

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

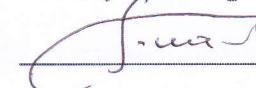
Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова

Машинобудівний навчально-науковий інститут

Кафедра турбін

«Допущений до захисту»

Завідувач кафедри


" 12 " 12 2024 р. .

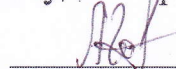
КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття ступеня вищої освіти "магістр"

на тему: *Розробка та дослідження контактного ГТА з теплоутилізаційним контуром на базі компресорного блоку ГТД ДБ90 для електростанції*

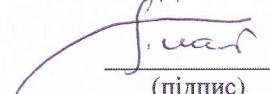
Виконав:

студент групи 6231м


(підпис) Говоруха О.В.

Керівник роботи:

канд. техн. наук, доцент


(підпис) Ващиленко М.В.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова
Навчально-науковий машинобудівний інститут

Кафедра турбін

ПОЯСНЮВАЛЬНА
ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи

на здобуття ступеня вищої освіти «магістр»

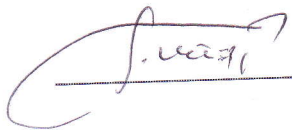
на тему: *Розробка та дослідження контактного ГТА з теплоутилізаційним контуром на базі компресорного блоку ГТД ДБ90 для електростанції*

В роботі проведено аналіз сучасних досліджень та розробок в області підвищення ефективності комбінованих та контактних ГТА; розроблено математичну модель для дослідження термодинамічного циклу та досліджено схему і термодинамічний цикл контактного ГТА з ТУК; проведено оптимізацію та аналіз параметрів термодинамічного циклу контактного ГТА з ТУК; проведено термодинамічні та теплові розрахунки циклу та схеми контактного ГТА з ТУК; необхідні конструктивні розрахунки; огляд заходів з техніки безпеки, та охорони праці, а також заходи по захисту навколишнього середовища, ЦО при використанні розроблюваного контактного ГТА з ТУК на блочній електростанції

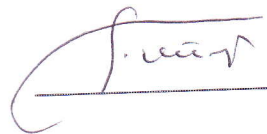
Студент групи 6231м

 Говоруха О.В.

Керівник роботи

 Ващенко М.В.

Завідувач кафедри

 Патлайчук В.М.

Миколаїв 2024р

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова
Машинобудівний навчально-науковий інститут

Кафедра _____ турбін _____

Спеціальність _____ 142 "Енергетичне машинобудування" _____

Освітня програма _____ "Газотурбінні установки і компресорні станції" _____

ЗАТВЕРДЖУЮ
Гарант освітньої програми

“ _____ ” _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ на здобуття ступеня вищої освіти "магістр"

Студент _____ Говоруха О.В. _____

1. Тема роботи: **"Розробка та дослідження контактного ГТА з теплоутилізаційним контуром на базі компресорного блоку ГТД ДБ90 для електростанції"**

Керівник роботи: _____ канд. техн. наук, доцент Ващиленко М.В.

Затверджені наказом ректора № _____ від « _____ » _____ 2024 року

2. Термін подання роботи: _____ 20.12.2024 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) _____

4. Перелік питань, що належать до розробки (найменування розділів)

4.1. Огляд літератури та аналіз сучасних досліджень в області підвищення ефективності комбінованих та контактних ГТА.

4.2. Розробка схеми та термодинамічного циклу контактного ГТА з ТУК.

4.3. Математична модель для дослідження термодинамічного циклу контактного ГТА з ТУК.

4.4. Параметричний аналіз термодинамічного циклу контактного ГТА з ТУК.

4.5. Вибір та обґрунтування параметрів схеми перспективного контактного ГТА з ТУК на базі компресорного блоку ГТД ДБ90 для електростанції.

4.6. Конструктивні розрахунки, компонування та конструювання контактного ГТА з ТУК для електростанції.

4.7. Заходи по техніці безпеки, та охороні праці.

4.8. Заходи по захисту навколишнього середовища, ЦО.

5. Перелік графічного матеріалу

5.1. Основні положення математичної моделі для дослідження циклу контактного ГТА з ТУК.

5.2. Ілюстративний матеріал по результатах дослідження

5.3. Компоновочне креслення контактного ГТА з ТУК на базі компресорного блоку ГТД ДБ90 для електростанції.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

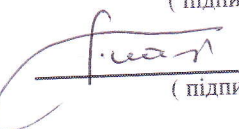
№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи (КР)	Термін виконання етапів	Примітка
1	Інформаційний пошук	01.09.2024	
2	Розробка схеми та термодинамічного циклу контакт-ного ГТА з ТУК	10.09.2024	
3	Розробка математичної моделі для дослідження ци-клу контактного ГТА з ТУК	20.09.2024	
4	Дослідження та оптимізація параметрів циклу конта-ктного ГТА з ТУК	10.10.2024	
5	Конструктивні розрахунки, компонування та конст-руювання контактного ГТА з ТУК для електростан-ції	1.11.2024	
6	Компоновочне креслення контактного ГТА з ТУК для електростанції	25.11.2024	
7	Охорона праці	2.12.2024	
8	Охорона навколишнього середовища та ЦО	10.12.2024	
9	Оформлення КР та подання її до захисту	20.12.2024	

Студент

Керівник роботи


(підпис)

Говоруха О.В.


(підпис)

Вашиленко М.В.

3MICT

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА.....	2
АНОТАЦІЯ.....	7
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ ТА АНАЛІЗ СУЧАСНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ В ОБ- ЛАСТІ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КОМБІНОВАНИХ ТА КОНТАКТНИХ ГТА.....	10
1.1. Методи підвищення ефективності ГТА використанням утилізації тепла відхі- дних газів в пароводяному ТУК.....	11
РОЗДІЛ 2 РОЗРОБКА СХЕМИ ТА ТЕРМОДИНАМІЧНОГО ЦИКЛУ КОНТАКТ- НОГО ГТА З ТУК.....	22
2.1 Розробка схеми та термодинамічного циклу контактного ГТА з ТУК.....	23
2.2 Математична модель для дослідження термодинамічного циклу та схеми кон- тактного ГТА з ТУК.....	26
2.3 Оптимізація та аналіз параметрів термодинамічного циклу контактного ГТА з ТУК.....	38
РОЗДІЛ 3 ТЕПЛОВИЙ РОЗРАХУНОК СХЕМИ ПЕРСПЕКТИВНОГО КГТА З ТУК.....	43
3.1 Детальний тепловий розрахунок схеми КГТА з ТУК на режимі повної потуж- ності.....	44
РОЗДІЛ 4 ГАБАРИТНО-КОМПОНУВАЛЬНИЙ РОЗРАХУНОК ГТД ТА ПОБУ- ДОВА ЕСКІЗУ ЙОГО МЕРИДІОНАЛЬНОГО ПЕРЕРІЗУ.....	58
4.1 Визначення габаритних розмірів осьових компресорів ГТД.....	59
4.2 Визначення габаритних розмірів камери згоряння ГТД.....	66
4.3 Визначення габаритних розмірів осьових турбін ГТД.....	68
4.4. Визначення габаритних розмірів теплообмінних апаратів ГТД.....	77
4.4.1. Габаритний розрахунок утилізаційного парогенератора.....	77
4.4.2 Габаритний розрахунок ПГК.....	86

Підпис та дата		ТУК.....38		
		РОЗДІЛ 3 ТЕПЛОВИЙ РОЗРАХУНОК СХЕМИ ПЕРСПЕКТИВНОГО КГТА З		
Інв. № дубл.		ТУК.....43		
		3.1 Детальний тепловий розрахунок схеми КГТА з ТУК на режимі повної потужності.....44		
Взам. інв. №		РОЗДІЛ 4 ГАБАРИТНО-КОМПОНУВАЛЬНИЙ РОЗРАХУНОК ГТД ТА ПОБУДОВА ЕСКІЗУ ЙОГО МЕРИДІОНАЛЬНОГО ПЕРЕРІЗУ.....58		
		4.1 Визначення габаритних розмірів осьових компресорів ГТД.....59		
Підпис та дата		4.2 Визначення габаритних розмірів камери згоряння ГТД.....66		
		4.3 Визначення габаритних розмірів осьових турбін ГТД.....68		
Інв. № подл.		4.4. Визначення габаритних розмірів теплообмінних апаратів ГТД.....77		
		4.4.1. Габаритний розрахунок утилізаційного парогенератора.....77		
		4.4.2 Габаритний розрахунок ПГК.....86		
		КР.142.6231м.04.ВС.ПЗ		
		Арк.		
		5		
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

Анотація

до кваліфікаційної роботи на тему:

«Розробка та дослідження контактного ГТА з теплоутилізаційним контуром на базі компресорного блоку ГТД ДБ90 для електростанції»

Згідно з завданням кафедри «Турбін» розроблено контактний ГТА з ТУК на базі компресорного блоку ГТД ДБ90 для електростанції.

Розроблений агрегат має такі технічні характеристики:

- номінальна потужність $N_e = 41,2$ МВт;
- температура газу перед ТВТ $T_3 = 1480$ К;
- ефективний ККД ПГТА $\eta_e = 41,3$ %;
- питома потужність $N_{\text{пит}} = 572,61$ кВт/(кг/с);
- питома витрата палива $C_N = 0,2031$ кг/(кВт·год.);
- загальна міра підвищення тиску повітря в циклі $\pi_{\text{КС}} = 19,68$;
- частота обертання вихідного вала ГТД $n_{\text{ГТ}} = 3000$ об/хв.;
- ресурс агрегату — 80000 годин (9 років);
- ресурс ГТД до капітального ремонту — 20000 годин.

В процесі проектування проведені наступні заходи:

1. Вибір теплової схеми та обґрунтування термодинамічних параметрів агрегату;
2. Розрахунок теплової схеми агрегату на режимі повної потужності;
3. Визначення габаритних розмірів основних елементів установки;
4. Конструктивні розрахунки, компоновання та конструювання контактної ГТА з ТУК для електростанції;
5. Заходи по техніці безпеки, та охороні праці;
6. Заходи по захисту навколишнього середовища, цивільної охороні.

Підпис та дата						
Інв. № дубл.						
Взам. інв. №						
Підпис та дата						
Інв. № подл.						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.ВС.ПЗ	Арк.
						7

ВСТУП

Актуальність теми. Потребність в електричній енергії у світі постійно зростає, і спосіб її видобування багато в чому визначає майбутнє людства. Газотурбінні установки набувають дедалі ширшого застосування в енергетиці. Окрім використання ГТА для транспортування природного газу, їх все частіше встановлюють на електростанціях для покриття пікових і напівпікових навантажень або як резервні джерела енергії. Це пояснюється рядом переваг ГТА у порівнянні з іншими установками, до числа яких відносять:

- малу питому масу;
- компактність;
- високу агрегатну потужність одного двигуна;
- високий ступінь автоматизації;
- можливість швидкої агрегатної заміни, що сприяє зменшенню затрат праці при ремонті.

Але незважаючи на ці переваги, ГТА мають і недоліки, головний з яких – це більша питома витрата палива, у порівнянні з дизельними двигунами. Можна назвати такі основні напрями удосконалення газотурбінних агрегатів:

- підвищення початкових параметрів робочого тіла (температури та тиску газу перед турбінною частиною), що дає збільшення термічного ККД термодінамічного циклу та зменшення питомої витрати палива ГТА;
- вдосконалення окремих елементів та вузлів ГТД (компресора, турбіни, камери згоряння, тощо) що також підвищує економічність;
- розвиток теплової схеми ГТА введенням до його складу додаткових теплообмінних апаратів: теплоутилізаційного парогенератора, регенератора, повітроохолоджувача; також утилізаційної парової турбіни;

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	КР.142.6231м.04.ВС.ПЗ					Арк.
										8
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

– максимальне зменшення викидів шкідливих речовин у навколишнє середовище - вдосконаленням процесів і конструкції КЗ ГТД.

Представлена кваліфікаційна робота присвячена вирішенню проблеми підвищення ефективності газотурбінних двигунів шляхом введення, утилізації тепла вихлопних газів із застосуванням енергетичного вприску водяної пари в камеру згоряння ГТД.

Мета і завдання дослідження. Метою даної наукової роботи є розробка і дослідження контактного ГТА з ТУК, що проектується на базі компресорного блоку ГТД ДБ90 для електростанції, і може бути реалізованим з використанням вітчизняних технологій та вузлів вже існуючих двигунів.

Об'єкт дослідження – процеси у термодинамічному циклі контактного ГТА з ТУК, створеного на базі компресорного блоку ГТД ДБ90 для електростанції.

Предмети дослідження – термодинамічний цикл і теплова схема контактного ГТА з ТУК, створеного на базі компресорного блоку ГТД ДБ90 для електростанції.

Методи дослідження – математичне моделювання термодинамічних процесів в ГТА, оптимізація параметрів та аналіз показників, що характеризують економічність енергетичних установок та обладнання; також проведення числового дослідження, оптимізаційних розрахунків та аналізу за допомогою спеціально розробленого комп'ютерного програмного забезпечення.

Наукова новизна одержаних результатів. На основі результатів математичного моделювання вперше проведено порівняльне дослідження ефективності контактного ГТА з ТУК і ГТА простого циклу для рівня технологій вітчизняного розробника та виробника газотурбінних двигунів – НВКГ "Зоря" – "Машпроект". Обґрунтованість і достовірність наукових положень підтверджено ідентифікацією алгоритму та математичної моделі за параметрами та показниками вітчизняних ГТД.

Інв. № подл.	Підпис та дата																				
	Інв. № дубл.																				
	Взам. інв. №																				
	Підпис та дата																				
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="3">КР.142.6231м.04.ВС.ПЗ</td><td rowspan="3">Арк. 9</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Зм.</td><td>Лист</td><td>№ докум.</td><td>Підпис</td><td>Дата</td></tr></table>										КР.142.6231м.04.ВС.ПЗ	Арк. 9						Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
					КР.142.6231м.04.ВС.ПЗ	Арк. 9															
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата																	

Інв. № подл.	Підпис та дата		Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.01.ПЗ Огляд літератури та аналіз сучасних досліджень в області підвищення ефективності комбінованих ГТА з ТУК
Студент	Говоруха О.В.				
Керівник	Ващиленко М.В.				
Зав. каф.	Патлайчук В.М.				

Літ.	Арк.	Аркушів
	10	12
НУК		

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ ТА АНАЛІЗ СУЧАСНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ В ОБЛАСТІ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КОМБІНОВАНИХ ТА КОНТАКТНИХ ГТА

1.1. Методи підвищення ефективності ГТА використанням утилізації тепла відхідних газів в пароводяному ТУК

Використання газотурбінного двигуна як приводу для генератора електроенергії економічно доцільне, коли електростанція розташована у важкодоступних районах, де немає магістральних електромереж, або для резервного енергопостачання в аварійних ситуаціях. Тому підвищення ефективності таких газотурбінних установок є важливим завданням [1].

Незаперечні переваги газотурбінних установок (ГТУ) підтверджені в роботах численних вітчизняних і зарубіжних дослідників та відображені у всіх документах перспективного енергопланування та енергозбереження. ГТУ стали основою енергетики в розвинених країнах. Світовий випуск енергетичних ГТУ, у перерахунку на загальну електричну потужність, становить 30 – 35 млн кВт на рік. Ці установки активно розвиваються і впроваджуються в таких країнах, як Японія, Англія, Німеччина, Італія, США та інших.

Газотурбінні двигуни, а також когенераційні та парогазові установки, створені на їх основі, сьогодні є одними з найбільш перспективних напрямів у розробці високоефективних, маневрових і екологічно чистих енергетичних установок. Вони необхідні для згладжування добових і сезонних навантажень енергосистеми.

Тільки у США в 1998 році для модернізації старих та будівництва нових електростанцій було замовлено 200 великих газотурбінних установок (60 замовників) із загальною потужністю 66 млн кВт. Комбіновані газопарові установки (ГПУ) активно розвиваються у різних галузях промисловості, займаючи особливо важливе місце в електроенергетиці та судновій енергетиці. Враховуючи, що частка газу в паливному балансі світу перевищує 60%, впровадження високоефективних газопарових технологій є загальновизнаною стратегією розвитку теплової енергетики. Сьогодні багато країн використовують ГПУ з утилізаційними котлами

Підпис та дата						
Інв. № дубл.						
Взам. інв. №						
Підпис та дата						
Інв. № подл.						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.01.ПЗ	Арк.
						11

для нових електростанцій, що працюють на природному газі. Їхній коефіцієнт корисної дії (ККД) вже досяг 39 – 42%, і в найближчій перспективі він може зрости до 48 – 50%.

В даний час розроблені вітчизняні газотурбінні двигуни (ГТД) четвертого та п'ятого покоління, на базі яких планується створення газопарових установок (ГПУ) нового покоління. Це вимагає розробки програмних продуктів нового рівня на основі математичних моделей устаткування з великою кількістю рівнів котлів-утилізаторів за тиском, а також з уприскуванням води або пари в проточну частину ГТД. Таким чином, ця тема є актуальною для України.

У табл. 1.1. наведені характеристики найбільш ефективних вітчизняних та закордонних комбінованих ГТА з теплоутилізуючим контуром (ТУК). [1; 2; 3]

Таблиця 1.1 – Характеристики найбільш ефективних вітчизняних та закордонних ГТА з складним термодинамічним циклом

Модель ГТД	Виробник	Потужність (ISO), кВт	ККД (ISO),%
MS6001C Combined Cycle Performance S106C	General Electric Co. (США)	62800	54
WR-21	Rolls Royce (Великобританія)	25200	42,3
Водолей	НВКГ "Зоря"- "Машпроект" (Україна)	25000	42,02
LM2500PH	General Electric Co. (США)	27760	40,7
LM5000 STIG	General Electric Co. (США)	47020	39
FT8 PowerPac	MAN Turbomaschinen (Німеччина)	25490	38,1
SGT-700	Siemens (Німеччина)	29100	36,0

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	

Підвищення ефективності ГТУ є важливою науково-технічною проблемою. Актуальність завдання підвищення теплової економічності енергетичних ГТА стає усе більш гострою у зв'язку з безперервно зростаючими цінами на вуглеводневе паливо.

Значна увага приділяється розробці схем газотурбінних агрегатів в яких енергія вихлопних газів ГТД використовується для вироблення пари в котлі-утилізаторі. Отримана пара підводиться у камери згоряння ГТД, а потім газопарова суміш потрапляє в проточну частину газової турбіни як додаткове робоче тіло, в результаті чого відбувається збільшення потужності ГТД. Установки такого типу працюють по циклу STIG. Ще одним позитивним ефектом установок, працюючих по циклу STIG, є істотне поліпшення екологічних параметрів ГТД. Частина пари, що підводиться до ГТД подається в зону горіння камери згорання двигуна. При цьому відбувається оптимізація процесу згорання палива і істотне зниження рівня емісій по оксидах азоту (NO_x).

Українська компанія НВКГ "Зоря"-«Машпроект» представляє два варіанти установок, які працюють за циклом STIG: установки із неконвертованою (S1) та конвертованою (S2) проточною частиною газотурбінного двигуна.

На підприємстві НВКГ "Зоря" – "Машпроект" з України була розроблена унікальна технологія під назвою "Водолій" для зменшення витрат на підготовку живильної води. Ця технологія дозволяє виділяти пару з вихлопних газів та зберігати конденсат води для подальшого повторного використання у процесі. [2]

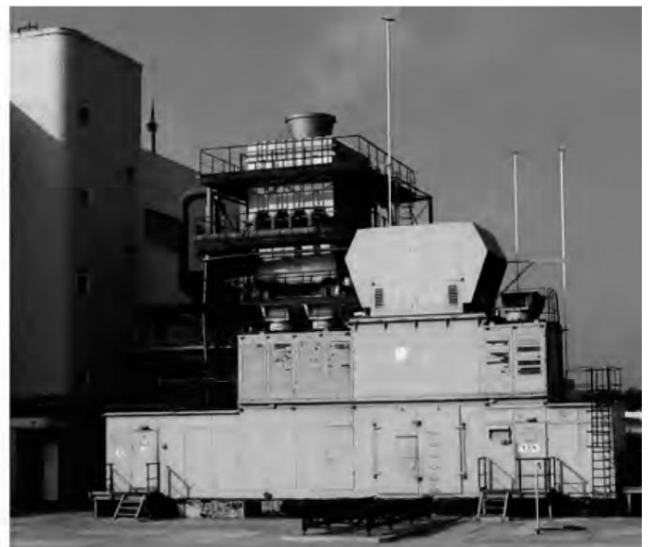
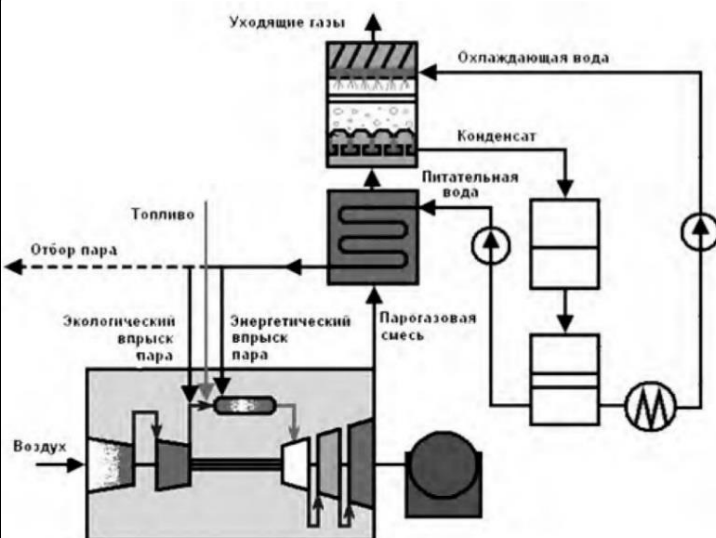


Рис. 1.1 Принципова схема та зовнішній вигляд КГПТУ «Водолій»

Підпис та дата	Підпис та дата	Підпис та дата	Підпис та дата	Підпис та дата
Інв. № дубл.	Інв. № дубл.	Інв. № дубл.	Інв. № дубл.	Інв. № дубл.
Взам. інв. №	Взам. інв. №	Взам. інв. №	Взам. інв. №	Взам. інв. №
Інв. № подл.	Інв. № подл.	Інв. № подл.	Інв. № подл.	Інв. № подл.

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

КР.142.6231м.04.01.ПЗ

Арк.
13

При розгляді процесу поглибленої утилізації теплоти відпрацьованих газів було встановлено, що її можливо досягти за рахунок збільшення витрати води через економайзерну ділянку котла-утилізатора. Але отримана в економайзері «додаткова» вода (з параметрами біля лінії насичення) не може перетворюватися в пару в зв'язку з нестачею на цей процес теплоти відпрацьованих газів необхідного температурного потенціалу. Разом з тим, у газопаротурбінних енергоустановках, що реалізують технологію „Водолій”, існують термодинамічні процеси, які здатні використовувати отриману в економайзері «додаткову» воду для підвищення ефективності установки. Принципова теплова схема КГПТУ «Водолій» надається на рис. 1.1.

Одним із таких термодинамічних процесів є процес зволоження повітряного потоку на вході в компресор газотурбінного двигуна ГТД. [3]

Характерною особливістю ГТД є те, що біля двох третин потужності, що виробляється його турбінами, витрачається на привод компресорів. При цьому ця потужність тим більша, чим вище температура повітря навколишнього середовища, що надходить у компресори.

Як показують дослідження, одним з шляхів підвищення ефективності роботи компресора є ізотермування процесу стиснення повітря, тобто наближення кінцевої температури стиснення до початкової. Вирішити це завдання можна декількома способами, але найпростіший – це змішування циклового повітря на вході в компресор з дисперговою водою. Тим часом, реалізація процесу контактного охолодження вимагає великих витрат води, оскільки охолоджувальна вода у вигляді пари разом з відпрацьованими газами викидається в навколишнє середовище. Крім того, для уникнення сольових відкладень на деталях компресорів зволоження циклового повітря необхідно здійснювати добре очищеною водою. В комплексі це призводить до значних витрат коштів на водопідготовлення. Однак, якщо воду, що подається в компресор, потім вловлювати на виході з установки, наприклад, шляхом її конденсації з відпрацьованих газів, як це робиться в установках типу «Водолій», то цей недолік усувається. В цьому випадку проблема підвищення ефективності енергоустановки шляхом ізотермування процесу стиснення повітря в компресорі ГТД впорскуванням охолоджувальної води із проблеми теоретичної переходить в область

Інв. № подл.	Підпис та дата				Інв. № дубл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	Інв. № подл.	
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.01.ПЗ						Арк. 14

реального технічного використання. Термо- і газодинамічні процеси, що протікають у компресорі ГТД при подачі води в циклове повітря, складні і мають велику кількість особливостей, котрі суттєво залежать від конструктивного виконання проточної частини двигуна і системи впорскування води. В зв'язку з цим найбільш надійним і раціональним залишається експериментальний метод визначення експлуатаційних характеристик енергоустановки, що отримані в результаті впорскування води у повітряний потік.

Найбільш детально і повно ці дослідження проведено в роботі де в якості об'єкта дослідження використано газотурбінний двигун UGT15000 потужністю 16 МВт, який складається з компресора низького тиску (КНТ) з турбіною низького тиску (ТНТ), компресора високого тиску (КВТ) з турбіною високого тиску (ТВТ) та чотирьох ступеневої силової турбіни (СТ). Система подачі води на вхід КНТ складалась з 16 двоканальних форсунок з колекторами підводу води і повітря, завдяки чому середній діаметр крапель не перевищував 40-50 мкм. Витрата води в період експерименту визначалась з характеристик форсунок і перевірялась за зміною її рівня у витратному баку. Загальне напруження ГТД за період досліджень становило 495 годин, в тому числі з впорскуванням води – 132 години. Протягом всіх експериментів з подачею води на вхід КНТ спостерігалась надійна і стійка робота двигуна.

При порівнянні вихідних характеристик „сухого” ГТД і характеристик з впорскуванням 0,95 кг/с води на вхід КНТ за умови постійної потужності ГТД, було встановлено наступне:

- масова витрата палива практично не змінюється;
- частота обертів турбокомпресора низького тиску (ТКНТ) практично не змінюється;
- частота обертів турбокомпресора високого тиску (ТКВТ) зменшується;
- температура газу за ТНТ зменшується на 60 – 40⁰С. Більші цифри відповідають меншим значенням потужності ГТД.

Порівняння тих само характеристик за умови постійної температури парогазового потоку за ТНТ показало:

- абсолютний приріст потужності в залежності від температури газу за ТНТ

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	КР.142.6231м.04.01.ПЗ					Арк.
										15
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

залишається практично сталим і дорівнює 2,5 – 2,7 МВт (15,6-16,9%);

- ККД ГТД збільшується, але при підвищенні режиму роботи ГТД це збільшення уповільнюється. При потужності 8,3 МВт двигуна він збільшується на 4,5 % (абсолютних), а при потужності 15 МВт він збільшується всього на 0,6 % (абсолютних).

Під час дослідів не було виявлено впливу на параметри двигуна дисперсності і температури розпилю води. Разом з тим, за допомогою спеціальних індикаторів, що були встановлені в роз'ємах компресорів і камери згоряння, упродовж проточної частини цих елементів виявлено вибивання води. При цьому найбільш інтенсивне її вибивання спостерігається з проточної частини компресорів майже на всіх режимах роботи крім максимального. Разом з тим, розрахунковою оцінкою води, яка випаровується впродовж проточної частини компресорів і камери згоряння встановлено, що на режимах максимальної потужності ГТД частина води доходить до камери згоряння і потребує на своє випаровування додаткових витрат палива. Саме ця обставина і є поясненням зменшення інтенсивності зростання ККД при збільшенні потужності ГТД.

Таким чином, отримані результати експериментальних досліджень свідчать про те, що крапельна рідина водоповітряної суміші після надходження в компресор осідає на його робочих лопатках, відцентровою силою скидається на зовнішній корпус компресора і повзе плівкою його внутрішньою поверхнею в бік камери згоряння. При цьому її випаровування здійснюється в основному за рахунок тепла, що надходить від корпусу, і деталей компресора, а не тепла повітряного потоку. Про це наглядно свідчить відсутність впливу дисперсності води на теплотехнічні характеристики ГТД і надходження води в камеру згоряння на режимах максимальної потужності. Крім того, частина рідини доходить до камери згоряння і довиваровується там за рахунок теплоти палива, що суттєво зменшує ефективний ККД енергоустановки.

Подача пари в компресор

Розроблено спосіб виробництва в циклі енергоустановки надлишку насиченої води, за рахунок теплоти якої можливо створювати пару і використовувати її в якості

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	КР.142.6231м.04.01.ПЗ					Арк.
										16
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

додаткового робочого тіла циклу. Як відомо, додаткову воду з параметрами на лінії насичення з подальшим перетворенням її в пару можливо отримувати і в традиційних котлах-утилізаторах, але за рахунок надбудови над ними одного або навіть двох додаткових котлів. У зв'язку з цим традиційний котел-утилізатор перетворюється з одноконтурного котла (котла одного тиску) на багатоконтурний, тобто котел двох або трьох тисків.

Запропонований метод виробництва води з параметрами біля лінії насичення принципово відрізняється від діючих традиційних двоконтурних і триконтурних котлів тим, що здійснюється він в одноконтурному котлі-утилізаторі і має лише збільшену теплообмінну поверхню економайзера. Крім того запропонований котел-утилізатор в порівнянні з традиційними кардинально відрізняється ще й тим, що:

- по-перше, він виробляє значно більшу кількість води з параметрами біля лінії насичення;
- по-друге, вся вироблена вода (основна і додаткова) має високу температуру, яка дорівнює температурі насичення при даному тиску, що значно перевищує температуру насиченої води в другому та третьому контурах традиційних котлів-утилізаторів.

Зокрема, якщо температура виробленої в котлі-утилізаторі пари дорівнює 410°C , а температура відпрацьованих газів на виході з котла-утилізатора 60°C , то витрата додаткової насиченої води на виході з економайзера для ГПТУ «Водолій» потужністю 16 МВт досягає 18,5% від витрати циклового повітря, що майже в 9 разів більше витрати води, яка може впорскуватися в повітря на вході в компресор.

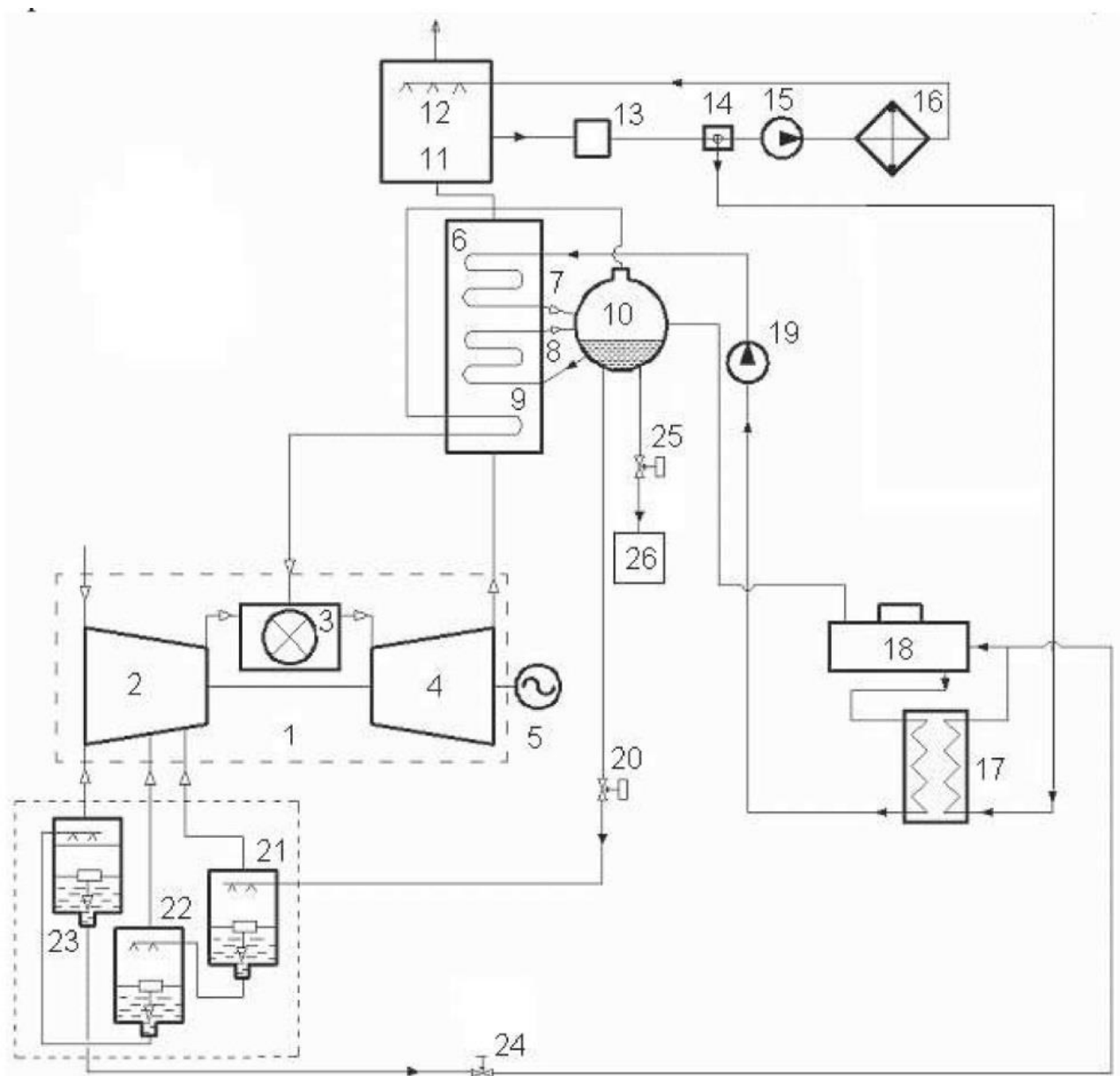
Високий термодинамічний потенціал утвореної води дозволяє за рахунок її теплоти утворювати пару при розширенні в послідовно розташованих розширювачах і спрямовувати її в проточну частину компресорного тракту. При цьому проточна частина компресорного тракту та камера згоряння залишається сухою, що забезпечує більш економічну і надійну роботу енергоустановки. Правда, в цьому випадку підвищення ефективності енергоустановки досягається в основному не за рахунок охолодження повітря, а за рахунок використання теплоти насиченої води.

