turbine elements on electric power and efficiency of the entire power plant and received the following results:

1) The biggest impact on the efficiency of the power plant has an intermediate cooling in the compressor. With his increasing from 1.0 to 1.05, which means the reduction of the cooling by 5%, electrical power of the plant decreases by almost 17%.

2) Increasing the degree of regeneration from 0.83 to 0.9 leads to a significant increase in the required surface area and mass of heat in the regenerator, so the value 0.83 of the degree of regeneration is enough for achieving high values of the efficiency of the cycle.

3) In the mode of joint production the increase of relative loss of pressure from the basic value of 3.0% and 1.5% for hot and cold pipelines respectively, to 5% reduces electrical efficiency by 2.8 MW, and electrical power of the plant by 1.4%. Increasing relative losses in preliminary and intermediate heat exchanger from 3.0% to 5.0% leads to decrease of the electrical efficiency and power capacity by 3.4%.

4. While constructing helium gas turbine we should minimize the relative pressure loss in pipelines of heat exchangers. Calculations showed that every increase of 1.0% from the basic value of 3.0% reduces efficiency and electric power by 1.1% and 2.21 MW, respectively.

Keywords: Brayton complex cycle, thermodynamics, intercooling, heat regeneration, modular helium reactor, gas turbine, combined mode, electric power generation mode.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ	9
ВСТУП.....	11
РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ.....	12
1.1. Ядерна енергетика та шляхи її розвитку	12
1.2. Реактори четвертого покоління, переваги та недоліки	14
1.3. Проект ГТ-МГР	26
Висновки до розділу 1	31
РОЗДІЛ 2 МЕТОДИКА РОЗРАХУНКІВ ТЕРМОДИНАМІЧНОГО ЦИКЛУ БПЕ ГТ- МГР	34
2.1 Методика побудови математичної моделі циклу ГТУ БПЕ	34
2.2 Послідовність розрахунку параметрів основних елементів ГТУ	37
2.3 Тестування математичної моделі ГТУ.....	43
Висновки до розділу 2	47
РОЗДІЛ 3 РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕРМОДИНАМІЧНОГО ЦИКЛУ ЯЕУ ГТ-МГР З ТЕПЛОВОЮ ПОТУЖНІСТЮ 200 МВт	48
3.1 Розрахунок параметрів циклу на потужність і ефективність ГТУ	48
3.2 Вплив ККД функціональних елементів ГТУ на ефективність циклу в комбінованому режимі та в режимі вироблення енергії.....	54
Висновки до розділу 3	64
ВИСНОВКИ	65
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	67

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

Латинські символи:

C – теплоємність, Дж/(кг·К);

G – необхідна витрата, кг/с;

h – тиск, Па;

k – теплова потужність, Вт;

l – питома ентропія, Дж/(кг·К);

p – температура, °С;

s – питома ентальпія, Дж/кг;

T – показник адіабати;

Q – питома робота, Дж/кг;

q – питома теплота, Вт/м²;

ν – питомий об'єм, м³/кг;

Грецькі символи:

β – коефіцієнт збільшення теплових витрат через використання проміжного охолодження в компресорі;

η – коефіцієнт корисної дії;

μ – молярна маса;

ν – загальний коефіцієнт втрат в циклі;

ξ – коефіцієнт питомих втрат;

π – ступінь підвищення тиску;

σ – ступінь регенерації теплоти;

τ – коефіцієнт проміжного охолодження в компресорі;

Індекси:

B – цикл Брайтона;

$г$ – гарячий тракт;

$гр$ – гранична умова;

$ел$ – електричний;

к – компресор;

квт – компресор високого тиску;

кнт – компресор низького тиску;

кр – корисна робота;

опт – оптимальне значення;

пп – попередній теплообмінник;

пром – проміжний теплообмінник;

реак – реактор;

рег – регенератор;

розш – розширення;

ст – стиснення;

т – турбіна;

х – холодний тракт;

ц – цикл;

p – параметр, визначений при постійному тиску;

V – параметр, визначений при постійному об'ємі;

Скорочення:

ГТУ – газотурбінна установка;

ТА – теплообмінний апарат;

КНТ – компресор низького тиску;

ГТ-МГР – газова турбіна – модульний гелієвий реактор);

ВСТУП

У всьому світі існує явна потреба в нових генеруючих потужностях, як для заміни старих установок, що працюють на корисних копалин, особливо на вугіллі, які виділяють багато вуглекислого газу, так і для задоволення підвищеного попиту на електроенергію в багатьох країнах. У 2015 році 66,0% електроенергії було вироблено в результаті спалювання корисних копалин.

Тому, шляхом вирішення даної проблеми, враховуючи сучасний розвиток науки і техніки є активний розвиток ядерної енергетики, на основі перспективних реакторів IV покоління. Серед всіх шести схем, які розробляються в даний час, особливо слід зазначити високотемпературний газоохолоджувальний реактор (ВТГР), принциповою відмінністю якого є використання в якості теплоносія газоподібного гелію. Процес перетворення теплової енергії ядерної реакції в електричну відбувається за допомогою ГТУ, що працює за складним циклом Брайтона.

Така схема має цілий ряд переваг перед звичайними легководними або важководними реакторами. По-перше, гелій не активується при проходженні через активну зону реактора, що окрім надзвичайної переваги в екологічності надає змогу позбутися другого контуру, зробивши систему компактнішою. По-друге, за рахунок більш високої (750-850°C) температури теплоносія підвищується ККД циклу, і з'являється можливість використання скидного тепла для інших технологічних потреб.

Дана робота присвячена дослідженню термодинамічного циклу блоку перетворення енергії ядерної енергетичної установки з гелієвим реактором четвертого покоління потужністю 200 МВт. Метою даної роботи є виконати дослідження впливу зміни коефіцієнтів ефективності попереднього та проміжного теплообмінників, ступеня регенерації та температурного коефіцієнта проміжного охолодження, а також величин відносних втрат тисків на ККД та електричну потужність установки в певних діапазонах зміни значень, від технічно досяжних до максимально можливих.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ

1.1. Ядерна енергетика та шляхи її розвитку

Ядерна енергетика актуальна тим, що зростаючий прогрес альтернативних відновлювальних джерел та вуглеводів ще не може з нею конкурувати. Поки вчені вирішують задачу над холодним ядерним синтезом, планують орбітальні сонячні станції та шукають інші революційні джерела енергії, атомні станції нового покоління забезпечують належний захист та кращу ефективність, та, протягом кількох десятиліть тримати планку лідера.

На сьогоднішній день існують такі покоління ядерних реакторів: 1, 2, 3 та 3+.

Покоління I – під цю категорію підпадають перші енергетичні реактори 1950-х і 1960-х років. Як паливо використовувався, головним чином, природний уран або низько збагачений (оксид урану, UOX), сповільнювача - графіт, легка і важка вода, теплоносій - вода і CO_2 .

Покоління II – це в основному легко водні реактори, що підрозділяються на дві основні групи: з киплячим теплоносієм і теплоносієм під тиском. До сих пір Україна використовує реактор другого покоління (термін експлуатації для елементів реактора визначено до 2025-2035 років, для обладнання 1-го контуру – до 12.05.2035, для будівлі реакторного відділення – до 31.12.2043, для кабельної продукції – до 2019 – 2033 років, а для турбогенератора – до 31.12. 2025).

Покоління III – вони мають кращу економіку, більш ефективно використовують природні ресурси, виробляють менше радіоактивних відходів, збільшують стійкість до проліферації і мають більш пасивні функції безпеки в порівнянні з реакторами попереднього покоління[6]

Покоління III+ – найбільш важливим поліпшенням у порівнянні з попередніми проектами вважається включення пасивних функцій безпеки. Очікується, що реактори покоління III+ отримуватимуть більше згорання пального, ніж їх попередники (отже, знижують витрату палива і споживання відходів)

В даний час перед ядерним співтовариством стоїть завдання – забезпечити збереження ядерної енергії в якості ефективного фактора задоволення енергетичних потреб наступного століття. Вона може стати основним постачальником електрики для потреб транспорту в мегаполісах. Застосування її в цілях, відмінних від виробництва електроенергії, може відігравати певну роль в таких галузях, як централізоване теплопостачання, обробні галузі промисловості, морський транспорт, опріснення морської води, виробництво водню; її можна використовувати також у віддалених районах. Вона в стані внести істотний внесок у забезпечення гарантованого енергопостачання та при використанні ядерних реакторів потенційно стати практично невичерпним довговічним джерелом енергії. Однак відсутність необхідної суспільної підтримки в даний час, безумовно, може загальмувати будівництво нових атомних електростанцій. Необхідні голосні дискусії з проблем, що викликають у населення стурбованість, в результаті якої і спостерігається неприйняття ядерної енергії. Однак обговорення впливу на здоров'я населення і навколишнє середовище, а також важких аварій і проблеми видалення відходів не повинно замикатися тільки на ядерній енергії, як це занадто часто робиться. Оскільки жоден з джерел енергії не виключає ризику, необхідно проводити широкі аналітичні порівняння впливу різних енергетичних систем. Вивчення енергетичних ланцюжків на ядерному, викопному і відновлювальному паливі показує, що всі джерела енергії створюють серйозні, тільки їм властиві проблеми і надають значний вплив на середовище і людину.

Результати авторитетних порівняльних оцінок підтверджують потенційні можливості ядерної енергії в зменшенні шкоди здоров'ю населення і навколишньому середовищу. Можна показати, що з екологічної точки зору вона є найприйнятнішим способом виробництва електроенергії. Якщо в усі аналізи включити такі зовнішні фактори, як соціальні витрати, пов'язані зі зміною клімату, нанесенням шкоди навколишньому середовищу і здоров'ю населення, то перевага ядерної енергії над викопним мінеральним паливом стане очевидним і різко зросте її економічна конкурентоспроможність в радикально мінливих фінансових умовах[1].

1.2. Реактори четвертого покоління, переваги та недоліки

Реактори четвертого покоління, що наведені нижче, мають намір підвищити ефективність, підвищити безпеку і надійність і дати можливість для інших комерційних переваг, таких як виробництво водню. Далі наводяться деякі міркування для нового покоління ядерної енергетики та розглядаються реактори четвертого покоління.

Реактор з розплавленою сіллю (рис. 1.1).

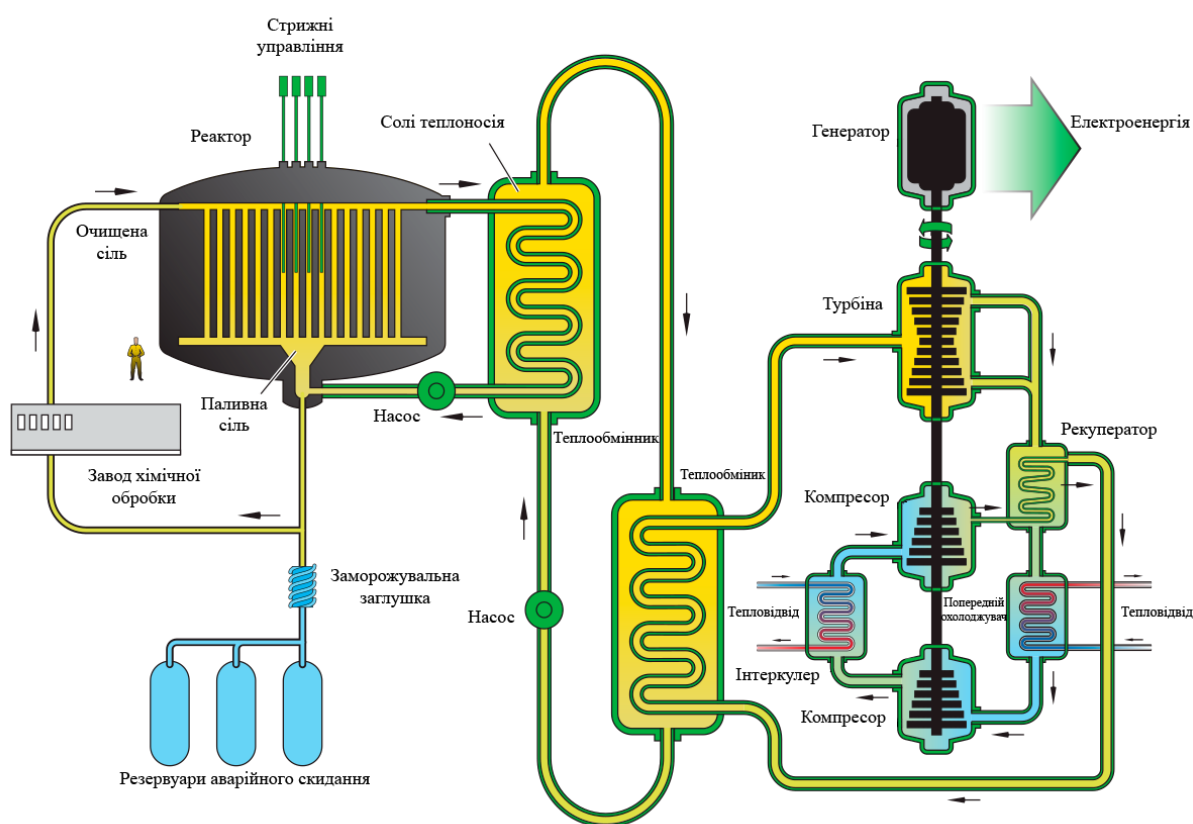


Рисунок 1.2 – Реактор з розплавленою сіллю

Реактор з розплавленою сіллю – це ядерний реактор, який використовує рідке паливо у вигляді дуже гарячої фторидної або хлористої солі замість твердого палива, використовуваного в більшості реакторів. Оскільки паливна сіль є рідкої, вона може бути як паливом (виробляють тепло), так і охолоджувальною рідиною (передаючи тепло на електростанцію). Існує багато різних типів реакторів з розплавленою сіллю,

але найбільш обговорюваних з них, безумовно, є реактор на основі торію з рідким фторидом. У реакторі з розплавленою сіллю торій і уран розчинені у фторидній солі і можуть отримувати енергію планетарного масштабу з наших природних ресурсів торієвих мінералів, так само, як швидкий заводчик може отримувати велику кількість енергії з наших уранових мінералів[7].

Перевагами даного реактора є те, що немає нейтронних втрат в структурі; гарно утилізує торій; здатність до високих температур; дуже низька надлишкова реактивність; немає хімічної реакції з повітрям або водою.

Основним недоліком є виробництво тритію; необхідні регуляторні зміни для вирішення принципово різних конструктивних особливостей; ризик корозії. Сплави на основі нікелю та заліза схильні до крихкості при високому потоці нейтронів.

Реактор з водою надкритичних параметрів на теплових і швидких нейтронах (рис. 1.2).

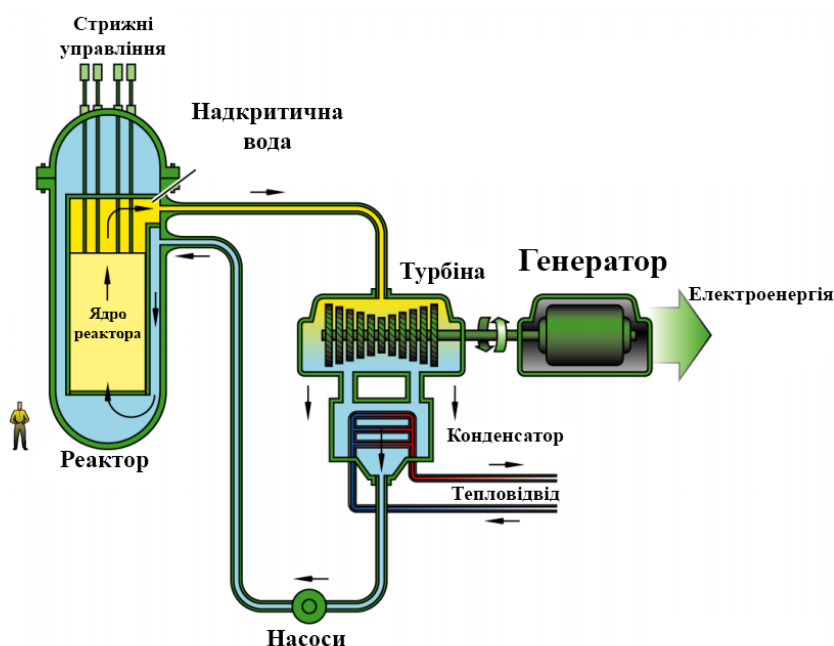


Рисунок 1.2 – Реактор з водою надкритичних параметрів на теплових і швидких нейтронах

Цей реактор використовує воду в якості основного холодоагенту. Цикл являє собою один раз наскрізний дизайн і в основному є ЛВР(реактор на легкій воді – являє

собою тип реактора теплових нейтронів), які працюють при більш високих тисках і температурах. Оскільки вода знаходиться під таким високим тиском, вона ніколи не зазнає зміни фази при нагріванні або охолодженні.

Його основна мета - забезпечити низьку вартість виробництва електроенергії. У цьому дизайні великий інтерес, оскільки він заснований на існуючих технологіях, які застосовують сучасні конструкції ВВР(Водно-водяний ядерний реактор) і КВР(Киплячий водо-водяний ядерний реактор).

Коли вода залишає цей сердечник реактора, він буде складати 500°C . Як видно на малюнку вище, оскільки вода неймовірно гаряча і при таких високих тисках вона ніколи не буде кипіти. Це означає, що вода не змінить фазу. Паливом, яке буде відповідати за реакцію і нагрівання води, є низько збагачений уран.

Цикл, який використовує цей проект, дуже спрощений. Він не потребує парогенераторів або парових випарників, таких як ВВР, КВР кузени. Він не має рециркуляційного насоса і має половину кількості паропроводів. Один з найбільших аспектів цього заводу - неймовірний невеликий розмір самого реактора, менший, ніж ВВР і КВР.

Перевагами таких реакторів є те, що можливе отримання 45% теплової ефективності; здатна використовувати більшість компонентів реактора ВВР і КВР; немає необхідності в струменевих насосах; герметиках або сушарках; логічні поліпшення в конфігураціях ВВР і КВР.

Недоліки цього реактору є те, що високий тиск води створює більше шансів на втрату холодоагенту (ЛОСА); високий тиск і температура вимагають нового аналізу на придатність труб і компонентів.

Реактор на швидких нейтронах з теплоносієм із рідкого натрію (рис. 1.3).

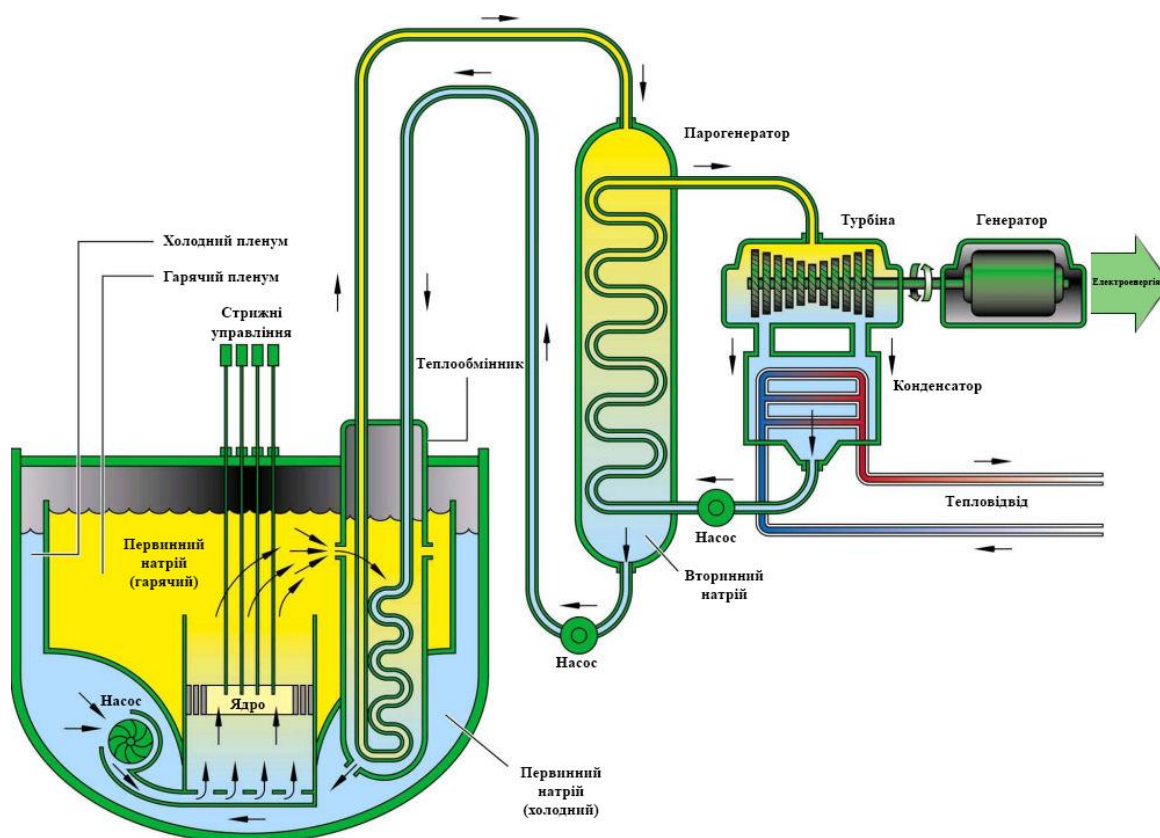


Рисунок 1.3 – Реактор на швидких нейтронах з теплоносієм із рідкого натрію

Реактор покоління 4 зазвичай має два різні розміри залежно від бажаної енергії. Менший розмір буде вміщати від 150 до 600 МВт, в той час як більший розмір обробляє від 500 до 1500 МВт. Обидві ці установки використовують натрій як сповільнювач. Натрій є більш важким матеріалом, коли нейтрони стикаються з атомами натрію, вони не втрачають стільки енергії, скільки водою. Це основна перевага використання такого типу реактора. Обидва цих реактора використовують уран-плутонієві змішані палива. Невелика одиниця використовує паливо, змішане з металевими сплавами, в той час як в більшій мірі використовується оксид урану-плутонію.

Унікальні аспекти використання натрію в швидкодіючому реакторі – це енергії, які можуть бути видалені з реакцій радіоактивних матеріалів, а також ознаки безпеки, які виходять від використання металевого холодоагенту, а не води. Натрій зазвичай залишає реактор без тиску при температурі від 510 до 550 °C. Зазвичай конструкції

для швидкого реактора натрієвого охолодження сприяють пулу охолоджуючої рідини, як показано на рисунку 1.3. Після того, як холодоагент залишає реактор, він переміщається до теплообмінника, де теплова енергія передається в іншу петлю на електростанції. Ця петля переміщається до турбін для забезпечення механічної енергії генератора.

Розвиток цього реактора в основному визначається його розвитком паливних матеріалів. Він вважається самим реалістичним реактором покоління 4 і може використовуватися для виробництва електроенергії в США приблизно через 12 років. Ці реактори є найбільш розвиненими з усіх реакторів покоління 4. Кілька підрозділів були побудовані і знаходяться в експлуатації по всій Європі. SFR використовує рідкий натрій в якості охолоджуючої рідини для реакторів, що забезпечує високу щільність потужності з низькою об'ємною часткою холодоагенту і роботу при низькому тиску.

Переваги вище сказаного реактора полягає в тому, що він має замкнений і незамкнений паливний цикл; має перевагу над усіма інших швидких реакторів; відновлює і переробляє 99,9% актинідів(радіоактивні хімічні елементи); низький коефіцієнт дезактивації продукту; ніколи не відокремлює плутоній на будь-якому етапі; досягає теплової ефективності 40%.

Недоліки даного реактора є його велика вартість; всі системні дослідження необхідні для перевірки пасивних систем безпеки та проектування компонентів; натрій загоряється і вибухає при контакті з водою або повітрям.

Швидкодіючий реактор з швидким охолодженням (рис. 1.4).

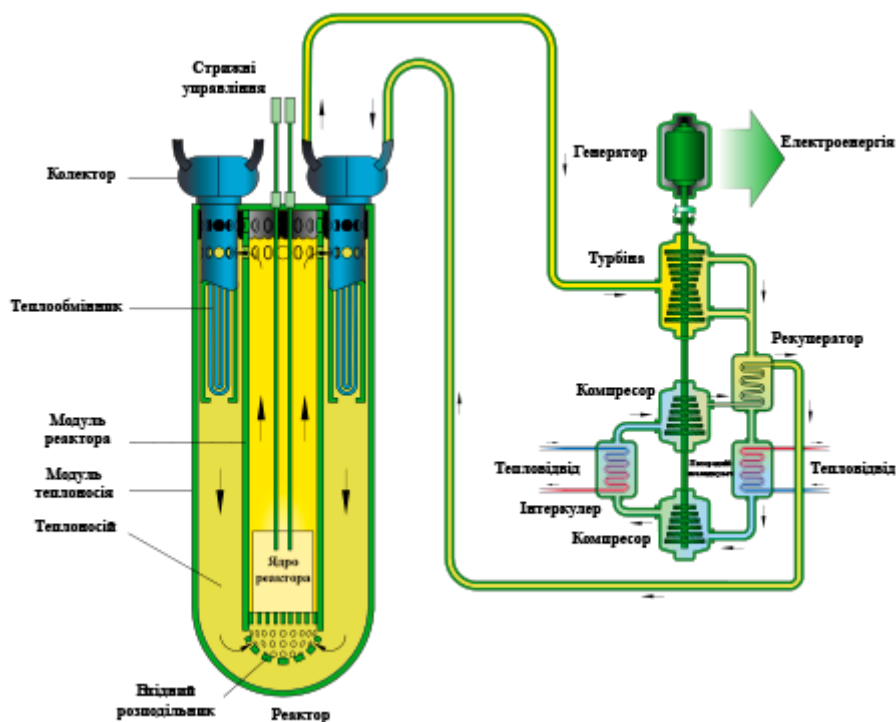


Рисунок 1.4 – Швидкодіючий реактор з швидким охолодженням

У швидкодіючому реакторі із швидким охолодженням використовується свинцевий або свинцево-вісмут в якості первинного холодоагенту всередині активної зони реактора.

Даний реактор використовує спектр швидких нейтронів і замкнутий паливний цикл. Пристрій також здатний переробляти Multi-TRU(багаторазове перероблення трансурану). Малі установки можуть бути спроектовані для обробки від 50 до 150 МВт, середнього розміру - від 300 до 400 МВт і навіть одиниці, які будуть генерувати 1200 МВт. Цей завод був спроектований як модульна конфігурація, в якій компоненти, складові заводи, можуть бути виготовлені за межі майданчика, зібрані і зібрані разом. Кожен дизайн розрахований на роботу від 15 до 30 років, перш ніж буде проведена будь-яка переоцінка або оновлення модифікації.

Паливо, що використовується є уран з металом або нітридом. Свинець виходить з активної зони реактора при температурі від 550 до 800 ° С. Свинцевий сплав володіє низьким поглинанням нейтронів і уповільненням потужності, що полегшує природну

циркуляцію. Контур первинної охолоджуючої рідини працює без тиску, що дозволяє використовувати майбутні конструкції з пасивною безпекою.

Цей пристрій спроектовано спеціально для електромереж світу. Він може забезпечити дешеву і надійну енергію, оскільки він буде або самодостатнім, або може використовувати процес TRU(паливні трансурани) для дозаправки. Система також використовує цілий ряд нових технологій на заводі, це: природна циркуляція, підйомні насоси, прямоточні контактні теплообмінники і парогенератори з прямим контактом.

Переваги цього реактора є те, що він працює без скидання потенціалів LOCA(аварія з втратою охолоджуючої рідини); конструкція може бути виготовлена за межами майданчика і зібрана там, де це необхідно; конструкція може бути легко модифікована для роботи з H_2 ; тривалий інтервал дозаправки, від 10 до 20 років.

Недоліки даного реактора є те, що нове паливо необхідно проаналізувати для специфікації продуктивності; компонентний дизайн ставить нові ризики для сторонніх виробників; ймовірно, буде потрібно ще 22 роки досліджень до комерційного використання.

Надвисокотемпературний реактор (рис. 1.5)

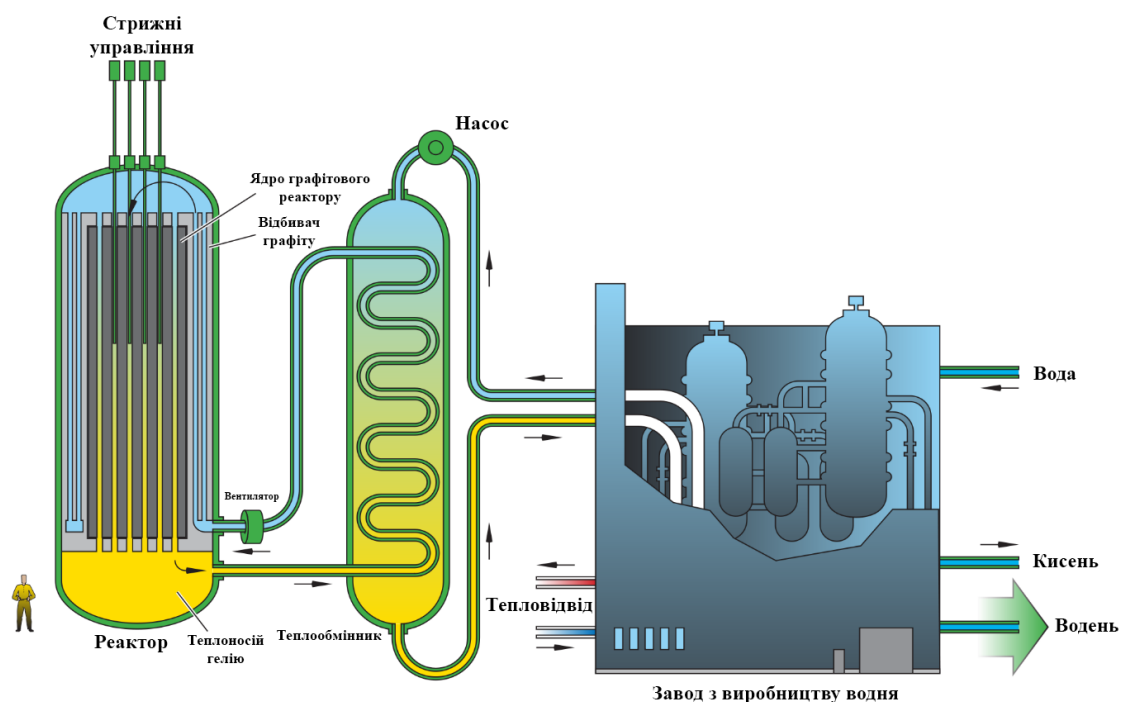


Рисунок 1.5 – Надвисокотемпературний реактор

У надвисокотемпературному реакторі(НВТР) (рис. 1.5) ядра в палеві, що розщеплюються за допомогою нейтронної бомбардування, перетворюють енергію зв'язку ядер в теплову енергію (~ 200 мільйонів електрон-вольт на одну поділку), яка може бути перетворена в корисну роботу або технологічне тепло.

Енергія, що виділяється подіями поділу, передається з активної зони реактора через робочу рідину[13].

Переваги вищесказаного реактора – це висока температура теплоносія, який виходить із активної зони реактора, забезпечує високу теплову ефективність для вироблення електроенергії і може служити технологічним теплом для виробництва водню.

Недоліками цього реактору є високі робочі температури в НВТР, що викликають посилення домішок гелію. Сучасна конструкція паливної гальки складається з S_iC -покриття поверх графітового сповільнювача, який покриває паливний сердечник.

Максимальні розрахункові температури для цих покриттів – S_iC складають близько 1600 °С, що можна порівняти з діапазоном робочих температур в НВТР.

Газоохолоджувальний реактор (рис.1.6).

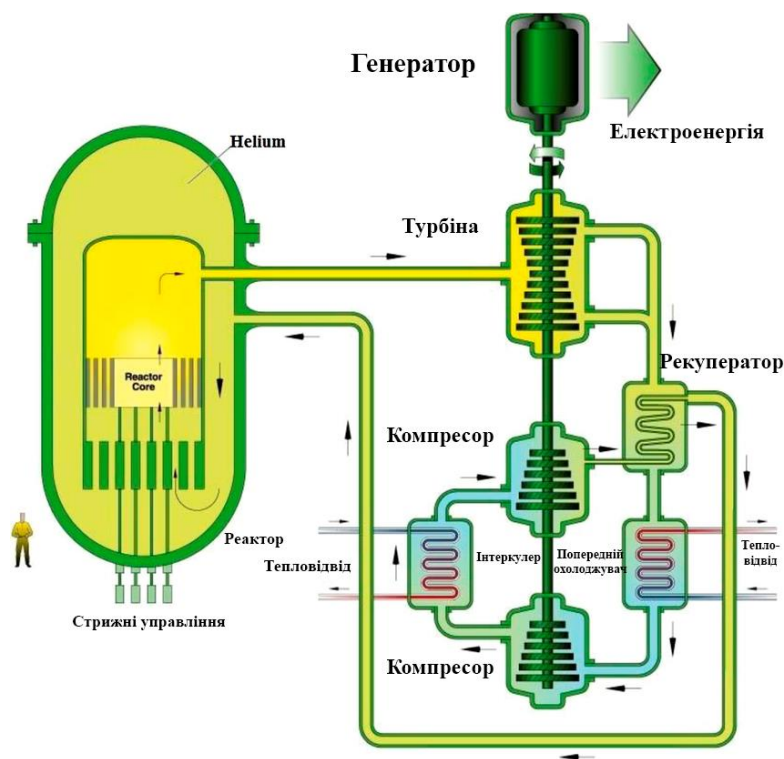


Рисунок 1.6 – Газоохолоджувальний реактор

Газоохолоджувальний реактор (ГОР) використовує гелієвий теплоносій, що працює на циклі Брайтона для вироблення електроенергії. Гелій пропонує ті ж переваги і надійність, про які говорилося вище. Родючий уран, а також кілька інших видів палива можуть бути використані без необхідності уповільнення нейтронів. Через абсорбційних властивостей палива, що реагує на спектр швидких нейтронів, паливо може бути отримано в реакторі з плином часу, в кінцевому рахунку, створюючи більше палива, ніж те, що спочатку було встановлено в ядрі.

Модернізація сердечника, для забезпечення високої температури аварії і швидкого нейтронного пошкодження, має свої переваги і недоліки. Нетрадиційний матеріал для облицювання повинен бути перевірений і доведений, щоб протистояти критеріям відмови і навколишньому середовищу, що, безсумнівно, подовжувало б плани будівництва. Різна оболонка, така як Zr_3Si_2 , має перевагу збільшення

тепловіддачі з характеристиками відображення швидких нейтронів, які не виявленими в поточній плакованій конструкції.

Переваги даного реактора є гелієва охолоджуюча рідина; торій та уранове паливо; більш висока ефективність електроенергії ($>50\%$); виробництво водню.

Недоліки полягають в тому, що ризик значної вібрації паливних штифтів через високу швидкість потоку охолоджуючої рідини; низька теплопровідність гелію; обмежене дослідження.



Рисунок 1.7 – Схема формування тепловиділяючої збірки високотемпературного гелієвого реактора

Паливо з вогнетривким покриттям(рис. 1.7), ідентифікованого як покриття TRISO частинками палива, складається з сферичного ядра розщеплюваного або родючого матеріалу, відповідного для застосування, інкапсульованого в кілька шарів покриття. Багат шарові шари покриття утворюють мініатюрний, високо корозійно–стійкий посудину для тиску і по суті непроникний бар'єр для випуску газоподібних і металевих продуктів поділу. Загальний діаметр стандартних частинок, покритих TRISO, варіюється від приблизно 650 мікрон до приблизно 850 мікрон.

Активна зона реактора кільцевого типу (рис. 1.9) містить гексагональних паливні блоки, зібрані в паливні колони. Кожен паливний блок має канали для паливних компактів, канали для проходу теплоносія і канали для стрижнів вигоряючого поглинача розташовані по трикутній решітці.

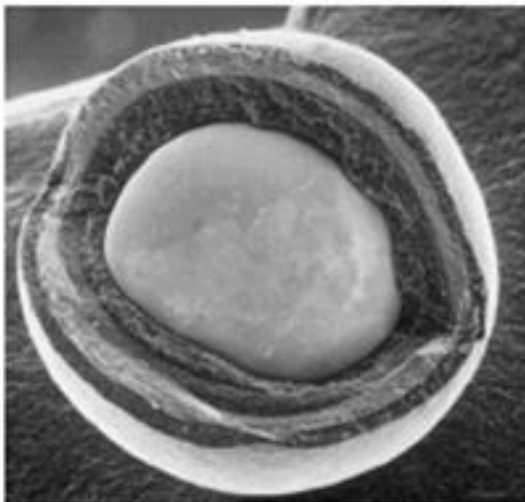


Рисунок 1.8 – Фотографія паливної частинки модульного гелієвого реактора

У паливних колонах першого внутрішнього ряду активної зони розташовані канали для стрижнів аварійного захисту діаметром. У паливних колонах другого і третього рядів розташовані канали під резервну систему зупинки, що містять маленькі поглинаючі кульки на основі карбїду бору.

Кільцева кладка активної зони оточена внутрішнім, зовнішнім, нижнім і верхнім замінними відбивачами. Блоки в колонах зовнішнього відбивача мають канали під стрижні компенсації реактивності. Паливні блоки активної зони містять стрижні вигоряє поглинача на основі окису ербію (Er_2O_3) з природним вмістом ізотопів.

Поглинач служить для двох цілей: компенсації запасу реактивності і забезпечення негативного температурного коефіцієнта реактивності. Паливо в ГТ-МГР використовується у вигляді частинок з багатошаровим покриттям. Двоокис палива у вигляді кернів (діаметр ~ 200 мкм) покрита пористим буферним шаром графіту, щільним шаром пірографіта, потім шаром карбїду кремнію і ще одним шаром пірографіта (рис. 1.8). Зовнішній діаметр паливної частки ~ 600 мкм

Частинки з покриттям TRISO змішуються з вуглецевої матрицею і формуються в циліндричні паливні баки, діаметром приблизно 13 мм і довжиною 51 мм.

Паливні ущільнювачі завантажуються в паливні канали в гексагональних графітових тепловіділяючих елементах, довжиною 793 мм, на 360 мм по площині. Сто стовпчиків гексагональних паливних елементів укладені високими 10 елементами для формування кільцевого сердечника, на рисунку 1.9.