Вода на виході з економайзера не завжди догрівається до насиченого стану, що

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	КР.142.6231м.04.01.ПЗ					Арк.
										17
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

погіршує ефективність роботи розширювачів і, крім того, відбір «додаткової» води за економайзером не передбачає її очищення, що обумовлює накопичення в ній солей. Тому запропоновано всю воду після економайзера спрямовувати в барабан-сепаратор котла-утилізатора, де вона обов'язково догрівається до насиченого стану, а надлишкову частину відбирати з барабана-сепаратора і спрямовувати через окремий трубопровід в розширювачі. У цьому випадку в перший з групи розширювачів надходить не лише насичена, а й очищена вода, що забезпечується конструкцією нижньої частини барабана-сепаратора.

Теплову схему газопаротурбінної установки з генерацією пари з насиченої води в послідовно розташованих розширювачах зображено на рис. 1.2.



Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

КР.142.6231м.04.01.ПЗ

Арк.
18

Рис. 1.2. Теплова схема газопаротурбінної установки „Водолій” з генерацією пари в послідовно розташованих розширювачах

Вона складається з газотурбінного двигуна 1, який включає компресор 2, камеру згоряння 3 і турбіну 4, яка підключена до споживача механічної енергії 5. Крім того, турбіна 4 своїм вихлопом за відпрацьованими газами підключена до котла-утилізатора 6, який складається з економайзера 7, випарника 8, пароперегрівача 9 і барабана-сепаратора 10. При цьому пароперегрівач 9 своїм виходом за перегрітою парою підключено до камери згоряння 3.

Котел-утилізатор за відпрацьованими газами підключено до конденсатора 11, вихід якого за викидними газами підключено до системи впорскування охолодженої води 12, а за отриманим конденсатом – до декарбонізатора 13 і через розподільник 14 та насос 15 – до охолодника конденсату 16. При цьому розподільник 14, регенеративний підігрівник деаератора 17, підключено до входу в деаератор 18 та циркуляційний насос 19 підключені послідовно до входу економайзера 7, котла-утилізатора 6.

Одночасно, барабан-сепаратор 10 котла-утилізатора 6 за насиченою водою підключено через регулювальний клапан 20 до входу першого із групи розширювачів 21, якими забезпечена газопаротурбінна установка, а його вихід за насиченою водою підключено до входу другого розширювача 22, і т.д., а вихід останнього розширювача 23 через регулювальний клапан 24 підключено до входу в деаератор 18, а за насиченою парою, що утворилась при розширенні насиченої води, кожний із розширювачів підключено до проточної частини компресора 2 відповідно за ступеннями, де тиск повітря трохи нижче за тиск пари, що туди подається.

Крім того, для очищення насиченої води в барабані-сепараторі його нижня частина через клапан 25 підключена до цистерни скидної води 26 і періодично продувається. При цьому виробництво заданої кількості пари в випарнику і пароперегрівнику котла-утилізатора досягається регулюванням рівня води в барабані-сепараторі системою автоматичного управління і регулювання (САУ і Р), розробленою фахівцями державного підприємства Науковий виробничий комплекс

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	Одночасно, барабан-сепаратор 10 котла-утилізатора 6 за насиченою водою підключено через регулювальний клапан 20 до входу першого із групи розширювачів 21, якими забезпечена газопаротурбінна установка, а його вихід за насиченою водою підключено до входу другого розширювача 22, і т.д., а вихід останнього розширювача 23 через регулювальний клапан 24 підключено до входу в деаератор 18, а за насиченою парою, що утворилась при розширенні насиченої води, кожний із розширювачів підключено до проточної частини компресора 2 відповідно за ступеннями, де тиск повітря трохи нижче за тиск пари, що туди подається. Крім того, для очищення насиченої води в барабані-сепараторі його нижня частина через клапан 25 підключена до цистерни скидної води 26 і періодично продувається. При цьому виробництво заданої кількості пари в випарнику і пароперегрівнику котла-утилізатора досягається регулюванням рівня води в барабані-сепараторі системою автоматичного управління і регулювання (САУ і Р), розробленою фахівцями державного підприємства Науковий виробничий комплекс	
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.01.ПЗ	Арк. 19

газотурбобудування „Зоря – Машпроект”. Спрямована в барабан-сепаратор «додаткова» насичена вода перебуває в ньому транзитом, а тому вона не впливає на процеси випаровування і перегрівання пари основної (енергетичної) частини води.

Таким чином, застосування розглянутого способу дозволяє повною мірою використати теплоту надлишку насиченої води, за рахунок неї утворити суху насичену пару і спрямувати її в проточну частину тракту.

У зв’язку з тим, що отримана суха насичена пара має більш низьку температуру ніж температура повітря в проточній частині компресорів, вона перегрівається, а повітря, відповідно, – охолоджується. Це дозволяє зменшити витрату механічної потужності турбін на привод компресорів і тим самим підвищити термодинамічну ефективність енергетичної установки. Таким чином, розроблений метод дає можливість уникнути скидання води на внутрішню поверхню статора компресора, що суттєво підвищує ефективність процесу і не впливає на надійність роботи енергоустановки. Крім того, для ГПТУ «Водолій» потужністю 16 МВт при температурі пари на виході з котла-утилізатора 410⁰С можна збільшити її кількість в камері згоряння майже на 16% за рахунок тієї частини, що отримана в розширювачах. Таке збільшення виробництва пари в циклі призведе до зростання ефективного ККД з 42,02 % до 43,22 %, тобто на 1,2 % абсолютних, а ефективна потужність на вихідному валу двигуна зросте з 15810 кВт до 17137,5 кВт, тобто на 8%.

В результаті аналізу процесу охолодження циклового повітря шляхом подачі на вхід компресора диспергованої води визначено, що такому способу притаманне осідання крапельної рідини водоповітряної суміші на робочих лопатках компресора і скидання її на внутрішню поверхню корпусу статора з подальшим сповзанням плівкою в бік камери згоряння. При цьому, якщо витрата води, що впорскується, досягає 2% від витрати повітря, то рідинна плівка досягає робочого об’єму камери згоряння і на своє випаровування витрачає додаткове паливо.

Запропоновано метод виробництва води з параметрами на лінії насичення, який принципово відрізняється від діючих традиційних двоконтурних і триконтурних котлів тим, що здійснюється він в одноконтурному котлі-утилізаторі і має лише збільшену тепломасообмінну поверхню економайзера. За рахунок цього вдається

Інв. № подл.	Підпис та дата				Інв. № дубл.	Підпис та дата												
	Взам. інв. №																	
	Інв. № дубл.																	
	Підпис та дата																	
<table border="1"> <tr> <td>Зм.</td> <td>Лист</td> <td>№ докум.</td> <td>Підпис</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </table> КР.142.6231м.04.01.ПЗ <table border="1"> <tr> <td>Арк.</td> </tr> <tr> <td>20</td> </tr> </table>							Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						Арк.	20
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата														
Арк.																		
20																		

виробити значно більшу кількість насиченої води із вищою температурою порівняно з температурою насиченої води, що утворюється в двоконтурних і триконтурних котлах-утилізаторах.

Розроблено спосіб використання отриманої «додаткової» насиченої води в термодинамічному циклі газопаротурбінної установки шляхом утворення сухої насиченої пари за рахунок її внутрішньої теплової енергії в розширювачах. Це виключає надходження крапельної рідини в повітряний потік, що не порушує режиму роботи компресора та енергоустановки в цілому. Розроблено процес змішування перегрітої води з цикловим повітрям, що унеможлиблює скидання крапельної рідини на внутрішню поверхню корпусу компресора.

Інв. № подл.	Підпис та дата				Інв. № дубл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. №	Інв. № подл.	Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.01.ПЗ	Арк.
																21

Інв. № подл.	Підпис та дата		Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата												
					ДП.142.6231м.04.02.ПЗ												
					Розробка схеми та термодинамічного циклу контактного ГТА з ТУК					Літ.		Арк.		Аркушів			
														22		22	
										НУК							

РОЗДІЛ 2

РОЗРОБКА СХЕМИ ТА ТЕРМОДИНАМІЧНОГО ЦИКЛУ КОНТАКТНОГО ГТА З ТУК

2.1 Розробка схеми та термодинамічного циклу контактного ГТА з ТУК

Схема досліджуваного енергетичного контактного ГТА з ТУК показана на рис. 2.1.

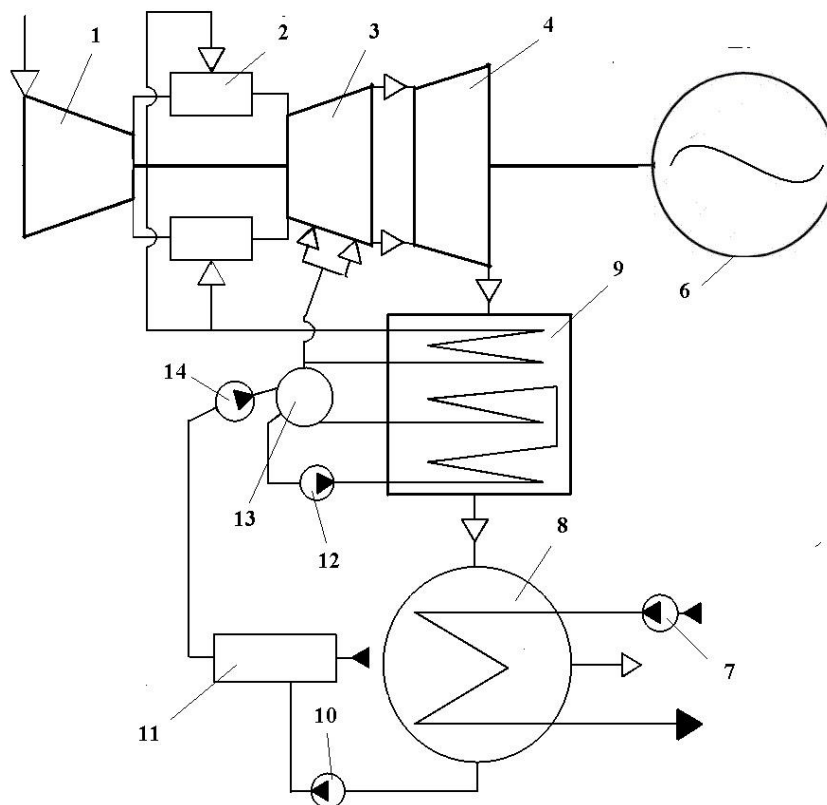


Рис. 2.1. Схема енергетичного КГТА з ТУК: 1 – компресор; 2 – КЗ; 3 – турбіна приводу компресора; 4 - турбіна генератора; 6 - електрогенератор; 7 – головний циркуляційний насос; 8 - парогазовий конденсатор; 9- УПГ; 10 – конденсатний насос; 11 – цистерна котлової води; 12 - циркуляційний насос; 13 - сепаратор пари; 14 – живильний насос

Агрегат представляє собою ГТД простої схеми, в КЗ якого впорскується водяна пара, що генерується в УПГ за рахунок залишкового ресурсу тепла відхідних газів двигуна. У КЗ ГТД утворюється газопарова суміш. Пара, найчастіше перегріта, подається в КЗ замість частини вторинного повітря. Газопарова суміш

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.02.ПЗ	Арк.
						23

розширюється послідовно в турбіні компресора і ТГ, проходить через УПГ де віддає частину тепла пароводяному робочому тілу, а потім надходить у парогазовий конденсатор (ПГК), який працює при атмосферному тиску і прокачується заборотною водою. Тут велика частина введеної в цикл води конденсується і за допомогою живильного насоса направляється в УПГ, а значною мірою збезводнені продукти згоряння викидаються в атмосферу. Охолодження лопаткового апарату високотемпературної частини ГТД здійснюється насиченою парою, що відбирається з сепаратора пари УПГ.

Термодинамічний цикл розглянутого КГТА з ТУК показаний на рис. 2.2. Цикл зображений у координатах температура – ентропія. Відмітимо що при зображенні процесів у таких циклах зручно умовно розчленовувати комбінований цикл на два – газоповітряний і пароводяний. З метою більш наочного зображення змін термодинамічних параметрів по тракту КГТА, які відбуваються при подачі пари в КЗ, врахована зміна парціального тиску обох компонентів суміші – газу і пари.

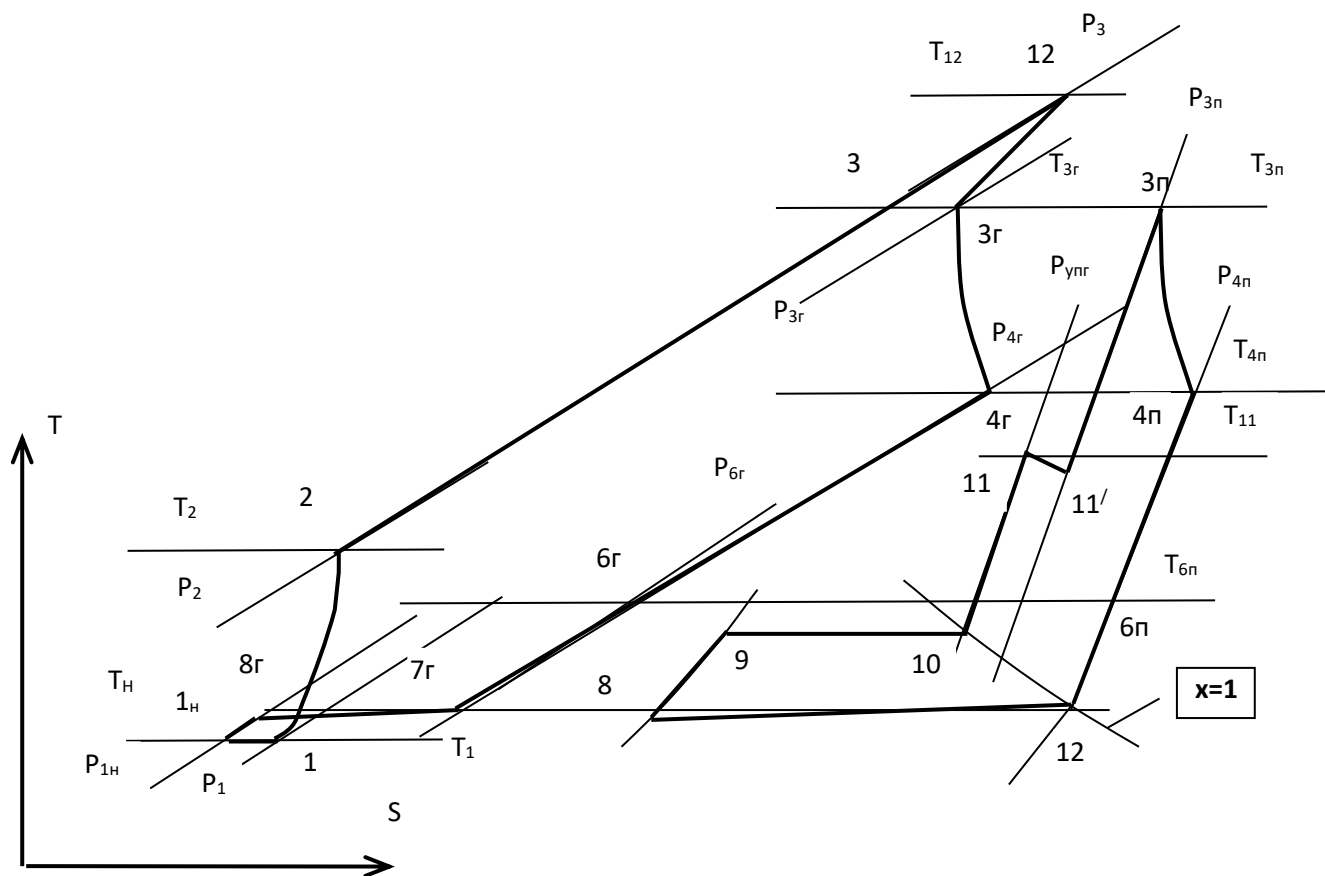


Рис. 2.2. Термодинамічний цикл КГТА з ТУК

Інв. № подл.	Підпис та дата				Підпис та дата			
	Взам. інв. №				Інв. № дубл.			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.02.ПЗ			
					Арк. 24			

У циклах здійснюються наступні процеси:

(1-2)- підвищення тиску повітря в компресорі ГТД;

(2-12)- підігрів повітря в КЗ з утворенням продуктів згоряння, при чому кінцева температура процесу $T_{12} \gg T_3$;

(12-3_г) - охолодження продуктів згоряння до розрахункового значення T_3 при змішуванні з водяною парою;

(3_г-4_г) - розширення в турбінах продуктів згоряння в складі суміші;

(4_г-6_г) - охолодження газів у складі суміші в УПГ до T_6 ;

(6_г-7_г-8_г) - охолодження газів у складі суміші в УПГК;

(8_г-1_{зов}) - умовний процес замикання газоповітряного циклу в атмосфері;

(8_п-9) - підігрів води в УПГ до температури кипіння;

(9-10) - генерація водяної пари в УПГ;

(10-11) - пароперегрівання в УПГ;

(11-11^і) - упорскування пари в КЗ;

(11^і-3_п) - подальший перегрів пари в КЗ ГТД при змішуванні з продуктами згоряння;

(3_п-4_п) - розширення пари у складі газопарової суміші в турбінах ГТД;

(4_п-6_п) - охолодження пари у складі суміші в УПГ;

(6_п-7_п) - охолодження пари у складі суміші в ПГК до початку процесу конденсації;

(7_п-8_п) - конденсація пари із суміші в ПГК.

У [2] вказується, що показники ефективності схеми КГТА з ТУК у діапазоні температур $T_3=1100...1400\text{K}$ такі: ефективний ККД -35...46%, питома потужність – 250...500 кВт/(кг/с). Настільки високі значення показників ефективності КГТА з

Підпис та дата						
Інв. № дубл.						
Взам. інв. №						
Підпис та дата						
Інв. № подл.						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.02.ПЗ	Арк.
						25

ТУК пояснюється глибокою утилізацією теплоти відхідних газів ГТД, а також високою початковою температурою пари в пароводяному циклі

2.2 Математична модель для дослідження термодинамічного циклу та схеми контактного ГТА з ТУК

Розроблено математичну модель досліджуваної схеми контактного ГТА з ТУК.

Опис математичної моделі дається в запису на 1 кг/с витрати повітря на вході до ГТД.

Вміст вологи в повітрі на вході в ГТД

$$d_{\text{вл.к}} = \frac{R_{\text{в}} \cdot \varphi \cdot P_{\text{нас}}}{R_{\text{п}} \cdot (P_{\text{н}} - \varphi \cdot P_{\text{нас}})}$$

Адіабатичний ККД компресора (у першому наближенні $k_{\text{П2}} = 1,38$)

$$\eta_{\text{к}} = \frac{\pi_{\text{к}}^{\frac{k_{\text{к}}-1}{k_{\text{к}}}} - 1}{\pi_{\text{к}}^{k_{\text{к}} \cdot \eta_{\text{ак}}} - 1}$$

Дійсний підігрів повітря в компресорі

$$\Delta T_{\text{к}} = \frac{T_{\text{н}} \cdot (\pi_{\text{к}}^{\frac{k_{\text{к}}-1}{k_{\text{к}}}} - 1)}{\eta_{\text{к}}}$$

Температура повітря за компресором

$$T_2 = T_{\text{н}} + \Delta T_{\text{к}}$$

Середня температура процесу підвищення тиску в компресорі

$$T_{\text{сер.к}} = T_{\text{н}} + \Delta T_{\text{к}} \eta_{\text{к}} / 2$$

Питома ізобарна теплоємність повітря для процесу в компресорі

$$c_{\text{рв.к}} = f(T_{\text{сер.к}}) - \text{за діаграмою для повітря.}$$

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.02.ПЗ					Арк.
										26

Питома ізобарна теплоємність водяної пари для процесу в компресорі

$$c_{p,к} = f(T_{cp,к}) - \text{за діаграмою для водяної пари.}$$

Відносний паровміст в потоці перед компресором

$$d_{п,к} = d_{вл,к} / (d_{вл,к} + 1)$$

Питома ізобарна теплоємність вологого повітря для процесу в компресорі

$$c_{p,к} = c_{pв,к} \cdot (1 - d_{п,к}) + c_{pп,к} \cdot d_{п,к}$$

Газова стала вологого повітря для процесу в компресорі

$$R_{в,к} = R_{в} \cdot (1 - d_{п,к}) + R_{п} \cdot d_{п,к}$$

Показник ізоентропи для процесу підвищення тиску в компресорі

$$k_{в,к} = c_{p,к} / (c_{p,к} - R_{в,к})$$

Тиск на вході в компресор

$$P_1 = P_{зов} v_{вх}$$

Тиск повітря на виході з компресору

$$P_2 = P_1 \cdot \pi_k$$

Загальний коефіцієнт відновлення повного тиску по тракту ГТА

$$\Pi v_{гта} = v_{вх} \cdot v_{кк} \cdot v_{т1} \cdot v_{т2} \cdot v_{упг} \cdot v_{ппк} \cdot v_{го}$$

Загальна міра зниження тиску в турбінах ГТД

$$\pi_{т\Sigma} = \Pi v_{гта} \cdot \pi_k$$

Температура газу за ГТД в першому наближенні, $T_4^|$, К (прийняти $\eta_{a_T} = 0,9$).

$$T_4^| = T_3 \left[1 - \left(1 - \frac{1}{\frac{0,33 \cdot \eta_{a_T}}{\pi_{т\Sigma}^{1,33}}} \right) \right]$$

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

					КР.142.6231м.04.02.ПЗ	Арк.
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		27

Температура пароперегріву в першому наближенні

$$T_{\text{III}}^I = T_4^I - (50...60)$$

але не більше 700...750 К.

Оцінка числа рядів охолоджуваних лопаток в ТВТ

$$n_{\text{ox.1}} = \text{ціле} \frac{2 \cdot \lg(T_{\text{д}}/T_3)}{\lg \left[1 - \left(\frac{\Delta T}{T} \right)_{\text{CT}} \right]} \quad \text{де:} \left(\frac{\Delta T}{T} \right)_{\text{CT}} = (0,14...0,15)$$

Приймається з урахуванням очікуваного числа ступенів турбіни (максимальне значення $n_{\text{ox.1}} = 4$).

Відносна витрата насиченої пари на охолодження ТВТ в першому наближенні

$$g_{\text{пox1}} = 0,5 \cdot a \cdot k_{\text{тл}} \cdot g_{\text{е}} \cdot \beta_{\text{т}} \cdot \frac{(n_{\text{ox}} + 1)}{2} \cdot \frac{(T_3 - T_{\text{д}})}{(T_{\text{д}} - T_{11})} \cdot \left(\frac{T_3}{T_{11}} \right)^{0,25}$$

де: $\beta_{\text{т}} = (1,10...1,15)$ - коефіцієнт витрати ТВТ (надалі треба уточнити); $T_{11} = T_{\text{вн}}$ - температура охолоджуєчої пари; $a = 1,4$

Оціночна температура газопарової суміші перед ТГ

$$T_{3.2}^I = T_3 - 0,85 \cdot \Delta T_{\text{к}}$$

Оцінка числа рядів охолоджуваних лопаток в ТГ

$$n_{\text{ox.2}} = \text{ціле} \frac{2 \cdot \lg(T_{\text{д}}/T_{3.2}^I)}{\lg \left[1 - \left(\frac{\Delta T}{T} \right)_{\text{CT}} \right]} = \quad \text{де:} \left(\frac{\Delta T}{T} \right)_{\text{CT}} = (0,12...0,14)$$

Приймається з урахуванням, очікуваного, числа ступенів ТГ.

Відносна витрата насиченої пари на охолодження ТГ в першому наближенні

$$g_{\text{пox2}} = 0,5 \cdot a \cdot k_{\text{тл}} \cdot g_{\text{е}} \cdot \beta_{\text{т2}} \cdot \frac{(n_{\text{ox2}} + 1)}{2} \cdot \frac{(T_{3.2} - T_{\text{д}})}{(T_{\text{д}} - T_{11})} \cdot \left(\frac{T_{3.2}}{T_{11}} \right)^{0,25}$$

де: $\beta_{\text{т2}} = (1,12...1,18)$ - коефіцієнт витрати ТГ (надалі треба уточнити); $T_{11} = T_{\text{вн}}$ - температура охолоджуєчої пари; $a = 1,4$

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.02.ПЗ	Арк.
						28

Задаємося в першому наближенні величиною відносної паропроductивності УПГ по перегрітому пару

$$g_{\text{пп}} = (0,14 \dots 0,18)$$

Коефіцієнт витрати КЗ по повітрю

$$\alpha_{\text{кз}} = 1 - (0,015 \dots 0,025)$$

Середні температури процесів в КЗ

$$T_{\text{ср.кз1}} = (T_3 + 293)/2$$

$$T_{\text{ср.кз2}} = (T_2 + 293)/2$$

Питома ізобарна теплоємність повітря для процесів в КЗ

$c_{\text{рв.кз1}} = f(T_{\text{ср.кз1}})$ – за діаграмою для повітря;

$c_{\text{рв.кз2}} = f(T_{\text{ср.кз2}})$ – за діаграмою для повітря;

Питома ізобарна теплоємність водяної пари для процесів в КЗ

$c_{\text{рп.кз1}} = f(T_{\text{ср.кз1}})$ – за діаграмою для водяної пари;

$c_{\text{рп.кз2}} = f(T_{\text{ср.кз2}})$ – за діаграмою для водяної пари;

Питома ізобарна теплоємність вологого повітря для процесів в КЗ

$$c_{\text{р.вл}} \Big|_{293}^{T_3} = c_{\text{рв.кз1}} \cdot (1 - d_{\text{п.к}}) + c_{\text{рп.кз1}} \cdot d_{\text{п.к}}$$

$$c_{\text{р.вл}} \Big|_{293}^{T_2} = c_{\text{рв.кз2}} \cdot (1 - d_{\text{п.к}}) + c_{\text{рп.кз2}} \cdot d_{\text{п.к}}$$

Питома ізобарна теплоємність чистих продуктів згоряння процесів в КЗ

$c_{\text{рчп}} = f(T_{\text{ср.кз1}}; \alpha = 1)$ – за діаграмою для продуктів згоряння метану

Ентальпії водяної пари для процесів в КЗ

$$h_{3\text{п}} = f(T_3) \text{ – по (h – T) таблиця 5Д [1];}$$

$$h_{\text{пп}} = f(T_{\text{пп}}) \text{ – по (h – T) таблиця 5Д [1].}$$

Відносна витрата палива на КЗ

$$g_{\text{пал}} = \frac{c_{\text{р.вл}} \Big|_{293}^{T_3} \cdot (T_3 - 293) - c_{\text{р.вл}} \Big|_{293}^{T_2} \cdot (T_2 - 293) + g_{\text{пп}} \cdot (h_{3\text{п}} - h_{\text{пп}}) / \alpha_{\text{кз}}}{H_{\text{У}} \cdot \eta_{\text{кз}} - [c_{\text{р.чп}} \Big|_{293}^{T_3} \cdot (L_0 + 1) - c_{\text{р.вл}} \Big|_{293}^{T_3} \cdot L_0] \cdot (T_3 - 293)}$$

Коефіцієнт надлишку повітря в КЗ

$$\alpha = \frac{1}{g_{\text{пад}} \cdot L_0}$$

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.02.ПЗ					Арк.
										29

Тиск в сепараторі пари УПГ

$$P_{\text{упг}} = P_2 / v_{\text{пп}}$$

Коефіцієнт витрати для турбіни приводу компресора

$$\beta_{\text{т1}} = (1 + g_{\text{т}}) \cdot \alpha_{\text{кз}} + g_{\text{пп}}$$

Відносна витрата насиченої пари на охолодження ТВТ

$$g_{\text{пох1}} = 0,5 \cdot a \cdot k_{\text{тл}} \cdot g_{\text{е}} \cdot \beta_{\text{т1}} \cdot \frac{(n_{\text{ох}} + 1)}{2} \cdot \frac{(T_3 - T_{\text{д}})}{(T_{\text{д}} - T_{11})} \cdot \left(\frac{T_3}{T_{11}} \right)^{0.25}$$

Відносний паровміст в потоці перед ТВТ

$$d_{\text{п1}} = \frac{g_{\text{пп}}}{\beta_{\text{т1}}}$$

Відносний газовміст в потоці перед ТВТ

$$d_{\text{г1}} = 1 - d_{\text{п1}}$$

Оціночна теоретична температура газопарові суміші за турбіною приводу компресора

$$T_{4.1\text{т}} = T_3 - 0,8 \cdot \Delta T_{\text{к}} / \eta_{\text{т1}}$$

Середня температура суміші в процесі зниження тиску в турбіні приводу компресора

$$T_{\text{ср.т1}} = (T_3 + T_{4.1\text{т}}) / 2$$

Питома ізобарна теплоємність продуктів згоряння для процесу в ТВТ
 $c_{\text{рг.т1}} = f(T_{\text{ср.т1}}; \alpha)$ – за діаграмою для продуктів згоряння.

Питома ізобарна теплоємність водяної пари для процесу в ТВТ

$$c_{\text{рп.т1}} = f(T_{\text{ср.т1}}) \text{ – за діаграмою для водяної пари.}$$

Питома ізобарна теплоємність газопарові суміші для процесу в турбіні приводу компресора

$$c_{\text{р.пп1}} = c_{\text{рг.т1}} \cdot d_{\text{г1}} + c_{\text{рп.т1}} \cdot d_{\text{л1}}$$

Газова стала газопарові суміші для процесу в ТВТ

$$R_{\text{пп1}} = R_{\text{г}} \cdot d_{\text{г1}} + R_{\text{п}} \cdot d_{\text{л1}}$$

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.02.ПЗ					Арк.
										30

$R_f = 0,288 \text{ кДж/кг/К}$ – газова стала продуктів згоряння.

Показник ізоентропи для процесу розширення в ТВТ

$$k_{r1} = \frac{c_{p,rn1}}{c_{p,rn1} - R_{rn1}}$$

Коефіцієнт балансу потужності для турбокомпресорного блоку

$$C_1 = \frac{c_{\text{pв.к}}}{c_{\text{p.гп1}} \cdot \beta_{\text{T1}} \cdot \eta_{\text{м1}}}$$

де: $\eta_{m1} = \eta_m$.

Дійсний температурний перепад в ТВТ

$$\Delta T_{T1} = C_1 \cdot \Delta T_K$$

Температура кінця теоретичного процесу розширення суміші в ТВТ

$$T_{4.1f} = T_3 - \Delta T_{T1} / \eta_{T1}$$

Температура кінця процесу в ТВТ а без урахування ефекту «захолажування» потоку

$$T_{4.1\Pi} = T_3 - \Delta T_{T1}$$

Питома ізобарна теплоємність продуктів згоряння для процесу змішування за ТВТ

$$c_{\text{пр.4.1}} = f(T_{4.1\text{п}}; \alpha) - \text{за діаграмою для продуктів згоряння}$$

Питома ізобарна теплоємність водяної пари для процесу змішування за турбіною приводу компресора

$$c_{p\text{п.4.1}} = f(T_{4.1\text{п}}) - \text{для водяної пари}$$

Питома ізобарна теплоємність газопарової суміші для процесу змішування за ТВТ

$$c_{p.rп4.1} = c_{p.r.4.1} \cdot d_{r1} + c_{p.п.4.1} \cdot d_{п1}$$

Питома ізобарна теплоємність водяної пари при скиданні в проточну частину
ГТД

$$c_{\text{рп.ох}} = f(T_{4.1}) - \text{для водяної пари}$$

Підпис та дата		Питома ізобарна теплоємність продуктів згоряння для процесу змішування за ТВТ $c_{pg.4.1} = f(T_{4.1п}; \alpha) - \text{за діаграмою для продуктів згоряння}$
Інв. № дубл.		Питома ізобарна теплоємність водяної пари для процесу змішування за турбіною приводу компресора $c_{rp.4.1} = f(T_{4.1п}) - \text{для водяної пари}$
Взам. інв. №		Питома ізобарна теплоємність газопарової суміші для процесу змішування за ТВТ $c_{p.гп4.1} = c_{pg.4.1} \cdot d_{г1} + c_{rp.4.1} \cdot d_{п1}$
Підпис та дата		Питома ізобарна теплоємність водяної пари при скиданні в проточну частину ГТД $c_{rp.ox} = f(T_{4.1}) - \text{для водяної пари}$
Інв. № подл.		