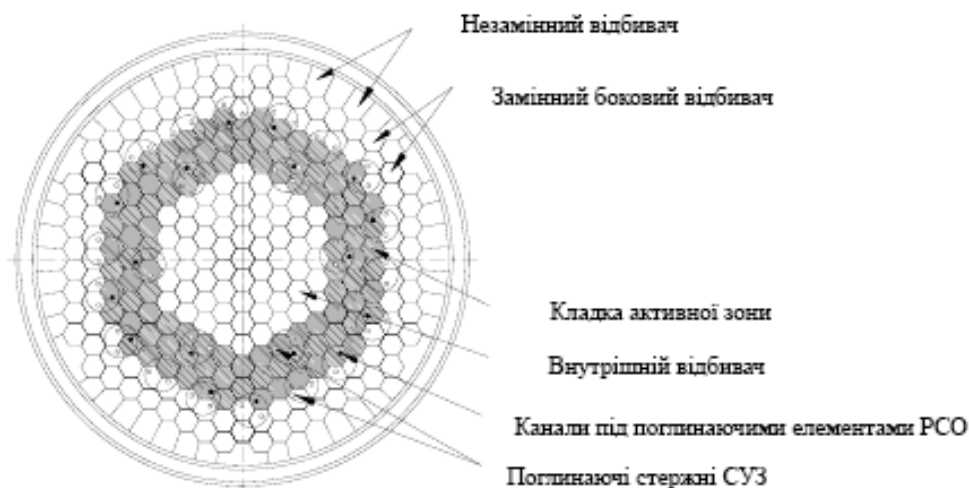


Рисунок 1.9 – Активна зона гелієвого реактора

Система покриття частинок палива TRISO, яка забезпечує утримання продуктів поділу в умовах експлуатації реактора, також є прекрасним бар'єром для утримання радіонуклідів для зберігання та геологічного захоронення відпрацьованого палива.

Експериментальні дослідження показали, що швидкість корозії покриттів TRISO є дуже низькою в сухих і вологих умовах. Покриття ідеально підходять для багато бар'єрної системи поводження з відходами. Виміряні швидкості корозії вказують на те, що система покриття TRISO повинна зберігати свою цілісність протягом мільйона років або більше в середовищі геологічного сховища [12].

Надалі будемо розглядати саме цей реактор, оскільки він задовольняє цілям четвертого покоління пасивної безпеки, високою стійкістю до поширення і поліпшені характеристики навколишнього середовища, включаючи скорочення відходів і кращого використання палива, ніж нинішнє покоління атомних електростанцій.

Завдяки своїй здатності виробляти високі температури на виході охолоджувальної рідини (не менше 850°C з потенціалом для ще більш високої

температури), модульна система гелієвого реактора може також ефективно виробляти водень високотемпературним електролізом або термохімічної водою розщеплення.

У 1980-і роки в Німеччині, США та Росії було розроблено декілька проектів модульних ГОР для вироблення електроенергії у паровому циклі високо потенційного тепла. Проектантів залучали потенційні можливості ГОР, в зв'язку з чим в США започаткували опрацювання ЯЕУ з модульним гелієвим реактором і газової турбіною[4,5]. Далі розглянемо ГТ-МГР, який заснований на технології ГОР, розробленої в минулому 40 років, включаючи проектування, будівництво та експлуатацію 7 установок ГТ-МГР.

1.3. Проект ГТ-МГР

Газова турбіна – модульний гелієвий реактор (ГТ-МГР) поєднує високу температуру. Проект базується на досвіді, отриманому від експлуатації більш, ніж 50 реакторів з газовим охолодженням з використанням CO_2 і гелієвого охолоджуючого теплоносія, а також на останніх досягненнях у виконанні прямого газотурбінного циклу Брайтона.

Цілі атомної електростанції полягають в продемонструвати пасивну безпеку, ліцензування нових ядерних установок, використання циклу Брайтона для високоефективної вироблення електроенергії і використання високотемпературного ядерного тепла для виробництва водню[3]. На даний час, багато країн світу, такі як Японія, США, Росія, Франція, продовжують зусилля по розробці технологій ГТ-МГР нового покоління. Тому, обговорюється робота активних ядер ГТ-МГР з використанням різних видів палива (слабо збагачений і високозбагачений уран, МОХ(ядерне паливо, що містить кілька видів оксидів, що діляться)).

Технологічний потік ГТ-МГР (рис.1.10).

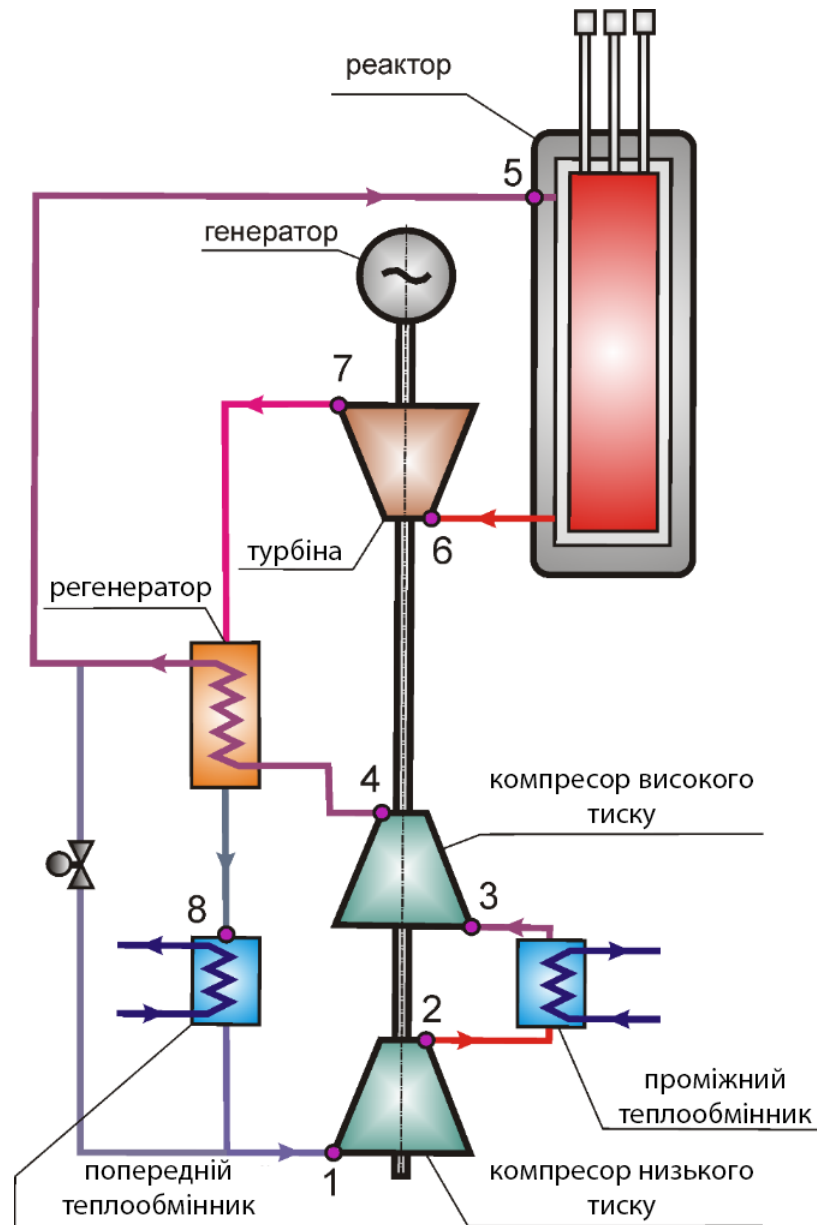


Рисунок 1.10. – Технологічний потік ГТ-МГР

На рисунку 1.10 зображено технологічний потік ГТ-МГР, до складу якого входять: турбіна, який з'єднаний із генератором; компресор низького тиску та компресор високого тиску; регенератор; проміжний та попередній теплообмінник; турбіна.

Реакторний модуль ГТ-МГР складається з двох вбудованих блоків: модульної високотемпературної реактор і система перетворення потужності з прямим газотурбінним циклом(рис.1.11).

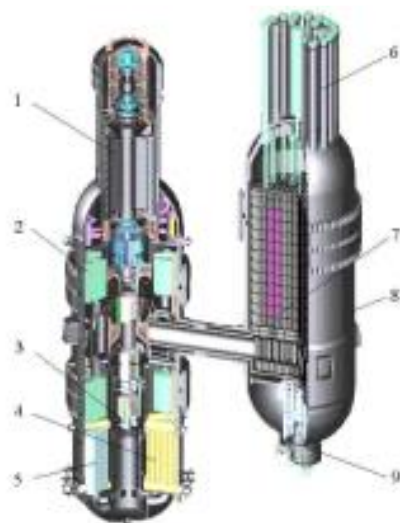


Рисунок 1.11 – Схема ГТ-МГР

1 – генератор; 2 – модуль рекуператора; 3 – турбокомпресор; 4 – інтеркулер; 5 – модуль попереднього охолодження; 6 – збірка системи регулювання реактивності; 7 – ядро; 8 – корпус; 9 – система охолодження реактора

Реактор включає в себе ядро і металоконструкції, які підтримують це і утворює шлях циркуляції охолоджуючої рідини. Система перетворення потужності, що реалізує замкнутий газотурбінний цикл повністю розташований в корпусі PCS(силова конверсійна система). Турбомашина складається з генератора, газової турбіни і двох секції компресора, встановлені в одновальній конструкції повністю підвішений на електромагнітах. PCS включає три компактних теплообмінника: висока ефективність рекуператор, попередній охолоджувач з водяним охолодженням і інтеркулер[4].

ГТ-МГР є екологічно прийнятною електростанцією, яка має високий ступінь безпеки. Ці невід'ємні характеристики безпеки в поєднанні з газовою турбіною прямого циклу дозволяють спростити конструкторські спрощення, які допомагають контролювати витрати і графік. ГТ-МГР може однозначно використовувати цикл Брайтона для виробництва електрики, безпосередньо керуючи електричним генератором газової турбіни.

ГТ-МГР може досягти чистої ефективності в діапазоні 45-48%. Ця висока ефективність призводить до конкурентоспроможної економіки в порівнянні з 32% чистої ефективністю, що досягається водоохолоджувальними реакторами. Висока термічна ефективність призводить до екологічно сумісної конструкції, яка виробляє близько 50% менше високоактивних радіоактивних відходів і на 100% менше теплових скидання в навколишнє середовище, ніж ЛВР[6].

Енергетична установка модульного гелієвого реактора може працювати в двох режимах: в режимі тільки виробництва електроенергії і в комбінованому режимі виробництва електроенергії та комунального теплопостачання за рахунок утилізації скидної теплоти.

При роботі установки в комбінованому режимі скидне тепло відводиться до теплоносія мережевого контуру в мережевих теплообмінниках. У режимі виробництва тільки електроенергії мережевий контур відключений, і скидне тепло відводиться до атмосферного повітря в сухих вентиляторних градирнях.

Необхідна температура мережевої води, що підводиться до споживача (150°C), забезпечується за рахунок зменшення витрати та підвищення тиску в контурі охолоджуючої води БПЕ. Для того, щоб не допустити в комбінованому режимі підвищення температури гелію першого контуру на вході в рекуператор понад допустимих меж (600°C), в конструкції БПЕ передбачене байпасне відгалуження з регульованим перепуском гелію першого контуру, окрім рекуператора в магістралі високого тиску (з виходу компресора високого тиску на вхід рекуператора – рис. 2.1, 2.5).

Як установка, що перероблює енергію та, що працює в блоці з генератором - блоку перетворення енергії (БПЕ) в атомних станціях четвертого покоління охолоджуваних гелієм, зазвичай розглядається газотурбінна установка (ГТУ) замкнутого циклу. Вона може виконуватися за простою схемою (цикл Брайтона) і буде складатися з реактора, як джерела теплоти циклу, газової турбіни, компресора і теплообмінника для відводу теплоти в циклі або за складними схемами, що включає проміжне охолодження гелію між каскадами компресора і регенерацію теплоти.

У ряді робіт показано, що використання газотурбінної установки замкнутого циклу, виконаного за складною схемою(рис.1.12).

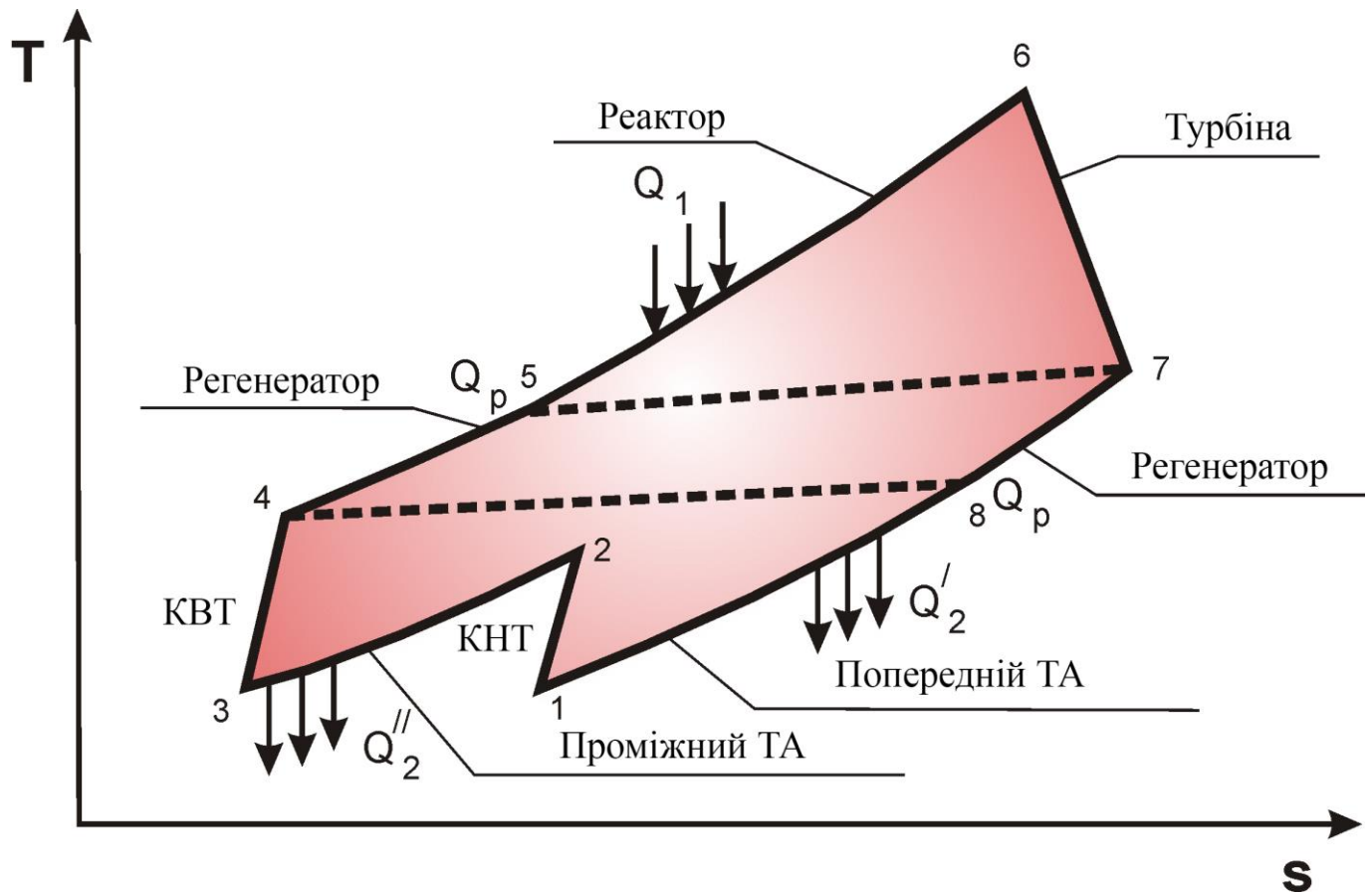


Рисунок 1.12 – Складний цикл ГТУ з регенерацією тепла і проміжним охолодженням в компресорі

В КНТ, проміжний теплообмінник і КВТ, надходить гелій і стискається за рахунок роботи, виробленої турбіною(процес 1-2 та 3-4). Потім, стиснутий гелій йде в регенератор, де підігрівається відпрацьованим в турбіні гарячим гелієм(процес 4-5). Далі попередньо підігрітий гелій за допомогою насосів прокачується через активну зону реактора(процес 5-6), і надходить у турбіну, де розширюється і здійснює роботу(процес 6-7). Після неї гелій знову йде в регенератор(процес 7-8) і попередній теплообмінник(процес 7-8), де охолоджується і знову надходить у КНТ(процес 8-1), таким чином, замикаючи цикл[8].

За рахунок використання частини теплоти з газами для підігріву стиснутого повітря, перед його надходженням в камеру згорання, підвищується ефективність дії ГТУ. Тому, використання циклу Брайтона є високоефективним методом для

вироблення електроенергії. Також, введення в цикл ГТУ регенерації вихлопного тепла дозволяє знизити витрату палива, тобто підвищити ККД, без зростання початкової температури і, отже, без підвищення вимог до жароміцності матеріалів.

Відомо, що ефективність роботи регенератора, як засобу повернення в цикл ГТУ теплоти вихлопних газів, оцінюється за величиною ступеня регенерації, яка визначається як відношення кількості теплоти, Фактично переданої повітрю, до кількості теплоти, яке теоретично можна було б передати при повному використанні наявного температурного потенціалу. Більш детально буде розглядатися у наступному розділі – методиці розрахунків термодинамічного циклу БПЕ ГТ–МГР.

Висновки до розділу 1

1) В літературному огляді було розглянуто існуючі ядерні реактори трьох поколінь, їх переваги та недоліки.

2) Розглянуто шість реакторів четвертого покоління, серед яких було вибрано ГОР, завдяки своїй здатності виробляти високі температури на виході охолоджувальної рідини та більш високої ефективності електроенергії.

3) Було вибрано ГТ-МГР як предметом дослідження, оскільки даний реактор задовольняє цілям четвертого покоління, а саме: пасивна безпека, високою стійкістю до поширення і поліпшені характеристики навколишнього середовища, включаючи скорочення відходів і кращого використання палива, ніж нинішнє покоління атомних електростанцій.

Мета роботи та постановка задачі

З аналізу існуючих світових тенденцій в перспективних розробках реакторів четвертого покоління можна зробити висновок, що високотемпературні модульні гелієві реактори малої теплової потужності є найбільш перспективними, як з точки зору безпеки, так і з точки зору ефективності для найближчого майбутнього атомної енергетики завдяки наступним перевагам:

- можливістю нагріву теплоносія першого контуру до 1000°C , що розширює сферу застосування ядерної енергії для технологічних цілей, включаючи виробництво водню;
- можливістю комбінованого виробництва електроенергії та комунального тепла;
- можливістю створення параметричного ряду установок електричною потужністю від 10 до 300 МВт для застосування як у великомасштабній, так і в регіональній енергетиці.
- низькому тепловому і радіаційному впливу на навколишнє середовище;
- використанню існуючих базових технологій;
- можливістю випалювання високорадіоактивних відходів переробки палива ВВЕР.

Дана робота присвячена дослідженню термодинамічного циклу блоку перетворення енергії модульної ядерної енергетичної установки з гелієвим реактором тепловою потужністю 200 МВт в режимі вироблення електроенергії та в комбінованому режимі. Також, високоефективний теплообмінне устаткування зробили реальною розробку інноваційного проекту ВТГР для прямого перетворення енергії з ККД $\sim 50\%$ (цикл Брайтона).

Завданнями роботи є:

1. Вибір об'єкту дослідження (технічні характеристики енергоблоку).
2. Аналіз та побудова математичної моделі.
3. Тестування моделі.
4. Побудова $P-V$ і $T-S$ діаграм складного термодинамічного циклу Брайтона з проміжним охолодженням в компресорі та регенерацією теплоти.
5. Виконання дослідження впливу ступені регенерації, коефіцієнту проміжного охолодження в компресорі та величин втрат в магістралях теплообмінників на ККД та електричну потужність всієї установки.