					КР.142.6231м.04.02.ПЗ	Арк.
						31
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Температура суміші на вході до ТГ з урахуванням ефекту «захолювання» потоку

$$T_{3.2} = \frac{\beta_{T_1} \cdot T_{4.1п}}{(\beta_{T_1} + g_{ox1})} + \frac{c_{p.п.ox} \cdot g_{ox1} \cdot T_{11}}{c_{p.п.4.1} \cdot (\beta_{T_1} + g_{ox1})}$$

Міра зниження тиску в ТВТ

$$\pi_{T_1} = \left(\frac{T_3 \cdot \eta_{T_1}}{T_3 \cdot \eta_{T_1} - \Delta T_{T_1}} \right)^{\frac{k_{T_1}}{(k_{T_1} - 1)}}$$

Тиск суміші перед ТВТ

$$P_3 = P_2 \cdot v_{кз}$$

Тиск суміші за ТВТ

$$P_{4.1} = \frac{P_3}{\pi_{T_1}}$$

Коефіцієнт витрати для ТГ

$$\beta_{T_2} = \beta_{T_1} + g_{ox1} + (0,003...0,006)$$

Відносна витрата насиченої пари на охолодження ТГ

$$g_{п_{ox2}} = 0,5 \cdot a \cdot k_{тл} \cdot g_e \cdot \beta_{T_2} \cdot \frac{(n_{ox2} + 1)}{2} \cdot \frac{(T_{3.2} - T_d)}{(T_d - T_{11})} \cdot \left(\frac{T_{3.2}}{T_{11}} \right)^{0.25}$$

Відносний паровміст в потоці перед ТГ

$$d_{п2} = \frac{g_{пп} + g_{п_{ox1}}}{\beta_{T_2}}$$

Відносний газовміст в потоці перед ТГ

$$d_{г2} = 1 - d_{п2}$$

Оціночна теоретична температура суміші за ТГ

$$T_{4.2_t} = T_4^l$$

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

					КР.142.6231м.04.02.ПЗ	Арк.
						32
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Середня температура суміші в процесі зниження тиску в ТГ

$$T_{\text{ср.т2}} = \frac{T_{3.2} + T_{4.2\text{т}}}{2}$$

Питома ізобарна теплоємність продуктів згоряння для процесу в ТГ

$$c_{\text{рг.т2}} = f(T_{\text{ср.т2}}; \alpha) - \text{за діаграмою для продуктів згоряння}$$

Питома ізобарна теплоємність водяної пари для процесу в ТГ

$$c_{\text{рп.т2}} = f(T_{\text{ср.т2}}) - \text{за діаграмою для водяної пари}$$

Питома ізобарна теплоємність газопарової суміші для процесу в ТГ

$$c_{\text{р.гп2}} = c_{\text{рг.т2}} \cdot d_{\text{г2}} + c_{\text{рп.т2}} \cdot d_{\text{п2}}$$

Газова стала газопарової суміші для процесу в ТГ

$$R_{\text{гп2}} = R_{\text{г}} \cdot d_{\text{г2}} + R_{\text{п}} \cdot d_{\text{п2}}$$

Показник ізоентропи для процесу розширення в ТГ

$$k_{\text{гп2}} = \frac{c_{\text{р.гп2}}}{c_{\text{р.гп2}} - R_{\text{гп2}}}$$

Тиск суміші перед ТГ

$$P_{3.2} = P_{4.1} \cdot v_{\text{т1}}$$

Тиск суміші за ТГ

$$P_4 = \frac{P_{\text{н}}}{v_{\text{го}} \cdot v_{\text{уш}} \cdot v_{\text{гпк}}}$$

Міра зниження тиску ТГ

$$\pi_{\text{т2}} = \frac{P_{3.2}}{P_4}$$

Дійсний температурний перепад в ТГ

$$\Delta T_{\text{т2}} = T_{3.2} \cdot \left(1 - \frac{1}{\pi_{\text{т2}}^{\frac{k_{\text{гп2}} - 1}{k_{\text{гп2}}}}} \right) \cdot \eta_{\text{т2}}$$

Підпис та дата Інв. № дубл. Взам. інв. № Підпис та дата Інв. № подл.	Тиск суміші перед ТГ $P_{3.2} = P_{4.1} \cdot v_{\text{т1}}$ Тиск суміші за ТГ $P_4 = \frac{P_{\text{н}}}{v_{\text{го}} \cdot v_{\text{уш}} \cdot v_{\text{гпк}}}$ Міра зниження тиску ТГ $\pi_{\text{т2}} = \frac{P_{3.2}}{P_4}$ Дійсний температурний перепад в ТГ $\Delta T_{\text{т2}} = T_{3.2} \cdot \left(1 - \frac{1}{\pi_{\text{т2}}^{\frac{k_{\text{гп2}} - 1}{k_{\text{гп2}}}}} \right) \cdot \eta_{\text{т2}}$					Арк.
	Зм. Лист № докум. Підпис Дата					33
	КР.142.6231м.04.02.ПЗ					

Теоретична температура суміші за ТГ

$$T_{4t} = T_{3.2} - \Delta T_{T_2} / \eta_{T_2}$$

Дійсна температура суміші за ТГ

$$T_4 = T_{3.2} - \Delta T_{T_2}$$

Коефіцієнт витрати для газовідвідного пристрою

$$\beta_{го} = \beta_{T_2} + g_{пox2} + (0,001...0,003)$$

Температура суміші за випарною поверхнею нагріву УПГ

$$T_{ип} = T'_в + \Delta T_{ип}$$

Параметри води і водяної пари для процесів у УПГ

$T'_в = f(P_{упг})$ – температура води на лінії насичення - за таблицями Вукаловича;

$h'_в = f(P_{упг})$ – ентальпія води на лінії насичення - за таблицями Вукаловича;

$h_{п} = f(P_{упг}, T_{ип})$ – ентальпія перегрітої пари за таблицями Вукаловича.

Середня температура суміші для процесів в ПП і ВП УПГ

$$T_{cp5} = \frac{T_4 + T_{ип}}{2}$$

Питома ізобарна теплоємність газу для процесу в ПП і ВП УПГ

$c_{pg5} = f(T_{cp5}; \alpha)$ – за діаграмою для продуктів згоряння.

Питома ізобарна теплоємність пари для процесу в ПП і ВП УПГ

$c_{rp5} = f(T_{cp5})$ – за діаграмою для водяної пари;

Питома ізобарна теплоємність суміші для процесу в ПП і ВП УПГ

$$c_{p,п5} = c_{pg5} \cdot d_{г4} + c_{rp5} \cdot d_{п4}$$

Відносна паропроодуктивність УПГ за перегрітою парою

$$g_{пп} = \frac{\beta_{го} \cdot c_{p,пп} \cdot \left|_{T_{ип}}^{T_4} \cdot (T_4 - T_{вп}) - (g_{пox1} + g_{п2}) \cdot (h_{11} - h_{вп})}{(h_{пп} - h_{вп}) - c_{p,пп} \cdot \left|_{T_{вп}}^{T_4} \cdot (T_4 - T_{вп})}\right.$$

Задаємося в першому наближенні величиною температури суміші за УПГ

$$T_6 = (420...460)K$$

Середня температура суміші для процесів в економайзері УПГ

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.02.ПЗ					Арк.
										34

$$T_{\text{ср6}} = (T_6 + T_{\text{ип}})/2$$

Питома ізобарна теплоємність газу для процесу в економайзері УПГ

$$c_{\text{рг6}} = f(T_{\text{ср6}}; \alpha) - \text{за діаграмою для продуктів згоряння.}$$

Питома ізобарна теплоємність пари для процесу в економайзері УПГ

$$c_{\text{рп6}} = f(T_{\text{ср6}}) - \text{за діаграмою для водяної пари;}$$

Питома ізобарна теплоємність суміші для процесу в економайзері УПГ

$$c_{\text{р.гп6}} = c_{\text{рг6}} \cdot d_{\text{г4}} + c_{\text{рп6}} \cdot d_{\text{п4}}$$

Температура суміші за УПГ

$$T_6 = T_{\text{ип}} - \frac{(g_{\text{ип}} + g_{\text{пox1}} + g_{\text{п2}}) \cdot (h'_v - h_{\text{пв}})}{\beta_{\text{го}} \cdot c_{\text{р.гп6}}},$$

де: $h_{\text{пв}}$ – ентальпія живильної води, визначається при $T_{\text{пв}}$.

Питома потужність ГТА

$$N_{\text{уд}} = \beta_{\text{т2}} \cdot c_{\text{р.гп2}} \cdot \Delta T_{\text{т2}} \cdot \eta_{\text{м2}} \cdot v_{\text{вх}} \cdot$$

Приведена витрата повітря через компресор

$$G_{\text{кпр}} = \frac{N_e}{N_{\text{пит}} \cdot \eta_p}.$$

Витрата повітря через КЗ

$$G_{\text{кз}} = G_{\text{к1}} \cdot \alpha_{\text{кз}}.$$

Годинна витрата палива на ГТД

$$G_{\text{пад.год.}} = g_{\text{пал}} \cdot G_{\text{кз}} \cdot 3600$$

Паропродуктивність УПГ за перегрітою парою

$$G_{\text{ип}} = g_{\text{ип}} \cdot G_{\text{к1}}.$$

Витрата суміші через турбіну приводу компресора

$$G_{\text{т1}} = G_{\text{к1}} \cdot \beta_{\text{т1}}.$$

Витрата суміші через ТГ

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.02.ПЗ					Арк.
										35

$$G_{T2} = G_{K1} \cdot \beta_{T2}.$$

Витрата суміші через УПГ

$$G_{го} = G_{K1} \cdot \beta_{го}.$$

Питома витрата палива на ГТА

$$C_{Ne} = G_{\text{пал.год.}} / Ne.$$

Ефективний ККД ГТА

$$\eta_e = \frac{3600}{C_{Ne} \cdot H_U}.$$

Температура суміші на виході з ГПК

$$T_8 = T_{3,B} + \Delta T_{ГПК}.$$

Відносний паровміст в потоці за ГПК

$$d_{ГПК2} = \frac{R_{\Gamma}}{R_{\Pi} \cdot \left(\frac{P_{\Pi}}{v_{го} \cdot P_{\Pi2}} - 1 \right) + R_{\Gamma}},$$

де: $P_{\Pi2}$ – парціальний тиск пари в суміші за ГПК (тиск насичення при T_8 .)

Кількість води, що виділилася в КЗ при спалюванні, поданого туди палива

- для дизельного палива $G_{в.мон} = 1,2613 \cdot \frac{G_{м.ч}}{3600};$

- для природного газу $G_{в.мон} = 2,530 \cdot \frac{G_{м.ч}}{3600}.$

Кількість води, що надійшла в КГТА із зовнішнім повітрям

$$G_{B,B} = d_{\Pi,K} \cdot G_{K1}.$$

Загальна кількість води в газопаровому потоці перед ГПК

$$G_{B\Sigma} = G_{K1} \cdot (g_{\Pi\Pi} + g_{\Pi OX1} + g_{\Pi2}) + G_{B,B} + G_{B,ТОП}.$$

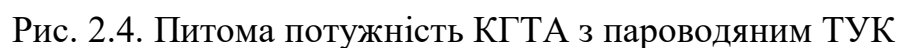
Кількість води, що втрачається в циклі, з газами, що відходять

$$G_{B,YX} = \frac{d_{ГПК2} \cdot (G_{го} - G_{B\Sigma})}{(1 - d_{ГПК2})}.$$

Кількість води, що повертається в цикл з ГПК

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	-
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.02.ПЗ Арк. 36

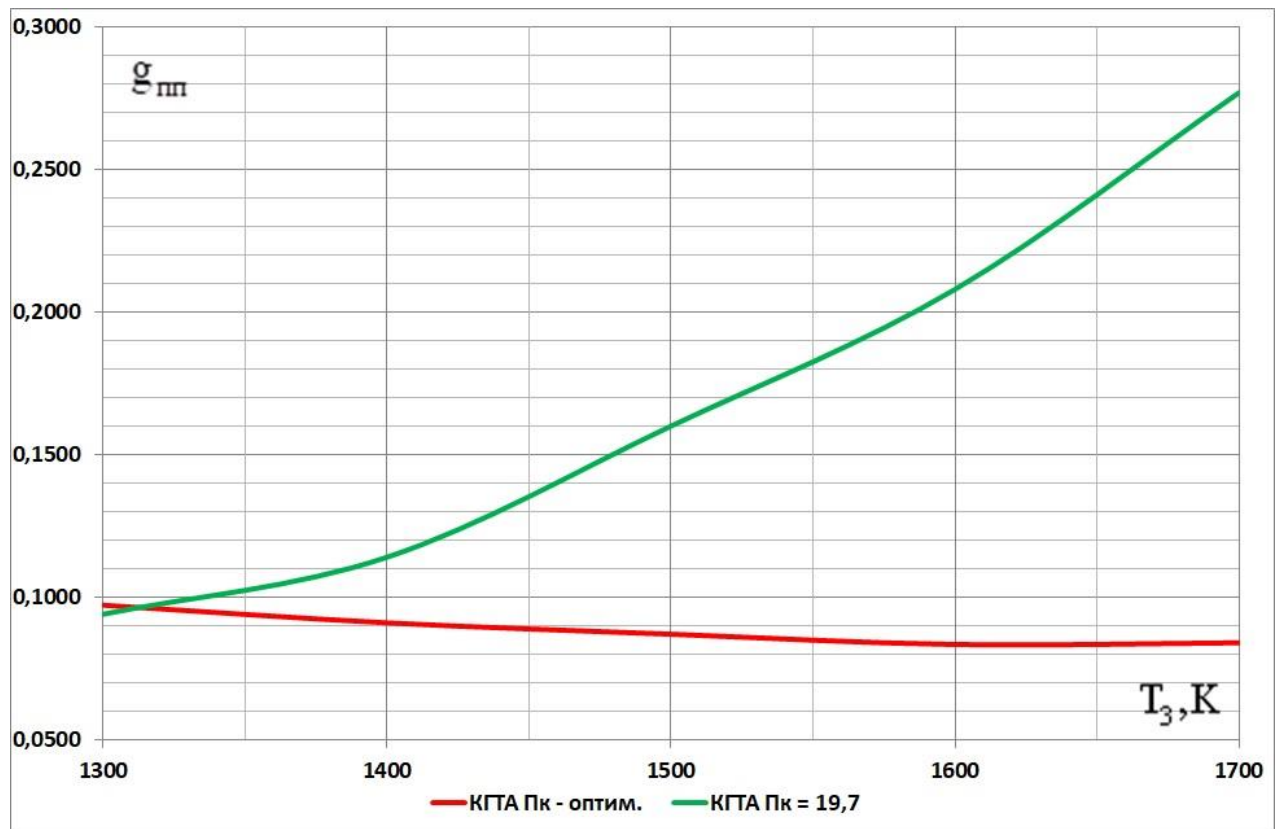
Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата



Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата



Також розглядаючи схему КГТА з пароводяним ТУК в інтервалі температур 1300...1700 К, можна констатувати можливість досягнення значень оптимальної міри підвищення тиску повітря в компресорі на 5,3...30,5 % менше, ніж у ГТА простої схеми.



Аналізуючи отримані результати розрахункового дослідження можна зробити висновки, що, наприклад, використовуючи компресорний блок ГТД UGT15000 для сучасного та перспективного рівня температур газу перед турбінами ГТД

(1500...1700) К цілком реально створити, наприклад енергетичний КГТА з пароводяним ТУК для електростанції, що буде мати ККД циклу від 52,8% до 55,3 %, а питому потужність 650...1060 кВт/(кг/с) відповідно.

Такий КГТА з пароводяним ТУК при температурі газу перед турбінами ГТД на рівні 1480 К з компресором від ГТД UGT15000 і витратою повітря на вході ~ 71 кг/с буде мати потужність приблизно 44375 кВт.

У відповідності до мети роботи, що була нами анонсована, для створення

сучасного енергетичного КГТА з пароводяним ТУК слід прийняти, на наш погляд, розрахункове значення міри підвищення тиску в компресорі ГТД $\pi_k = 19,7$, що дозволить для сучасного рівня температур газу перед турбінами ГТД (1500...1600) К отримати ККД циклу від 52,5% до 54,3 %, а питому потужність від 660 до 840 кВт/(кг/с) відповідно. Таким чином, для енергетичного КГТА з пароводяним ТУК потужністю 21760 кВт при температурі газу перед турбінами ГТД 1480 К будемо мати ККД циклу $\sim 52,2$ % з витратою повітря на вході в компресор ГТД ~ 71 кг/с.

На рис. 2.6 наведені результати розрахунків відносної витрати енергетичної пари - $g_{\text{пп}}$, що впорскується в КЗ ГТД, яку генерує УПГ КГТА з пароводяним ТУК для різних значень міри підвищення тиску в циклі. Розрахунки показують, що для оптимального циклу КГТА відносна витрата енергетичної пари - $g_{\text{пп}}$ складає від 9,7% до 8,3% витрати повітря на вході до ГТД. Якщо на величину міри підвищення тиску в компресорі ГТД накладаються певні обмеження, то, як видно з рис. 2.6. відносні витрати перегрітої енергетичної пари, значно збільшуються, тому, що зростають відносна витрата газопарової суміші в турбінах ГТД, а також її температура перед УПГ. Таким чином, для енергетичного КГТА з пароводяним ТУК потужністю 44375 кВт при температурі газу перед турбінами ГТД 1480 К відносна витрата енергетичної пари - $g_{\text{пп}}$ буде складати $\sim 15,5$ %, витрати повітря на вході до ГТД.

По результатах проведених досліджень для детальної розробки та проектування прийняті такі параметри енергетичного КГТА:

- температура газу перед ТВТ: 1480 К;
- міра підвищення тиску в компресорному блоку: 19,7
- паливо: природний газ (метан);
- потужність: 41274 кВт;
- прототип ГТД: UGT15000 (ДБ90) ;
- рівень технології: вітчизняні ГТД третьої та четвертої генерації.

Інв. № подл.	Підпис та дата				КР.142.6231м.04.02.ПЗ	Арк.
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		42
Взам. інв. №	Підпис та дата					
Інв. № дубл.						
Підпис та дата						
зростають відносна витрата газопарової суміші в турбінах ГТД, а також її температура перед УПГ. Таким чином, для енергетичного КГТА з пароводяним ТУК потужністю 44375 кВт при температурі газу перед турбінами ГТД 1480 К відносна витрата енергетичної пари - $g_{\text{пп}}$ буде складати ~15,5 % , витрати повітря на вході до ГТД. По результатах проведених досліджень для детальної розробки та проектування прийняті такі параметри енергетичного КГТА: - температура газу перед ТВТ:1480 К; - міра підвищення тиску в компресорному блоку:19,7 - паливо: природний газ (метан); - потужність: 41274 кВт; - прототип ГТД: UGT15000 (ДБ90) ; - рівень технології: вітчизняні ГТД третьої та четвертої генерації.						

[illegible]

РОЗДІЛ 3

ТЕПЛОВИЙ РОЗРАХУНОК СХЕМИ ПЕРСПЕКТИВНОГО КГТА З ТУК

3.1 Детальний тепловий розрахунок схеми КГТА з ТУК на режимі повної потужності

Тепловий проектувальний розрахунок схеми ГТА на режимі повної потужності проводиться з метою знаходження значень параметрів і витрат робочого тіла для його основних агрегатів: компресорів, камери згоряння та турбін. Ці дані необхідні для виконання розрахунків масогабаритних характеристик ГТА, а також проектувальних термогазодинамічних розрахунків цих агрегатів.

Таблиця 3.1. Вхідні дані до розрахунку.

Параметр	Числове значення
T_3 - максимальная температура газа в цикле, К	1480
T_n - расчетная температура наружного воздуха, К	288
P_n - расчетное давление наружного воздуха, МПа	0,10
ϕ - расчетная относительная влажность наружного воздуха	0,16
$\pi_{K\Sigma}$ - степень повышения давления воздуха в цикле	19,68
T_d - допустимая, из условий прочности, температура лопаток турбины, К	1060
$T_{ип}$ - температура пароперегрева в УПГ, К	700
$\Delta T_{ип}$ - минимальный температурный напор за ИП УПГ, К	16
$v_{ип}$ - коэффициент потерь в паропроводе от сепаратора УПГ до КС	0,940
$\eta_{ак}$ - адиабатический КПД элементарной ступени компрессора	0,895
$\eta_{кc}$ - коэффициент полноты сгорания в КС	0,995
$v_{вх}$ - коэффициент восстановления полного давления входного устройства	0,985
v_k - коэф. восстановления полного давления переходника компрессора	0,995
$v_{кc}$ - коэффициент восстановления полного давления КС	0,960
$v_{т1}$ - коэф. восстановления полного давления для ОВ ТВД	1,000
$v_{т2}$ - коэф. восстановления полного давления для ОВ ТНД	0,995
$v_{упг}$ - коэф. восстановления полного давления для УПГ	0,970

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	КР.142.6231м.04.03.ПЗ	Арк.
						44
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовж. таблиці 3.1

Параметр	Числове значення
$v_{гпк}$ - коефіцієнт встановлення повного тиску для ГПК	0,970
$v_{го}$ - коефіцієнт встановлення повного тиску газівідводу	0,990
$\eta_{т1}$ - внутрішній ККД ТВТ	0,902
$\eta_{т2}$ - внутрішній ККД ТНТ	0,902
$\eta_{т3}$ - внутрішній ККД ТВ	0,920
η_m - механічний ККД турбин	0,995
η_p - механічний ККД редуктору	1,000
$\alpha_{к2}$ - коефіцієнт витрати КВТ	0,990
g_e - еталонне значення коефіцієнту витрати охолоджуючого повітря	0,021
$\pi_{к1}$ - міра підвищення тиску в КНТ	4,22
$\pi_{к2}$ - Питома підвищення тиску в КВТ	4,66
$G_{к1}$ - дійсна витрата повітря через КНТ	71,00
$T_{пв}$ - температура живильної води УПГ, К	312
$T_{зв}$ - температура охолоджуючої води, К	288
$\Delta T_{гпк}$ - мінімальний температурний напор за ГПК, град	12
$\Delta T_{зв}$ - підігрів охолоджуючої води в ГПК, град	8
H_U - низша наявна теплотворна здатність палива, кДж/кг	42915
L_0 - стехіометрична кількість повітря, кг/кг	14,78
$R_{п}$ - газова стала повітря, кДж/(кг*К)	0,2870
$R_{п}$ - газова стала пара, кДж/(кг*К)	0,4610
$K_{п}$ - показник ізоентропи для процесу підвищення тиску в КНТ	1,395

Підпис та дата	Інв. № дубл.	Взам. інв. №	Підпис та дата	Інв. № подл.

					КР.142.6231м.04.03.ПЗ	Арк.
						45
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.2 – Детальний тепловий розрахунок схеми КГТА з ТУК на режимі повної потужності.

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		Перше	Друге
1. Вологовміст повітря на вході в ГТД	$d_{вл.к} = \frac{R_{в} \cdot \varphi \cdot P_{нас}}{R_{п} \cdot (P_{н} - \varphi \cdot P_{нас})} =$	0,006348	-
2. Адіабатичний ККД КНТ	$\eta_{к1} = \frac{\pi^{\frac{\kappa_{к1}-1}{\kappa_{к1}}} - 1}{\pi^{\frac{\kappa_{к1}-1}{\kappa_{к1} \cdot \eta_{ак}}} - 1}$	0,872	
3. Дійсний підігрів повітря в КНТ	$\Delta T_{к1} = \frac{T_{н} \cdot (\pi^{\frac{\kappa_{к1}-1}{\kappa_{к1}}} - 1)}{\eta_{к1}} =$	166,21	
4. Температура повітря за КНТ	$T_{2.1} = T_{н} + \Delta T_{к1} =$	454,21	
5. Середня температура повітря в процесі підвищення тиску в КНТ	$T_{ср.к1} = T_{н} + \Delta T_{к1} \eta_{к1} / 2 =$	360,50	
6. Питома ізобарна теплоємність повітря для процесу в КНТ	$c_{рв.к1} = f(T_{ср.к1})$	1,0116	
7. Питома ізобарна теплоємність водяної пари для процесу в КНТ	$c_{рп.к1} = f(T_{ср.к1})$	1,888	
8. Відносний паровміст в потоці перед КНТ	$d_{п.к} = d_{вл.к} / (d_{вл.к} + 1) =$	0,00631	
9. Питома ізобарна теплоємність вологого повітря для процесу в КНТ	$c_{р.к1} = c_{рв.к1} \cdot (1 - d_{п.к}) + c_{рп.к1} \cdot d_{п.к} =$	1,01708	
10. Газова стала вологого повітря для процесу в компресорі	$R_{в.к} = R_{в} \cdot (1 - d_{п.к}) + R_{п} \cdot d_{п.к} =$	0,2881	
11. Показник ізоентропи для процесу підвищення тиску в КНТ	$\kappa_{с.к1} = c_{р.к1} / (c_{р.к1} - R_{с.к}) =$	1,395282	
12. Тиск на вході в КНТ	$P_1 = P_{н} \cdot v_{вх} =$	0,100	
13. Тиск на виході з КНТ	$P_{2.1} = P_1 \cdot \Pi_{к1} =$	0,421	

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		Перше	Друге
14. Показник ізоентропи	$\kappa_{к2}$	1,3736	
14а. Адіабатичний ККД КВТ	$\eta_{к2} = \frac{\pi^{\frac{\kappa_{к2}-1}{\kappa_{к2}}} - 1}{\pi^{\frac{\kappa_{к2}-1}{\kappa_{к2} \cdot \eta_{ак}}} - 1}$	0,8717	
15. Температура повітря на вході в КВТ	$T_{1.2} = T_{2.1}$	454,21	
16. Дійсний підігрів повітря в КВТ	$\Delta T_{к2} = \frac{T_{1.2} \cdot (\pi^{\frac{\kappa_{к2}-1}{\kappa_{к2}}} - 1)}{\eta_{к2}} =$	284,86	
17. Температура повітря за КВТ	$T_2 = T_{1.2} + \Delta T_{к2} =$	739,07	
18. Середня температура повітря в процесі підвищення тиску в КВТ	$T_{ср_{к2}} = T_{1.2} + \Delta T_{к2} \eta_{к2} / 2 =$	578,37	
19. Питома ізобарна теплоємність повітря для процесу в КВТ	$c_{рв.к2} = f(T_{ср.к2})$	1,0492	
20. Питома ізобарна теплоємність водяної пари для процесу в КВТ	$c_{рп.к2} = f(T_{ср.к2})$	2,012	
21. Питома ізобарна теплоємність вологого повітря для процесу в КВТ	$c_{р.к2} = c_{рв.к2} \cdot (1 - d_{п.к}) + c_{рп.к2} \cdot d_{п.к} =$	1,05527	
22. Показник ізоентропи для процесу підвищення тиску в КВТ	$\kappa_{в_{к2}} = c_{р.к2} / (c_{р.к2} - R_{в.к}) =$	1,3736	
23. Тиск на вході в КВТ	$P_{1.2} = P_{2.1} \cdot v_{к} =$	0,419	
24. Тиск на виході з КВТ	$P_2 = P_{1.2} \cdot \pi_{к2} =$	1,9537	
25. Задаємося в першому наближенні величиною відносної паропроодуктивності УПГ по перегрітій парі	$g_{пг} = (0,08 \dots 0,16) =$	0,225	

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

					КР.142.6231м.04.03.ПЗ	Арк.
						47
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		Перше	Друге
26. Коефіцієнт витрати КЗ	$\alpha_{\text{кз}} = \alpha_{\text{кз}2} - (0,02 \dots 0,03) =$	0,975	
27. Средние температуры процессов в КЗ	$T_{\text{ср.кз}1} = (T_3 + 293)/2 =$	886,5	
	$T_{\text{ср.кз}2} = (T_2 + 293)/2 =$	516,0	
28. Питома ізобарна теплоємність повітря для процесів в КЗ	$c_{\text{рв.кз}1} = f(T_{\text{ср.кз}1})$	1,1152	
	$c_{\text{рв.кз}2} = f(T_{\text{ср.кз}2})$	1,03676	
29. Питома ізобарна теплоємність водяної пари для процесів в КЗ	$c_{\text{рп.кз}1} = f(T_{\text{ср.кз}1})$	2,308	
	$c_{\text{рп.кз}2} = f(T_{\text{ср.кз}2})$	2,215	
30. Питома ізобарна теплоємність вологого повітря для процесів в КЗ	$c_{\text{р.вл}} _{T_3} = c_{\text{рв.кз}1} \cdot (1 - d_{\text{п.к}}) + c_{\text{рп.кз}1} \cdot d_{\text{п.к}} =$	1,1228	
	$c_{\text{р.вл}} _{T_2} = c_{\text{рв.кз}2} \cdot (1 - d_{\text{п.к}}) + c_{\text{рп.кз}2} \cdot d_{\text{п.к}} =$	1,04424	
31. Питома ізобарна теплоємність чистих продуктів згоряння процесів в КЗ	$c_{\text{рчп}} = f(T_{\text{ср.кз}1}; \alpha = 1)$	1,23286	
32. Ентальпії водяної пари для процесів в КЗ	$h_{3\text{п}} = f(T_3)$ $h_{\text{пн}} = f(T_{\text{пн}})$	3173,2	
33. Відносна витрата палива на КЗ	$g_{\text{п}} = \frac{c_{\text{р.вл}} _{T_3} \cdot (T_3 - 293) - c_{\text{р.вл}} _{T_3} \cdot (T_2 - 293) + g_{\text{пн}} \cdot (h_{3\text{п}} - h_{\text{пн}}) / \alpha_{\text{кз}}}{H_{\text{У}} \cdot \eta_{\text{кз}} - [c_{\text{р.чп}} _{T_3} \cdot (L_0 + 1) - c_{\text{р.вл}} _{T_3} \cdot L_0] \cdot (T_3 - 293)} =$	0,0336	
34. Коефіцієнт надлишку повітря в КЗ	$\alpha = \frac{1}{g_{\text{Т}} \cdot L_0} =$	2,1	

Підпис та дата

Інв. № дубл.

Взам. інв. №

Підпис та дата

Інв. № подл.

КР.142.6231м.04.03.ПЗ

Арк.

48

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата

35. Тиск в сепараторі пара УПГ	$P_{ynz} = P_2 / v_{nn} =$	2,08	
--------------------------------	----------------------------	------	--

Продовж. таблиці 3.2

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		Перше	Друге
35а. Температура охолоджуючої пари, T10, К	$T'_\theta = f(P_{ynz})$	488	
36. Коефіцієнт витрати для ТВТ	$\beta_{m1} = \frac{(1 + g_m) \cdot \alpha_{\kappa c} + g_{nn}}{\alpha_{\kappa 2}} =$	1,2452	
37. Оцінка числа рядів охолоджуваних лопаток в ТВТ	$n_{ox.1} = \text{целое} \frac{2 \cdot \lg(T_\theta / T_3)}{\lg \left[1 - \left(\frac{\Delta T}{T} \right)_{cm} \right]} =$	2	
38. Відносна витрата сухого насиченої пари на охолодження ТВТ	$g_{n.ox1} = 0,7088 \cdot g_\theta \cdot \beta_{m1} \cdot \frac{(n_{ox.1} + 1)}{2} \cdot \frac{(T_3 - T_\theta)}{(T_\theta - T_{10})} \cdot \left(\frac{T_3}{T_{10}} \right)^{0.25} =$	0,02479	
39. Відносний паровміст в потоці перед ТВТ	$d_{n1} = \frac{g_{nn}}{\beta_{m1} \cdot \alpha_{\kappa 2}} =$	0,1825	
40. Відносний газовміст в потоці на вході в ТВТ	$d_{z1} = 1 - d_{n1} =$	0,8175	
41. Оціночна теоретична температура газопарової суміші за ТВТ	$T_{4.1_t} = T_3 - 0,7 \cdot \Delta T_{\kappa 2} / \eta_{T_1}$	1258,93	
42. Середня температура суміші в процесі зниження тиску в ТВТ	$T_{cp.T_1} = (T_3 + T_{4.1_t}) / 2$	1369,47	
43. Питома ізобарна теплоємність продуктів згоряння для процесу в ТВТ	$c_{p.zn1} = c_{pz.m1} \cdot d_{z1} + c_{pn.m1} \cdot d_{n1} =$	1,2912	
44. Питома ізобарна теплоємність водяної пари для процесу в ТВТ	$c_{pz.m1} = f(T_{cp.T_1}; \alpha)$	2,525	
45. Питома ізобарна теплоємність газопарової суміші для процесу в ТВТ	$c_{pn.m1} = f(T_{cp.m1})$	1,51638	
46. Газова постійна газопарової суміші для процесу в ТВТ	$R_{zn1} = R_z \cdot d_{z1} + R_n \cdot d_{n1} =$	0,3196	

47. Показник ізоентропи для процесу розширення в ТВТ	$\kappa_{T1} = \frac{c_{p,гп1}}{c_{p,гп1} - R_{гп1}} =$	1,2670	
48. Коефіцієнт балансу потужності для ТВТ	$C_1 = \frac{c_{pв.к2}}{c_{p,гп1} \cdot \beta_{T1} \cdot \eta_{m1}} =$	0,6160	

Продовж. таблиці 3.2

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		Перше	Друге
49. Дійсний температурний перепад в ТВТ	$\Delta T_{T1} = C_1 \cdot \Delta T_{к2} =$	175,48	
50. Температура кінця теоретичного процесу розширення суміші в ТВТ	$T_{4.1f} = T_3 - \Delta T_{T1} / \eta_{T1} =$	1285,4	
51. Температура кінця процесу в ТВТ без урахування ефекту «захолювання» потоку	$T_{4.1п} = T_3 - \Delta T_{T1} =$	1304,5	
52. Питома ізобарна теплоємність продуктів згоряння для процесу змішування за ТВТ	$c_{pг.4.1} = f(T_{4.1п}; \alpha)$	1,245	
53. Питома ізобарна теплоємність водяної пари для процесу змішування за ТВТ	$c_{pп.4.1} = f(T_{4.1п})$	1,94	
54. Питома ізобарна теплоємність газопарові суміші для процесу змішування за ТВТ	$c_{p,гп4.1} = c_{pг.4.1} \cdot d_{г1} + c_{pп.4.1} \cdot d_{л1} =$	1,3718	
55. Температура охолоджуючої пари, T10, К		488	
56. Питома ізобарна теплоємність водяної пари при скиданні в прот. част.ГТД		2,471	
57. Дійсна температура суміші за ТВТ з урахуванням ефекту «захолювання» потоку	$T_{4.1} = \frac{\beta_{T1} \cdot \alpha_{к2} \cdot T_{4.1п}}{(\beta_{T1} \cdot \alpha_{к2} + g_{п.ox1})} + \frac{c_{p,п.ox} \cdot g_{п.ox1} \cdot T_{п.ox}}{c_{p,гп4.1} \cdot (\beta_{T1} \cdot \alpha_{к2} + g_{п.ox1})} =$	1251,4	

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

					КР.142.6231м.04.03.ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

58. Ступінь зниження тиску ТВТ	$\pi_{\tau 1} = \left(\frac{T_3 \cdot \eta_{\tau 1}}{T_3 \cdot \eta_{\tau 1} - \Delta T_{\tau 1}} \right)^{\frac{\kappa_{\tau 1}}{(\kappa_{\tau 1} - 1)}} =$	1,95	
59. Тиск суміші перед ТВТ	$P_3 = P_2 \cdot v_{\kappa c} =$	1,88	
60. Тиск суміші за ТВТ	$P_{4.1} = \frac{P_3}{\pi_{\tau 1}} =$	0,9610	
61. Коеф. витрати для ТНТ	$\beta_{\tau 2} = \beta_{\tau 1} \cdot \alpha_{\kappa 2} + g_{\text{п.ох1}} + (0,003 \dots 0,006) =$	1,268	

Продовж. таблиці 3.2

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		Перше	Друге
62. Оцінка числа рядів охолоджуваних лопаток в ТНТ	$n_{\text{ох.2}} = \text{целое} \frac{2 \cdot \lg \frac{T_{\text{д}}}{T_{4.1}}}{\lg \left[1 - \left(\frac{\Delta T}{T} \right)_{\text{ст}} \right]} =$	2,03	
63. Відносна витрата сухої насиченої пари на охолодження ТВТ	$g_{\text{п.ох2}} = 0,7088 \cdot g_3 \cdot \beta_{\tau 2} \cdot \frac{(n_{\text{ох.2}} + 1)}{2} \cdot \frac{(T_{3.2} - T_{\text{д}})}{(T_{\text{д}} - T_{10})} \cdot \left(\frac{T_{3.2}}{T_{10}} \right)^{0.25} =$	2,00	
64. Відносний паровміст в потоці перед ТНТ	$d_{\text{п2}} = \frac{g_{\text{пп}} + g_{\text{п.ох1}}}{\beta_{\tau 2}} =$	0,0104	
65. Відносне газосодержание в потоці перед ТНТ	$d_{\tau 2} = 1 - d_{\text{п2}} =$	0,1857	
66. Оціночна теоретична температура суміші за ТНТ	$T_{4.2_t} = T_{3.2} - 0,8 \cdot \Delta T_{\kappa 1} / \eta_{\tau 2} =$	0,8143	
67. Середня температура суміші в процесі зниження тиску в ТНТ	$T_{\text{ср.м2}} = \frac{T_{3.2} + T_{4.2_t}}{2} =$	1122,4	
68. Питома ізобарна теплоємність продуктів сгорання для процесу в ТНТ	$c_{\text{рг.т2}} = f(T_{\text{ср.т2}}; \alpha)$	1186,9	
69. Питома ізобарна теплоємність водяної пари для процесу в ТНТ	$c_{\text{рп.т2}} = f(T_{\text{ср.т2}})$	1,2217	
70. Питома ізобарна теплоємність газопарові суміші для процесу в ТНТ	$c_{\text{р.гп2}} = c_{\text{рг.т2}} \cdot d_{\tau 2} + c_{\text{рп.т2}} \cdot d_{\text{л2}} =$	2,382	

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

					КР.142.6231м.04.03.ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

71. Газова постійна газопарової суміші для процесу в ТНТ	$R_{гп2} = R_{г} \cdot d_{г2} + R_{п} \cdot d_{л2} =$	1,4371	
72. Показник ізоентропа для процесу розширення в ТНТ	$\kappa_{гп2} = \frac{c_{р.гп2}}{c_{р.гп2} - R_{гп2}} =$	0,3201	
73. Коефіцієнт балансу потужності для ТНТ	$C_2 = \frac{c_{рв.к1}}{c_{р.гп2} \cdot \beta_{т2} \cdot \eta_{м2}} =$	1,2866	

Продовж. таблиці 3.2

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		Перше	Друге
74. Дійсний температурний перепад в ТНТ	$\Delta T_{т2} = C_2 \cdot \Delta T_{к1} =$	102,32	
75. Температура кінця теоретичного процесу розширення суміші в ТНТ	$T_{4.2t} = T_{3.2} - \Delta T_{т2} / \eta_{т2} =$	1138,0	
76. Температура кінця процесу розширення в ТНТ без урахування ефекту «захолаживання» потоку	$T_{4.2п} = T_{3.2} - \Delta T_{т2} =$	1149,1	
77. Питома ізобарна теплоємність продуктів згоряння для процесу змішування за ТНТ	$c_{рг.4.2} = f(T_{4.2п}; \alpha)$	1,2095	
78. Питома ізобарна теплоємність водяної пари для процесу змішування за ТНТ	$c_{рп.4.2} = f(T_{4.2п})$	2,34	
79. Питома ізобарна теплоємність газопарової суміші для процесу змішування за ТНТ	$c_{р.гп4.2} = c_{рг.4.2} \cdot d_{г2} + c_{рп.4.2} \cdot d_{л2} =$	1,4194	
80. Температура суміші за ТНТ з урахуванням ефекту «захолаживання» потоку	$T_{4.2} = \frac{\beta_{т2} \cdot T_{4.2п}}{(\beta_{т2} + g_{п.ox2})} + \frac{c_{р.п.ox} \cdot g_{п.ox} \cdot T_{п.ox}}{c_{р.гп4.2} \cdot (\beta_{т2} + g_{п.ox2})} =$	1146,6	
81. Ступінь зниження тиску ТНТ	$\pi_{т2} = \left(\frac{T_{3.2} \cdot \eta_{т2}}{T_{3.2} \cdot \eta_{т2} - \Delta T_{т2}} \right)^{\frac{\kappa_{т2}}{(\kappa_{т2} - 1)}} =$	1,5320	

Інв. № подл.	Підпис та дата	Інв. № дубл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	Інв. № подл.

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.03.ПЗ	Арк.
						52

82. Тиск суміші перед ТНТ	$P_{3.2} = P_{4.1} \cdot v_{т1} =$	0,96	
83. Тиск суміші за ТНТ	$P_{4.2} = \frac{P_{3.2}}{\pi_{т2}} =$	0,6273	
84. Коефіцієнт витрати для ТГ	$\beta_{т3} = \beta_{т2} + g_{п.ох} + (0,002...0,004) =$	1,290	
85. Тиск суміші перед ТГ	$P_{3.3} = P_{4.2} \cdot v_{т2} =$	0,6241	
86. Тиск суміші за ТГ	$P_4 = \frac{P_{п}}{v_{го} \cdot v_{унг} \cdot v_{гпк}} =$	0,1088	
87. Ступінь зниження тиску ТГ	$\pi_{т3} = \frac{P_{3.3}}{P_4} =$	5,739	

Продовж. таблиці 3.2

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		Перше	Друге
88. Відносний паровміст у потоці перед ТГ	$d_{п3} = \frac{g_{пп} + g_{п.ох1} + g_{п.ох2}}{\beta_{т3}} =$	0,2017	
89. Відносний газовміст у потоці перед ТГ	$d_{г3} = 1 - d_{п3} =$	0,7983	
90. Оціночна теоретична температура суміші за ТГ	$T_{4т} = T_{3.3} - \frac{\Delta T_{к1} + \Delta T_{к2}}{2\eta_{т3}} =$	901,54	
91. Середня температура суміші в процесі зниження тиску в ТГ	$T_{ср.т3} = \frac{T_{3.3} + T_{4т}}{2} =$	1024,1	
92. Питома ізобарна теплоємність продуктів згоряння для процесу в ТГ	$c_{рг.т3} = f(T_{ср.т3}; \alpha)$	1,1806	
93. Питома ізобарна теплоємність водяної пари для процесу в ТГ	$c_{рп.т3} = f(T_{ср.т3})$	2,2660	
94. Питома ізобарна теплоємність газопарової суміші для процесу в ТГ	$c_{р.гп3} = c_{рг.т3} \cdot d_{г3} + c_{рп.т3} \cdot d_{п3} =$	1,3995	
95. Газова стала газопарової суміші для процесу в ТГ	$R_{гп3} = R_{г} \cdot d_{г3} + R_{п} \cdot d_{п3} =$	0,3229	
96. Показник ізоентропи для процесу розширення в ТГ	$\kappa_{гп3} = \frac{c_{р.гп3}}{c_{р.гп3} - R_{гп3}} =$	1,2999	
97. Дійсний температурний перепад в ТГ	$\Delta T_{т3} = T_{3.3} \cdot \left(1 - \frac{1}{\frac{\kappa_{гп3} - 1}{\pi_{т3}}} \right) \cdot \eta_{т3} =$	350,01	

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

					КР.142.6231м.04.03.ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

98. Теоретична температура суміші за ТГ	$T_{4_t} = T_{3.3} - \Delta T_{T_3} / \eta_{T_3} =$	766,24	
99. Дійсна температура суміші за ТГ	$T_4 = T_{3.3} - \Delta T_{T_3} =$	796,68	
100. Коефіцієнт витрати для газоотводного пристрої	$\beta_{ro} = \beta_{T_3} + (0,002 \dots 0,010) =$	1,292	
101. Відносний паровміст в потоці перед УПГ	$d_{ro} = \frac{g_{мп} + g_{п.ox1} + g_{п.ox2}}{\beta_{ro}} =$	0,2014	
102. Відносний газовміст в потоці перед УПГ	$d_{r4} = 1 - d_{п4} =$	0,799	

Продовж. таблиці 3.2

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		Перше	Друге
103. Температура суміші за испарительной поверхнею нагріву УПГ	$T_{ип} = T'_B + \Delta T_{ип} =$	503,85	
104. Параметри води і водяної пари для процесів у УПГ	$T'_B = f(P_{упг})$	487,85	
h10	$h_{мп} = f(P_{упг})$	2797,0	
	$h'_B = f(P_{упг})$	919,9	
105. Середня температура суміші для процесів в ПП і ВП УПГ	$T_{cp4} = \frac{T_4 + T_{ип}}{2} =$	650,26	
106. Питома ізобарна теплоємність газу для процесу в ПП і ВП УПГ	$c_{pg4} = f(T_{cp4}; \alpha)$	1,0999	
107. Питома ізобарна теплоємність пара для процесу в ПП і ВП УПГ	$c_{rp4} = f(T_{cp4})$	2,0550	
108. Масова пит Питома ома ізобарна теплоємність суміші для процесу в ПП і ВП УПГ	$c_{p.rп4} = c_{pg4} \cdot d_{r4} + c_{rp4} \cdot d_{л4} =$	1,2922	
109. Відносна паропроодуктивність УПГ по перегрітій парі	$g_{мп} = \frac{\beta_{ro} \cdot c_{p.rп4} \cdot (T_4 - T_{мп}) - (g_{n.ox1} + g_{n.ox2}) \cdot (h_{10} - h'_g)}{(h_{gg} - h'_g)} =$	0,2252	

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

					КР.142.6231м.04.03.ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

110. Задаємося в першому наближенні величиною температури суміші за УПГ	$T_6 = (420...460)K$	440	
111. Середня температура суміші для процесів в економайзері УПГ	$T_{cp5} = (T_6 + T_{ип})/2 =$	471,9	
112. Питома ізобарна теплоємність газу для процесу в економайзері УПГ	$c_{pg5} = f(T_{cp5}; \alpha)$	1,0528	

Продовж. таблиці 3.2

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		Перше	Друге
113. Питома ізобарна теплоємність пари для процесу в економайзері УПГ	$c_{pp5} = f(T_{cp5})$	1,9490	
114. Питома ізобарна теплоємність суміші для процесу в економайзері УПГ	$c_{p,пп5} = c_{pg5} \cdot d_{г4} + c_{pp5} \cdot d_{л4} =$	1,2333	
115. Температура суміші за УПГ	$T_6 = T_{ип} - \frac{(g_{п.ox1} + g_{п.ox2}) \cdot (h'_в - h_{пв})}{\beta_{го} \cdot c_{p,пп5}} =$	487,15	
116. Питома потужність КГТА	$N_{уд} = \beta_{т3} \cdot c_{p,пп3} \cdot \Delta T_{т3} \cdot \eta_{м3} \cdot v_{вх} =$	572,61	
117. Приведена витрата повітря через КНТ		72,081	
118. Дійсна витрата повітря через КНТ	$G_{к1} = G_{к1,пп} \cdot v_{вх} =$	71,000	
118а. Потужність КГТА, кВт		41274	
119. Дійсна витрата повітря через КВТ	$G_{к2} = G_{к1} \cdot \alpha_{к2} =$	70,29	
120. Витрата повітря через КЗ	$G_{кз} = G_{к1} \cdot \alpha_{кз} =$	69,23	
121. Годинна витрата палива на КС	$G_{м,ч} = g_m \cdot G_{кз} \cdot 3600 =$	8382,3	
122. Паропроодуктивність УПГ по перегрітій парі	$G_{nn} = g_{nn} \cdot G_{к1} =$	16,00	

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

					КР.142.6231м.04.03.ПЗ	Арк.
						55
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

123. Паропродуктивність УПГ по насиченій парі	$G_{nn} = (g_{n.ox1} + g_{n.ox2}) \cdot G_{\kappa1} =$	2,50	
124. Витрата суміші через ТВТ	$G_{m1} = G_{\kappa2} \cdot \beta_{m1} =$	87,53	
125. Витрата суміші через ТНТ	$G_{m2} = G_{\kappa1} \cdot \beta_{m2} =$	90,00	
126. Витрата суміші через ТГ	$G_{m3} = G_{\kappa1} \cdot \beta_{m3} =$	91,59	
127. Витрата суміші через УПГ	$G_{zo} = G_{\kappa1} \cdot \beta_{zo} =$	91,73	
128. Питома витрата палива на КГТА	$C_{Ne} = G_{m.ч} / Ne =$	0,2031	

Продовж. таблиці 3.2

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		Перше	Друге
129. Ефективний ККД КГТА	$\eta_e = \frac{3600}{C_{Ne} \cdot H_U} =$	0,4131	
130. Температура суміші на виході з ГПК	$T_8 = T_{3.6} + \Delta T_{зпк} =$	300,00	
131. Відносний паровміст в потоці за ГПК	$d_{зпк2} = \frac{R_z}{R_n \cdot \left(\frac{P_n}{v_{zo} \cdot P_{n2}} - 1 \right) + R_z} =$	0,0216	
132. Кількість води, що виділилася в КЗ при спалюванні, поданого туди палива	$G_{6.тон} = 1,2613 \cdot \frac{G_{m.ч}}{3600} =$	2,94	
133. Кількість води, що надійшла в КГТА із зовнішнім повітрям	$G_{6.6} = d_{п.к} \cdot G_{\kappa1} =$	0,45	
134. Загальна кількість води в газопарові потоці перед ГПК	$G_{6\Sigma} = G_{nn} + G_{nn} + G_{6.тон} + G_{6.6} =$	21,88	
135. Кількість води, що втрачається в циклі, з газами, що відходять	$G_{6.ух} = \frac{d_{зпк2} \cdot (G_{zo} - G_{6\Sigma})}{(1 - d_{зпк2})} =$	1,5456	

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

					КР.142.6231м.04.03.ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

136. Кількість води, що повертається в цикл з ГПК	$G_{\text{кон}} = G_{\text{вс}} - G_{\text{в.вх}} =$	20,330	
137. Баланс по живильній воді у циклі КГТА	$\delta G_{\text{в}} = G_{\text{кон}} - G_{\text{пн}} - G_{\text{пн}} =$	1,8392	
138. Середня температура суміші для процесу охолодження суміші у ГПК	$T_{\text{ср.зпк}} = (T_6 + T_8)/2 =$	393,58	
139. Питома теплоємність газу під час охолодження суміші у ГПК	$c_{\text{рзб}} = f(T_{\text{ср.зпк}}; \alpha)$	1,0442	
140. Питома ізобарна теплоємність пара в процесі охолодження суміші в ГПК	$c_{\text{рпб}} = f(T_{\text{ср.зпк}})$	1,9050	

Продовж. таблиці 3.2

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		Перше	Друге
141. Питома ізобарна теплоємність суміші в процесі її охолодження в ГПК	$c_{\text{р.зпк}} = c_{\text{рзб}} \cdot d_{\text{з4}} + c_{\text{рпб}} \cdot d_{\text{л4}} =$	1,2175	
142. Газова постійна газопарові суміші для процесу її охолодження в ГПК	$R_{\text{зн4}} = R_{\text{з}} \cdot d_{\text{з4}} + R_{\text{п}} \cdot d_{\text{л4}} =$	0,3228	
143. Парціальний тиск водяної пари в суміші перед ГПК	$P_{\text{пб}} = \frac{P_4 \cdot d_{\text{п4}} \cdot R_{\text{п}}}{v_{\text{пз}} \cdot R_{\text{зн4}}} =$	0,0322	
144. Параметри води і водяної пари для процесів в ГПК	$h_{\text{в8}} = f(T_8)$	113,13	
	$h_{\text{пб}} = f(P_{\text{пб}}; T_6)$	798,6	
145. Витрата охолоджуючої води, що прокачується через ГПК	$G_{\text{з.в}} = \frac{(G_{\text{з0}} - G_{\text{вс}}) \cdot c_{\text{р.зпк}} \cdot (T_6 - T_8) + G_{\text{кон}} \cdot (h_{\text{пб}} - h_{\text{в8}})}{c_{\text{р.зв}} \cdot \Delta T_{\text{зв}}} =$	54,99	
146. Потужність, що витрачається на привід	$N_{\text{зцп}} = \frac{1,00125 \cdot G_{\text{зв}} \cdot \Delta P_{\text{зцп}}}{\eta_{\text{зцп}}} =$	10,01	

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.03.ПЗ	Арк.
						57

ГОЛОВНОГО циркуляційного насоса ГПК			
--	--	--	--

Інв. № подл. Підпис та дата Взам. інв. № Інв. № дубл. Підпис та дата						КР.142.6231м.04.03.ПЗ Арк. 58
	Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

Інв. № подл.	Підпис та дата		Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.04.ПЗ			
Студент	Говоруха О.В.							
Керівник	ВащиленкоМ.В.							
Зав. каф.	Патлайчук В.М.							
Габаритно-компонувальний розрахунок ГТД та побудова ескізу його меридіонального перерізу					Літ.	Арк.	Аркушів	
							58	35
					НУК			

РОЗДІЛ 4

ГАБАРИТНО-КОМПОНУВАЛЬНИЙ РОЗРАХУНОК ГТД ТА ПОБУДОВА ЕСКІЗУ ЙОГО МЕРИДІОНАЛЬНОГО ПЕРЕРІЗУ

При розрахунку теплової схеми газотурбінного агрегату, отримані значення параметрів повітря і газу, що дозволяють визначити розміри проектного агрегату і викреслити меридіональний переріз проточної частини ГТД, а також ескізи, ПК. Але для цього необхідно знати габаритні розміри компресорів, камери згоряння, турбін, ПК.

Габаритний розрахунок виконується з метою визначення радіальних і осьових розмірів компресорів, турбін і камери згоряння. Він дозволяє оцінити в першому наближенні число ступенів компресорів і турбін, і частоти обертання турбокомпресорних блоків, для камери згоряння оцінити число жарових труб, щоб отримати дані для викреслювання меридіонального перерізу проточної частини ГТД. При компонованні поздовжнього розрізу ГТД перехідники між агрегатами визначаються конструктивно [3].

4.1 Визначення габаритних розмірів осьових компресорів ГТД

В результаті розрахунку ГТА на повну потужність отримані основні початкові дані, необхідні для розрахунку компресорів. Щоб викреслити меридіональний переріз проточної частини компресорів, необхідно визначити: зовнішній і внутрішній діаметри на вході, число ступенів, величину проекцій хорд лопаток на осьовий напрямок на середньому діаметрі, осьові зазори між лопатками, зовнішній і внутрішній діаметри на виході з компресора.

Розрахунок компресора багато в чому пов'язаний з характеристиками турбіни, що його приводить. Тому що прийнята окружна швидкість визначає частоту обертання турбокомпресорного блоку, що у свою чергу визначає середній діаметр облопачування турбіни.

Розрахунок ведеться за стандартною методикою визначення габаритних розмірів ГТД, запропонованою кафедрою «Турбін» НУК та [3].

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	4.1 Визначення габаритних розмірів осьових компресорів ГТД В результаті розрахунку ГТА на повну потужність отримані основні початкові дані, необхідні для розрахунку компресорів. Щоб викреслити меридіональний переріз проточної частини компресорів, необхідно визначити: зовнішній і внутрішній діаметри на вході, число ступенів, величину проекцій хорд лопаток на осьовий напрямок на середньому діаметрі, осьові зазори між лопатками, зовнішній і внутрішній діаметри на виході з компресора. Розрахунок компресора багато в чому пов'язаний з характеристиками турбіни, що його приводить. Тому що прийнята окружна швидкість визначає частоту обертання турбокомпресорного блоку, що у свою чергу визначає середній діаметр облопачування турбіни. Розрахунок ведеться за стандартною методикою визначення габаритних розмірів ГТД, запропонованою кафедрою «Турбін» НУК та [3].				
					КР.142.6231м.04.04.ПЗ Арк. 60				
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

Початковими даними, необхідними для оцінки габаритів компресорів, є дані, які отримані на етапі детального теплового розрахунку ГТД на режимі повної потужності (табл. 4.1.)

Таблиця 4.1 – Вихідні дані до габаритного розрахунку компресору

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		КНТ	КВТ
1. Повний тиск повітря на вході в компресор P_1 , Па	З розрахунку схеми ГТД	0,1	0,419
2. Повний тиск повітря на виході з компресора P_2 , Па	З розрахунку схеми ГТД	0,421	1,954
3. Повна температура повітря на вході в компресор T_1 , К	З розрахунку схеми ГТД	288	454,2
4. Повна температура повітря на виході з компресора T_2 , К;	З розрахунку схеми ГТД	454,2	739
5. Витрата повітря на вході у компресор G_K , кг/с;	З розрахунку схеми ГТД	71	70,21

Інв. № подл. Підпис та дата Взам. інв. № Інв. № дубл. Підпис та дата						КР.142.6231м.04.04.ПЗ Арк. 61
	Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця 4.2 – Визначення габаритних розмірів компресорів

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		КНТ	КВТ
6. Показник адіабати повітря у вхідному перетині компресора $k_{п1}$	$\frac{c_{pп} ^{T_1}}{c_{pп} ^{T_1} - R_{п}}$, де: $R_{п} = 0,2869$ кДж/(кг·К); $c_{pп} ^{T_1} = f(T_1) - (c_p - T)$ діаграма	1,395	1,373
7. Показник адіабати повітря у вихідному перетині компресора $k_{п2}$.	$\frac{c_{pп} ^{T_2}}{c_{pп} ^{T_2} - R_{п}}$, де: $R_{п} = 0,2869$ кДж/(кг·К); $c_{pп} ^{T_1} = f(T_2) - (c_p - T)$ діаграма	1,373	
8. Матеріал лопаток	Приймається [4]	X17H2	X17H2
9. Границя міцності матеріалу лопаток σ_k , Па	Приймається [4]	920	920
10. Щільність матеріалу лопаток ρ_{mk} , кг/м ³	Приймається [4]	1850	1850
11. Форма проточної частини	Приймається [4]	D _с = const	D _в = const
12. Втулкове відношення на вході в компресор $\bar{d}$	Приймається [4]	0,45	0,71
13. Відносна осьова швидкість на вході $\bar{C}_{a1}$	Приймається [4]	0,51	0,5
14. Осьова швидкість на вході C_{a1} , м/с	Приймається [4]	150	150
15. Окружна швидкість на зовнішньому діаметрі на вході $U_{з1}$, м/с	Приймається [4]	294,1	300
16. Осьова швидкість на вході C_{a1} , м/с	$C_{a1} = \bar{C}_{a1} \cdot U_{з1}$	150	150

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

					КР.142.6231м.04.04.ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		КНТ	КВТ
17. Коефіцієнт швидкості для вхідного перетину λ_{Ca1}	$\lambda_{Ca1} = \frac{C_{a1}}{\sqrt{2 \cdot \frac{k_{п1}}{k_{п1} + 1} \cdot R_{п} \cdot T_1}}$	0,483	0,386
18. Газодинамічна функція $q(\lambda_{Ca1})$	$\lambda_{Ca1} \cdot \left[\frac{k_{п1} + 1}{2} \cdot \left(1 - \frac{k_{п1} - 1}{k_{п1} + 1} \cdot \lambda_{Ca1}^2 \right) \right]^{\frac{1}{k_{п1} - 1}}$	0,691	0,573
19. Кільцева площа вхідного перетину компресора F_1 , м ²	$\frac{G_k \cdot \sqrt{T_1}}{\sqrt{\frac{k_{п1} + 1}{R_{п} \cdot \left(\frac{2}{k_{п1} + 1} \right)^{k_{п1} - 1} \cdot P_1 \cdot q(\lambda_{Ca1})}}}$	0,432	0,155
20. Зовнішній діаметр вхідного перетину компресора $D_{з1}$, м	$\sqrt{\frac{4 \cdot F_1}{\pi \cdot \left(1 - \bar{d}^2 \right)}}, \text{ де: } \pi = 3,1416$	0,831	0,631
21. Внутрішній діаметр на вході в компресор $D_{в1}$, м	$D_{з1} \cdot \bar{d}$	0,374	0,448
22. Середній діаметр на вході в компресор $D_{с1}$, м	$\frac{D_{з1} + D_{в1}}{2}$	0,602	0,540
23. Висота робочої лопатки першої ступіні $l_{к1}$	$\frac{D_{з1} - D_{в1}}{2}$	0,228	0,092
24. Частота обертання ротора компресора n_k , об./хв.	$\frac{60 \cdot U_{з1}}{\pi \cdot D_{з1}}, \text{ де: } \pi = 3,1416$	6766	9078
25. Напруження розтягу в кореневому перерізі робочої лопатки першого ступеня $\sigma_{к1}$, Па	$9,8 \cdot \left(\frac{\rho_{mk}}{7850} \right) \cdot n_k^2 \cdot F_1$	193,9	125,4
26. Запас міцності робочої лопатки першого ступеня $k_{міц1}$	$\frac{\sigma_k}{\sigma_{к1}}$	4,7	7,3
27. Осьової швидкість на виході з компресора C_{a2} , м/с	$(0,9...1,0) \cdot C_{a1}$	135	135
28. Коефіцієнт швидкості для вихідного перетину компресора λ_{Ca2}	$\frac{C_{a2}}{\sqrt{2 \cdot \frac{k_{п2}}{k_{п2} + 1} \cdot R_{п} \cdot T_2}}$	0,346	0,273

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.04.ПЗ	Арк.
						63

Продовж. таблиці 4.2.

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		КНТ	КВТ
29. Газодинамічна функція $q(\lambda_{Ca2})$	$\lambda_{Ca2} \left[\frac{k_{п2} + 1}{2} \left(1 - \frac{k_{п2} - 1}{k_{п2} + 1} \lambda_{Ca2}^2 \right) \right]^{\frac{1}{k_{п2} - 1}}$	0,520	0,418
30. Кільцева площа вихідного перетину компресора $F_2, \text{м}^2$	$\frac{G_k \cdot \sqrt{T_2}}{\sqrt{\frac{k_{п2}}{R_{п2}} \cdot \left(\frac{2}{k_{п2} + 1} \right)^{\frac{k_{п2} + 1}{k_{п2} - 1}} \cdot P_2 \cdot q(\lambda_{Ca2})}}$	0,171	0,058
31. Середній діаметр на виході з компресора $D_{c2}, \text{м}$	$D_{c2} = D_{c1}, \text{ для } D_c = \text{const};$ $\frac{D_{32} + D_{62}}{2}, \text{ для } D_3 = \text{const та } D_B = \text{const}$	0,602	0,540
32. Зовнішній діаметр на виході з компресора $D_{32}, \text{м}$	$D_{c2} + \frac{F_2}{\pi \cdot D_{c2}}, \text{ для } D_c = \text{const};$ $D_{32} = D_{31}, \text{ для } D_3 = \text{const};$ $\sqrt{D_{62}^2 + \frac{4 \cdot F_2}{\pi}}, \text{ для } D_B = \text{const}$	0,693	0,631
33. Внутрішній діаметр на виході з компресора $D_{62}, \text{м}$	$D_{c2} - \frac{F_2}{\pi \cdot D_{c2}}, \text{ для } D_c = \text{const};$ $\sqrt{D_{32}^2 - \frac{4 \cdot F_2}{\pi}}, \text{ для } D_3 = \text{const};$ $D_{62} = D_{61}, \text{ для } D_B = \text{const}$	0,512	0,506
34. Висота робочої лопатки останньої ступіні $l_{к2}, \text{м}$	$\frac{D_{32} - D_{в2}}{2}$	0,091	0,034
35. Число ступенів компресора Z_k	ціле $\frac{\lg \pi_{\kappa}}{\lg \pi_{\text{ст}\kappa}}, \text{ де: КНТ - } \pi_{\text{см}\kappa} = (1,22...1,24);$ $\text{КВТ - } \pi_{\text{см}\kappa} = (1,15...1,17).$	9	10
36. Кільцева площа середньої розрахункової ступені $F_{ck}, \text{м}^2$	$\frac{F_1 + F_2}{2}$	0,302	0,107
37. Середній діаметр середньої розрахункової ступені (СРС) $D_{cc}, \text{м}$	$D_{cc} = D_{c1}, \text{ для } D_c = \text{const};$ $\frac{D_{3c} + D_{6c}}{2}, \text{ для } D_3 = \text{const та } D_B = \text{const}$	0,602	0,540

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

					КР.142.6231м.04.04.ПЗ	Арк.
						64
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовж. таблиці 4.2.