Основною метою роботи є дослідити вплив параметрів циклу на потужність і ефективність ГТУ.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИКА РОЗРАХУНКІВ ТЕРМОДИНАМІЧНОГО ЦИКЛУ БПЕ ГТ–МГР

2.1 Методика побудови математичної моделі циклу ГТУ БПЕ

Для розрахунку термодинамічного циклу БПЕ ГТ–МГР для двох режимів скористаємося алгоритмом, що наведено на рисунку 2.1, із подальшим тестуванням математичної моделі гелієвої ГТУ.

Алгоритм розрахунку циклу ГТУ при її роботі в комбінованому режимі відрізняється від алгоритму розрахунку циклу в режимі вироблення електроенергії заздалегідь заданими тепловими потужностями теплообмінників, а фактична ступінь регенерації теплоти в циклі розраховується з урахуванням зниження ефективності теплообмінників.

Збільшення тиску в контурі охолоджуючої води в комбінованому режимі призводить до необхідності збільшення тиску гелію в магістралі низького тиску ГТУ. Зменшення витрати в контурі охолоджуючої води призводить до деякого зниження ефективності попереднього і проміжного теплообмінників, а перепуск гелію з виходу компресора високого тиску на вхід рекуператора через байпас призводить до зменшення ефективності регенератора і ступеня регенерації теплоти в циклі. Всі ці фактори призводять до зменшення внутрішнього та електричного ККД циклу і до зниження електричної потужності ГТУ.

Математична модель термодинамічного циклу даної установки буде побудована за алгоритмом, що зображено на рисунку 2.1.

Для розрахунку гелієвої ГТУ замкнутого циклу початковими даними є:

- теплова потужність реактора – $Q_{\text{реак}}$;
- температура на вході та виході з системи охолодження реактора – T_5, T_5 ;
- тиск гелію на вході в реактор – P_5 ;

- температура гелію на виході з турбіни (на вході в гарячий тракт регенератора) – T_7 ;
- ККД турбіни, компресорів низького і високого тиску – $\eta_T, \eta_{\text{кнт}}, \eta_{\text{квт}}$;
- коефіцієнти ефективності регенератора, попереднього і проміжного теплообмінників відповідно – $\eta_{\text{рег}}, \eta_{\text{пп}}, \eta_{\text{пром}}$;
- відносні втрати тиску в гарячої та холодної магістралі регенератора – $\xi_{\text{рег}}^{\text{г}}, \xi_{\text{рег}}^{\text{х}}$;
- відносні втрати тиску в гарячій магістралі попереднього і проміжного теплообмінників – $\xi_{\text{пп}}^{\text{г}}, \xi_{\text{пром}}^{\text{х}}$;
- відносні втрати тиску в реакторі – $\xi_{\text{реак}}$;
- ККД електрогенератора змінного струму – $\eta_{\text{г}}$;
- температурний коефіцієнт проміжного охолодження в компресорі – $\tau_{\text{к}}$;
- ступінь регенерації циклу – σ .

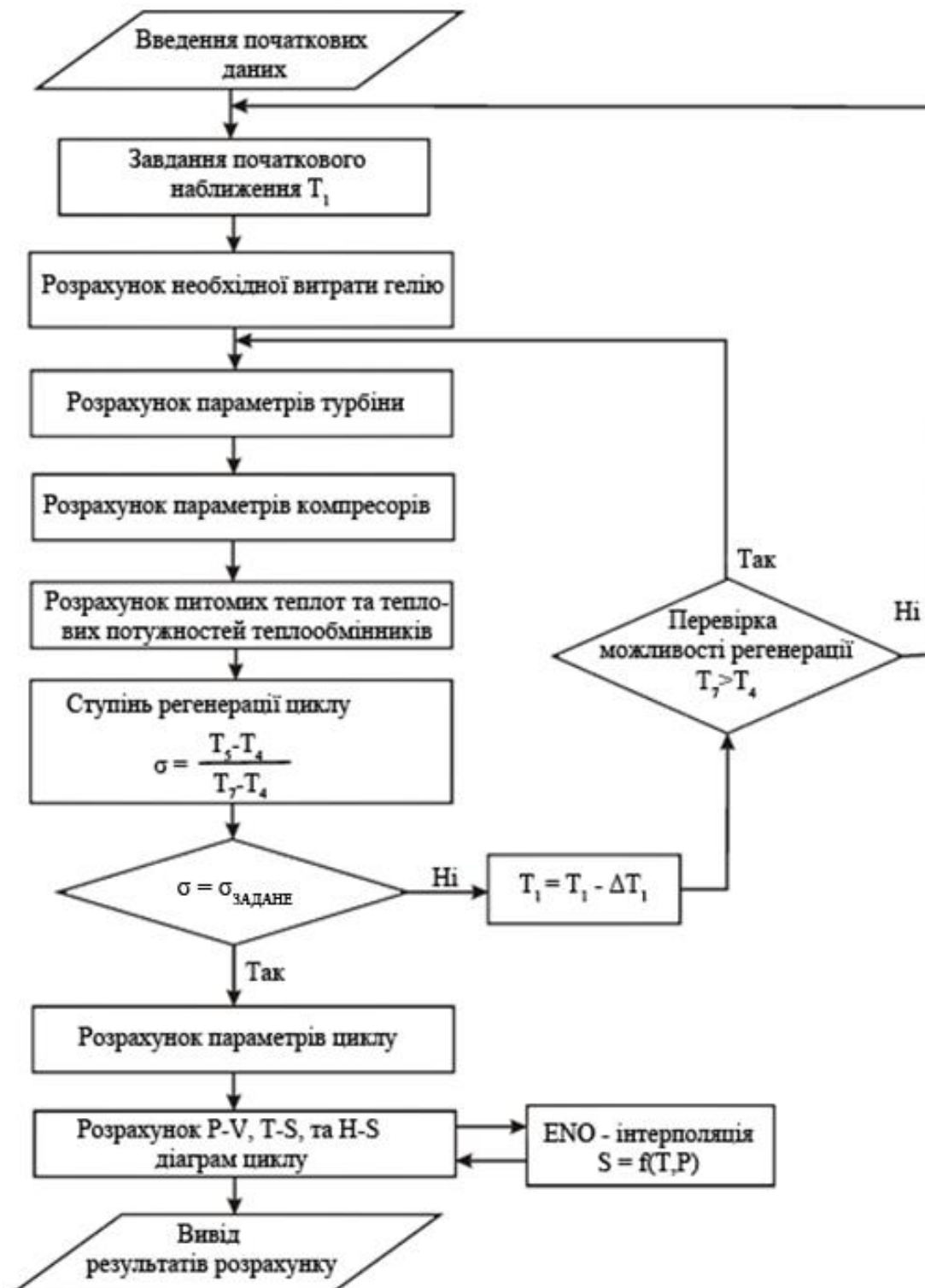


Рисунок 2.1. – Блок-схема алгоритму розрахунку циклу ГТУ

У моделі ГТУ були використані наступні значення теплофізичних властивостей гелію [11]:

- питома теплоємність при постійному тиску –

$$C_p = \text{const} = 5195 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К});$$

- питома теплоємність при постійному об'ємі –

$$C_V = \text{const} = 3117 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К});$$

- показник адіабати – $k = 1,6667$;
- молярна маса – $\mu = 4,002602$.

Оскільки питома теплоємність гелію практично не залежить від температури і тиску в діапазоні температур $T = 0 \dots 1800^\circ\text{C}$ і тисків $P = 1 \dots 100$ бар [17, 18], то в подальших розрахунках можна прийняти, що $C_p = \text{const} = 5195 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$, а в якості рівняння стану гелію використовувати рівняння стану ідеального газу. Також на початку розрахунку необхідно програмно задати початкове наближення температури на вході в компресор (мінімальної температури циклу) T_1 .

2.2 Послідовність розрахунку параметрів основних елементів ГТУ

1) Необхідна витрата гелію.

Питома теплота, отримана робочим тілом в реакторі, визначається з виразу:

$$q_{\text{реак}} = h_6 - h_5 = C_p(T_6 - T_5).$$

Необхідна витрата гелію в циклі визначається з виразу:

$$G_{\Gamma} = \frac{Q_{\text{реак}}}{q_{\text{реак}}}.$$

2) Розрахунок параметрів турбіни.

Питома робота турбіни:

$$l_{\Gamma} = h_6 - h_7 = C_p(T_6 - T_7).$$

Ступінь зниження тиску в турбіні:

$$\pi_{\Gamma} = \frac{1}{\left(1 - \frac{l_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma} T_6 C_p}\right)^{\frac{k}{k-1}}},$$

де η_T – ККД турбіни.

Тиск на вході і виході з турбіни:

$$P_6 = P_5 \cdot (1 - \xi_{\text{реак}}); P_7 = P_6 / \pi_T,$$

де $\xi_{\text{реак}} = \Delta P_{5-6} / P_5$ – коефіцієнт втрат тиску в реакторі.

3) Розрахунок параметрів компресора.

Розрахунок параметрів компресора виконується за наступними залежностями:

Тиск на вході в компресор:

$$P_1 = P_7 \cdot (1 - \xi_{\text{рег}}^r) \cdot (1 - \xi_{\text{пп}}^r);$$

Тиск на виході з компресора:

$$P_4 = P_5 (1 - \xi_{\text{рег}}^x);$$

Сумарний ступінь підвищення тиску в компресорі:

$$\pi_{\text{к}\Sigma} = P_4 / P_1.$$

Ступінь підвищення тиску в компресорі низького тиску (визначається за виразом (2.2) з умови отримання максимальної роботи циклу):

$$\pi_{\text{кнт}}^{\text{опт}} = \pi_{\text{к}\Sigma}^{0,5} \cdot \left(\tau_{\text{к}} \cdot \left(\frac{\eta_{\text{кнт}}}{\eta_{\text{квт}}} \right) \right)^{\frac{k-1}{2k}};$$

Ступінь зниження тиску в компресорі високого тиску:

$$\pi_{\text{квт}}^{\text{опт}} = \pi_{\text{к}\Sigma} / \pi_{\text{кнт}}^{\text{опт}}.$$

Компресор низького тиску

Тиск гелію на виході з компресора низького тиску:

$$P_2 = P_1 \cdot \pi_{\text{кнт}}^{\text{опт}}.$$

Питома робота компресора низького тиску:

$$l_{\text{кнт}} = C_p T_1 \cdot \left(\pi_{\text{кнт}}^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) / \eta_{\text{кнт}}.$$

Температура гелію на виході з компресора низького тиску:

$$T_2 = T_1 + \frac{l_{\text{кнт}}}{C_p}.$$

Компресор високого тиску.

Температура на вході в компресор високого тиску визначається з урахуванням заданого значення температурного коефіцієнта проміжного охолодження τ_k :

$$T_3 = T_1 \cdot \tau_k.$$

Питома робота компресора високого тиску:

$$l_{\text{квт}} = C_p T_1 \cdot \left(\pi_{\text{квт}}^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) / \eta_{\text{квт}}.$$

Тиск на вході в компресор високого тиску:

$$P_3 = P_2 \cdot (1 - \xi_{\text{пром}}^{\Gamma});$$

Температура гелію на виході з компресора:

$$T_4 = T_3 + \frac{l_{\text{квт}}}{C_p}.$$

Повна питома робота компресора:

$$l_k = l_{\text{кнт}} + l_{\text{квт}}.$$

4) *Розрахунок питомої теплоти та теплової потужності теплообмінників.*

Питома теплота, відведена в процесі проміжного охолодження робочого тіла в компресорі:

$$q_{\text{пром}} = h_2 - h_3 = C_p \cdot (T_2 - T_3).$$

Теплова потужність теплообмінника проміжного охолодження в компресорі:

$$Q_{\text{пром}} = G_{\text{г}} \cdot q_{\text{пром}}.$$

Питома теплота, передана робочому тілу в регенераторі:

$$q_{\text{рег}}^{\text{x}} = h_5 - h_4 = C_p \cdot (T_5 - T_4).$$

Повна питома теплота регенератора:

$$q_{\text{рег}}^{\text{г}} = q_{\text{рег}}^{\text{x}} / \eta_{\text{рег}}.$$

Теплова потужність регенератора:

$$Q_{\text{рег}} = G_{\text{г}} q_{\text{рег}}^{\text{x}} / \eta_{\text{рег}}.$$

Температура і тиск на виході з регенератора в магістралі низького тиску:

$$T_8 = T_7 - \frac{q_{\text{рег}}^{\text{г}}}{C_p}, P_8 = P_7 \cdot (1 - \xi_{\text{рег}}^{\text{г}}).$$

Питома теплота, віддана робочим тілом в попередньому теплообміннику:

$$q_{\text{пп}}^{\text{г}} = h_8 - h_1 = C_p \cdot (T_8 - T_1).$$

Теплова потужність попереднього теплообмінника:

$$Q_{\text{пп}} = G_{\text{г}} q_{\text{пп}}^{\text{г}} / \eta_{\text{пп}}.$$

5) *Ступінь регенерації циклу і перевірка можливості регенерації.*

Далі необхідно визначити ступінь регенерації циклу:

$$\sigma = \frac{T_5 - T_4}{T_7 - T_4}.$$

У тому випадку, якщо не виконується умова:

$$\sigma = \sigma_{\text{задане}}, \quad (2.4)$$

то задається нове значення температури на вході в компресор $T_1 = T_1 - \Delta T_1$ і розрахунок повторюється в ітераційному процесі доти, поки не буде виконуватися умова (2.4).

6) *Розрахунок параметрів циклу.*

Повна питома теплота, відведена в циклі:

$$q_{2\Sigma} = q_{\text{пп}} + q_{\text{пром}} + \Delta q_{\text{рег}},$$

де $\Delta q_{\text{рег}} = q_{\text{рег}}^{\Gamma} - q_{\text{рег}}^{\text{х}}$ – теплові втрати в регенераторі.

Питома робота циклу:

$$l_{\text{ц}} = l_{\text{розш}} - l_{\text{ст}} = l_{\text{т}} - (l_{\text{к}} - q_{\text{пром}}).$$

Потужність циклу:

$$N_{\text{ц}} = G_{\Gamma} l_{\text{ц}}.$$

Електрична потужність циклу:

$$N_{\text{ел}} = G_{\Gamma} \cdot l_{\text{ц}} \cdot \eta_{\Gamma}.$$

Теплова потужність циклу:

$$Q_{\text{т}} = Q_{\text{пред}} \cdot \eta_{\text{пред}} + Q_{\text{пром}} + \eta_{\text{пром}}.$$

Внутрішній ККД циклу:

$$\eta_{\text{вн}} = \frac{l_{\text{ц}}}{q_{\text{реак}}}.$$

Електричний ККД циклу:

$$\eta_{\text{ел}} = \frac{N_{\text{ел}}}{Q_{\text{реак}}}.$$

Коефіцієнт корисної роботи циклу:

$$\eta_{\text{кр}} = \frac{N_{\text{кр}}}{L_{\text{т}}} = \frac{N_{\text{кр}}}{G_{\Gamma} l_{\text{т}}}.$$

Загальний коефіцієнт втрат в циклі:

$$v = \frac{(1 - \xi_{4-6}) \cdot (1 - \xi_{\text{пром}}^{\Gamma})}{1 + \xi_{8-1}},$$

де $\xi_{4-6} = \frac{P_4 - P_6}{P_4}$; $\xi_{8-1} = \frac{P_8 - P_1}{P_8}$ – коефіцієнти втрат тиску в процесах 4-6 і 8-1 відповідно (рис. 2.2).

7) Розрахунок діаграм циклу.

Показники політроп процесів циклу для елементарних політропних процесів визначалися з виразу:

$$n_{i-(i+1)} = \log\left(\frac{P_{i+1}}{P_i}\right) / \log\left(\frac{v_i}{v_{i+1}}\right),$$

де всі питомі об'єми гелію в характерних точках циклу, що входять в вирази, визначаються, як $v_i = RT_i/P_i$.

Постійні величини для політроп процесів циклу можна визначити з рівняння політропи:

$$\text{const}_i = P_i \cdot v_i^{n_{i-(i+1)}}.$$

Далі розрахунок P–V, T–S і H–S діаграм циклу здійснюється з використанням залежностей:

$$\Delta P_{i-(i+1)} = \frac{\text{const}}{v_{i-(i+1)}^n};$$

$$\Delta h_{i-(i+1)} = C_p T_{i-(i+1)};$$

$$\Delta S_{i-(i+1)} = C_v(n - k) \cdot \log\left(\frac{T_{i-(i+1)}}{T_i}\right) \frac{1}{n - 1};$$

$$S = S_0 + \Delta S_{i-(i+1)}. \quad (2.5)$$

8) Вивід результатів.

Порядок розрахунку комбінованого режиму роботи ГТУ в цілому такий же, як і для розрахунку режиму вироблення електроенергії. Відмінність полягає в тому, що

теплові потужності теплообмінників вважаються заданими (отримані з розрахунку режиму вироблення електроенергії з урахуванням зменшення їх ефективності при зменшенні витрати охолоджувача), що дозволяє відразу знайти мінімальну температуру в циклі (на вході в компресор) і ступінь регенерації теплоти в циклі без використання ітераційної процедури.

Алгоритм розрахунку циклу Брайтона з регенерацією теплоти і проміжним охолодженням робочого тіла в компресорі реалізований у вигляді комп'ютерної програми «Helium v1.2».

2.3 Тестування математичної моделі ГТУ

Тестування математичної моделі гелієвої ГТУ проводилося на підставі наявних у відкритій літературі даних по проектуваному гелієвої реактору МГР-100 ГТ (Росія)[10].

Вихідні дані для тестування моделі (таблиця 2.1) були обрані на підставі аналізу наявних у літературі відомостей по ККД турбомашин та ефективності теплообмінників відповідні досягнутому рівню в сучасному газотурбобудування.

Таблиця 2.1.

Початкові дані для тестування моделі

Параметр	Значення параметра	
	Режим вироблення електроенергії	Комбінований режим
Повна теплова потужність реактора, МВт	215	215
Температура гелію на вході в реактор, °C	558	490

Продовження таблиці 2.1

Температура гелію на виході з реактора, °C	850	795
Тиск гелію на вході в реактор, МПа	4,91	4,93
Температура гелію на виході з турбіни, °C	583	595
ККД компресора низького тиску	0,875	0,875
ККД компресора високого тиску	0,85	0,85
ККД турбіни	0,93	0,93
Коефіцієнт ефективності регенератора	0,85	0,8
Коефіцієнт ефективності попереднього ТА	0,85	0,815
Коефіцієнт ефективності проміжного ТА	0,85	0,815
ККД електрогенератора	0,987	0,987
Відносні втрати тиску в гарячій магістралі регенератора, %	3,0	3,0
Відносні втрати тиску в холодній магістралі регенератора, %	3,0	1,5
Відносні втрати тиску в гарячій магістралі попереднього теплообмінника, %	3,0	3,0
Відносні втрати тиску в гарячій магістралі проміжного теплообмінника, %	3,0	3,0
Відносні втрати тиску в контурі охолодження реактора, %	5,0	5,0
Температурний коефіцієнт проміжного охолодження в компресорі	1,0	1,038
Ступінь регенерації циклу	0,86	0,458

Діаграми циклу для режиму вироблення електроенергії та комбінованого режиму в PV і TS представлені на рис. 2.6 і 2.7. З порівняння діаграм циклів для двох можливих режимів роботи ГТУ видно, що в комбінованому режимі роботи тиск у магістралі низького тиску вище, а площа циклу еквівалентна роботі циклу менше, ніж

в режимі вироблення електроенергії. Результати тестування моделі представлені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2.