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення	
		КНТ	КВТ
38. Зовнішній діаметр СРС D_{3c} , м	$D_{cc} + F_{ck} / (\pi \cdot D_{cc})$, для $D_c = const$; $D_{3c} = D_{31}$, для $D_3 = const$; $\sqrt{D_{6c}^2 + 4 \cdot F_{ck} / \pi}$, для $D_B = const$	0,762	0,603
39. Внутрішній діаметр СРС D_{6c} , м	$D_{cc} - F_{ck} / (\pi \cdot D_{cc})$, для $D_c = const$; $\sqrt{D_{6c}^2 - 4 \cdot F_{ck} / \pi}$, для $D_3 = const$; $D_{6c} = D_{61}$, для $D_B = const$	0,443	0,477
40. Висота робочої лопатки СРС l_{kc} , м	$\frac{D_{3c} - D_{6c}}{2}$	0,159	0,063
41. Відносна висота лопатки СРС g_{lc}	D_{cc} / l_{pc}	3,77	8,57
42. Відносна ширина СРС $\bar{L}_{стк}$	$0,87353 + 0,02604 \cdot g_{lc} + 0,00092 \cdot g_{lc}^2 +$ $+ 0,00004 \cdot g_{lc}^3$	0,987	1,190
43. Осьовий габарит СРС $L_{стк}$, м	$l_{kc} \cdot \bar{L}_{стк}$	0,157	0,075
44. Осьовий габарит проточної частини компресора L_k , м	$L_{стк} \cdot Z_k$	1,417	0,749

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	КР.142.6231м.04.04.ПЗ					Арк.
										65
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

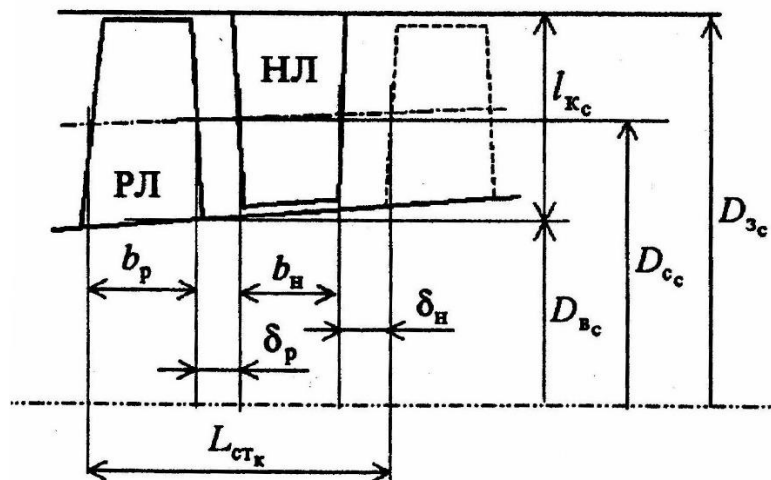


Рис. 4.1. Ескіз проточної частини середнього розрахункового ступеня осевого компресора ГТД

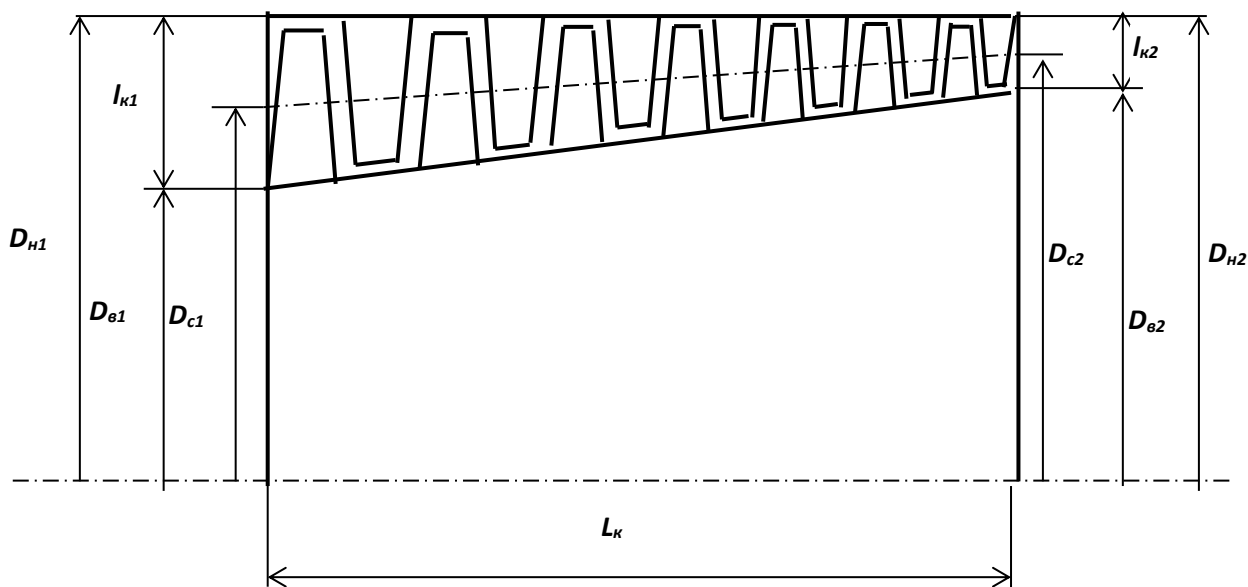


Рис. 4.2. Меридіанний перетин проточної частини компресора ГТД

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

КР.142.6231м.04.04.ПЗ

Арк.

66

4.2 Визначення габаритних розмірів камери згоряння ГТД

З розрахунку ГТА на режимі повній потужності відомі основні дані, необхідні для габаритного розрахунку КЗ.

Камера згоряння протитечійна, трубчасто-кільцевого типу. Для зручності розрахунків ведеться в табличній формі (1.8). Вихідні дані для розрахунку приведені в табл. 4.3.

Як паливо для ГТА використовуються природний газ.

Таблиця 4.3 - Вихідні дані до габаритного розрахунку камери згоряння

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення
1. Повний тиск повітря на вході в КЗ $P_{1\text{КЗ}}$, Па	З розрахунку схеми ГТД	1,954
2. Повна температура повітря на вході в КЗ $T_{1\text{КЗ}}$, К	З розрахунку схеми ГТД	737,07
3. Годинна витрата палива на КЗ $G_{\text{пал.год}}$, кг/год;	З розрахунку схеми ГТД	8382
4. Витрата повітря через КЗ $G_{\text{п.КЗ}}$, кг/с;	З розрахунку схеми ГТД	69,23
5. Витрата повітря на виході з дифузора $G_{\text{п.диф}}$, кг/с;	З розрахунку схеми ГТД	70,29
6. Коефіцієнт повноти згоряння $\eta_{\text{КЗ}}$;	З розрахунку схеми ГТД	0,995
7. Нижча наявна теплотворна здатність палива H_u , кДж/кг;	З розрахунку схеми ГТД	42915
8. Стехіометрична кількість повітря L_0 , кг/кг.	З розрахунку схеми ГТД	14,78

Підпис та дата	Інв. № дубл.	Взам. інв. №	Підпис та дата	Інв. № подл.

					КР.142.6231м.04.04.ПЗ	Арк.
						67
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.4 - Визначення габаритних розмірів протитокової камери згоряння ГТД

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення
9. Об'ємна теплонапруженість для жарових труб Q_V , кДж/(м ³ ·год·Па).	Приймаємо, [1] стор. 170	950
10. Сумарний об'єм усіх жарових труб КЗ $V_{ЖТ}$, м ³	$\frac{H_u \cdot G_{пал\ год} \cdot \eta_{КЗ}}{Q_V \cdot P_{1\ КЗ}}$	0,193
11. Кількість жарових труб $n_{ЖТ}$	Приймаємо, [1] стор. 170. Наприклад:	14
12. Об'єм жарової труби $V_{ЖТ}$, м ³	$\frac{V_{ЖТ}}{n_{ЖТ}}$	0,0138
13. Відносна довжина жарової труби $\bar{l}$	Приймаємо, [1] стор. 170.	3,6
14. Діаметр жарової труби $d_{ЖТ}$, м	$\sqrt[3]{\frac{4 \cdot v_{ЖТ}}{a \cdot \pi \cdot \bar{l}}}$, де: $a = 0,7$; $\pi = 3,1416$	0,1909
15. Довжина жарової труби $l_{ЖТ}$, м	$d_{ЖТ} \cdot \bar{l}$	0,687
16. Зазору між сусідніми жаровими трубами e , м	$(0,07...0,25) \cdot d_{ЖТ}$	
17. Середній діаметр розміщення жарових труб $D_{с\ КЗ}$, м	$(d_{ЖТ} + e) / \sin(180^\circ / n_{ЖТ})$	0,029
18. Витрата первинного повітря $G_{п1}$, кг/с;	$\frac{\alpha_1 \cdot G_{пал\ год} \cdot L_0}{3600}$, де: $\alpha_1 = 1,10...1,25$.	0,987
19. Витрата повітря поза жаровими трубами $G_{пш}$, кг/с;	$G_{п\ диф} - G_{п1}$	32,44
20. Площа перерізу, що займають жарові труби $F_{КЗ\ ЖТ}$, м ²	$\frac{\pi \cdot d_{ЖТ}^2}{4} \cdot n_{ЖТ}$	0,401
21. Сумарна площа кільцевого каналу КЗ $F_{КЗ\ \Sigma}$, м ²	$(2,2...2,5) \cdot F_{КЗ\ ЖТ}$	0,9819
22. Діаметр зовнішнього кожуха КЗ $D_{з\ КЗ}$, м	$D_{с\ КЗ} + F_{КЗ} / (\pi \cdot D_{с\ КЗ})$	1,304
23. Діаметр внутрішнього кожуха КЗ $D_{в\ КЗ}$, м	$D_{с\ КЗ} - F_{КЗ} / (\pi \cdot D_{с\ КЗ})$	0,671
24. Довжина осьорадіального дифузора КЗ $L_{ор.д}$, м	$(0,28...0,56) \cdot D_{с2\ КВТ}$	0,168

Підпис та дата

Інв. № дубл.

Взам. інв. №

Підпис та дата

Інв. № подл.

КР.142.6231м.04.04.ПЗ

Арк.

68

Зм.

Лист

№ докум.

Підпис

Дата

25. Осьовий габарит КЗ $L_{КЗ \Sigma}$, м	$(1,10...1,16) \cdot L_{ЖТ}$	0,763
---	------------------------------	-------

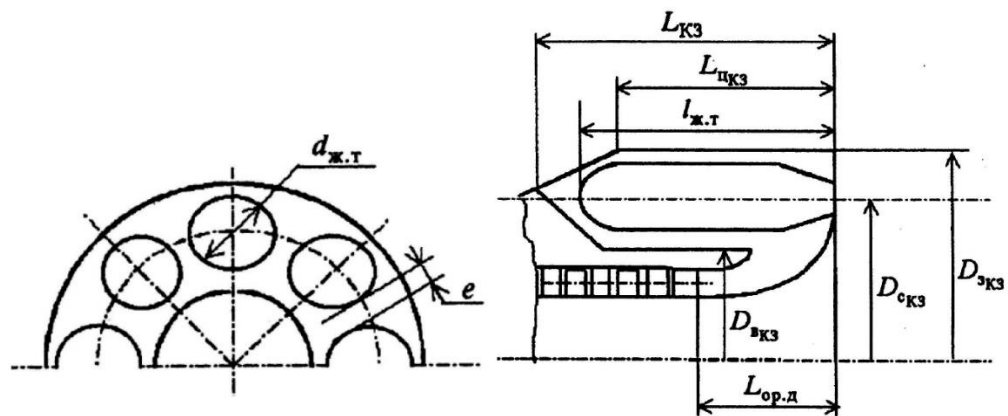


Рис. 4.3. Схема трубчато-кільцевої протитокової камери згоряння

4.3 Визначення габаритних розмірів осьових турбін ГТД

На даному етапі проектування необхідно визначити розміри осьових турбін двигуна. При цьому необхідно враховувати загальне компоновання кожної турбіни з попередньою частиною ГТД (КЗ або попередньою турбіною).

Слід зазначити, що розрахунок проводиться для оптимізації на IBM PC з використанням програми газодинамічного розрахунку осьової силової турбіни. Це обумовлено необхідністю одержання заданих частот обертання ТКВТ і ТКНТ, що у свою чергу визначає середній діаметр облопачування.

У ході розрахунку визначається середній діаметр на вході в ТГ. Необхідно враховувати загальне компоновання турбіни з опорним вінцем ТНТ. А також необхідно забезпечити плавність лінії струму від ТНТ до ТГ. Детальний розрахунок силової ТГ проводиться лише після оціночного габаритного розрахунку турбіни для аналізу залежності вихідної потужності і частоти обертання турбіни від середнього діаметра $D_{сз}$, кута виходу потоку із соплової решітки α_{11} , кутів розкриття проточної частини γ_k та $\gamma_{п}$ і т.д.

В прийнятій тепловій схемі КГТА передбачається висока температура газу і перед турбінами: 1480 К перед ТВТ, 1251 К перед ТНТ та 1147 К перед силовою

Підпис та дата		Інв. № дубл.		Взам. інв. №		Підпис та дата		Інв. № подл.	
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.04.ПЗ				Арк.
									69

турбіною. Що вимагає високоефективних схем охолодження соплових робочих лопаток, застосування корозійностійкого покриття лопаток. Для захисту лопаток від корозії застосовується покриття системи $Me \cdot Co \cdot Cr \cdot Al \cdot Y$.

Вихідні дані для розрахунку беруться з детального теплового розрахунку і представлені в табл. 4.5.

Розрахунок габаритних розмірів турбін представлені в табл. 4.6.

Таблиця 4.5 - Вихідні дані к габаритному розрахунку турбін

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення		
		ТВТ	ТНТ	ТГ
1. Повний тиск газу на вході в турбіну P_3 , Па;	З розрахунку схеми ГТД	1,88	0,96	0,62
2. Повний тиск газу на виході з турбіни P_4 , Па;	З розрахунку схеми ГТД	0,96	0,63	0,11
3. Повна температура газу на вході в турбіну T_3 , К;	З розрахунку схеми ГТД	1480	1251	1147
4. Повна температура газу на виході з турбіни T_4 , К;	З розрахунку схеми ГТД	1251	1147	797
5. Витрата газу на вході в турбіну G_T , кг/с;	З розрахунку схеми ГТД	87,5	90	91,6
6. Відносна витрата охолоджуючого повітря на турбіну g_{oxj} ,	З розрахунку схеми ГТД	0,025	0,010	0
7. Кут виходу газу з сопел першого ступеня α_{11} , град	Приймається [1]	15	16	25

Підпис та дата	Інв. № дубл.	Взам. інв. №	Підпис та дата	Інв. № подл.						Арк.
										70
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.04.ПЗ					

Таблиця 4.6- Розрахунок габаритних розмірів турбін

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення		
		ТВТ	ТНТ	ТГ
1. Показник адіабати газу у вхідному перетині турбіни $k_{Г3}$.	$\frac{c_{p_{Г}} ^{T_3}}{c_{p_{Г}} ^{T_3} - R_{Г}}$, де: $R_{Г} = 288$ Дж/(кг·К); $c_{p_{Г}} ^{T_3} = f(T_3; \alpha)$ - $(c_p - T)$ діаграма	1,234	1,251	1,259
2. Показник адіабати газу у вихідному перетині турбіни $k_{Г4}$.	$\frac{c_{p_{Г}} ^{T_4}}{c_{p_{Г}} ^{T_4} - R_{Г}}$, де: $R_{Г} = 288$ Дж/(кг·К); $c_{p_{Г}} ^{T_4} = f(T_4; \alpha)$ - $(c_p - T)$ діаграма	1,222	1,204	1,181
3. Частота обертання ротора турбіни n_T . об./хв.	З габаритного розрахунку компресорів, чи приймаємо: [4]	9078	6766	3000
4. Матеріал робочих лопаток турбіни	Приймаємо [4]	ЖС6К	ЖС6К	ЭИ826
5. Щільність матеріалу лопаток ρ_M , кг/м ³	Приймаємо [4]	8200	8200	8400
6. Форма проточної частини турбіни	Приймаємо [4]	Дс= const	Дс= const	Дв= const

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

					КР.142.6231м.04.04.ПЗ	Арк.
						71
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовж. таблиці 4.6.

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення		
		ТВД	ТНТ	ТГ
17. Середній діаметр на вході в турбіну D_{c3} , м	З компоновочного ескізу ГТД	0,987	0,987	1,086
18. Відносна осьова швидкість на вході $\bar{C}_{a1}$	[4] стор. 162	0,5	0,51	0,51
19. Число ступенів турбіни Z_T	З розрахунку схеми ГТД, чи: цiле $\frac{\lg T_4 - \lg T_3}{\lg \left[1 - \left(\frac{\Delta T}{T} \right)_{CT} \right]}$, де $\left(\frac{\Delta T}{T} \right)_{CT} = 0,11 \dots 0,12$	1,000	1,000	4,000
20. Ізоентропійний наявний теплоперепад на турбіну $H_{ад}^*$, Дж/(кг·К)	$(1 + \xi_{вих}) \cdot c_{pT} \cdot \frac{\Delta T_T}{\eta_T}$, де: $\xi_{вих} = 0,03 \dots 0,05$.	20232 7,27	11797 4,28	39566 3,48
21. Відносна висота робочої лопатки першого ступеня турбіни ϑ_{T1}	$\frac{D_{c3}}{l_{pT}}$, (в першому наближенні приймаємо – [1] стор. 176)	10,0	10,0	11,0
22. Міра реактивності першого ступеня турбіни ρ_1	$\rho_K + \frac{2 \cdot \vartheta_{T1} - 1}{\vartheta_{T1}^2}$, де: $\rho_K = 0,0 \dots 0,15$.	0,241	0,341	0,294
23. Швидкість газу на виході із соплової решітки першого ступеня C_1 , м/с	$\varphi_{c1} \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{H_{ад}^*}{Z_T} \cdot (1 - \rho_1)}$; де: $\varphi_{c1} = 0,97 \dots 0,98$	540,5	384,6	364,4
24. Газодинамічна функція λ_{C1}	$\frac{C_1}{\sqrt{2 \cdot \frac{k_{r3}}{k_{r3} + 1} \cdot R_T \cdot T_3}}$	0,789	0,609	0,602
25. Газодинамічна функція $q(\lambda_{C1})$	$\lambda_{C1} \left[\frac{k_{r3} + 1}{2} \left(1 - \frac{k_{r3} - 1}{k_{r3} + 1} \lambda_{C1}^2 \right) \right]^{\frac{1}{k_{r3} - 1}}$	0,949	0,824	0,817
26. Кут виходу газу з сопел першого ступеня $\alpha_{1.1}$, град	[1] стор. 177	15	16	25

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.04.ПЗ	Арк.
						72

27. Кільцева площа на виході із соплового апарата першого ступеня F_{3c} , м ²	$\frac{G_T \sqrt{T_3}}{\sqrt{\frac{k_{r3}+1}{R_T} \left(\frac{2}{k_{r3}+1} \right)^{\frac{k_{r3}+1}{k_{r3}-1}} \cdot P_3 \cdot q(\lambda_{c1}) \cdot \sin \alpha_{1,1}}}$	0,167	0,296	0,292
---	--	-------	-------	-------

Продовж. табл. 4.6.

Параметр	Спосіб визначення	Числові значення		
		ТВТ	ТНТ	ТГ
28. Висота соплової лопатки першого ступеня l_{c1} , м	$\frac{F_{3c}}{\pi \cdot D_{c3}}$	0,054	0,095	0,086
29. Висота робочої лопатки першого ступеня l_{p1} , м	$(1,0 \dots 1,05) \cdot l_{c1}$	0,057	0,100	0,090
30. Оптимальна величина характеристики U/C_1 для першого ступеня турбіни v_{opt}	$\frac{\cos \alpha_{1,1}}{2 \cdot (1 - \rho_1)}$	0,636	0,729	0,642
31. Окружна швидкість на середньому діаметрі ступеня U_3 , м/с	$\frac{\pi \cdot D_{c3} \cdot n_T}{60}$	468,9	349,5	170,5
32. Дійсне значення характеристики U/C_1 першого ступеня v_d	$\frac{U_3}{C_1}$	0,868	0,909	0,468
33. Перевірка виконання умови	$0,90 \leq \frac{v_{opt}}{v_d} \leq 1,10$	0,733	0,802	1,372
34. Зовнішній діаметр вхідного перерізу турбіни D_{33} , м	$D_{c3} + l_{c1}$	1,041	1,082	1,171
35. Внутрішній діаметр вхідного перерізу турбіни $D_{в3}$, м	$D_{c3} - l_{c1}$	0,930	0,887	0,996
36. Температура робочих лопаток першого ступеня турбіни $T_{м3}$, К	Для охолоджуваної лопатки $T_{м3} = T_d$; $T_3 - \frac{U_3^2}{2c_{pT}} \left(\frac{2 \cos \alpha_{1,1}}{v_d} - 1 \right) - \Delta T_{охд},$ де: $\Delta T_{охд} = 50 \dots 80$ град.	1060	1060	1067
37. Границя тривалої міцності матеріалу лопаток першого ступеня турбіни $\sigma_{3\tau}^{T_{м3}}$, Па	[1] стор. 179	342	342	250,64
38. Запас міцності робочої лопатки першого ступеня $k_{міц3}$	$\frac{\sigma_{3\tau}^{T_{м3}}}{9,8 \cdot \left(\frac{\rho_{м3}}{7850} \right) \cdot n_T^2 \cdot F_{3c}}$	2,4277	2,4686	9,1053

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.04.ПЗ	Арк.
						73

39. Осьова швидкість на виході з турбіни C_{a4} , м/с	$(1,1...1,35) \cdot C_1 \cdot \sin \alpha_{1,1}$	181,77	143,04	177,00
40. Газодинамічна функція $\lambda_{C_{a4}}$	$C_{a4} / \sqrt{2 \cdot \frac{k_{\Gamma 4}}{k_{\Gamma 4} + 1} \cdot R_{\Gamma} \cdot T_4}$	0,2844	0,2335	0,3462

Продовж. таблиці 4.6.

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення		
		ТВТ	ТНТ	ТГ
41. Газодинамічна функція $q(\lambda_{C_{a4}})$	$\lambda_{C_{a4}} \left[\frac{k_{\Gamma 4} + 1}{2} \left(1 - \frac{k_{\Gamma 4} - 1}{k_{\Gamma 4} + 1} \lambda_{C_{a4}}^2 \right) \right]^{\frac{1}{k_{\Gamma 4} - 1}}$	0,2895	0,2439	0,3451
42. Кільцева площа вихідного перерізу турбіни F_4 , м ²	$\frac{(G_{\Gamma} + G_{\text{по}}) \sqrt{T_4}}{\sqrt{\frac{k_{\Gamma 4} + 1}{k_{\Gamma 4}} \left(\frac{2}{k_{\Gamma 4} + 1} \right)^{\frac{k_{\Gamma 4} + 1}{k_{\Gamma 4} - 1}} \cdot P_4 \cdot q(\lambda_{C_{a4}})}}$	0,2581	0,4610	1,5992
43. Температура робочих лопаток останнього ступеня T_{M4} , К	Для охолоджуваної лопатки $T_{M4} = T_D$; $T_{M4} = (1,06...1,08) \cdot T_4$.	1060	1060	852,46
44. Границя тривалої міцності матеріалу лопаток останнього ступеня турбіни $\sigma_{4\tau}^{T_{M4}}$, Па	[4] стор. 179	342	342	560,55
45. Запас міцності робочої лопатки останнього ступеня $k_{\text{міц}4}$	$\frac{\sigma_{4\tau}^{T_{M4}}}{9,8 \cdot \left(\frac{\rho_{M4}}{7850} \right) \cdot n_T^2 \cdot F_4}$	1,57	1,58	3,71
46. Середній діаметр на виході з турбіни D_{c4} , м	$D_{c4} = D_{c3}$, для $D_C = \text{const}$; $\frac{D_{34} + D_{B4}}{2}$, для $D_3 = \text{const}$ та $D_B = \text{const}$	0,987	0,987	1,368
47. Зовнішній діаметр на виході з турбіни D_{34} , м	$D_{c4} + \frac{F_4}{\pi \cdot D_{c4}}$, для $D_C = \text{const}$; $D_{34} = D_{33}$, для $D_3 = \text{const}$; $\sqrt{D_{B4}^2 + \frac{4 \cdot F_4}{\pi}}$, для $D_B = \text{const}$	1,082	1,136	1,740
48. Внутрішній діаметр на виході з турбіни D_{B4} , м	$D_{c4} - \frac{F_4}{\pi \cdot D_{c4}}$, для $D_C = \text{const}$; $\sqrt{D_{34}^2 - \frac{4 \cdot F_4}{\pi}}$, для $D_3 = \text{const}$;	0,887	0,838	0,996

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

					КР.142.6231м.04.04.ПЗ	Арк.
						74
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

	$D_{B4} = D_{B3}, \text{ для } D_B = \text{const}$			
49. Висота робочої лопатки останнього ступеня l_{T4} , м	$\frac{D_{34} - D_{B4}}{2}$	0,098	0,149	0,372

Продовж. таблиці 4.6.

Параметр	Спосіб визначення	Числове значення		
		ТВТ	ТНТ	ТГ
50. Відносна висота лопатки останнього ступеня ϑ_{T4}	$\frac{D_{c4}}{l_{T4}}$	9,070	5,638	3,676
51. Кільцева площа "середнього ступеня" турбіни F_{cT} , м ²	$\frac{F_3 + F_4}{2}$	0,213	0,378	0,945
52. Середній діаметр "середнього ступеня" турбіни D_{cC} , м	$D_{cC} = D_{c3}, \text{ для } D_C = \text{const};$ $\frac{D_{3c} + D_{Bc}}{2}, \text{ для } D_3 = \text{const та } D_B = \text{const}$	0,987	0,987	1,239
53. Зовнішній діаметр "середнього ступеня" турбіни D_{3c} , м	$D_{cC} + \frac{F_{cT}}{\pi \cdot D_{cC}}, \text{ для } D_C = \text{const};$ $D_{3c} = D_{3c}, \text{ для } D_3 = \text{const};$ $\sqrt{D_{Bc}^2 + \frac{4 \cdot F_{cT}}{\pi}}, \text{ для } D_B = \text{const}$	1,056	1,109	1,482
54. Внутрішній діаметр "середнього ступеня" турбіни D_{Bc} , м	$D_{cC} - \frac{F_{cT}}{\pi \cdot D_{cC}}, \text{ для } D_C = \text{const};$ $\sqrt{D_{3c}^2 - \frac{4 \cdot F_{cT}}{\pi}}, \text{ для } D_3 = \text{const};$ $D_{Bc} = D_{B3}, \text{ для } D_B = \text{const}$	0,918	0,865	0,996
55. Висота робочої лопатки "середнього ступеня" l_{Tc} , м	$\frac{D_{3c} - D_{Bc}}{2}$	0,069	0,122	0,243
56. Відносна висота лопатки "середнього ступеня" ϑ_{Tc}	$\frac{D_{cC}}{l_{Tc}}$	14,400	8,089	5,099
57. Відносна ширина ступеня турбіни $\bar{L}_{cT}$	$0,23065 + 0,05899 \cdot \vartheta_{Tc} + 0,00331 \cdot \vartheta_{Tc}^2 - 0,00003 \cdot \vartheta_{Tc}^3$	1,677	0,909	0,614
58. Ширина ступеня турбіни L_{cT} , м	$l_{Tc} \cdot \bar{L}_{cT}$	0,115	0,111	0,149
59. Осьовий габарит проточної частини турбіни L_T , м	$L_{cT} \cdot Z_T$	0,115	0,111	0,596

Інв. № подл.	Підпис та дата	Інв. № дубл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	Інв. № подл.

КР.142.6231м.04.04.ПЗ

Арк.

75

Зм. Лист № докум. Підпис Дата

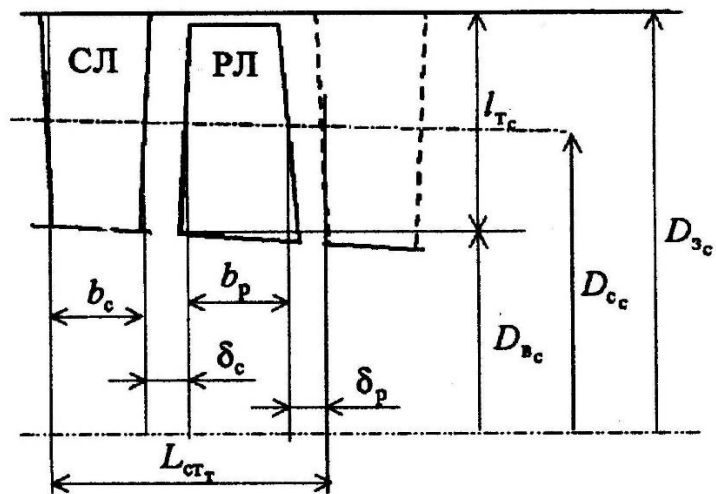


Рис. 4.4. Середній ступінь осьової турбіни

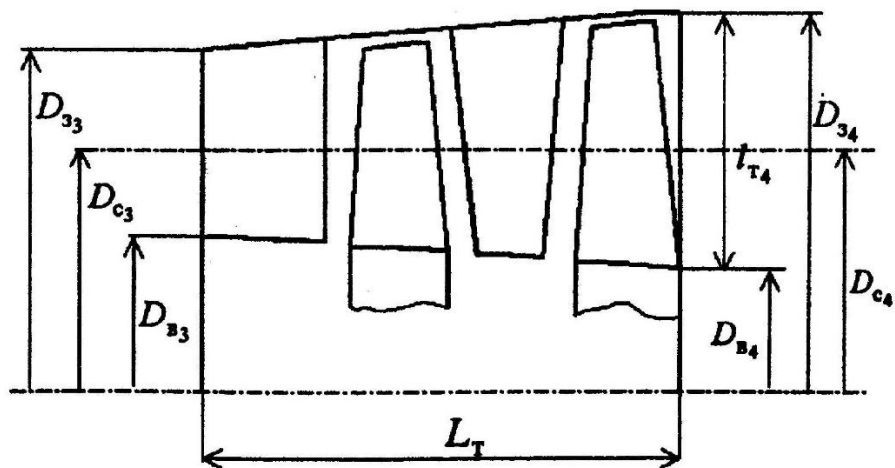


Рис. 4.5. Меридіанний переріз проточної частини турбіни

Інв. № подл.	Підпис та дата	Інв. № дубл.	Підпис та дата
Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	Інв. № дубл.
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис
Дата			

КР.142.6231м.04.04.ПЗ

Арк.

76

Інв. № подл.					Підпис та дата				
Взам. інв. №					Інв. № дубл.				
Підпис та дата					Підпис та дата				
Зм.					Лист				
№ докум.					Підпис				
Дата					КР.142.6231м.04.04.ПЗ				
					Арк.				
					77				

Инв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Инв. № дубл.	Підпис та дата
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

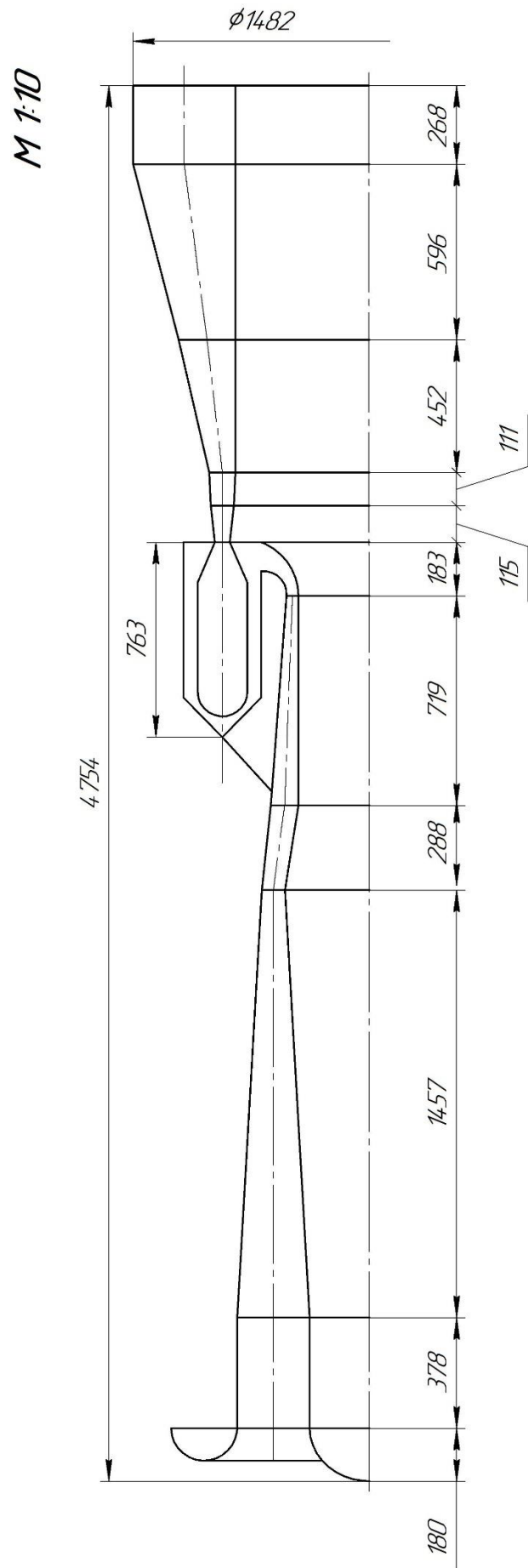


Рис. 4.6. Ескіз мередіонального перерізу проточної частини ГТД

КР.142.6231м.04.04.ПЗ

4.4. Визначення габаритних розмірів теплообмінних апаратів ГТД

4.4.1. Габаритний розрахунок утилізаційного парогенератора

Задачею розрахунку є визначення основних габаритних розмірів УПГ для оцінки габаритів усього агрегату і його вдалого компоновання.

Розрахунок проводиться з метою визначення габаритних розмірів, а також вибору оптимальної компоновки УПГ. Розрахунок ведеться за методикою, розробленою на кафедрі Турбін НУК. Вихідними даними для розрахунку УПГ є дані з детального теплового розрахунку схеми КГТА з ТУК.

Таблиця 7.4.1 - Вихідні дані розрахунку утилізаційного парогенератора

Найменування параметра	Позначення	Розмірність	Числове значення
1. Тиск пари в сепараторі УПГ	$P_{ку}$	МПа	2,08
2. Температура перегрітої пари	T_{nn}	К	700
3. Паропродуктивність УПГ по перегрітій парі	G_{nn}	кг/с	16,00
4. Температура насиченої пари	T_B	К	393,58
5. Паропродуктивність УПГ по насиченій парі	G_{np}	кг/с	2,50
6. Температура газопарової суміші на вході в УПГ	T_4	К	796,68
7. Тиск газопарової суміші на вході в УПГ	$P_{упг}^{вх}$	МПа	0,1088
8. Температура газопарової суміші за випаровуючим пучком (ВП)	T_{up}	К	503,85
9. Температура газопарової суміші на виході з УПГ	T_6	К	440,0
10. Тиск газопарової суміші на виході з УПГ	$P_{упг}^{вих}$	МПа	0,1055
11. Середня теплоємність газопарової суміші в УПГ	C_p	кДж/(кг·К)	1,2333
12. Потужність живильного насоса УПГ	$N_{жн}$	кВт	57,53
13. Витрата газопарової суміші на вході в УПГ	$G_{УПГ}$	кг/с	91,73

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	

					КР.142.6231м.04.04.ПЗ	Арк.
						79
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок утилізаційного парогенератора

1. Тепловий потік для кожного трубного пучка:

а) пароперегрівний пучок:

$$Q_{nn} = G_{nn} \cdot (h_{nn} - h_g);$$

де $h_{nn} = 3314 \text{ кДж/кг}$ – ентальпія перегрітої пари, як $f(T_{nn}; P_{ку});$

$h_g = 3223,76 \text{ кДж/кг}$ – ентальпія насиченої пари, як $f(T_B; P_{ку});$

$$Q_{nn} = 16 \cdot (3314 - 3223,76) = 1299,8 \text{ кДж/кг};$$

б) випарний пучок :

$$Q_{un} = G_{уипг} \cdot C_p \cdot (T_5 - T_{un});$$

де $T_5 = T_4 - \left(\frac{Q_{nn}}{G_{уипг} \cdot C_p} \right)$ – температура за пароперегрівачем;

$$T_5 = 796,68 - (1299,8 / 91,73 \cdot 1,2333) = 785,19 \text{ К}$$

$$Q_{un} = 91,73 \cdot 1,2333 \cdot (785,19 - 503,85) = 31828,16 \text{ кДж/кг};$$

в) економайзерний пучок :

$$Q_{ек} = G_{уипг} \cdot C_p \cdot (T_{un} - T_6);$$

$$Q_{ек} = 91,73 \cdot 1,2333 \cdot (503,85 - 440) = 7223,39 \text{ кДж/кг};$$

2. Середньологаріфмічний температурний напір по пучкам:

а) пароперегрівний пучок :

$$\Delta t_{cp.nn} = \frac{(T_5 - T_B) - \Delta T_{III}}{\ln \left(\frac{T_5 - T'_B}{\Delta T_{III}} \right)}$$

де $T'_B = T_B - \Delta T_{не}$ – температура води на виході із економайзера, з урахуванням її недогріву до точки кипіння;

$\Delta T_{не} = 15 \dots 25^\circ \text{C}$ – величина недогріву води в економайзері;

$$T'_B = 393,58 - 20 = 373,98$$

Підпис та дата		Інв. № дубл.		Взам. інв. №		Підпис та дата		Інв. № подл.		
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.04.ПЗ					Арк. 80

$$\Delta T_{nn} = T_4 - T_{nn} = 796,68 - 700 = 96,68$$

$$\Delta t_{cp,III} = ((785,19 - 393,58) - 96,68) / \ln((785,19 - 373,98) / 96,68) = 212,18 \text{ год}$$

$$(294,93)/\ln(4,05)=294,93/1,39=212,18$$

б) *випарний пучок* :

$$\Delta t_{cp.un} = \frac{(T_5 - T'_{B2E}) - \Delta T_{III}}{\ln \left(\frac{T_5 - T'_{B2E}}{\Delta T_{III}} \right)} =$$

$$=(785,19-378,58)-110,27/\ln((785,19-378,58)/110,27)=296,34/\ln(3,69)=296,34/1,30=227,95 \text{ град}$$

$$T'_{B2E} = T_B - \Delta T_{III} =$$

$$393,58 - 15 = 378,58 \text{ K}$$

$$\Delta T_{III} = T_{III} - T_B =$$

$$503,85 - 393,58 = 110,27 \text{ K}$$

в) *экономайзерный пучок* :

$$\Delta t_{cp,ek} = \frac{(T_6 - T_{B1E}) - (T_{III} - T'_{B2E})}{\ln \left(\frac{T_6 - T_{B1E}}{T_{III} - T'_{B2E}} \right)} =$$

$$=((440-319,81)-(503,85-378,58))/\ln((440-319,81)/(503,85-378,58))=-5,08/\ln(0.95)=-5,08/-0,05=101 \text{ год}$$

$$T_{B1E} = \frac{i_{1E}}{4.187 \cdot (1.0002 + 0.006 \cdot P_{1E})} + 273 =$$

$$=198,48/(4,187 \cdot (1,0002+0,006 \cdot 2,167))+273=319,81 \text{ K}$$

$$P_{IE} = P_{\kappa\gamma} / v_{eh} = 2,08 / 0.96 = 2,167 \text{ МПа} - \text{тиск води на вході в економайзер};$$

$v_{en}=0.96$ – коефіцієнт втрат тиску в економайзері;

Підпис та дата					503,85-393,58=110,27 K
Інв. № дубл.					в) економайзерний пучок : $\Delta t_{ср.ек} = \frac{(T_6 - T_{B1E}) - (T_{ИП} - T'_{B2E})}{\ln \left(\frac{T_6 - T_{B1E}}{T_{ИП} - T'_{B2E}} \right)} =$ $= ((440-319,81)-(503,85-378,58))/\ln((440-319,81)/(503,85-378,58))=-5,08/\ln(0.95)=$ $-5,08/-0,05=101 \text{ град}$
Взам. інв. №					$T_{B1E} = \frac{i_E}{4.187 \cdot (1.0002 + 0.006 \cdot P_{1E})} + 273 =$ $= 198,48 / (4,187 \cdot (1,0002 + 0,006 \cdot 2,167)) + 273 = 319,81 \text{ K}$
Підпис та дата					$P_{1E} = P_{ку} / v_{ен} = 2,08 / 0.96 = 2,167 \text{ МПа}$ – тиск води на вході в економайзер; $v_{ен} = 0.96$ – коефіцієнт втрат тиску в економайзері;
Інв. № подл.					
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.04.ПЗ Арк. 81

$i_{1E} = \frac{i_{ЖВ}}{k_1} + \frac{k_1 - 1}{k_1} \cdot i_{ВН}$ – ентальпія води на вході в економайзер;

$i_{ЖВ} = (T_{жсв} - 273) \cdot 4,181 + \frac{0,9575 \cdot (P_{ку} / \nu_{ен} - P_H)}{\eta_{ЖН}}$ – ентальпія живильної води;

$T_{жсв} = 305 \text{ К}$ – температура живильної води;

$\eta_{ЖН} = 0,6$ – ККД живильного насоса;

$$i_{ЖВ} = (305 - 273) \cdot 4,181 + (0,9575 \cdot (2,08 / 0,96 - 0,1013)) / 0,6 = 133,79 + 3,29$$

$$= 137,08 \text{ кДж/кг}$$

$k_1 = 1,2$ (1,2...1,8) – кратність циркуляції;

$i_{ВН} = 505,55 \text{ кДж/кг}$ – ентальпія води в сепараторі при $P_{ку}$ та T_B ;

$$i_{1E} = 137,08 / 1,2 + ((1,2 - 1) / 1,2) \cdot 505,55 = 198,48 \text{ кДж/кг}$$

3. Величину коефіцієнту теплопередачі по пучкам УПГ приймаємо аналогічно відомим конструкціям:

а) економайзер: $K_{ек} = 380$ (300...444) $\text{кДж/м}^2 \cdot \text{год} \cdot \text{К}$;

б) випаровувач: $K_{ун} = 430$ (335...500) $\text{кДж/м}^2 \cdot \text{год} \cdot \text{К}$;

в) пароперегрівач: $K_{nn} = 220$ (220...350) $\text{кДж/м}^2 \cdot \text{год} \cdot \text{К}$.

4. Площини теплопередаючих поверхонь трубних пучків:

$$F = \frac{Q \cdot 3600}{K \cdot \Delta t}$$

$$F_{nn} = \frac{Q_{nn} \cdot 3600}{K_{nn} \cdot \Delta t_{cp.nn}} =$$

$$= (1299,8 \cdot 3600) / (220 \cdot 212,18) = 100 \text{ м}^2$$

Підпис та дата		3. <u>Величину коефіцієнту теплопередачі по пучкам УПГ приймаємо аналогічно відомим конструкціям:</u>						
Інв. № дубл.		а) економайзер: $K_{ек}=380$ (300...444) $\text{кДж}/\text{м}^2 \cdot \text{год} \cdot K$;						
		б) випаровувач: $K_{un}=430$ (335...500) $\text{кДж}/\text{м}^2 \cdot \text{год} \cdot K$;						
		в) пароперегрівач: $K_{nn}=220$ (220...350) $\text{кДж}/\text{м}^2 \cdot \text{год} \cdot K$.						
Взам. інв. №		4. Площини теплопередаючих поверхонь трубних пучків:						
Підпис та дата		$F = \frac{Q \cdot 3600}{K \cdot \Delta t}$ $F_{nn} = \frac{Q_{nn} \cdot 3600}{K_{nn} \cdot \Delta t_{cp.nn}} =$ $=(1299,8 \cdot 3600)/(220 \cdot 212,18)=100 \text{ м}^2$						
Інв. № подл.							КР.142.6231м.04.04.ПЗ	Арк.
								82
		Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$S_2 = 0.080$ м – крок розташування труб по горизонталі;

$S_1 = 0.070$ м - крок розташування труб по вертикалі;

$D_p = 0.040$ м – діаметр труби разом з ребром;

$d_n = 0.022$ м – зовнішній діаметр труби;

$d_B = 0.020$ м – внутрішній діаметр труби;

$\delta_p = 0.001$ м – товщина ребер;

6. Кількість труб у ряді для пучка обраної геометрії:

$$Z_1 = \frac{G_{ушг} \cdot S_p}{\rho_{cp} \cdot W_{\Gamma} \cdot B_{кв} [S_p (S_2 - d_n) - \delta_p (D_p - d_n)]}$$

$$= (91,73 \cdot 0,008) / 0,5773 \cdot 24 \cdot 3,10 \cdot ((0,008 \cdot (0,08 - 0,022) - 0,001 \cdot (0,04 - 0,022))) = 38,82$$

Прийнято $Z_1 = 39$

7. Довжина трубного пучка:

$$L = Z_1 \cdot S_2 + D_p = 39 \cdot 0,080 + 0,040 = 3,16 \text{ м};$$

8. Повна площа поверхні нагріву оребреної трубки:

$$f_{mp} = \frac{\pi \cdot B_{кв}}{S_p} [d_n \cdot (S_p - \delta_p) + 0,5 \cdot (D_p^2 - d_n^2) + \delta_p \cdot D_p]$$

$$= ((3,14 \cdot 3,10) / 0,008) \cdot (0,022 \cdot (0,008 - 0,001) + 0,5 \cdot (0,04^2 - 0,022^2) + 0,001 \cdot 0,04) = 0,915 \text{ м}$$

9. Кількість рядів труб по висоті трубного пучка:

а) *пароперегрівний пучок :*

$$Z_{nn} = \frac{F_{nn}}{f_{mp} \cdot Z_1} = 100 / (0,915 \cdot 39) = 2,8$$

Прийнято $Z_{nn} = 3$ шт.

б) *випарний пучок :*

$$Z_{un} = \frac{F_{un}}{f_{mp} \cdot Z_1} = 1168,97 / (0,915 \cdot 39) = 32,75$$

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата					
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.04.ПЗ				Арк.
									84

Прийнято $Z_{un}=33$ шт.

в) економайзерний пучок :

$$Z_{ек} = \frac{F_{ек}}{f_{mp} \cdot Z_1} = 677,54 / (0,915 \cdot 39) = 18,98$$

Прийнято $Z_{ек}=19$ шт.

10. Висота трубного пучка:

а) пароперегрівний пучок :

$$H_{nn} = Z_{nn} \cdot S_1 + D_p = 3 \cdot 0,07 + 0,04 = 0,25 \text{ м}$$

б) випарний пучок :

$$H_{un} = Z_{un} \cdot S_1 + D_p = 33 \cdot 0,07 + 0,04 = 2,35 \text{ м}$$

в) економайзерний пучок :

$$H_{ек} = Z_{ек} \cdot S_1 + D_p = 19 \cdot 0,07 + 0,04 = 1,37 \text{ м}$$

11. Висота УПГ без підводячих та відводячих патрубків:

$$H_{УПГ} = (H_{nn} + H_{un} + H_{ек}) + 0,65 = 0,25 + 2,35 + 1,37 + 0,65 = 4,62 \text{ м};$$

Приймаємо $H_{УПГ} = 4,6$ м.

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата					
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.04.ПЗ			Арк.	
								85	

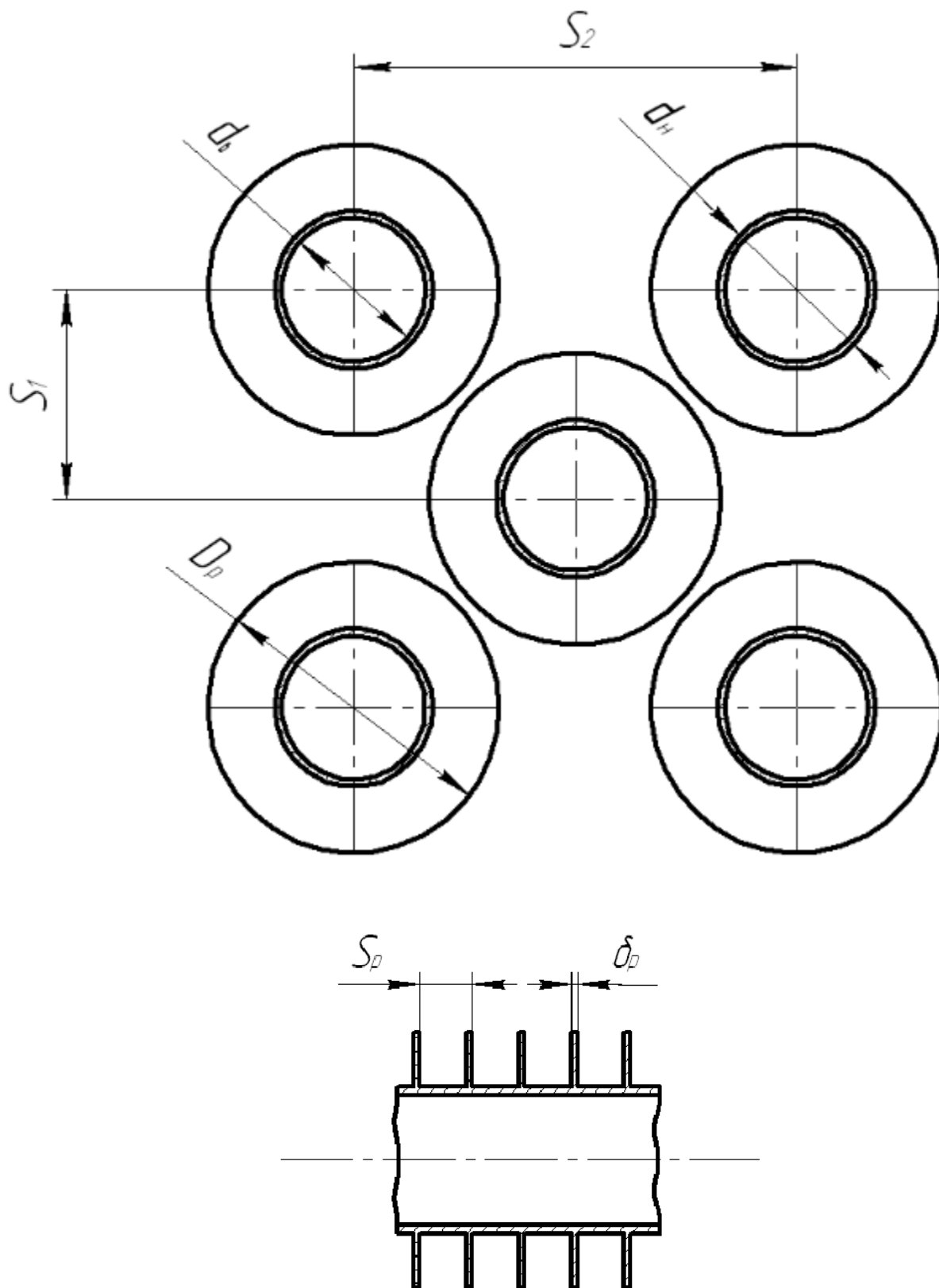


Рисунок 4.7. Схема розміщення труб в УПГ

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

КР.142.6231м.04.04.ПЗ

Арк.

86



Рисунок 4.8. Габаритно-компоновочний ескіз проточної частини УПГ

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
КР.142.6231м.04.04.ПЗ				Арк.
				87

4.4.2 Габаритний розрахунок ПГК

Парогазовий конденсатор є теплообмінним апаратом, що дозволяє виділяти воду з газопарової суміші за КГТА і повертати конденсат води для повторного використання в циклі. У ПГК, встановленому на вихлопному патрубку котла-утилізатора, за рахунок зрошення водою відбувається охолодження вихлопних газів до температури нижче точки роси водяної пари, висаджування води та збір конденсату. Зібрана вода надходить в бак-накопичувач, очищується від домішок і подається знову в УПГ. Задачею розрахунку є визначення основних габаритних розмірів ПГК для оцінки габаритів усього агрегату і його вдалого компонування. Вихідними даними для розрахунку ПГК є дані з детального теплового розрахунку схеми КГТА.

Таблиця 4.7. Вихідні дані розрахунку парогазового конденсатора

Найменування параметра	Позначення	Розмірність	Числове значення
1.1. Витрата газопарової суміші на вході	$G_{гп}$	кг/с	91,73
1.2. Відносний паровміст суміші на вході в ГПК	$d_{п}$	—	0,2014
1.3. Температура газопарової суміші перед насадкою (ГПК)	$T_{12н}$	К	487,15
1.4. Температура газопарової суміші за насадкою (ГПК)	$T_{12к}$	К	300
1.5. Тиск суміші на вході в ГПК	P_{12}	МПа	0,1055
1.6. Швидкість суміші на вході в ГПК	w_{12}	м/с	6
1.7. Температура зрошуваної води перед насадкою	$T_{1н}$	К	288

Підпис та дата	Інв. № дубл.	Взам. інв. №	Підпис та дата	Інв. № подл.

					КР.142.6231м.04.04.ПЗ	Арк.
						88
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

де $C_{p_n} = f(T_{cp}) = 1,9105 \text{ кДж/(кг·К)}$ – по таблицям для водяної пари;

$C_{p_z} = f(T_{cp}; \alpha) = 1,077 \text{ кДж/(кг·К)}$ – по таблицям для продуктів згоряння для $\alpha=2,01$;

$T_{cp} = (T_{12n} + T_{12к}) / 2 = (487,15 + 300) / 2 = 393,57 \text{ К}$ – середня температура суміші в ГПК.

1.5. Вологовміст суміші перед сітчастою насадкою:

$$d_{12} = \frac{G_{п}}{G_{г}} = \frac{7,1477}{32,17} = 0,2222.$$

$$= 18,47 / 73,26 = 0,252$$

1.6. Щільність газопарової суміші перед сітчастою насадкою:

$$\rho_{12} = \frac{P_{12}}{R_{гп} \cdot T_{12н}} = \frac{0,0505 \cdot 10^6}{312 \cdot 475} = 0,3408 \text{ кг/м}^3.$$

$$= 0,1050 \cdot 10^6 / 322,83 \cdot 487,15 = 0,667 \text{ кг/м}^3$$

1.7. Коефіцієнт кінематичної в'язкості суміші перед сітчастою насадкою:

$$\nu_{12} = \frac{\nu_{п} \cdot \nu_{г} \cdot (0,622 \cdot d_{12})}{0,622 \cdot \nu_{п} + d_{12} \cdot \nu_{г}} = 37,08 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$= (3,3285 \cdot 10^{-5} \cdot 2,0327 \cdot 10^{-5} \cdot (0,622 \cdot 0,252)) / (0,622 \cdot 3,3285 \cdot 10^{-5} + (0,252 \cdot 2,0327 \cdot 10^{-5})) =$$

$$= 41,07 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$$

де $\nu_n = 3,3285 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$; $\nu_z = 2,0327 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$.

1.8. Відносний паровміст суміші за сітчастою насадкою:

$$d_{13} = \frac{R_{г}}{R_{п} \cdot \left(\frac{1,1 \cdot 10^5}{P_{п2}} - 1 \right) + R_{г}} = 0,0254;$$

$$= 288 / (461 \cdot ((1,1 \cdot 10^5 / 0,0056 \cdot 10^6) - 1) + 288) = 0,0324$$

де $P_{п2} = 0,0056 \cdot 10^6 \text{ Па}$ - тиск насичення при $T_{12к}$.

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.04.ПЗ					Арк.
										90

1.9. Кількість пари, що викидається в атмосферу:

$$G_{\text{п.відх}} = \frac{d_{13} \cdot G_{\Gamma}}{1 - d_{13}} = 0,8386 \text{ кг/с}; (0,0324 \cdot 73,26) / (1 - 0,0324) = 2,453 \text{ кг/с}$$

1.10. Кількість води, що сконденсувалася в насадці:

$$G_{\text{в.конд}} = G_{\text{п}} - G_{\text{п.відх}} = 7,1477 - 0,8386 = 6,3091 \text{ кг/с.}$$

$$= 18,47 - 2,453 = 16,017 \text{ кг/с}$$

1.11. Кількість теплоти, відданої у процесі охолодження і конденсації:

$$Q = G_{\text{гп}} \cdot C_{\text{ргп}} \cdot (T_{12\text{н}} - T_{12\text{к}}) + r \cdot 10^3 \cdot G_{\text{в.конд}} = 23 \cdot 10^6 \text{ Вт};$$

$$= 91,73 \cdot 1,2448 \cdot (487,15 - 300) + 2,43 \cdot 10^3 \cdot 16,017 = 6,02 \cdot 10^6 \text{ Вт}$$

де $r = 2,43 \cdot 10^3 \text{ кДж/кг}$.

1.12. Середній температурний напір насадки:

$$\Delta t = \frac{(T_{12\text{н}} - T_{1\text{н}}) - (T_{12\text{к}} - T_{1\text{к}})}{\ln \left(\frac{T_{12\text{н}} - T_{1\text{н}}}{T_{12\text{к}} - T_{1\text{к}}} \right)} = 47,59 \text{ кг/с.}$$

$$= ((487,15 - 288) - (300 - 296)) / \ln((487,15 - 288) / (300 - 296)) = 50,2$$

1.13. Площина поперечного перетину насадки:

$$S = \frac{G_{\text{гп}}}{\rho_{12} \cdot \sigma \cdot w_{12}} = 17,1 \text{ м}^2.$$

$$= 91,73 / (0,667 \cdot 0,96 \cdot 6) = 23,876 \text{ м}^2$$

1.14. Ширина сітчастої насадки:

$$B = \sqrt{S} = 4,13 \text{ м.} 4,89 \text{ м}$$

1.15. Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{w_{12} \cdot d_{\text{п}}}{\nu_{12} \cdot 10^3} = 1,3.$$

Підпис та дата		$\Delta t = \frac{(T_{12\text{H}} - T_{1\text{H}}) - (T_{12\text{K}} - T_{1\text{K}})}{\ln\left(\frac{T_{12\text{H}} - T_{1\text{H}}}{T_{12\text{K}} - T_{1\text{K}}}\right)} = 47,59 \text{ КГ/С.}$ $= ((487,15-288)-(300-296))/\ln((487,15-288)/(300-296)) = 50,2$					
Інв. № дубл.		1.13. Площина поперечного перетину насадки: $S = \frac{G_{\text{ГП}}}{\rho_{12} \cdot \sigma \cdot w_{12}} = 17,1 \text{ м}^2.$ $= 91,73/(0,667 \cdot 0,96 \cdot 6) = 23,876 \text{ м}^2$					
Взам. інв. №		1.14. Ширина сітчастой насадки: $B = \sqrt{S} = 4,13 \text{ м.} 4,89 \text{ м}$					
Підпис та дата		1.15. Число Рейнольдса: $Re = \frac{w_{12} \cdot d_{\text{п}}}{\nu_{12} \cdot 10^3} = 1,3.$					
Інв. № подл.						КР.142.6231м.04.04.ПЗ	Арк.
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			91

3. Розрахунок зрошувальної установки:

3.1. Витрата упорскуваної води:

$$G_{\text{бод}} = 6 \cdot G_{\text{zn}} = 6 \cdot 91,73 = 550,38 \text{ кг/с.}$$

3.2. Висота зрошувальної установки:

$$L_3 = \frac{\left(\frac{B}{2}\right) - 0,001}{\tan(75)} = 0,576 \text{ м.}$$

$$= ((4,89/2)-0,001)/\tan(75) = 0,655 \text{ m.}$$

3.3. Допоміжний габарит для розміщення форсунок:

$$L_4 = 0,5 \cdot L_3 = 0,5 \cdot 0,655 = 0,328 \text{ м.}$$

4. Жалюзійний водовіддільник:

$$L_5 = 0,12 \cdot B = 0,12 \cdot 4,89 = 0,59 \text{ м.}$$

5. Загальна висота газопарового контактного конденсатора:

$$L_{\text{gnk}} = L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5 = 1,22 + 0,306 + 0,655 + 0,328 + 0,59 = 3,1 \text{ m}$$

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	5. Загальна висота газопарового контактного конденсатора: $L_{гпк} = L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5 = 1,22 + 0,306 + 0,655 + 0,328 + 0,59 = 3,1 \text{ м}$
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.04.ПЗ Арк. 93

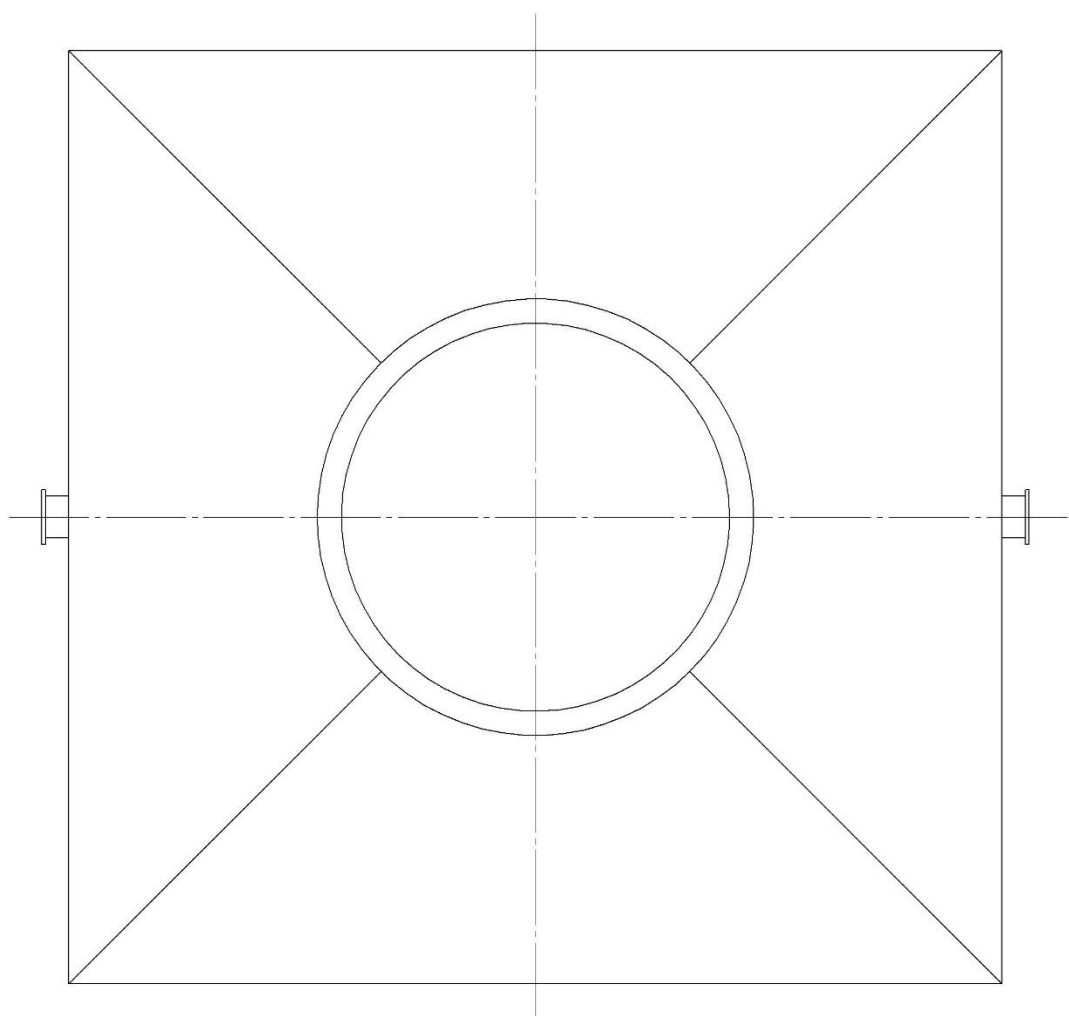
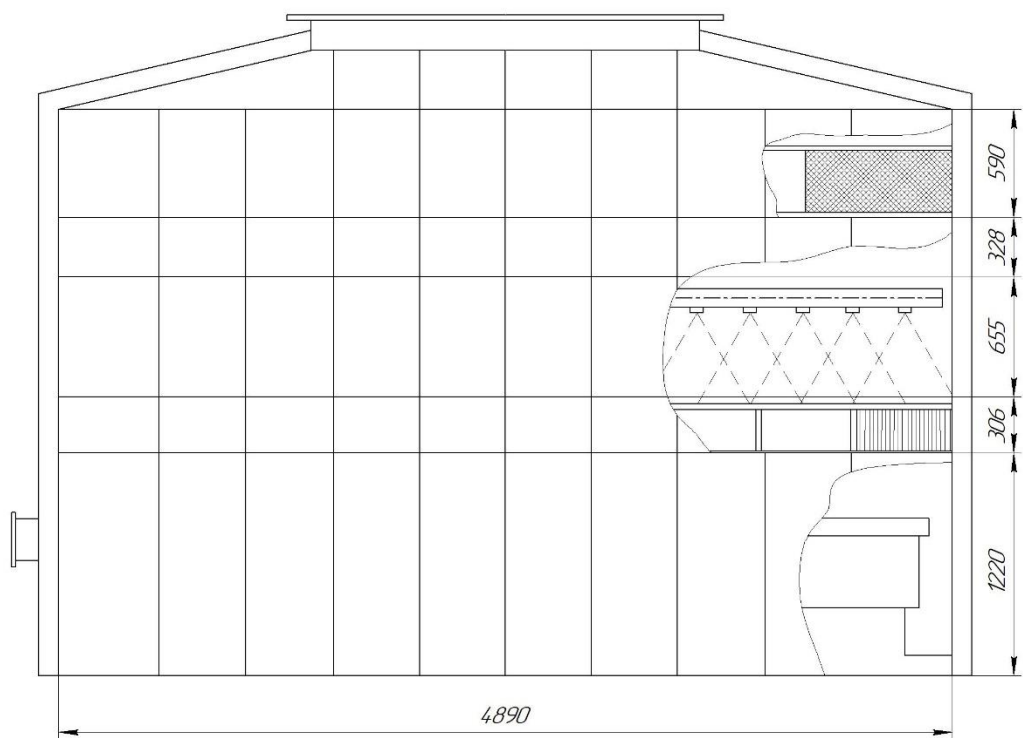


Рис.4.9. Габаритно-компоновочний ескіз контактного газопарового конденсатора

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

КР.142.6231м.04.04.ПЗ

Арк.

94

[illegible]

РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ

Охорона праці – це система законодавчих актів, соціально-економічних, організаційних, технічних та лікувально-профілактичних заходів і засобів, що забезпечують безпеку, збереження здоров'я та працездатності людини в процесі трудової діяльності. Ця система є невід'ємною частиною кожного виробничого процесу і спрямована на створення умов, що сприяють підвищенню ефективності та безпеки праці.

Основна задача охорони праці – звести до мінімуму можливість ураження або захворювання працюючих, одночасно забезпечуючи комфортні умови праці при максимальній продуктивності. Досягнення цієї мети вимагає системного підходу, який враховує різноманітні фактори, що можуть впливати на працівників, включаючи потенційні небезпеки на робочому місці, фізичні та психологічні аспекти праці, а також забезпечення належного навчання і кваліфікації робітників.