Результати тестування моделі

Параметр	Режим вироблення електроенергії		Комбінований режим	
	МГР-100 ГТ	Розрахунок	МГР-100 ГТ	Розрахунок
Теплова потужність реактора, МВт	215	215	215	215
ККД вироблення електроенергії	46,1	46,5	25,4	26,7
Температура на вході/виході реактора, °С	558/850	558/850	490/795	490/795
Температура на вході в регенератор, °С	583	583	595	595
Витрата гелію, кг/с	139,1	141,7	134	135,7
Тиск на вході в реактор, МПа	4,91	4,91	4,93	4,93
Ступінь розширення в турбіні	2,09	2,092	1,77	1,76
Електрична потужність, МВт	~100	99,94	57	57,35
Теплова потужність, МВт	—	—	154	154,05

З порівняння отриманих результатів можна зробити висновок, що отримані результати мають задовільну відповідність з результатами роботи [10]. Похибки по електричній і по тепловій потужності установки складають не більше 0,5%, а по

витраті гелію 1,3%. Похибка по електричному ККД циклу знаходиться в діапазоні 0,87 ... 1,2%.

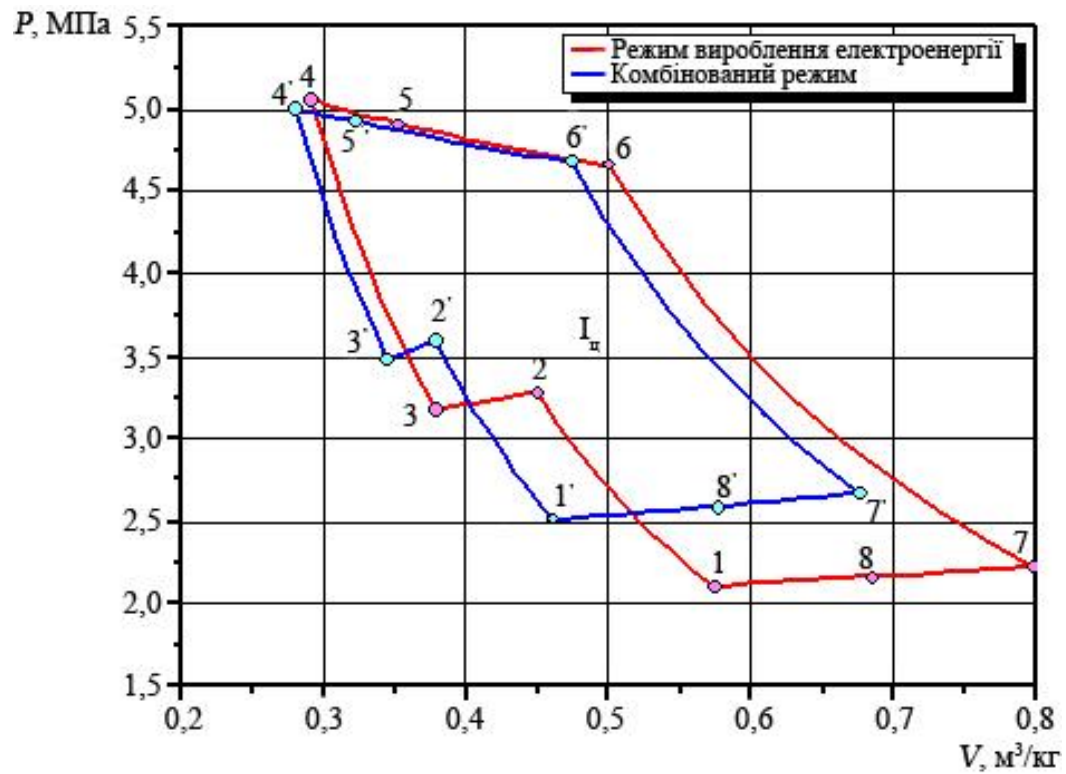


Рисунок 2.6 – P-V діаграма циклу гелієвої ГТУ типу МГР-100 ГТ

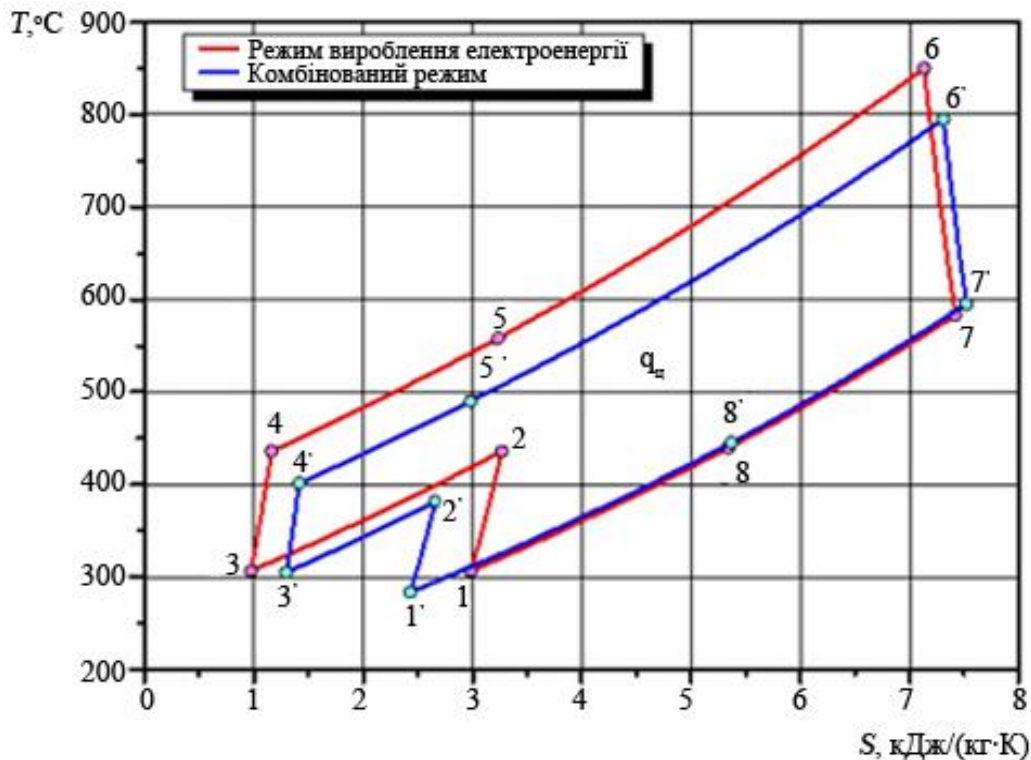


Рисунок 2.7 – T-S діаграма циклу гелієвої ГТУ типу МГР-100 ГТ

Висновки до розділу 2

1) Побудовано математичну модель термодинамічного циклу ГТУ БПЕ з регенерацією теплоти і проміжним охолодженням в компресорі для двох режимів роботи в програмі Helium v1.2.

2) Проведено тестування математичної моделі ГТУ БПЕ на підставі існуючих у відкритій літературі даних реакторної установки МГР-100ГТ.

3) Результати тестування показали, що похибки по електричній і по тепловій потужності установки становлять не більше 0,5%, а по витраті гелію 1,3%. Похибка по електричному ККД циклу знаходиться в діапазоні 0,87 ... 1,2%, що свідчить про досить високу точність математичного опису фізичних процесів, що проходять в БПЕ.

РОЗДІЛ 3

РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕРМОДИНАМІЧНОГО ЦИКЛУ ЯЕУ ГТ-МГР З ТЕПЛОВОЮ ПОТУЖНІСТЮ 200 МВт

3.1 Розрахунок параметрів циклу на потужність і ефективність ГТУ

Вихідні дані для розрахунку циклу ГТУ модульного гелієвого реактора тепловою потужністю 200 МВт представлені в таблиці 3.1.

У розрахунках були прийняті наступні теплофізичні властивості гелію [9]:

- питома теплоємність при постійному тиску – $C_p = 5195 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$;
- показник адіабати – $k = 1,6667$;

Таблиця 3.1.

Початкові дані

Параметри	Режим вироблення електроенергії	Комбінований режим
Теплова потужність реактора, МВт	200	200
Температура гелію на вході в реактор, °С	560	500
Температура гелію на виході з реактора, °С	850	800
Тиск гелію на вході в реактор, МПа	5,0	5,0
Температура гелію на виході з турбіни, °С	585	595
ККД турбіни	0,93	0,93
ККД компресора низького тиску	0,875	0,875
ККД компресора високого тиску	0,85	0,85

Продовження табл. 3.1.

Коефіцієнт ефективності регенератора	0,85	0,8
Коефіцієнт ефективності попереднього теплообмінника	0,85	0,815
Коефіцієнт ефективності проміжного теплообмінника	0,85	0,815
Відносні втрати тиску в гарячій магістралі регенератора, %	3,0	3,0
Відносні втрати тиску в холодній магістралі регенератора, %	3,0	1,5
Відносні втрати тиску в гарячій магістралі попереднього теплообмінника, %	3,0	3,0
Відносні втрати тиску в гарячій магістралі проміжного теплообмінника, %	3,0	3,0
Відносні втрати тиску в контурі охолодження реактора, %	5,0	5,0
Температурний коефіцієнт проміжного охолодження в компресорі	1,0	1,038
ККД електрогенератора	0,987	0,987
Ступінь регенерації циклу	0,86	0,493

Результати розрахунків циклів для двох розглянутих режимів роботи ГТУ представлені в таблиці 3.2, а розрахункові діаграми циклів показані на рис. 3.1–3.4.

Таблиця 3.2

Результати розрахунків циклів для двох розглянутих режимів роботи ГТУ

Параметр	Режим вироблення електроенергії	Комбінований режим
Необхідна витрата гелію, кг/с	132,75	128,33
Сумарний ступінь підвищення тиску в компресорі	2,397	2,018
Ступінь підвищення тиску в КНТ	1,557	1,439
Ступінь підвищення тиску в КВТ	1,539	1,401
Ступінь зниження тиску в турбіні	2,078	1,78
Робота турбіни, кДж	1376,675	1064,975
Робота циклу, кДж	736,27	476,10
Необхідна потужність регенератора, МВт	124,5	124,5
Необхідна потужність попереднього теплообмінника, МВт	102,26	102,26
Необхідна потужність проміжного теплообмінника, МВт	85,01	49,73
Корисна електрична потужність ГТУ, МВт	96,47	60,3
Корисна теплова потужність ГТУ, МВт	175,05	144,17
Внутрішній ККД циклу, %	48,87	30,54
Електричний ККД циклу, %	48,23	30,15
Коефіцієнт корисної роботи циклу	52,78	44,12

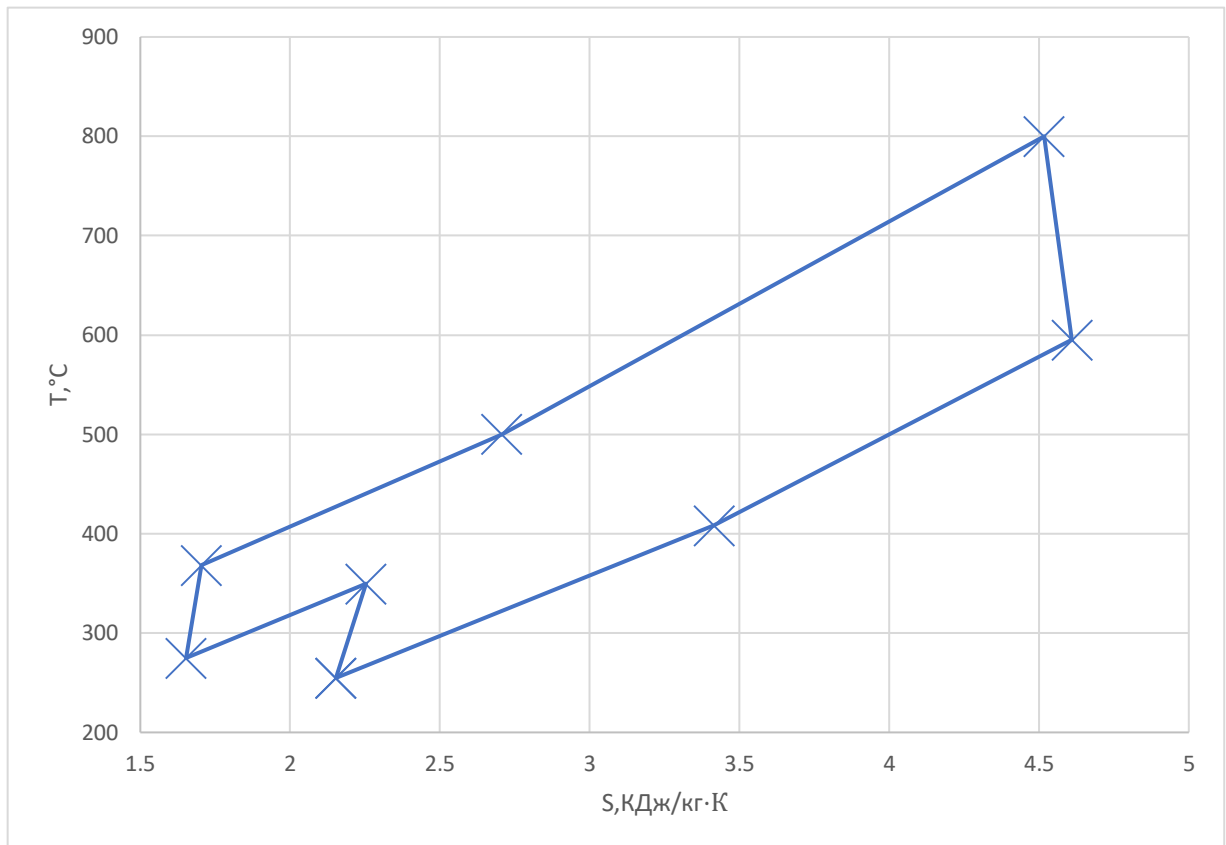


Рисунок 3.1 – T–S діаграма циклу ГТУ з тепловою потужністю реактора 200 МВт комбінованого режиму

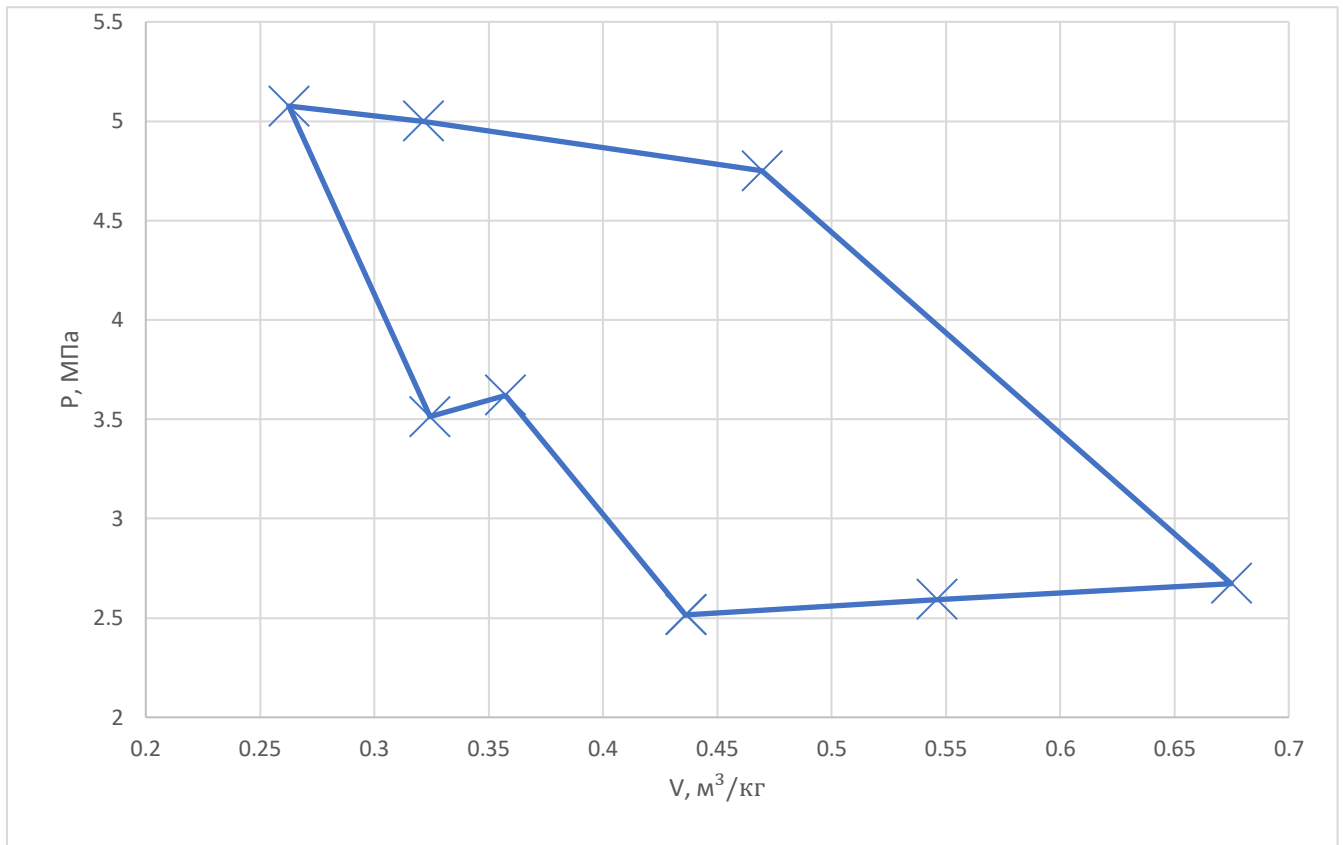


Рисунок 3.2 – P–V діаграма циклу ГТУ з тепловою потужністю реактора 200 МВт комбінованого режиму