Охорона праці включає в себе такі важливі елементи, як виробнича санітарія, техніка безпеки, пожежна та вибухова безпека, а також законодавство про охорону праці. Кожен із цих компонентів має своє значення і напрямок дії, спрямований на досягнення максимальної безпеки працівників.

Виробнича санітарія – це система організаційних та технічних заходів, що запобігають або зменшують вплив на працівників шкідливих виробничих факторів. До таких факторів відносяться несприятливі метеорологічні умови, шум, вібрація, шкідливі речовини, недостатня освітленість, що можуть негативно впливати на здоров'я та працездатність робітників. Заходи з виробничої санітарії включають встановлення систем вентиляції, використання засобів індивідуального захисту, поліпшення умов освітлення та контролю параметрів мікроклімату на робочому місці.

Техніка безпеки – це система організаційних та технічних заходів, спрямованих на попередження нещасних випадків і зменшення впливу небезпечних виробничих

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	
Зм.	Лист
№ докум.	Підпис
Дата	
КР.142.6231м.04.05.ПЗ	
Арк.	
96	

факторів на працівників. Зокрема, це включає застосування засобів захисту, забезпечення надійної роботи обладнання, дотримання правил і стандартів, регулярний огляд і технічне обслуговування техніки. Виконання вимог техніки безпеки гарантує зниження ризику травмування, а також сприяє формуванню культури безпеки серед працівників.

Пожежна та вибухова безпека – це система організаційних і технічних заходів, спрямованих на профілактику виникнення пожеж та вибухів, а також обмеження їх наслідків у разі їх виникнення. Такі заходи включають використання протипожежних систем, забезпечення засобів пожежогасіння, встановлення систем оповіщення, а також проведення навчання персоналу щодо дій у надзвичайних ситуаціях.

Законодавство про охорону праці – це частина трудового законодавства, яка регулює права та обов'язки роботодавців і працівників у сфері забезпечення безпеки праці. Воно встановлює вимоги щодо організації робочих місць, умов праці, а також відповідальності за порушення норм охорони праці. Виконання законодавчих вимог є обов'язковим для всіх підприємств незалежно від форми власності.

Значення охорони праці давно вийшло за межі соціальної сфери. Вона значно впливає на економічні показники підприємства, що в умовах ринкової економіки має особливе значення. Погані умови праці призводять до зниження працездатності працівників, підвищення їх втомлюваності, зростання кількості виробничих браків і травматизму, що безпосередньо відображається на економічних результатах підприємства. З іншого боку, ефективно організована охорона праці сприяє зменшенню витрат, пов'язаних із компенсаціями та лікуванням постраждалих, а також підвищенню продуктивності праці і конкурентоспроможності підприємства.

Отже, охорона праці є важливою складовою ефективного функціонування будь-якого підприємства. Вона забезпечує не лише збереження здоров'я і життя працівників, а й позитивно впливає на економічні показники, сприяє підвищенню продуктивності та зменшенню втрат. Виконання заходів з охорони праці – це

Інв. № подл.	Підпис та дата					Арк. 97
	Інв. № дубл.					
	Взам. інв. №					
	Підпис та дата					
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.05.ПЗ	

обов'язок кожного роботодавця, який має на меті створення безпечного та комфортного середовища для своїх працівників.

5.1 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів в приміщенні електростанції

Небезпечний виробничий фактор – це фактор, вплив якого на працюючого, в певних умовах, призводить до травми або до іншого різкого погіршення здоров'я. Такі фактори можуть виникати внаслідок різних умов праці, включаючи механічні, хімічні, фізичні або біологічні. Наприклад, несправне обладнання, яке може призвести до травмування працівника, або висока температура в робочому середовищі, що може викликати тепловий удар.

Шкідливий виробничий фактор – це фактор, вплив якого на працюючого, в певних умовах, призводить до захворювань або до зниження працездатності. Такі фактори можуть бути пов'язані з тривалим або систематичним впливом небезпечних умов, наприклад, хімічних речовин, що викликають отруєння, або шуму, який може призвести до втрати слуху. Важливо зазначити, що шкідливі фактори можуть мати не лише фізичний, але й психологічний вплив, що може проявлятися в стресі або перевтомі, негативно впливаючи на загальний стан здоров'я працівника.

Обидва типи факторів мають суттєве значення для оцінки умов праці та потребують вжиття заходів для їх нейтралізації. Важливо проводити регулярний моніторинг та аналіз робочого середовища, щоб ідентифікувати небезпечні та шкідливі фактори, а також впроваджувати відповідні заходи для покращення охорони праці. Це може включати надання засобів індивідуального захисту, організацію навчання з техніки безпеки, впровадження нових технологій та удосконалення робочих процесів, що сприятиме зниженню ризику травм і захворювань.

В приміщенні електростанції мають місце наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори (ГОСТ 12.0.003-74):

- підвищена температура поверхні обладнання;

Інв. № подл.	Підпис та дата				
	Інв. № дубл.				
	Взам. інв. №				
	Підпис та дата				
КР.142.6231м.04.05.ПЗ					
Арк.					
98					
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

- підвищений рівень шуму;
- підвищений рівень вібрації;
- небезпека враження електричним струмом;
- підвищена вибухова небезпека;
- вміст в повітрі робочої зони газу.

У газотурбінному двигуні, як і в будь-якому іншому тепловому двигуні, не все тепло, яке підводиться до системи, перетворюється на корисну роботу. Частина цього тепла неминуче відводиться з циклу у вигляді втрат. Ці втрати виникають через різні причини, зокрема через конструктивні особливості та природні обмеження у процесі перетворення енергії. Важливо зазначити, що приблизно 5-6 % втрат тепла в газотурбінній установці пов'язані з випромінюванням тепла від корпусу і трубопроводів. Це випромінювання є наслідком високих температур, які створюються в процесі роботи двигуна, і воно є неминучим, оскільки матеріали, з яких виготовлено корпус та трубопроводи, не можуть повністю ізолювати тепло, що накопичується під час роботи. Тому ефективність газотурбінного двигуна залежить не лише від якості основних компонентів, але й від здатності мінімізувати ці втрати за рахунок спеціальних конструктивних рішень та матеріалів з високими теплоізоляційними властивостями.

В приміщеннях електростанції оптимальними мікрокліматичними умовами є:

- температура повітря в холодну пору року (20...30) °C, в теплий період (22...25) °C;
- оптимальна вологість повітря (60 – 40) %;
- швидкість руху повітря (0,2...0,5) м/с.

Також важливим недоліком газотурбінної установки є виробничий шум, який може мати значний вплив на умови роботи персоналу та навколишнє середовище. Під час роботи газотурбінної установки виникає шум, частота якого перевищує 2000 Гц, а рівень звукового тиску може досягати понад 140 дБ. Такий рівень шуму не тільки впливає на комфорт оператора, але й може стати небезпечним для здоров'я, особливо при тривалому впливі без використання засобів індивідуального захисту.

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата

В табл. 5.1 приведені допустимі рівні шуму на робочому місці (ГОСТ 12.1.003-83).

Тип при- міщення	Частота октавних полос, Гц								Рівень шуму
	63	125	250	500	1000	2000	4000	5000	
Робоча зона	Рівень звукового тиску, дБ								85
	99	92	86	83	80	78	76	74	

					КР.142.6231м.04.05.ПЗ	Арк.
						100
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

газотурбінного двигуна всі його деталі та вузли здійснюють резонансні і вимушені коливання як механічного, так і аеродинамічного характеру.

Вібрація виникає під час обертання ротора, передачі руху приводних механізмів і роботи підшипників. Особливо це стосується високошвидкісних компонентів, які чутливі до навіть незначних невірноваженостей. Внаслідок цього виникають коливання, які передаються через корпус газотурбінного двигуна на раму, що призводить до загальної вібрації всієї установки. Ці коливання можуть впливати на стійкість та працездатність конструкцій, знижувати точність роботи елементів та викликати передчасне зношення деталей.

Крім того, вібрація негативно впливає на навколишнє середовище та здоров'я людини. Постійний вплив вібрацій може призводити до втомлюваності персоналу, погіршення самопочуття і навіть до професійних захворювань у випадку тривалого впливу без належних захисних заходів. З метою контролю та зменшення негативного впливу вібрацій проводять регулярний моніторинг їх параметрів.

№	Інв. № дубл.	Підпис та дата	Згідно з ГОСТ 12.1.012-90, параметрами для нормування при оцінюванні вібрації є середньоквадратичні значення швидкості та їх логарифмічні рівні в октавних смугах середньгеометричних частот. Це дозволяє кількісно оцінити рівень вібрацій та визначити заходи щодо їх зниження, такі як застосування демпфуючих матеріалів, балансування обертових елементів та оптимізація конструктивних рішень, що знижують рівень вимушених коливань. Норми обмеження загальної вібрації приведені в табл. 5.2
---	--------------	----------------	---

[illegible]

Инв. № по					КР.142.6231м.04.05.ПЗ	Арк.
	Зм.	Лист	№ докум.	Підпис		Дата

Таблиця 5.2 - Норми обмеження загальної вібрації

Тип при- міщення	Середньоквадратичне значення віброшвидкості, м/с					
	1,3	0,45	0,22	0,2	0,2	0,2
	Октавні полоси середньологаріфмічних частот, Гц					
	2	4	8	16	31,5	64
	Логаріфмічні рівні швидкості, дБ					
	108	99	93	92	92	92

У зв'язку з використанням різноманітного електричного обладнання при роботі газотурбінного двигуна виникає небезпека ураження обслуговуючого персоналу електричним струмом. Ця небезпека є серйозною загрозою для життя і здоров'я працівників, оскільки електричний струм може викликати як локальні пошкодження тканин, так і загрозливі для життя порушення серцево-судинної системи. Тому необхідно передбачити низку заходів для мінімізації цього ризику, включаючи надійне заземлення всього електричного обладнання, яке використовується в установці. Це допомагає уникнути небезпечних стрибків напруги та випадкового витоку струму.

Крім того, обслуговуючий персонал повинен бути забезпечений засобами індивідуального захисту від ураження електричним струмом, такими як діелектричні рукавиці та гумові килимки. Використання цих засобів дозволяє значно зменшити ризик травмування під час виконання робіт із високовольтним обладнанням, зокрема в умовах підвищеної вологості або на металічних поверхнях, що підвищують провідність.

Під час роботи газотурбінного агрегату спостерігаються високі тиски палива, масла та повітря, що створює небезпеку руйнування апаратів, які знаходяться під тиском. Високі тиски можуть спричинити вибух або розрив елементів системи, що в

Підпис та дата		тканин, так і загрозливі для життя порушення серцево-судинної системи. Тому необхідно передбачити низку заходів для мінімізації цього ризику, включаючи надійне заземлення всього електричного обладнання, яке використовується в установці. Це допомагає уникнути небезпечних стрибків напруги та випадкового витоку струму. Крім того, обслуговуючий персонал повинен бути забезпечений засобами індивідуального захисту від ураження електричним струмом, такими як діелектричні рукавиці та гумові килимки. Використання цих засобів дозволяє значно зменшити ризик травмування під час виконання робіт із високовольтним обладнанням, зокрема в умовах підвищеної вологості або на металічних поверхнях, що підвищують провідність. Під час роботи газотурбінного агрегату спостерігаються високі тиски палива, масла та повітря, що створює небезпеку руйнування апаратів, які знаходяться під тиском. Високі тиски можуть спричинити вибух або розрив елементів системи, що в																		
Інв. № дубл.																				
Взам. інв. №																				
Підпис та дата																				
Інв. № подл.		<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="3">КР.142.6231м.04.05.ПЗ</td><td>Арк.</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="2">102</td></tr><tr><td>Зм.</td><td>Лист</td><td>№ докум.</td><td>Підпис</td><td>Дата</td></tr></table>						КР.142.6231м.04.05.ПЗ	Арк.						102	Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
					КР.142.6231м.04.05.ПЗ	Арк.														
						102														
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата																

свою чергу призводить до викиду гарячих рідин або газів, потенційно небезпечних для персоналу. Тому необхідно забезпечити регулярний технічний огляд та обслуговування всіх апаратів, що працюють під тиском, зокрема трубопроводів, резервуарів та насосів. Для попередження аварійних ситуацій встановлюються запобіжні клапани та інші засоби захисту, які автоматично реагують на підвищення тиску вище допустимих меж.

Однією зі специфічних особливостей роботи електростанції, що використовує газотурбінний двигун, є те, що робочим тілом слугує природний газ. Цей газ не має ні кольору, ні запаху, що ускладнює виявлення його наявності в приміщенні електростанції у разі витоку. Через цю особливість надзвичайно важко оперативно реагувати на потенційно небезпечні ситуації, пов'язані з витоками. Для виявлення витоків природного газу, а також теплоносіїв, до газопровідних комунікацій додають сильнопахнучі речовини – адоранти. Вони додають газу характерний запах, що дозволяє своєчасно виявити навіть незначний витік і прийняти відповідні заходи для усунення небезпеки.

Гранично допустима концентрація газу в приміщенні електростанції не повинна перевищувати 0,05 мг/м³, відповідно до вимог ГОСТ 12.1.005-88. Це обмеження встановлено для забезпечення безпеки персоналу та запобігання виникненню пожежо- та вибухонебезпечних ситуацій. Перевищення допустимої концентрації може призвести до утворення вибухонебезпечної суміші з повітрям, тому важливо використовувати спеціалізоване обладнання для моніторингу вмісту газу в повітрі та своєчасного реагування на будь-які відхилення від норми.

5.2 Система пожежогасіння

Причини виникнення пожеж в приміщенні електростанції можуть бути різноманітними і зазвичай пов'язані з несправностями обладнання або порушенням правил безпеки. До основних причин належать:

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата						Арк.
										103
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.05.ПЗ					

- *Несправність газоходів вихлопних колекторів.* Пошкодження або зношення газоходів можуть призводити до витоків гарячих газів, що здатні викликати займання сусідніх горючих матеріалів.

- *Порушення правил зберігання палива та масла.* Неправильне зберігання палива або масла, наприклад, розташування їх у неналежних місцях або недотримання умов зберігання, може створювати небезпечні умови, що сприяють виникненню пожежі.

- *Витоки палива та масла.* Витоки палива або мастильних матеріалів часто призводять до утворення легкозаймистих парів, які можуть загорітися від джерела тепла або іскри, що суттєво підвищує ризик виникнення пожежі.

- *Несправність електропроводки та електрообладнання.* Порушення в роботі електричної системи, такі як коротке замикання, перевантаження або високі перехідні опори в контактах, можуть спричинити перегрів і, як наслідок, загоряння елементів електромережі.

- Недотримання графіка планового ремонту, знос і корозія обладнання. Відсутність регулярного технічного обслуговування призводить до зносу, корозії та поломок обладнання, що може стати причиною загоряння через непередбачувану поведінку старих або зношених елементів.

- *Несправність запірної арматури та відсутність заглушок на апаратах і трубопроводах, що ремонтуються або законсервовані.* Відсутність необхідних заглушок або несправна запірна арматура може спричинити витoki газів або рідин, що підвищує ймовірність займання в процесі проведення ремонтних робіт або зберігання обладнання.

Для попередження виникнення пожеж у машинному відділенні електростанції передбачено комплекс заходів, що включають організаційні, технічні, режимні та експлуатаційні складові:

- *Організаційні заходи.* Ці заходи спрямовані на забезпечення правильної експлуатації обладнання та підвищення рівня обізнаності персоналу щодо протипожежної безпеки. Вони включають регулярне проведення протипожежного інструктажу, навчання працюючих діям у випадку виникнення надзвичайної ситуації, а також розробку і впровадження правил поведінки на робочому місці.

- *Технічні заходи* передбачають дотримання вимог протипожежних норм під час монтажу електропроводки, встановлення обладнання, опалювальних систем, вентиляції та освітлення. Важливо забезпечити правильне розміщення всіх елементів, щоб уникнути ризику перегріву або контакту з легкозаймистими матеріалами. Крім того, надійний захист електропроводки ізоляцією є обов'язковим. Легкозаймисті матеріали повинні бути покриті вогнетривкою фарбою для зниження ризику займання.

- *Режимні заходи.* Режимні заходи включають сувору заборону паління та використання відкритого вогню у машинному відділенні та інших місцях, які для цього непризначені. Для забезпечення безпеки зварювальні роботи повинні проводитися з урахуванням специфіки приміщення та вжиття відповідних протипожежних заходів, особливо у пожежонебезпечних зонах.

- *Експлуатаційні заходи.* До експлуатаційних заходів належать своєчасне проведення профілактичних оглядів і планових ремонтів обладнання, що дозволяє запобігти виникненню несправностей, які можуть призвести до пожежі. Профілактичні заходи також передбачають перевірку стану ізоляції електропроводки, герметичності з'єднань трубопроводів та справності всіх систем.

Приміщення машинного відділення електростанції повинно бути належним чином обладнане системами протипожежного захисту, що включають різні компоненти для

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата		КР.142.6231м.04.05.ПЗ					Арк.
											105
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата							

Комплексна система вуглекислотного пожежогасіння є ефективним рішенням для захисту від пожеж у таких приміщеннях, як машинні зали, електричні щитові, серверні, а також там, де використання води або піни може призвести до пошкодження обладнання або небажаних наслідків.

Приміщення електростанції відноситься до категорії Б за вибухонебезпекою. До цієї категорії належать приміщення, в яких використовуються горючі гази, що мають нижню межу займання вище 10%, за умови, що такі гази здатні утворювати вибухонебезпечну суміш у кількості, яка перевищує 5% об'єму приміщення. Це означає, що навіть невеликий витік газу може створити умови для виникнення вибуху, якщо не дотримуватися належних заходів безпеки.

Приміщення має III ступінь вогнестійкості, що характеризує здатність будівельних конструкцій витримувати вплив високих температур протягом певного часу, забезпечуючи таким чином затримку поширення пожежі. Конструкції III ступеня вогнестійкості, як правило, виготовляються з матеріалів, що частково зберігають свої механічні властивості при впливі вогню, проте мають обмежену стійкість у порівнянні з будівлями більш високих категорій.

Мета цього розрахунку – визначення необхідної кількості вуглекислого газу, внутрішніх діаметрів і товщини стінок трубопроводів, а також перевірка і визначення часу випуску вуглекислого газу через прийняті трубопроводи. Розрахунок виконується за встановленою методикою, що враховує специфіку системи та її параметри для забезпечення ефективного пожежогасіння.

1. Визначається маса вуглекислого газу CO_2 :

$$G_p = 1,79V \cdot \varphi, [\text{кг}]$$

де V - об'єм захищеного приміщення;

ϕ - коефіцієнт, що визначає ступінь заповнення приміщення

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	будівельних конструкцій витримувати вплив високих температур протягом певного часу, забезпечуючи таким чином затримку поширення пожежі. Конструкції III ступеня вогнестійкості, як правило, виготовляються з матеріалів, що частково зберігають свої механічні властивості при впливі вогню, проте мають обмежену стійкість у порівнянні з будівлями більш високих категорій.										
					Мета цього розрахунку – визначення необхідної кількості вуглекислого газу, внутрішніх діаметрів і товщини стінок трубопроводів, а також перевірка і визначення часу випуску вуглекислого газу через прийняті трубопроводи. Розрахунок виконується за встановленою методикою, що враховує специфіку системи та її параметри для забезпечення ефективного пожежогасіння.										
Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	1. Визначається маса вуглекислого газу CO₂: $G_p = 1,79V \cdot \varphi, \text{ [кг]}$ де V - об'єм захищеного приміщення; φ - коефіцієнт, що визначає ступінь заповнення приміщення										
					<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Зм.</td><td>Лист</td><td>№ докум.</td><td>Підпис</td><td>Дата</td></tr></table>										
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата											
					КР.142.6231м.04.05.ПЗ										
					Арк.										
					108										

(для електростанції $\varphi = 0,35$).

2. Кількість балонів:

$$n = G_p / G_0;$$

де $G_0 = 25$ кг - маса вуглекислого газу в одному балоні.

3. Внутрішній діаметр магістралі трубопроводів захищаючих приміщень:

$$d_2 = d_0 \sqrt{n_2} \text{ [м];}$$

де n_2 - розрахункова кількість одночасно випускаючих балонів;

$d_0 = 0,01$ м.

4. Діаметр розширювального трубопроводу в захищаючих приміщеннях:

$$d_n^2 > d_2^2 + d_3^2 \text{ [м];}$$

де $d_3 = 0,908$ м- еквівалентний діаметр;

5. Кількість сопел:

$$n_3 \leq 0,85 \cdot \frac{d_6^2}{d_s};$$

де d_6 - внутрішній діаметр розподільного трубопроводу;

$d_s = 0,012$ м - умовний діаметр отвору сопла.

6. Час випуску вуглекислого газу по прийнятим трубопроводам:

$$T = 0,85 \cdot t \cdot \frac{n_2}{n_3} \cdot \frac{d_0^2}{d_s^2} \text{ [с];}$$

де $t = 40$ с - час спорожнювання одного балону.

7. Перевірочний розрахунок товщини стінок:

Товщина стінки повинна бути не менш:

$$S = S_0 + b + c;$$

де $S_0 = d \cdot P / (2G \cdot \varphi + P)$ - розрахункова товщина стінки;

$G = 10,5$ МПа - допустиме напруження;

$b = 1/25 \cdot (d/R) \cdot S_0$ - коефіцієнт, враховуючий зміну товщини труб при згинанні;

$c = 0,3$ мм (прийнято) – припуск на корозію.

Підпис та дата						
Інв. № дубл.						
Взам. інв. №						
Підпис та дата						
Інв. № подл.						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.05.ПЗ	Арк.
						109

Розрахунки зведено до таблиці 5.3

Таблиця 5.3 - Розрахунок системи вуглекислотного пожежогасіння

Назва приміщення	Об'єм приміщення $V, \text{м}^3$	Коефіцієнт ϕ	Кількість вуглекислого газу		Кількість балонів $n, \text{шт.}$	Діаметр магістралі $d_2, \text{м}$	Діаметр трубопроводів $d_v, \text{м}$	Кількість сопел $n_3, \text{шт.}$	Час випуску $T, \text{с}$
Блок ГТА	300	0,35	Розрахункове	Прийняте	8	0,85	0,028	5	78,34
			187,9	200					

Продовження розрахунку наведено в таблиці 5.4

Таблиця 5.4 - Розрахунок системи вуглекислотного пожежогасіння

№	Назва величини	Позначення	Умовний прохід	
			90	30
1.	Зовнішній діаметр, мм	d	100	34
2.	Розрахунковий тиск, МПа	p	12,5	5
3.	Розрахункова товщина стінки, мм	S_0	6,04	1,5
4.	Коефіцієнт, враховуючий утоньшення стінки	b	0,967	0,240
5.	Припуск на корозію, мм	c	0,3	0,3
6.	Найменш допустима товщина по ГОСТу, мм	S_p	7,0	2,0
7.	Приймасма товщина стінки, мм	S_n	8,5	8,5
8.	Зовнішній діаметр, мм	d_n	98,5	35

5.4 Розробка заходів щодо зменшення впливу небезпечних та шкідливих факторів

Оскільки в приміщеннях електростанцій робоча зона часто характеризується підвищеною температурою, для забезпечення комфортних умов праці та оздоровлення повітряного середовища використовують різні системи вентиляції. Ці

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	5.4 Розробка заходів щодо зменшення впливу небезпечних та шкідливих факторів Оскільки в приміщеннях електростанцій робоча зона часто характеризується підвищеною температурою, для забезпечення комфортних умов праці та оздоровлення повітряного середовища використовують різні системи вентиляції. Ці					Арк.
										110
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.05.ПЗ					

системи ефективно видаляють нагріте повітря та подають свіже, знижуючи температуру і покращуючи мікроклімат в приміщенні.

Крім того, для підвищення безпеки та зручності роботи персоналу застосовують дистанційне керування обладнанням, що знижує необхідність фізичної присутності у високотемпературних зонах.

Особливе значення для підтримання оптимальних умов у повітряному середовищі має надійна герметизація обладнання, зокрема таких елементів, як газопроводи, насоси та компресори. Це допомагає запобігати витокам і проникненню шкідливих речовин у робочу зону, що позитивно впливає на здоров'я працівників і загальну безпеку роботи станції.

Для зниження рівня шуму газотурбінного агрегату застосовують такі заходи:

- заміна підшипників кочення на підшипники ковзання, де це можливо, що дозволяє знизити рівень шуму на 10-14 дБ.
- при виборі матеріалу для виготовлення деталей необхідно враховувати різницю у внутрішньому терті металів. Наприклад, хромування турбінних лопаток сприяє зменшенню їх звучності.
- застосування примусового змащування тертьових поверхонь у з'єднаннях, що знижує рівень тертя та, відповідно, шуму.
- балансування обертових елементів для зменшення вібрацій, які є джерелом шуму.
- використання прокладкових матеріалів та пружних вставок у з'єднаннях для поглинання вібрацій.
- зменшення шуму на шляху його розповсюдження за рахунок використання звукоізолюючих огорожень, кожухів, екранів і кабін, що ізолюють джерело шуму від робочої зони.
- акустична обробка приміщень, зокрема застосування звукопоглинальних панелей для зменшення відбиття звуку.
- зміна напрямку випромінювання шуму. Наприклад, отвір повітрязабірної шахти слід розташувати так, щоб максимум випромінюваного шуму був спрямований у протилежний бік від робочих місць, що знижує рівень шуму, якому піддаються працівники.

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	зменшенню їх звучності. - застосування примусового змашування тертьових поверхонь у з'єднаннях, що знижує рівень тертя та, відповідно, шуму. - балансування обертових елементів для зменшення вібрацій, які є джерелом шуму. - використання прокладкових матеріалів та пружних вставок у з'єднаннях для поглинання вібрацій. - зменшення шуму на шляху його розповсюдження за рахунок використання звукоізолюючих огорожень, кожухів, екранів і кабін, що ізолюють джерело шуму від робочої зони. - акустична обробка приміщень, зокрема застосування звукопоглинальних панелей для зменшення відбиття звуку. - зміна напрямку випромінювання шуму. Наприклад, отвір повітрязабірної шахти слід розташувати так, щоб максимум випромінюваного шуму був спрямований у протилежний бік від робочих місць, що знижує рівень шуму, якому піддаються працівники.
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.05.ПЗ Арк. 111

Для зменшення шуму, що виникає під час роботи газотурбінного двигуна, застосовують звукопоглинальні та звукоізолюючі матеріали у різних шумоподавляючих пристроях. Також використовують методи вдосконалення самого обладнання, зокрема шляхом покращення аеродинамічних характеристик міцних частин двигуна. Це дозволяє зменшити турбулентність і вібрації, які є основними джерелами шуму.

Розглянемо докладніше заходи зі зниження шуму для кожного із зазначених джерел.

Найбільш сильним джерелом шуму є повітрязабірний пристрій. Для зниження рівня шуму застосовують акустичну обробку вхідного та вихідного патрубків, що передбачає покриття їх внутрішніх поверхонь звукопоглинаючим матеріалом. Це дозволяє знизити рівень шуму до 10 дБ. Додатково встановлюють глушники у трактах забору повітря і відведення димових газів, що значно зменшує інтенсивність шуму.

Щоб знизити шум корпусу турбоагрегату, використовують суцільний герметичний звукоізолюючий кожух, який охоплює агрегат і зменшує шумове випромінювання. Окрім цього, проводиться облицювання приміщення електростанції звукоізолюючими матеріалами, що допомагає зменшити відбиття звуку та підвищує загальний рівень звукоізоляції.

Для зниження шуму нагнітача природного газу застосовують покриття звукопоглинаючим матеріалом патрубків, корпусу та кришки. Це значно зменшує шумові хвилі, що виникають під час роботи нагнітача.

Для запобігання передачі шуму на раму та маслобак використовують амортизаційні прокладки. Вони зменшують передачу вібрацій від працюючого обладнання на конструктивні елементи, що оточують, і таким чином знижують загальний рівень шуму, який передається у приміщення.

Ці заходи спрямовані на зменшення шуму, що створюється як окремими вузлами обладнання, так і всією установкою в цілому, що сприяє створенню безпечніших і комфортніших умов праці.

Для боротьби з вібрацією застосовують такі заходи, як вібродемпфування та віброізоляція.

Підпис та дата		випромінювання. Окрім цього, проводиться облицювання приміщення електростанції звукоізолюючими матеріалами, що допомагає зменшити відбиття звуку та підвищує загальний рівень звукоізоляції. Для зниження шуму нагнітача природного газу застосовують покриття звукопоглинаючим матеріалом патрубків, корпусу та кришки. Це значно зменшує шумові хвилі, що виникають під час роботи нагнітача. Для запобігання передачі шуму на раму та маслобак використовують амортизаційні прокладки. Вони зменшують передачу вібрацій від працюючого обладнання на конструктивні елементи, що оточують, і таким чином знижують загальний рівень шуму, який передається у приміщення. Ці заходи спрямовані на зменшення шуму, що створюється як окремими вузлами обладнання, так і всією установкою в цілому, що сприяє створенню безпечніших і комфортніших умов праці. Для боротьби з вібрацією застосовують такі заходи, як вібродемпфування та віброізоляція.					
Інв. № дубл.							
Взам. інв. №							
Підпис та дата							
Інв. № подл.							
						КР.142.6231м.04.05.ПЗ	Арк.
							112
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			

Вібродемпфування полягає у перетворенні енергії механічних коливань на теплову, що сприяє зниженню рівня вібрацій. Цей метод використовується для зменшення вібрацій, які виникають через коливання металевих поверхонь, тим самим зменшуючи рівень шуму та зношування конструкцій.

Віброізоляція передбачає встановлення віброізоляторів, які послаблюють передачу коливань від джерела вібрації до суміжних елементів. Це дозволяє зменшити вплив вібрацій на інші конструктивні частини, знижуючи рівень шуму та забезпечуючи більшу стійкість елементів.

Для зменшення вібрацій в приміщенні електростанції турбокомпресорний блок встановлюють на окремий фундамент, який не пов'язаний з фундаментом будівлі. Це забезпечує ізоляцію вібраційного джерела від самої будівлі, знижуючи передачу коливань на конструкції приміщення та покращуючи загальні умови роботи обладнання. Даний підхід відповідає вимогам стандарту ГОСТ 12.1.012-90, який регламентує заходи щодо зниження вібрацій на робочих місцях.

Для запобігання руйнуванню апаратів, які знаходяться під тиском, на них встановлюють аварійні клапани. Ці клапани автоматично спрацьовують у випадку підвищення тиску вище допустимого рівня, знижуючи його та запобігаючи руйнуванню обладнання, що забезпечує безпеку експлуатації.

Оскільки газотурбінний агрегат встановлено в індивідуальному боксі, в цьому приміщенні відсутнє природне освітлення. Для забезпечення нормальної роботи станції необхідно розробити систему штучного освітлення, яка відповідатиме встановленим стандартам. Згідно з нормативними документами, рівень освітленості в приміщенні компресорної станції повинен становити не менше 150 люкс. Ця система має забезпечувати рівномірне освітлення робочих зон, що дозволить персоналу виконувати свої завдання ефективно та безпечно.

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	встановлюють аварійні клапани. Ці клапани автоматично спрацьовують у випадку підвищення тиску вище допустимого рівня, знижуючи його та запобігаючи руйнуванню обладнання, що забезпечує безпеку експлуатації.					
					Оскільки газотурбінний агрегат встановлено в індивідуальному боксі, в цьому приміщенні відсутнє природне освітлення. Для забезпечення нормальної роботи станції необхідно розробити систему штучного освітлення, яка відповідатиме встановленим стандартам. Згідно з нормативними документами, рівень освітленості в приміщенні компресорної станції повинен становити не менше 150 люкс. Ця система має забезпечувати рівномірне освітлення робочих зон, що дозволить персоналу виконувати свої завдання ефективно та безпечно.					
					КР.142.6231м.04.05.ПЗ					Арк.
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						113

Інв. № подл.	Підпис та дата				Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.05.ПЗ			Арк.
								114

[illegible]

РОЗДІЛ 6 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Людство постійно взаємодіє з навколишнім середовищем, адже саме природа забезпечує нас необхідними ресурсами для життя та розвитку. З її "кладової" люди століттями черпали біологічні й мінеральні багатства, використовуючи їх для харчування, будівництва, виробництва та інших потреб. На жаль, цей процес відбувався переважно без урахування можливих наслідків для природи та майбутніх поколінь. Протягом багатьох років людство майже не замислювалося над тим, що ресурси навколишнього середовища не безмежні, а їхнє надмірне використання може призвести до катастрофічних наслідків.

Нині ми стикаємося з наслідками безвідповідального ставлення до природи. Забруднення атмосфери, ґрунтів і води досягло такого рівня, що питання про виживання людства стає дедалі актуальнішим. Це особливо стосується України, яка зараз посідає перше місце в Європі за кількістю техногенного забруднення на душу населення. Промислові підприємства, автомобільний транспорт, енергетика — всі ці галузі суттєво впливають на екологічний стан країни, сприяючи накопиченню шкідливих речовин у повітрі, воді та ґрунтах.