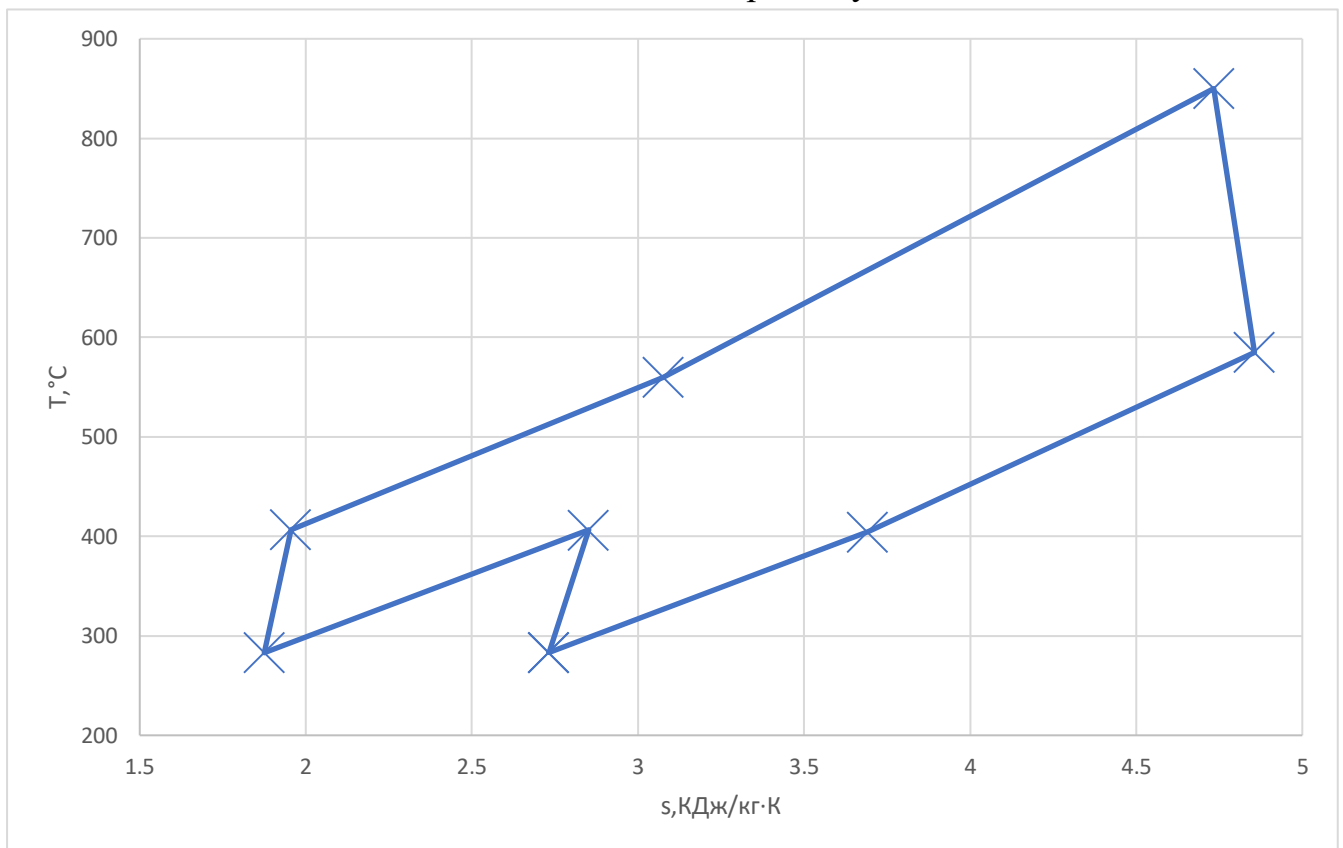


Рисунок 3.3 – T–S діаграма циклу ГТУ з тепловою потужністю 200 МВт для режиму вироблення електроенергії

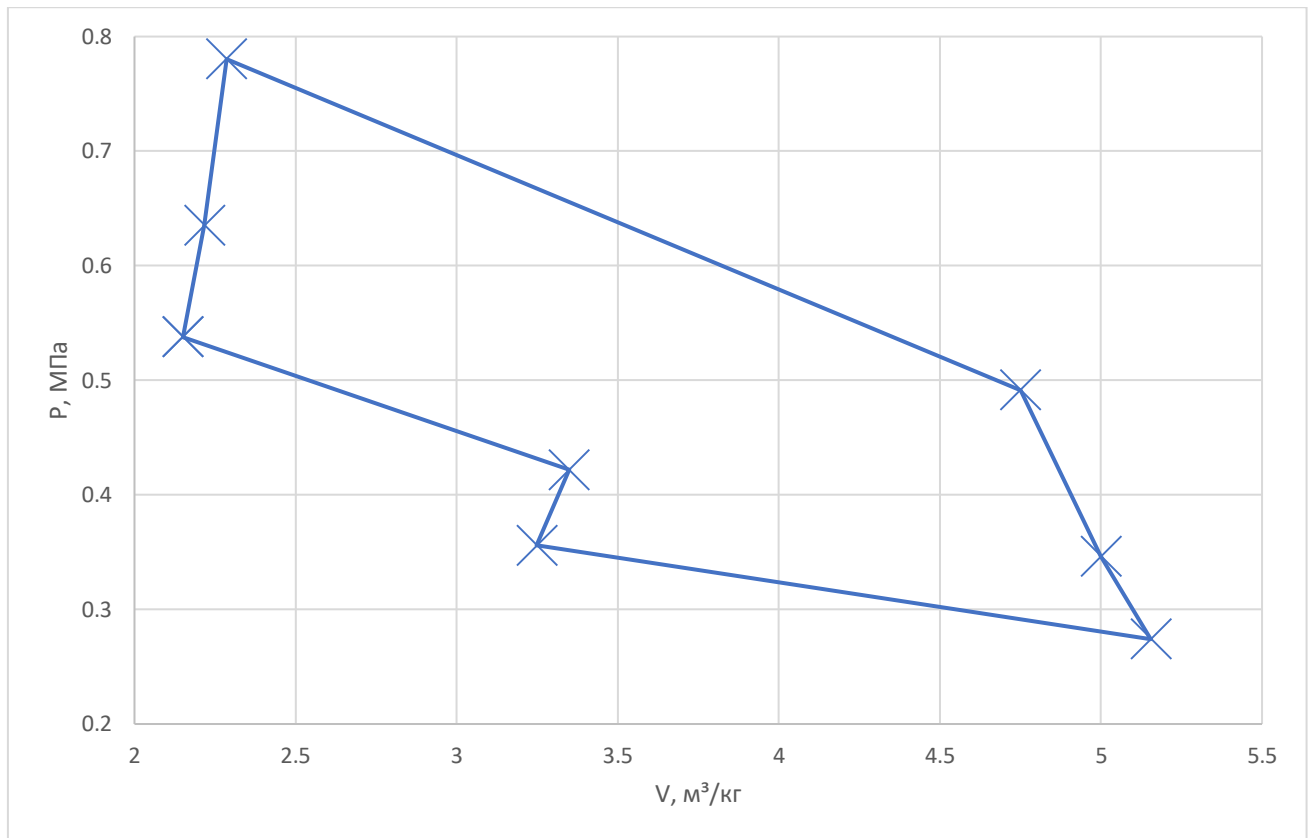


Рисунок 3.4 – P–V діаграма циклу ГТУ з тепловою потужністю реактора 200 МВт для режиму вироблення електроенергії

З отриманих результатів випливає, що при тепловій потужності реактора 200 МВт в режимі вироблення електроенергії корисна електрична потужність установки складає 96,5 МВт, а електричний ККД – 48,23%. Потрібні потужності теплообмінного обладнання БПЕ ГТУ складають: регенератор – 124,5 МВт; попередній теплообмінник – 102,26 МВт; проміжний теплообмінник – 85,01 МВт. У комбінованому режимі корисна електрична потужність складає 60,3 МВт з електричним ККД 30,15%, корисна теплова потужність складає 144,17 МВт, потрібні потужності регенератора, попереднього і проміжного теплообмінників рівні 124,5, 102,26 і 49,3 МВт, відповідно.

3.2 Вплив ККД функціональних елементів ГТУ на ефективність циклу в комбінованому режимі та в режимі вироблення енергії

Розглянемо вплив відхилення ефективності елементів і параметрів циклу від розрахункового значення на електричний ККД термодинамічного циклу ГТУ в базовому режимі вироблення електроенергії, оскільки досягнення максимальних значень ефективності елементів ГТУ і теплообмінного обладнання є технологічно складним і економічно витратним завданням. На рисунку 3.5 – 3.6 ККД та електрична потужність лінійно збільшується з ростом ККД компресора низького тиску або ж з ростом ККД компресора високого тиску для рисунку 3.7 – 3.8.

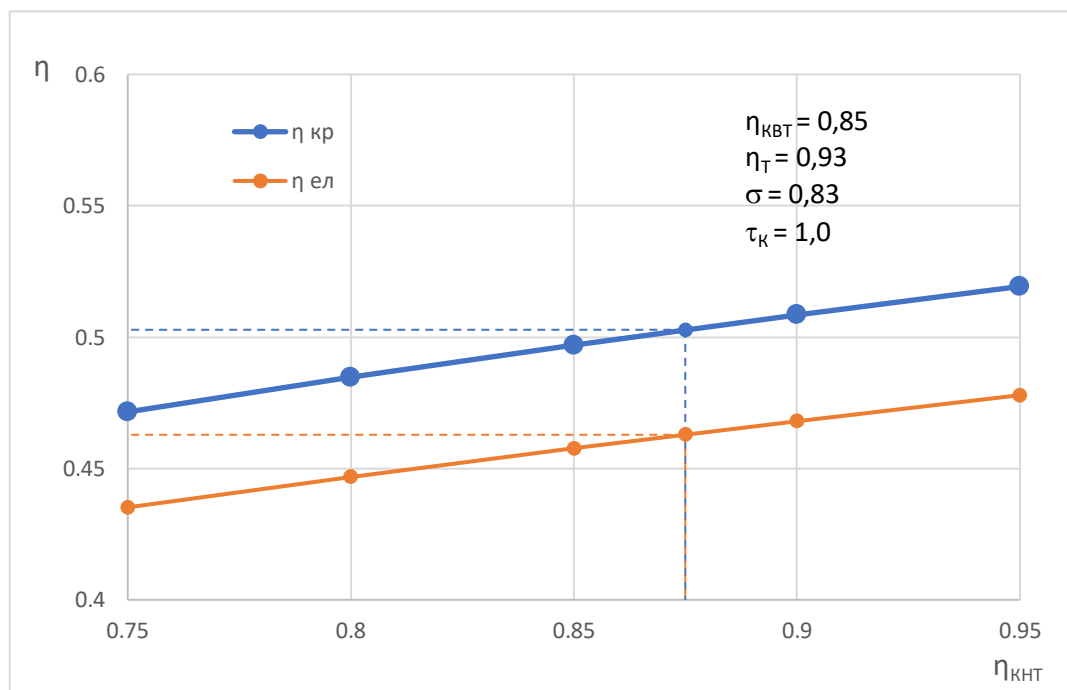


Рисунок 3.5 – Залежність ККД ГТУ від ККД компресора низького тиску

Для розрахунків були прийняті величини: ККД компресора низького тиску $\eta_{крт} = 0,875$ та ККД компресора високого тиску $\eta_{крв} = 0,85$ для режиму вироблення електроенергії ($\eta_{ел}$) та комбінованого режиму ($\eta_{кр}$), ці дані відповідають досягнутому рівню ККД в сучасному газотурбобудуванні.

Результати з графіків показали, що для базового значення ККД компресора низького тиску (0,875) електричний ККД циклу та електрична потужність складає

46,3% та 93 МВт відповідно(рис. 3.5, 3.6). Аналогічні розрахунки мають залежності ККД циклу та електричної потужності ГТУ від ККД компресора високого тиску(рис. 3.7, 3.8).

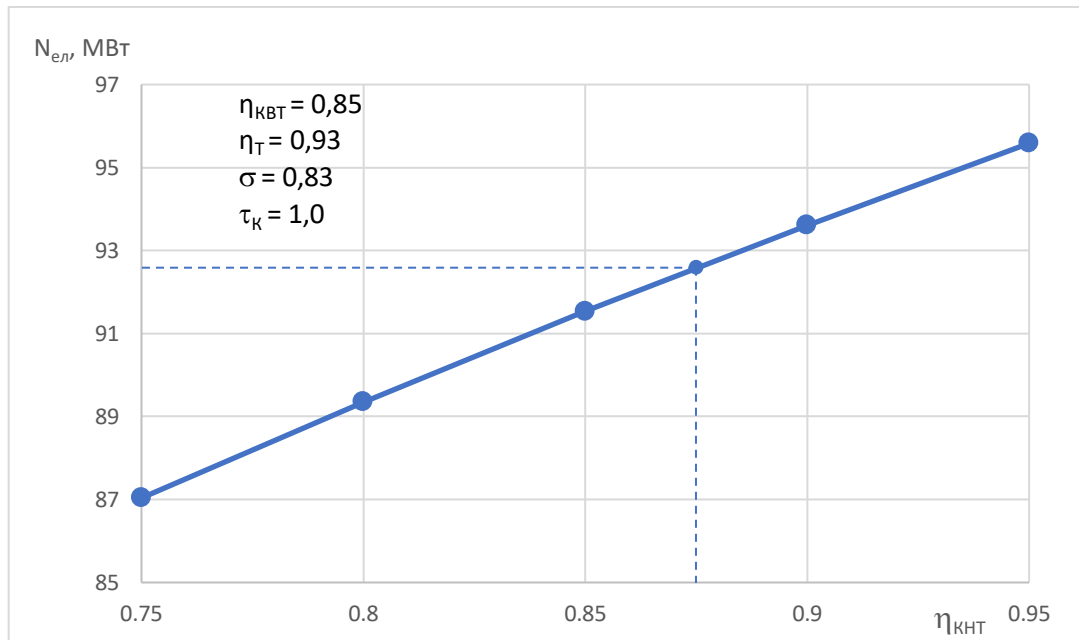


Рисунок 3.6 – Залежність електричної потужності ГТУ від ККД компресора низького тиску

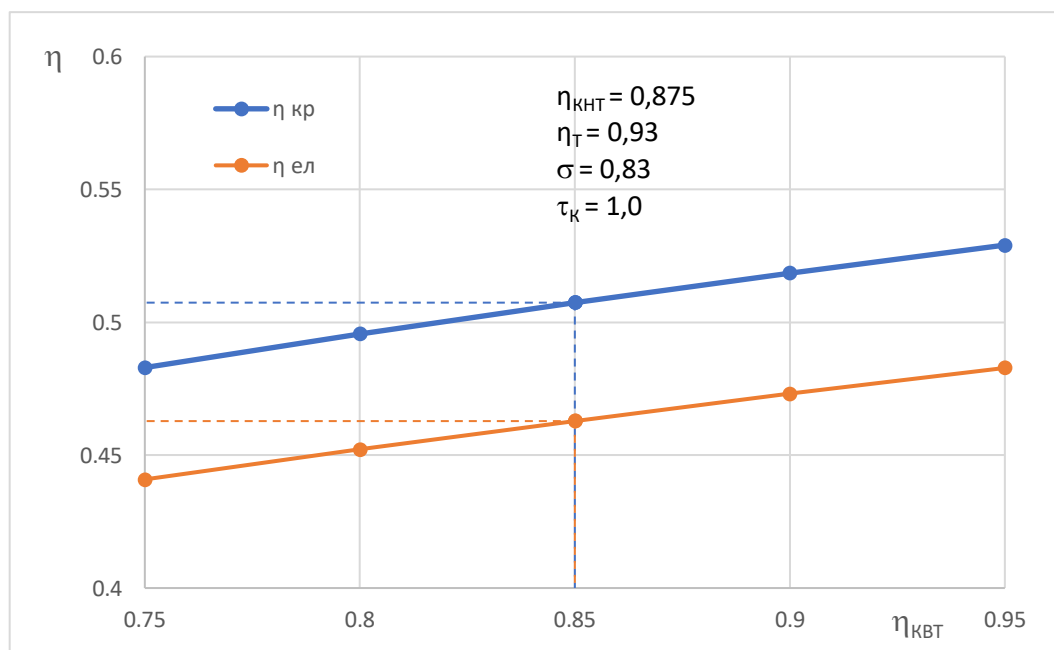


Рисунок 3.7 – Залежність ККД ГТУ від ККД компресора високого тиску

Якщо ж взяти значення яке використовується у сьогоденні ГТУ, тобто приблизно 0,8, то електричний ККД ГТУ знизиться до 45%. Для порівняння, ККД сучасних ГТУ становить 33–39%.

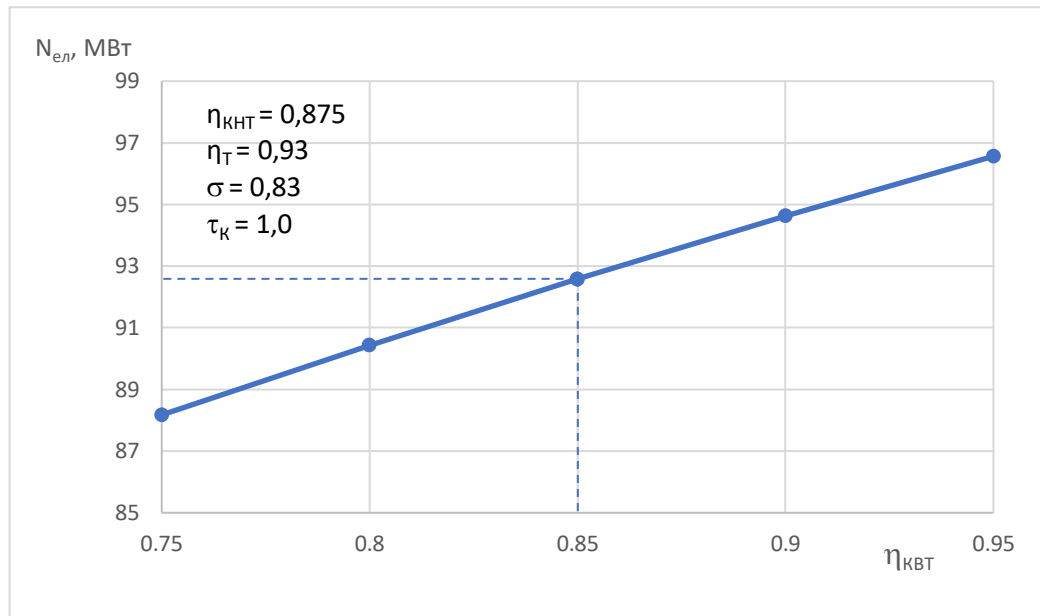


Рисунок 3.8 – Залежність електричної потужності ГТУ від ККД компресора високого тиску

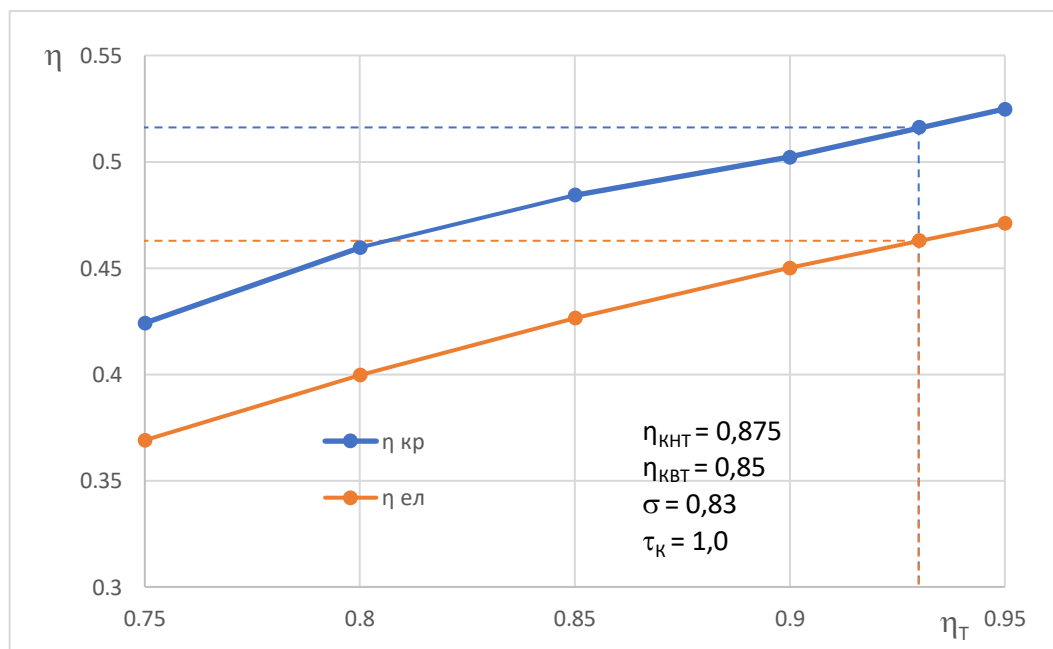


Рисунок 3.9 – Залежність ККД ГТУ від ККД турбіни

Вихідне значення ККД турбіни становить 0,93, електричне ККД циклу якого 46,3%. З графіків бачимо, що при зміні ККД турбіни в діапазоні від 0,75 до 0,95 електричне ККД ГТУ та електрична потужність установки зростає на 9,4% та 19 МВт відповідно (рис. 3.9, 3.10), але ступінь зниження тиску в турбіні зменшується на 49,3%, що свідчить про малі втрати тепла. При зниженні ККД турбіни до базового значення 0,8 отримаємо 80 МВт та 40%.

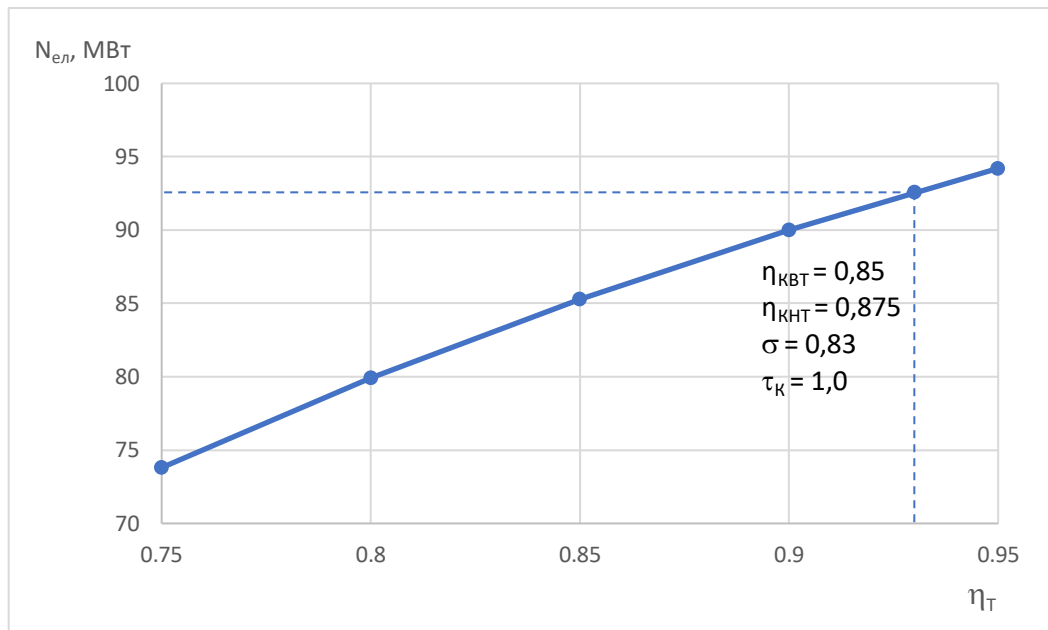


Рисунок 3.10 Залежність електричної потужності ГТУ від ККД турбіни

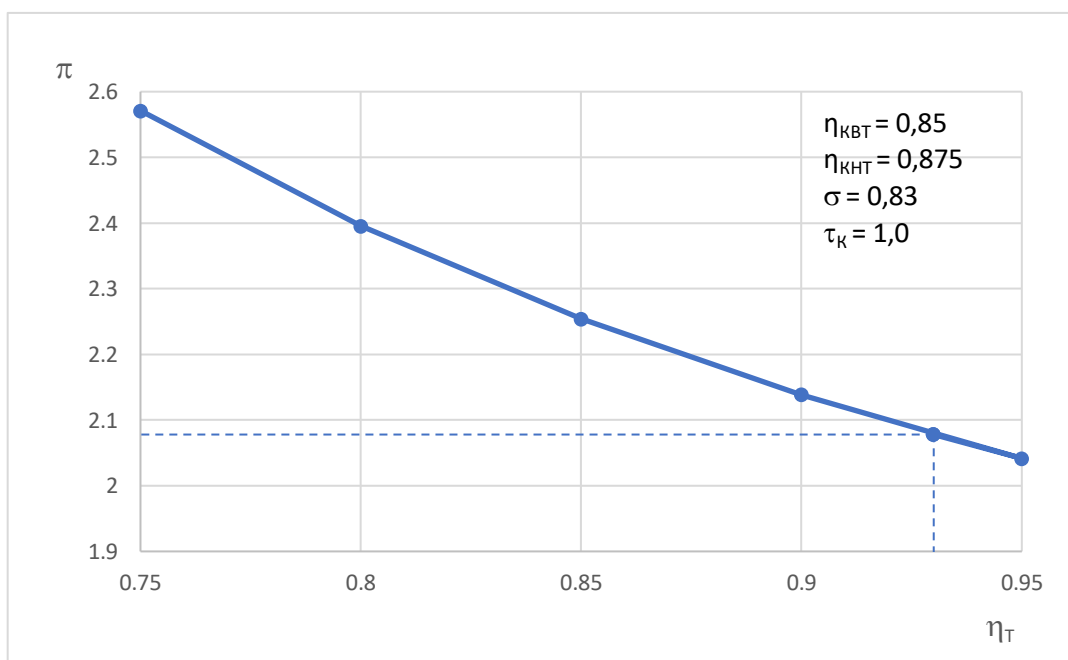


Рисунок 3.11 Залежність ступеня зниження тиску в турбіні від ККД турбіни

За результатами рисунку 3.12, електричне ККД установки зростає від 46,3% до 52,6%, при збільшенні ступеня регенерації теплоти від 0,5 до 0,9 ККД турбіни, електрична потужність знижується на 24,7 МВт(рис. 3.13). Проаналізувавши результати(рис. 3.11), можна помітити, що збільшення ступеня регенерації від його базового значення ($\sigma = 0,83$) спричинює до значного зростання потрібної площі, а при зменшенні(до 0,7) – до втрати електричної потужності на 9%. Звідси доцільно прийняти базове значення.

Застосування регенерації теплоти(для реальних ГТУ це значення відповідає діапазону $0,7 < \sigma < 0,85$) дозволяє підвищити ККД реального циклу, а також підвищити термічну ефективність ГТУ.

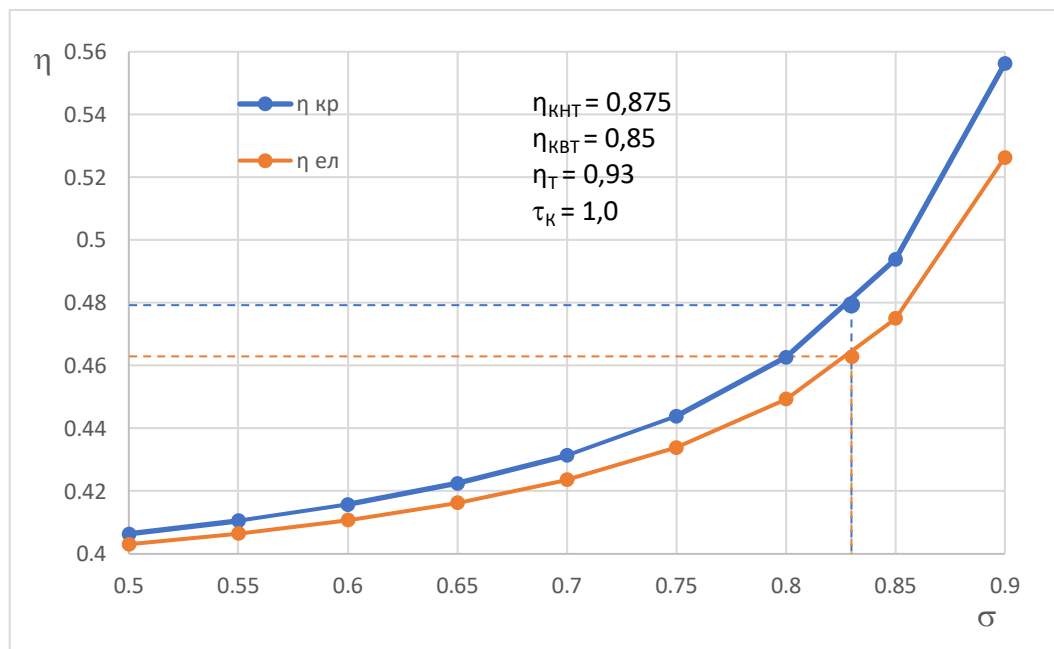


Рисунок 3.12 – Залежність ККД ГТУ від ступеню регенерації теплоти в циклі

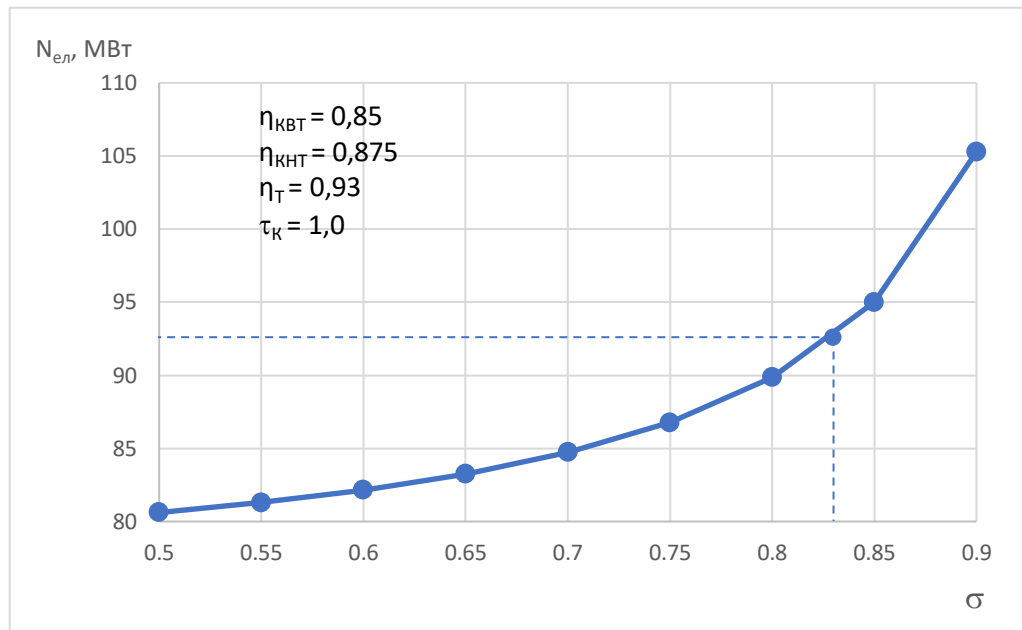


Рисунок 3.13 Залежність електричної потужності ГТУ від ступеню регенерації теплоти в циклі

На рисунку 3.14 та 3.15, при зміні температурного коефіцієнту від 0,95 до 1,1, електрична потужність і ККД ГТУ зменшується в 2 рази. Саме тому температурний коефіцієнт проміжного охолодження повинен мати значення 1,0 задля підтримки високого значення ККД циклу.

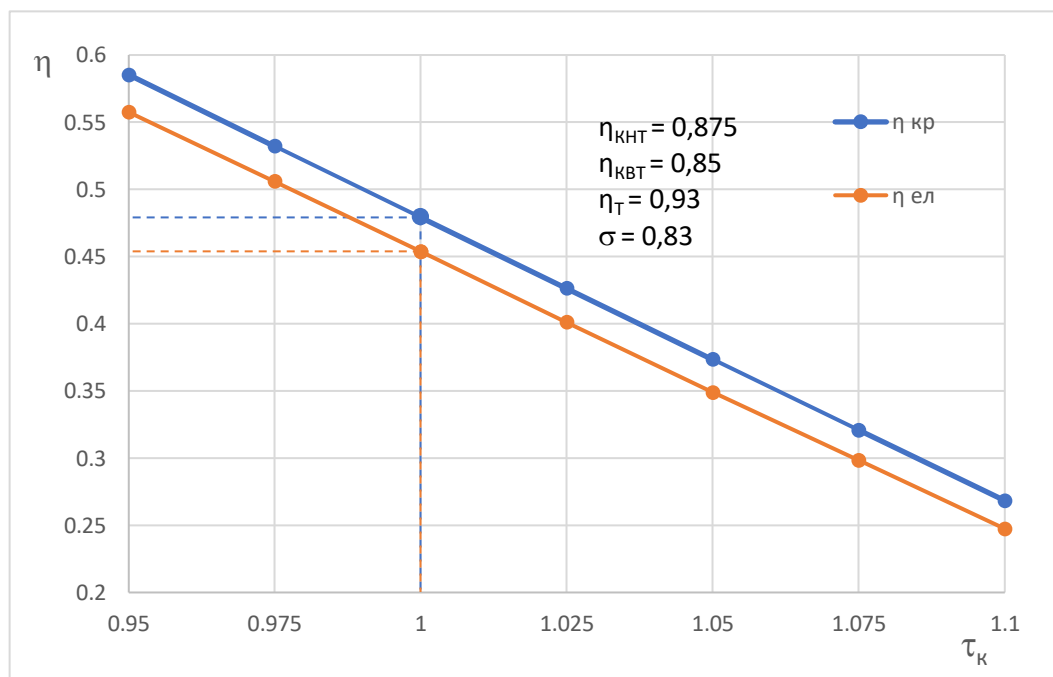


Рисунок 3.14 Залежність ККД ГТУ від температурного коефіцієнту проміжного охолодження в компресорі

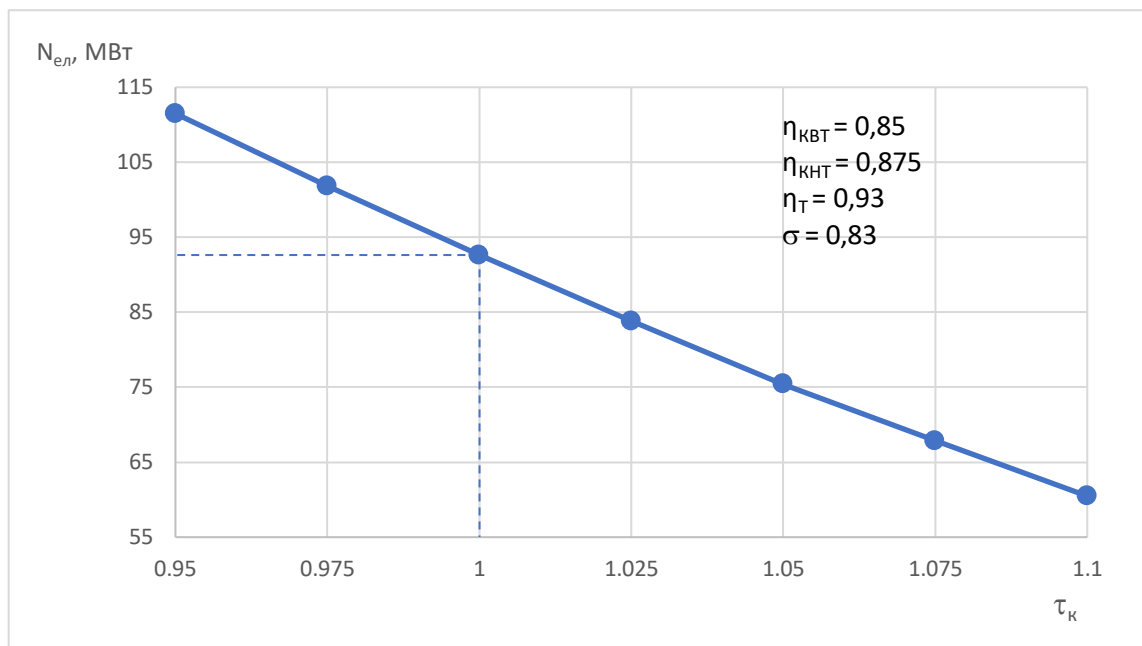


Рисунок 3.15 – Залежність електричної потужності ГТУ від температурного коефіцієнту проміжного охолодження в компресорі

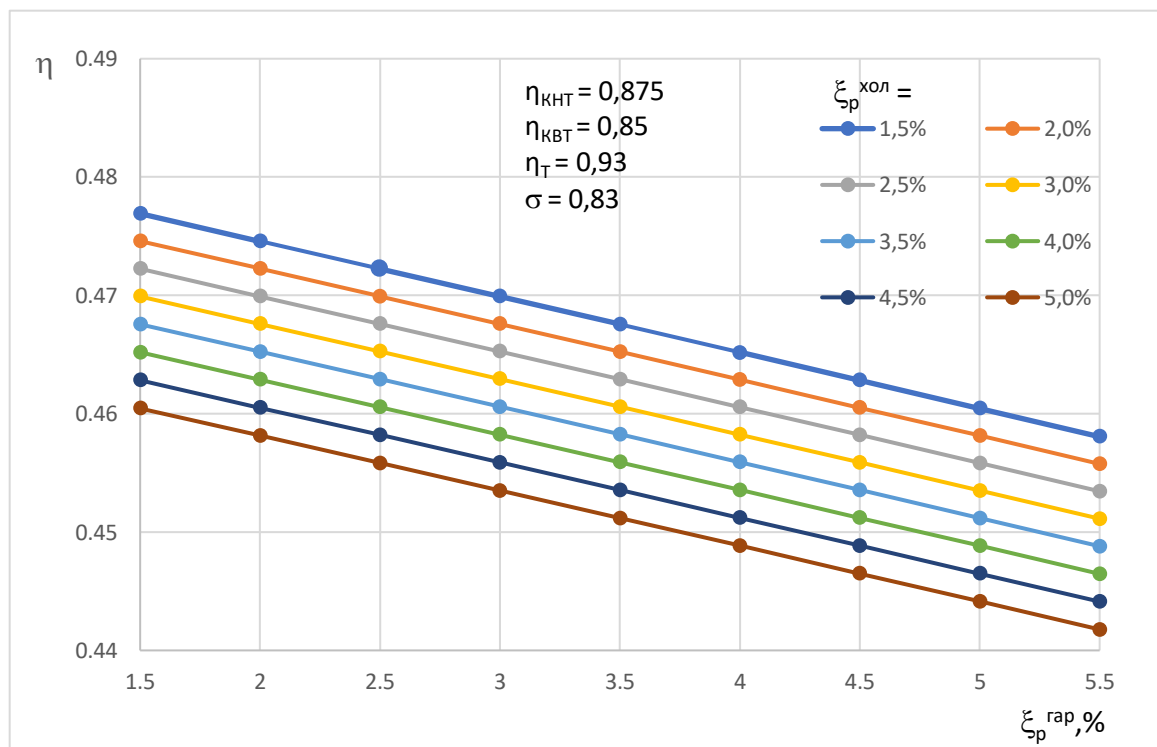


Рисунок 3.16 – Залежність електричного ККД ГТУ від відносних втрат тиску в гарячій та холодній магістралях регенератора для режиму вироблення електроенергії

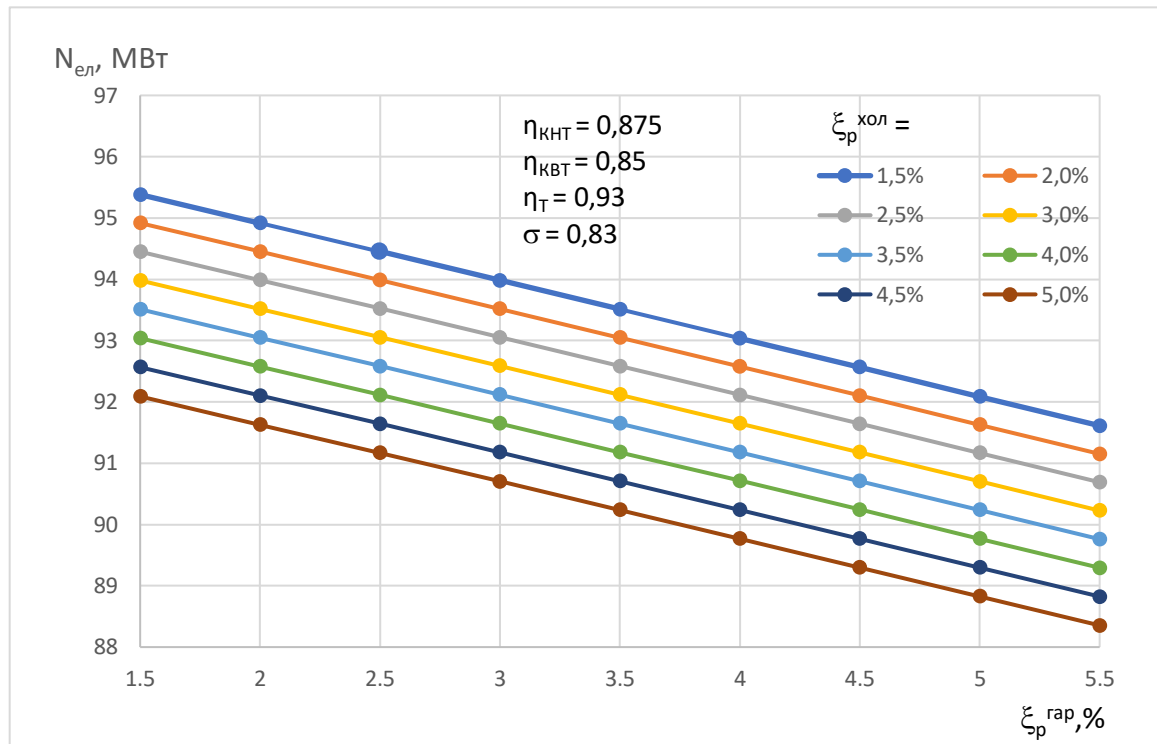


Рисунок 3.17 – Залежність електричної потужності ГТУ від відносних втрат тиску в гарячій та холодній магістралях регенератора для режиму вироблення електроенергії

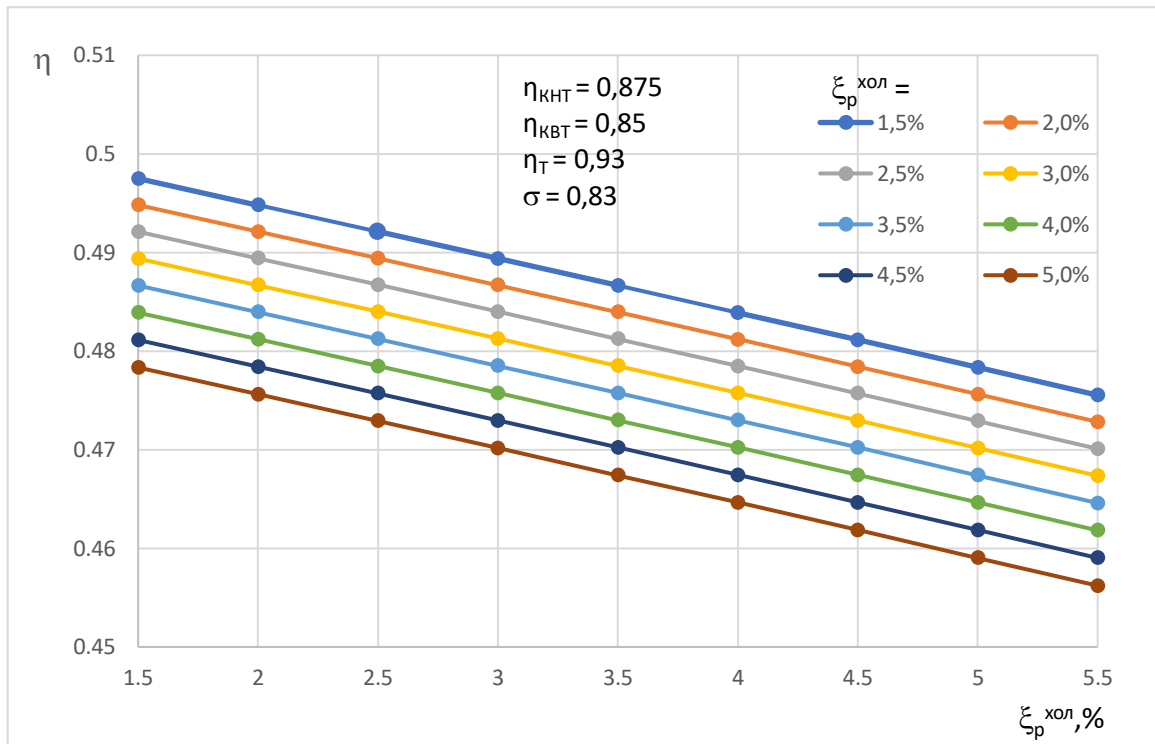


Рисунок 3.18 – Залежність електричного ККД ГТУ від відносних втрат тиску в гарячій та холодній магістралях регенератора для комбінованого режиму

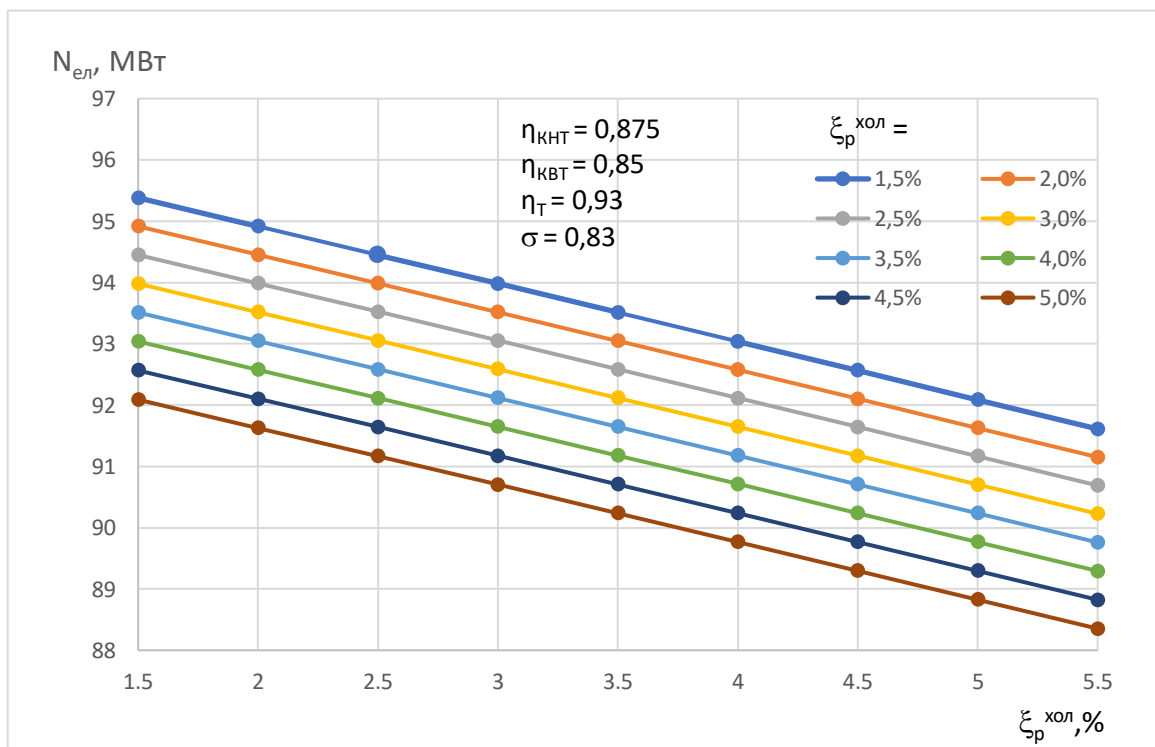


Рисунок 3.19 - Залежність електричної потужності ГТУ від відносних втрат тиску в гарячій та холодній магістралях регенератора для комбінованого режиму

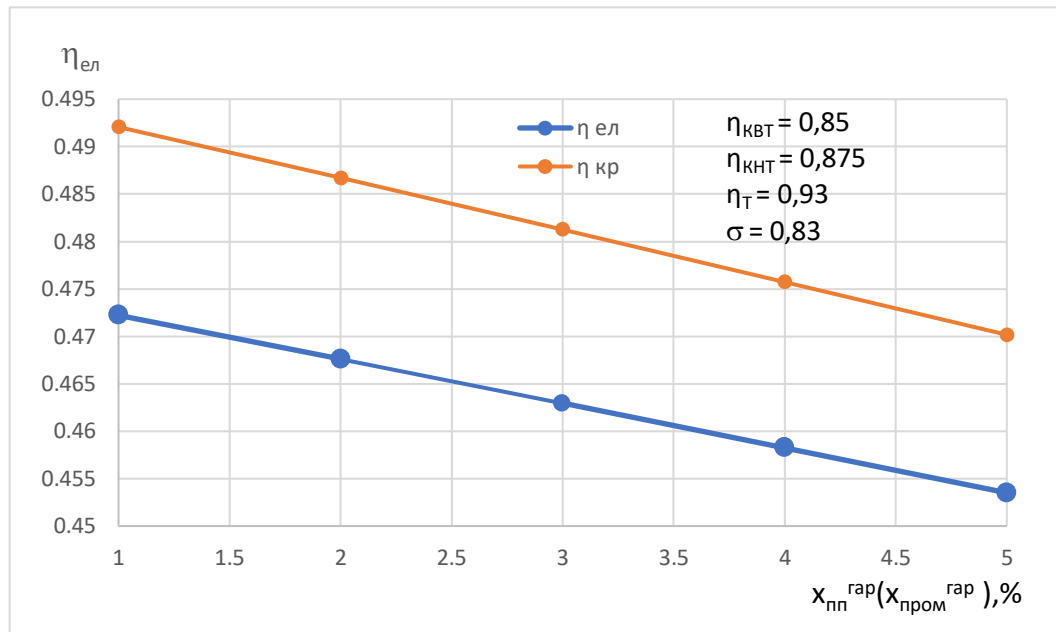


Рисунок 3.20 – Залежність електричного ККД від відносних втрат тиску в гарячій магістралі попереднього та проміжного теплообмінників

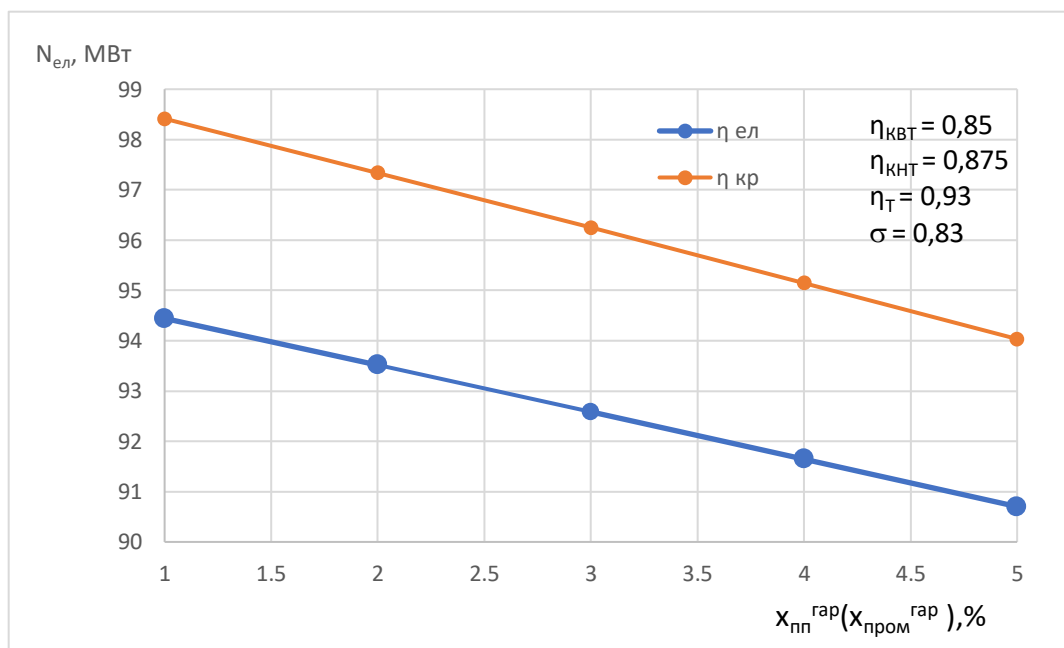


Рисунок 3.21 – Залежність електричної потужності ГТУ від відносних втрат тиску в гарячій магістралі попереднього та проміжного теплообмінників

На рисунку 3.16 – 3.19 при збільшенні відносних втрат тиску в гарячій магістралі регенератора від 3,0% до 5,5% електричний ККД і електрична потужність, при фіксованому значенні холодній магістралі ($\xi_{рег}^{хол} = 3,0\%$) для режиму вироблення

електроенергії, знижується на 1,19% та 2,36 МВт відповідно, а для комбінованого режиму на 1,38% та 2,78 МВт відповідно. Така сама ситуація спостерігається й при збільшенні відносних втрат тиску в холодній магістралі регенератора від 3,0% до 5,0%, при фіксованому значенні гарячій магістралі ($\xi_{\text{per}}^{\text{gap}} = 3,0\%$), електричний ККД і електрична потужність знижується на 0,94% та 1,89 МВт відповідно для режиму вироблення електроенергії, а також для комбінованого режиму 1,11% та 2,22 МВт відповідно.

На рисунку 3.20 та 3.21 зображені залежності електричного ККД та електричної потужності ГТУ від відносних втрат тиску в гарячій магістралі попереднього та проміжного теплообмінників. З цих рисунків чітко зображено збільшення відносних втрат тиску від базового значення 3% до 5% в гарячих магістралях попереднього та проміжного теплообмінників зводить до зниження електричного ККД і потужності установки аналогічно із результатами, що наведені вище для рисунків 3.16 – 3.19. Такі дані зумовлені тим, що рівень втрат тиску в гарячих магістралях попереднього і проміжного теплообмінників впливає на ефективність і потужність ГТУ.

Тому, за вище наведеними результатами відносних втрат тиску в гарячій та холодній магістралі, доцільно прийняти значення 3,0% в якості базового, що відповідає рівню втрат в сучасних теплообмінниках.

Висновки до розділу 3

1) Були проведені розрахунки термодинамічного циклу БПЕ ГТУ ГТ-МГР четвертого покоління з тепловою потужністю 200 МВт.

2) Проаналізовано вплив ККД функціональних елементів ГТУ на ефективність циклу в режимі вироблення електроенергії та в комбінованому режимі. При зростанні відносних втрат тиску в гарячій та холодній магістралях регенератора теплоти від розрахункового значення 3,0% до 5,0% електричний ККД знижуються на 1,19% та на 0,94% відповідно. При зміні температурного коефіцієнту від 0,95 до 1,1, електрична потужність і ККД ГТУ зменшується в 2 рази.

ВИСНОВКИ

Дана дипломна робота посвячена дослідженню термодинамічного циклу ядерної енергетичної установки з тепловою потужністю ядерного реактора 200 МВт з гелієвою турбіною в режимі вироблення електроенергії та в комбінованому режимі – з виробленням електричної та теплової енергії. При проведених дослідженнях отримані наступні результати:

1. Була проведена тарировка з використанням доступної літератури щодо реакторної установки МГР–100ГТ, на основі математичної моделі складного циклу ГТУ для ГТ–МГР з регенерацією теплоти та проміжним охолодженням гелію в компресорі.

2. Отримано результати розрахунків параметрів циклу ГТУ з тепловою потужністю ядерного реактора 200 МВт для режиму вироблення електроенергії та комбінованого режиму.

3. В режимі вироблення електроенергії отримали, що корисна електрична потужність та електричне ККД установки складають 96,47 МВт та 30,15% відповідно. А в комбінованому режимі електрична потужність та електричне ККД складають 60,3 МВт та 30,15% відповідно. Також, було отримано корисну теплову потужність установки для використання в комунальному теплопостачанні, що складає 144,17 МВт.

4. При збільшенні температурного коефіцієнту проміжного охолодження від 0,95 до 1,1 потужність установки падає в 2 рази.

5. Електричне ККД установки зростає від 46,3% до 52,6%, при збільшенні ступеня регенерації теплоти від 0,5 до 0,9 ККД турбіни, електрична потужність знижується на 24,7 МВт. Збільшення ступеня регенерації від його базового значення ($\sigma = 0,83$) спричинює до значного зростання потрібної площі, а при зменшенні (до 0,7) – до втрати електричної потужності на 9%.

6. Збільшення відносних втрат тиску в гарячій магістралі регенератора від 3,0% до 5,5% електричний ККД і електрична потужність, при фіксованому значенні холодній магістралі ($\xi_{\text{рег}}^{\text{хол}} = 3,0\%$) для режиму вироблення електроенергії, знижується

на 1,19% та 2,36 МВт відповідно, а для комбінованого режиму на 1,38% та 2,78 МВт відповідно. А при збільшенні відносних втрат тиску в холодній магістралі регенератора від 3,0% до 5,0%, при фіксованому значенні гарячій магістралі ($\xi_{\text{рег}}^{\text{гар}} = 3,0\%$), електричний ККД і електрична потужність знижується на 0,94% та 1,89 МВт відповідно для режиму вироблення електроенергії, а також для комбінованого режиму 1,11% та 2,22 МВт відповідно.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Муро́гов В.М. Развитие ядерной энергетики: глобальные проблемы и стратегии / В.М.Муро́гов // Бюллетень МАГАТЭ. - 1997. - 39 февраля. – С. 8.
2. Generation IV Nuclear Reactor Comparisons[Electronic resource]. – Regime of access: <http://me1065.wikidot.com/generation-iv-nuclear-reactor-comparisons>
3. M. P. LaBar, A. S. Shenoy, W. A. Simon and E. M. Campbell, “The Gas Turbine-Modular Helium Reactor”, *Nuclear News*, Oct. 2003, p.28.
4. Kiryushin A. GT-MHR Project / A.Kiryushin, N.Kodochigov, et al., “Project of the GT-MHR high-temperature helium reactor with gas turbine”, *Nucl. Eng. Design*, 173, 117-129(197).
5. Инновационные ядерные системы IV поколения[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.atomic-energy.ru/technology/34307>
6. A. J. Neylan, A. Shenoy, A. Silady, F.A. Dunn, T.D. Dunn, “GT-MHR Design, Performance, and Safety”, Nov. 1994, p.12.
7. Molten Salt Reactors [Electronic resource]. – Regime of access: <https://whatisnuclear.com/msr.html>
8. Ю. В. Варечкин, М. Ю. Храмов, “Эксплуатация судовых турбомашин”, ФБОУ ВПО «ВГАВТ», 2012. – 104 с.
9. Petersen, H. The Properties of Helium: Density, Specific Heats, Viscosity, and Thermal Conductivity at Pressures from 1 to 100 bar and from Room Temperature to about 1800 K [Текст]/ H. Petersen// Danish Atomic Energy Commision Research Establishment Rise Engineering Department Section of Experimental Technology. – 1970. – rep. №224.
10. Столяревский, А.Я. The use of High-Modular Helium Rreactor for heating energy-intensive production [Текст]/ А.Я. Столяревский, Н.Г. Кодочигов, А.В. Васяев// Новости теплоснабжения. – 2011.– №2. – С. 39-43.

11. Колпаков, Г.Н. Конструкции ТВЭЛов, каналов и активных зон энергетических реакторов: учебное пособие [Текст]/ Г.Н. Колпаков, О.В. Селиваникова – Т.: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 118 с.
12. Malcolm P. LaBar The Gas Turbine – Modular Helium Reactor: A Promising Option for Near Term Deployment.
13. HJ Arniker, Основы ядерной химии, 4-е изд. (New Age Intl., 1996), стр. 248.