Крім того, негативні екологічні умови відображаються на здоров'ї населення. В Україні спостерігається один із найнижчих показників тривалості життя серед європейських країн — в середньому 65 років. Це є тривожним сигналом, який свідчить про серйозні проблеми в охороні здоров'я та загальному рівні життя. Погана екологічна ситуація впливає на якість повітря, яким ми дихаємо, на воду, яку п'ємо, а також на їжу, яку споживаємо, що в підсумку знижує імунітет та сприяє розвитку різних захворювань.

Зоною екологічного лиха на сьогодні вважається близько 15% території України. Це означає, що на цих землях проживати небезпечно через високий рівень забруднення. Погіршення екологічного стану загрожує не лише природі, але й економіці та соціальному добробуту населення. У таких умовах особливо важливо розробляти та впроваджувати програми екологічної реабілітації, зменшувати викиди шкідливих речовин, впроваджувати нові технології очищення, а також підвищувати

Підпис та дата							
Інв. № дубл.							
Взам. інв. №							
Підпис та дата							
Інв. № подл.							
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.06.ПЗ.	Арк.	
							116

рівень екологічної свідомості населення.

Розв'язання цих проблем вимагає активної участі як держави, так і кожного громадянина. Лише об'єднавши зусилля, ми зможемо зберегти природні ресурси, покращити стан навколишнього середовища та забезпечити гідні умови життя для майбутніх поколінь.

Навколишнє середовище – це фізичний простір, в якому живуть люди, рослини, тварини та мікроорганізми. Воно охоплює природні компоненти, такі як атмосфера, гідросфера, літосфера, а також елементи, створені в результаті антропогенної діяльності, тобто діяльності людини. Все це має великий вплив на біосферу Землі, формуючи умови для існування всього живого.

Із розвитком науково-технічного прогресу вплив людини на природу постійно зростає. Будівництво великих промислових підприємств, вирубка лісів, використання пестицидів у сільському господарстві, збільшення автомобільного транспорту – все це призводить до суттєвого впливу на екосистеми планети. Зараз охорона навколишнього середовища є комплексною плановою системою заходів, що охоплює державні, міжнародні й суспільні ініціативи, спрямовані на раціональне використання, захист і відновлення природних ресурсів, а також на створення оптимальних умов для існування людського суспільства.

Завдання охорони навколишнього середовища включає широкий спектр проблем, що вимагають комплексного підходу. Серед них – забруднення води та повітря шкідливими промисловими викидами, відходами життєдіяльності людини, отруйними хімічними та радіоактивними речовинами, що суттєво шкодять природним екосистемам та здоров'ю людей. Викиди від автомобільного транспорту, спалювання викопного палива, використання добрив у сільському господарстві – усе це негативно впливає на чистоту води та повітря.

Однією з найважливіших складових охорони навколишнього середовища є збереження біорізноманіття. Зникнення рослин і тварин, деградація природних ландшафтів можуть мати довготривалі наслідки не лише для довкілля, але й для самої людини. Саме тому особлива увага приділяється створенню природоохоронних територій, де зберігаються рідкісні та зникаючі види.

Підпис та дата							
Інв. № дубл.							
Взам. інв. №							
Підпис та дата							
Інв. № подл.							
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.06.ПЗ.	Арк.	
							117

Охорона навколишнього середовища також включає питання поводження з відходами, особливо небезпечними, такими як хімічні та радіоактивні речовини. Розробка нових технологій з переробки та утилізації відходів допомагає зменшити їхній негативний вплив на довкілля. Важливу роль відіграють програми екологічної освіти та просвітницька діяльність, спрямовані на підвищення екологічної свідомості серед населення.

Міжнародна співпраця також має важливе значення в охороні довкілля, адже багато екологічних проблем мають транскордонний характер. Угода Паризького кліматичного договору, зусилля ООН та інших міжнародних організацій покликані об'єднати країни для спільної боротьби зі змінами клімату, зменшення викидів парникових газів і захисту біорізноманіття.

Лише завдяки комплексним заходам та об'єднанню зусиль на всіх рівнях – від міжнародного до локального – можливо зберегти навколишнє середовище в належному стані та забезпечити сталий розвиток для наступних поколінь.

6.1 Забруднення навколишнього середовища шкідливими викидами газотурбінного агрегату електростанції

До забруднень навколишнього середовища належать усі фактори, що негативно впливають на людину, живу природу, а також на об'єкти неживої природи й природні ресурси. Такі фактори можуть бути різноманітними – від хімічних речовин до фізичних явищ, таких як шумове забруднення або теплове випромінювання.

Газотурбінні установки, які широко використовуються в енергетиці та промисловості, є одним із значущих джерел забруднення навколишнього середовища. Найбільш суттєвими факторами впливу з боку газотурбінних установок є викиди тепла та шкідливих речовин в атмосферу. Серед цих викидів можна виділити продукти повного та неповного згорання, які містять низку шкідливих сполук, таких як:

- продукти повного згорання: оксиди азоту (IV) (NO₂), оксиди сірки (IV) (SO₂);
- продукти неповного згорання: вуглець (C), чадний газ (CO), вуглеводні (C_xH_y);

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	КР.142.6231м.04.06.ПЗ.					Арк.
										118
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

- оксиди азоту в різних формах (NO_x), зокрема двооксид азоту (NO_2), а також золів частки, які можуть забруднювати атмосферу та сприяти розвитку кислотних дощів.

Теплові викиди, що утворюються під час роботи газотурбінних установок, також мають негативний вплив на навколишнє середовище. Одним із найбільш помітних наслідків теплового забруднення є підсилення "парникового ефекту", що призводить до глобального потепління. Підвищення температури на планеті сприяє зміні клімату, що, в свою чергу, загрожує екосистемам, знищує природні місця існування багатьох видів і створює ризики для життя та здоров'я людей.

З кожним роком кількість теплових і шкідливих викидів зростає, що зумовлює необхідність впровадження суворих екологічних стандартів і норм для зменшення їхнього впливу. У сучасних умовах діючі санітарно-гігієнічні норми встановлюють середньодобові граничнодопустимі концентрації шкідливих компонентів в атмосферному повітрі населених пунктів, які включають:

Оксид вуглецю (CO) – 1 мг/м³

Вуглеводні ($\text{C}_{20}\text{H}_{12}$) – 2,5 мг/м³

Оксиди азоту (NO_x) – 0,085 мг/м³

Ці концентрації вказують на максимально допустимий рівень забруднюючих речовин, який не повинен бути перевищений для забезпечення здоров'я населення. Крім того, граничнодопустимі концентрації в повітрі робочої зони встановлені у відповідності до стандарту ГОСТ 12.1.005-88 та регламентуються санітарними нормами, щоб забезпечити безпеку працівників, які знаходяться у безпосередній близькості до джерел викидів.

Зниження негативного впливу газотурбінних установок на навколишнє середовище є важливим завданням сучасної промисловості. Це може бути досягнуто шляхом удосконалення технологій спалювання, впровадження систем очищення викидів, використання більш чистих видів палива та підвищення ефективності роботи самих установок. Також важливо забезпечувати постійний моніторинг рівня забруднення, щоб своєчасно вживати необхідних заходів для запобігання погіршенню екологічної ситуації.

У газотурбінній установці значна частина тепла (приблизно 50-60 %)

Підпис та дата						
Інв. № дубл.						
Взам. інв. №						
Підпис та дата						
Інв. № подл.						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.06.ПЗ.	Арк.
						119

викидається в атмосферу разом із теплом відпрацьованих газів. Це тепло можна класифікувати як вторинні енергоресурси, які можуть бути використані для підвищення загальної ефективності системи. Оптимальне використання цих вторинних енергоресурсів дозволяє не тільки зменшити негативний вплив на навколишнє середовище, але й підвищити енергетичну ефективність підприємства.

Існує кілька основних напрямків використання вторинних енергоресурсів газотурбінної установки:

- *теплозабезпечення*: одним з найпоширеніших напрямків є використання тепла відпрацьованих газів для забезпечення потреб у гарячій воді або гарячому повітрі. Це тепло може бути використане для обігріву та вентиляції як приміщень самої електростанції, так і житлових та службових приміщень селища обслуговуючого персоналу. Також можливе використання тепла для потреб теплично-овочевих комбінатів, що дозволяє вирощувати сільськогосподарську продукцію навіть у холодну пору року. Застосування вторинного тепла для подібних потреб є ефективним засобом зниження витрат на енергозабезпечення та підвищення рентабельності електростанції.

- *отримання додаткової кількості електроенергії*: утилізація вторинних енергоресурсів у парогазовому циклі дозволяє отримати додаткову кількість електроенергії. Це, у свою чергу, може бути використане для задоволення власних потреб станції, зокрема для живлення водяних насосів, систем теплозабезпечення та вентиляції, освітлення. У випадку необхідності, ця додаткова енергія може бути направлена на тимчасовий обігрів робочих місць персоналу або забезпечення електроенергією зовнішніх споживачів. Парогазові цикли також дозволяють підвищити загальну ефективність використання палива та знизити викиди шкідливих речовин в атмосферу, що сприяє екологічній стійкості підприємства.

- *отримання холоду*: використання вторинної енергії також дозволяє отримувати холод, який може застосовуватися для охолодження газу, що транспортується трубопроводами. Це є особливо важливим для забезпечення ефективного транспортування природного газу, оскільки охолодження знижує об'єм газу та дозволяє транспортувати більшу кількість енергії через існуючу інфраструктуру.

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	
Зм.	Лист
№ докум.	Підпис
Дата	
КР.142.6231м.04.06.ПЗ.	
Арк.	
120	

Окрім цього, холод може бути використаний для зниження температури повітря в циклі газотурбінної установки, що підвищує її ефективність та продуктивність.

- *отримання пари і додаткової потужності*: для отримання пари та додаткової потужності використовується теплоутилізаційний контур, який дозволяє знижувати теплові та шкідливі викиди в атмосферу. Такий контур одночасно виконує роль глушника та іскрогасника, що забезпечує безпеку експлуатації газотурбінної установки. Отримана пара може використовуватися для приводу додаткових турбін, що генерують електроенергію, або для технологічних процесів, таких як сушіння, стерилізація чи опалення.

Ще одним суттєвим фактором забруднення атмосфери є вихлопні гази, що утворюються в процесі роботи газотурбінної установки. Їх токсичність залежить від різних чинників, серед яких основним є тип палива, що використовується. Вихлопні гази містять приблизно 200 різних компонентів, які можуть бути поділені на кілька основних груп:

- *продукти повного згорання палива*: до цієї групи належать речовини, які значно впливають на навколишнє середовище, сприяючи виникненню кислотних дощів і "парникового ефекту". Оксид сірки (IV) (SO_2) має особливо шкідливий вплив на організм людини: він подразнює верхні дихальні шляхи, спричиняє здавлення та руйнівну дію на легені, а також призводить до утворення сірчаної кислоти, що може пошкодити рослини і руйнувати будівельні матеріали.

- *оксид вуглецю (II) (CO)*: ця речовина небезпечна тим, що з'єднується з гемоглобіном крові, зменшуючи її здатність транспортувати кисень. Внаслідок цього знижується насиченість тканин киснем, що негативно впливає на роботу центральної нервової системи людини та тварин. Довготривалий вплив може призводити до порушень роботи серцево-судинної системи і навіть до летальних наслідків.

- *оксиди азоту (II) і (IV) (NO , NO_2)*: ці сполуки сприяють утворенню азотної та азотистої кислот, які є дуже агресивними. Вони здатні руйнувати слизові оболонки, негативно впливати на м'язову тканину, а також викликати незворотні зміни у серцево-судинній системі. Оксиди азоту також беруть участь у формуванні смогу, що є значною загрозою для здоров'я мешканців великих міст.

Підпис та дата						
Інв. № дубл.						
Взам. інв. №						
Підпис та дата						
Інв. № подл.						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.06.ПЗ.	Арк.
						121

- *продукти неповного згорання палива (вуглеводні, C_xH_y):* вуглеводні є надзвичайно токсичними і мають шкідливий вплив на різні системи організму. Вони можуть порушувати роботу системи кровообігу, впливати на умовно-рефлекторну діяльність людини, знижувати електричну активність мозку і світлову чутливість очей. Також доведено, що багато вуглеводнів є канцерогенними і можуть призводити до розвитку онкологічних захворювань.
- *альдегіди та формальдегіди:* ці сполуки є алергенами, які можуть викликати подразнення дихальних шляхів, шкіри та очей. Вони також здатні викликати алергічні реакції і навіть загострювати хронічні захворювання органів дихання, такі як астма.
- *сажа:* частинки сажі можуть проникати глибоко в легені, де вони викликають запальні процеси і підвищують ризик розвитку респіраторних та серцево-судинних захворювань. Крім того, сажа сприяє забрудненню повітря і є одним із факторів утворення смогу.

6.2 Розробка заходів щодо зменшення шкідливих викидів газотурбінних установок електростанцій

На сьогоднішній день у стаціонарних газотурбінних установках в якості палива використовується природний газ, при цьому спостерігаються високі температури газу перед турбіною високого тиску. Важливою задачею є зменшення викидів шкідливих речовин, таких як оксид вуглецю (CO) і вуглеводні (C_xH_y), що утворюються під час згорання палива.

1. Заходи зі зниження емісій CO та C_xH_y зводяться до підтримання в реакційному об'ємі достатньо високого температурного рівня. Це дозволяє забезпечити повне згорання палива і, відповідно, зменшити кількість продуктів неповного згорання. З точки зору зменшення емісій продуктів неповного згорання палива, перевага надається камерам згорання з дифузійним методом сумішоутворення. Цей метод забезпечує підтримання стабільної температури в зоні реакції, що сприяє кращому згорянню палива та зменшенню кількості шкідливих викидів.

Підпис та дата																									
Інв. № дубл.																									
Взам. інв. №																									
Підпис та дата																									
Інв. № подл.																									
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата																					

КР.142.6231м.04.06.ПЗ.

Арк.

122

2. Заходи щодо зменшення шкідливих речовин у викидах газотурбінної установки включають раціоналізацію аеродинаміки камери згорання та оптимізацію подачі палива. Це дозволяє зменшити об'єми зон із надмірно багатим паливом, що мають високі температури, і, як наслідок, знижує утворення шкідливих речовин. Гомогенізація горючої суміші в камері згорання здійснюється завдяки заміні механічних форсунок на повітряно-механічні та використанню випарювальних камер згорання, що дозволяє досягти більш рівномірного розподілу палива і повітря.

Окрім удосконалення технологій подачі палива, важливу роль відіграє вибір сорту палива та використання спеціальних домішок. Наприклад, додавання марганцю може зменшити димлення викидів на 50-90 %, а введення 0,3 % міді сприяє зменшенню вмісту оксидів азоту (NO_x) у викидах на 15-20 %. Ці домішки діють як каталізатори, сприяючи зменшенню утворення шкідливих сполук під час згорання палива.

До методів хімічної очистки відпрацьованих газів відносяться використання нейтралізаторів, які захоплюють сажу, залишки палива, масла та токсичні речовини. Такі нейтралізатори допомагають значно зменшити рівень забруднення атмосфери, роблячи викиди більш безпечними для навколишнього середовища. Завдяки цим заходам зменшується негативний вплив на екосистеми, підвищується якість повітря та забезпечується безпечніша експлуатація газотурбінних установок.

3. До основних способів зменшення емісії оксидів азоту (NO_x) відносяться кілька методів, спрямованих на зниження утворення цих шкідливих речовин під час згорання палива в газотурбінних установках:

- *підвищення якості розпилювання палива та інтенсифікація процесів сумішоутворення.* Це досягається завдяки використанню багатогорілкового фронтального пристрою в камері згорання, що зменшує час перебування газу в зоні високих температур. Цей метод також покращує масообмінні процеси в камері згорання, сприяючи рівномірнішому змішанню палива з повітрям, що знижує викиди оксидів азоту;
- збільшення коефіцієнта надлишку первинного повітря. Подача більшої кількості первинного повітря в камеру згорання дозволяє зменшити температуру горіння, що

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата						Арк.
										123
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.06.ПЗ.					

значно знижує утворення NO_x, оскільки висока температура є ключовим фактором у формуванні цих шкідливих речовин;

- *інтенсифікація відводу теплоти.* Для досягнення цієї мети в камері згорання можуть бути розміщені теплообмінні поверхні парогенераторів або теплові труби. Вони забезпечують відведення частини тепла, що сприяє зниженню температури у зоні згорання, а отже, і зменшенню викидів оксидів азоту;

- *використання інертних домішок.* Цей метод передбачає зовнішню циркуляцію продуктів згорання, які охолоджуються та подаються назад до камери згорання. Використання інертних газів, таких як азот або продукти згорання, дозволяє знижувати температуру в камері та зменшувати кількість утворюваних оксидів азоту;

- *подача до зони горіння води або водяної пари.* Вода або водяна пара мають високу теплоємність (вдвічі більшу за повітря), тому їх введення в камеру згорання знижує температуру горіння. Це призводить до значного зниження утворення NO_x. Введення води або пари дозволяє ефективно контролювати температурний рівень, мінімізуючи емісію шкідливих речовин;

- *використання водно-паливних емульсій.* подача емульсії, в якій міститься 10-15 % води, дозволяє знизити концентрацію NO_x у викидах на 20-30 %. Це досягається за рахунок рівномірного охолодження зони згорання та поліпшення процесу змішування палива з повітрям;

- *модифікація палива та використання спеціальних присадок.* Використання альтернативних видів палива, таких як спирти (метанол CH₃OH, етанол C₂H₅OH), а також присадки на основі аргонOMETАЛЕВИХ з'єднань, кобальту, міді, марганцю, можуть значно знизити викиди оксидів азоту. Присадки виконують роль каталізаторів, покращуючи згорання палива та зменшуючи утворення шкідливих речовин. Це дозволяє зробити процес згорання більш контрольованим та екологічно безпечним.

При розробці нових газотурбінних двигунів особлива увага приділяється проблемі емісії шкідливих речовин. Слід зазначити, що у старих типах двигунів вміст цих шкідливих речовин у продуктах згорання залишається надзвичайно високим, що не відповідає сучасним вимогам та постійно зростаючим обмеженням щодо їхнього

Підпис та дата						
Інв. № дубл.						
Взам. інв. №						
Підпис та дата						
Інв. № подл.						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.06.ПЗ.	Арк.
						124

вмісту. Ця ситуація створює суттєві труднощі для виходу на зовнішні ринки з подібною продукцією, оскільки споживачі вимагають дотримання високих екологічних стандартів.

З метою зниження викидів шкідливих речовин, що становлять серйозну загрозу для довкілля і здоров'я людей, модернізація старих двигунів є абсолютно необхідною. Для досягнення цієї мети існує декілька ефективних способів, більшість з яких не вимагають значних конструктивних змін у камері згорання, системі пального чи системі управління агрегатом. Це дозволяє оптимізувати процеси згорання, поліпшити якість паливно-воздушної суміші та зменшити негативний вплив на навколишнє середовище.

В основу екологічної модернізації камер згорання двигунів покладено зміну процесу горіння в жаровій трубі. Ця зміна має бути реалізована в двох основних напрямках, що дозволить знизити негативний вплив на довкілля:

1. Зниження температури факелу в первинній зоні жарової труби. Це досягається шляхом оптимізації паливно-воздушної суміші, що надходить до зони згорання, а також вдосконалення конструкції горілки. Зменшення температури факелу не лише сприяє зменшенню викидів оксидів азоту (NO_x), але й підвищує загальну ефективність роботи двигуна.

2. Зменшення часу перебування газів в зоні високих температур. Цей аспект є критично важливим, оскільки тривале перебування газів в умовах високих температур сприяє утворенню шкідливих речовин. Для досягнення цієї мети необхідно вдосконалити конструкцію жарової труби, впроваджуючи новітні технології, що забезпечують швидше проходження газів через камеру згорання.

Поставлені задачі екологічної досконалості камер згорання вирішуються шляхом об'єднання паливо-повітряної суміші в зоні горіння та роздроблення факелу на складові частини. Цей підхід дозволяє значно зменшити температуру факелу в первинній зоні жарової труби, що, в свою чергу, сприяє зниженню викидів шкідливих речовин. Крім того, завдяки розподілу пального по площі, зменшується час перебування газів у зоні високих температур, що є критично важливим для покращення екологічних характеристик двигунів.

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	також вдосконалення конструкції горілки. Зменшення температури факелу не лише сприяє зменшенню викидів оксидів азоту (NO _x), але й підвищує загальну ефективність роботи двигуна.					
					2. Зменшення часу перебування газів в зоні високих температур. Цей аспект є критично важливим, оскільки тривале перебування газів в умовах високих температур сприяє утворенню шкідливих речовин. Для досягнення цієї мети необхідно вдосконалити конструкцію жарової труби, впроваджуючи новітні технології, що забезпечують швидше проходження газів через камеру згорання.					
					Поставлені задачі екологічної досконалості камер згорання вирішуються шляхом об'єднання паливо-повітряної суміші в зоні горіння та роздроблення факелу на складові частини. Цей підхід дозволяє значно зменшити температуру факелу в первинній зоні жарової труби, що, в свою чергу, сприяє зниженню викидів шкідливих речовин. Крім того, завдяки розподілу пального по площі, зменшується час перебування газів у зоні високих температур, що є критично важливим для покращення екологічних характеристик двигунів.					
					КР.142.6231м.04.06.ПЗ.					Арк.
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						125

Подальша модернізація передбачає, крім об'єднання паливоповітряної суміші, також введення попереднього змішування пального з повітрям поза зоною горіння. Це здійснюється шляхом подачі газу через спеціальні отвори, що дозволяє максимально ефективно змішувати його з повітрям в міжлопатковому каналі. Такий підхід забезпечує більш однорідну паливно-повітряну суміш, що покращує процес згорання та знижує викиди забруднюючих речовин.

Крім того, ефективним методом зниження вмісту оксиду вуглецю (CO) є заміна плівкового охолодження жарових труб на конвективне. Ця зміна дозволяє покращити теплообмін в жаровій трубі, що веде до більш стабільної температури та зменшення утворення шкідливих викидів.

Загалом, комплексний підхід до модернізації камер згорання забезпечує не лише поліпшення екологічних характеристик, але й підвищення ефективності роботи газотурбінних двигунів в цілому.

Подальша модернізація передбачає, крім об'єднання паливоповітряної суміші, також введення попереднього змішування пального з повітрям поза зоною горіння. Це здійснюється шляхом подачі газу через спеціальні отвори, що дозволяє максимально ефективно змішувати його з повітрям в міжлопатковому каналі. Такий підхід забезпечує більш однорідну паливно-повітряну суміш, що покращує процес згорання та знижує викиди забруднюючих речовин.

Крім того, ефективним методом зниження вмісту оксиду вуглецю (CO) є заміна плівкового охолодження жарових труб на конвективне. Ця зміна дозволяє покращити теплообмін в жаровій трубі, що веде до більш стабільної температури та зменшення утворення шкідливих викидів.

Загалом, комплексний підхід до модернізації камер згорання забезпечує не лише поліпшення екологічних характеристик, але й підвищення ефективності роботи газотурбінних двигунів в цілому.

Подальша модернізація передбачає, крім об'єднання паливоповітряної суміші, також введення попереднього змішування пального з повітрям поза зоною горіння. Це здійснюється шляхом подачі газу через спеціальні отвори, що дозволяє максимально ефективно змішувати його з повітрям в міжлопатковому каналі. Такий підхід забезпечує більш однорідну паливно-повітряну суміш, що покращує процес згорання та знижує викиди забруднюючих речовин.

Крім того, ефективним методом зниження вмісту оксиду вуглецю (CO) є заміна плівкового охолодження жарових труб на конвективне. Ця зміна дозволяє покращити теплообмін в жаровій трубі, що веде до більш стабільної температури та зменшення утворення шкідливих викидів.

Загалом, комплексний підхід до модернізації камер згорання забезпечує не лише поліпшення екологічних характеристик, але й підвищення ефективності роботи газотурбінних двигунів в цілому.

Подальша модернізація передбачає, крім об'єднання паливоповітряної суміші, також введення попереднього змішування пального з повітрям поза зоною горіння. Це здійснюється шляхом подачі газу через спеціальні отвори, що дозволяє максимально ефективно змішувати його з повітрям в міжлопатковому каналі. Такий підхід забезпечує більш однорідну паливно-повітряну суміш, що покращує процес згорання та знижує викиди забруднюючих речовин.

Крім того, ефективним методом зниження вмісту оксиду вуглецю (CO) є заміна плівкового охолодження жарових труб на конвективне. Ця зміна дозволяє покращити теплообмін в жаровій трубі, що веде до більш стабільної температури та зменшення утворення шкідливих викидів.

Загалом, комплексний підхід до модернізації камер згорання забезпечує не лише поліпшення екологічних характеристик, але й підвищення ефективності роботи газотурбінних двигунів в цілому.

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата										
										КР.142.6231м.04.07.ПЗ.				
					Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Цивільний захист				
Студент		Говоруха О.В.												
Керівник		ВащиленкоМ.В.												
Зав. каф.		Патлайчук В.М.												
					Літ.		Арк.		Аркушів					
							124		18					
										НУК				

РОЗДІЛ 7 ЦИВІЛЬНИЙ ЗАХИСТ

7.1 Мета та основні завдання цивільного захисту

Цивільний захист України — це державна система органів управління, сил і засобів, створена для організації та забезпечення захисту населення від наслідків надзвичайних ситуацій техногенного, екологічного, природного та воєнного характеру.

Цивільний захист — це система організаційних, інженерно-технічних, санітарно-гігієнічних, протиепідемічних та інших заходів, що здійснюються центральними та місцевими органами виконавчої влади, органами місцевого самоврядування, підпорядкованими їм силами і засобами, підприємствами, установами та організаціями незалежно від форми власності, а також добровільними рятувальними формуваннями з метою запобігання та ліквідації надзвичайних ситуацій, які загрожують життю та здоров'ю людей, а також завдають матеріальних збитків у мирний час і в особливий період.

З метою реалізації державної політики у сфері цивільного захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій в Україні, відповідно до Закону "Про захист населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру", створена Єдина державна система цивільного захисту населення і територій (ЄДС ЦЗ) — сукупність органів управління, сил і засобів центральних і місцевих органів виконавчої влади, органів місцевого самоврядування, на які покладається реалізація державної політики у сфері цивільного захисту. Вона є складовою національної безпеки, а виконання її завдань — важливим обов'язком органів виконавчої влади всіх рівнів. Структуру ЄДС ЦЗ утворюють центральні та місцеві органи виконавчої влади, органи місцевого самоврядування, а також створені ними функціональні та територіальні підсистеми ЄДС ЦЗ як складові частини системи.

Державними органами управління у сфері захисту населення та територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру є:

- Кабінет Міністрів України;

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	
Зм.	Лист
№ докум.	Підпис
Дата	
КР.142.6231м.04.07.ПЗ.	
Арк.	
128	

- спеціально уповноважений центральний орган виконавчої влади, до компетенції якого належать питання захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;
- інші спеціально уповноважені центральні органи виконавчої влади;
- місцеві органи виконавчої влади в межах повноважень, визначених законом;
- органи місцевого самоврядування в межах повноважень, визначених законом.

Основна мета створення єдиної державної системи — забезпечення реалізації державної політики у сфері запобігання та реагування на надзвичайні ситуації та цивільного захисту населення.

Завданнями єдиної державної системи є:

- розробка нормативно-правових актів, а також норм, правил і стандартів з питань запобігання надзвичайним ситуаціям та забезпечення захисту населення і територій від їх наслідків;
- забезпечення готовності центральних і місцевих органів виконавчої влади, виконавчих органів рад, підпорядкованих їм сил і засобів до дій, спрямованих на запобігання і реагування на надзвичайні ситуації;
- забезпечення реалізації заходів щодо запобігання виникненню надзвичайних ситуацій;
- навчання населення щодо поведінки і дій у разі виникнення надзвичайної ситуації; виконання цільових і науково-технічних програм, спрямованих на запобігання надзвичайним ситуаціям, забезпечення сталого функціонування підприємств, установ та організацій, зменшення можливих матеріальних втрат;
- збирання та аналітичне опрацювання інформації про надзвичайні ситуації, видання інформаційних матеріалів з питань захисту населення і територій від їх наслідків;
- прогнозування і оцінка соціально-економічних наслідків надзвичайних ситуацій, визначення на основі прогнозу потреби в силах, засобах, матеріальних та фінансових ресурсах;
- створення, раціональне збереження і використання резерву матеріальних та фінансових ресурсів, необхідних для запобігання і реагування на надзвичайні ситуації;

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.07.ПЗ.	Арк.
											129

- проведення державної експертизи, забезпечення нагляду за дотриманням вимог щодо захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій (у межах повноважень центральних і місцевих органів виконавчої влади);
- оповіщення населення про загрозу та виникнення надзвичайних ситуацій, своєчасне і достовірне інформування про фактичну обстановку і вжиті заходи;
- захист населення у разі виникнення надзвичайних ситуацій;
- проведення рятувальних та інших невідкладних робіт з ліквідації надзвичайних ситуацій, організація життєзабезпечення постраждалого населення;
- пом'якшення можливих наслідків надзвичайних ситуацій у разі їх виникнення;
- здійснення заходів щодо соціального захисту постраждалого населення, проведення гуманітарних акцій;
- реалізація визначених законодавством прав у сфері захисту населення від наслідків надзвичайних ситуацій, включаючи осіб (чи їх сім'ї), які брали безпосередню участь у ліквідації цих ситуацій;
- участь у міжнародному співробітництві у сфері цивільного захисту населення.

Надзвичайні ситуації в Україні та їх класифікація

Надзвичайна ситуація — це порушення нормальних умов життя і діяльності людей на об'єкті або території, спричинене аварією, катастрофою, стихійним лихом, епідемією, епізоотією, епіфітотією, великою пожежею чи застосуванням засобів ураження, що призвело або може призвести до людських і матеріальних втрат.

Надзвичайні ситуації класифікуються за характером походження, ступенем поширення, розміром людських втрат і матеріальних збитків.

Види надзвичайних ситуацій, залежно від характеру походження, що можуть виникнути на території України, поділяються на: техногенного, природного, соціального та воєнного характеру.

Надзвичайна ситуація техногенного характеру — це значне порушення нормальних умов життя і діяльності людей, яке відбувається на окремій території, на певному об'єкті чи водному об'єкті. Такі ситуації можуть виникати внаслідок різноманітних причин, зокрема, транспортних аварій (катастроф), пожеж, вибухів, а

Підпис та дата	
Інв. № дубл.	
Взам. інв. №	
Підпис та дата	
Інв. № подл.	
Зм.	Лист
№ докум.	Підпис
Дата	
КР.142.6231м.04.07.ПЗ.	
Арк. 130	

також аварій, пов'язаних із викиданням або загрозою викидання небезпечних хімічних, радіоактивних і біологічно небезпечних речовин. Це може включати також руйнування споруд, що призводить до небезпеки для життя і здоров'я населення.

У таких випадках дуже важливо оперативно реагувати, щоб мінімізувати негативні наслідки для людей та довкілля. Надзвичайні ситуації техногенного характеру можуть мати серйозні наслідки, включаючи травми, загибель людей, а також значні матеріальні збитки. Тому для їх запобігання та ліквідації необхідно мати чіткі плани дій та добре організовану систему цивільного захисту.

Надзвичайна ситуація природного характеру — це серйозне порушення нормальних умов життя і діяльності людей, яке може виникнути на окремій території, об'єкті або водному об'єкті. Це порушення зазвичай пов'язане з небезпечними геофізичними, геологічними чи гідрологічними явищами, такими як землетруси, повені, зсуви, урагани та інші катастрофи природного походження.

Крім того, до надзвичайних ситуацій природного характеру належать явища деградації ґрунтів або надр, що можуть загрожувати екологічному балансу. Пожежі в природних екологічних системах, які можуть поширюватися на великі території, також становлять значну небезпеку, адже вони не тільки руйнують природні ресурси, але й можуть призвести до загибелі людей та тварин.

Зміни в стані повітряного басейну, такі як забруднення повітря чи викиди небезпечних речовин, також можуть викликати надзвичайні ситуації природного характеру, оскільки вони можуть призвести до інфекційної захворюваності та отруєнь людей. Масове захворювання свійських тварин, яке може бути викликане вірусами чи бактеріями, може спричинити серйозні економічні втрати і загрожувати безпеці продовольства.

Окрім того, масова загибель диких тварин, що може бути спричинена епідеміями або змінами в екосистемі, а також ураження сільськогосподарських рослин хворобами та шкідниками, також відносяться до цієї категорії надзвичайних ситуацій.

Надзвичайні ситуації природного характеру вимагають швидкого реагування і комплексного підходу до їх усунення, адже їхні наслідки можуть мати тривалий і

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата						Арк.
										131
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.07.ПЗ.					

часто непередбачуваний вплив на життя людей та навколишнє середовище. Тому важливо мати ефективні системи моніторингу, планування і реагування на такі ситуації, щоб зменшити їх негативний вплив.

Надзвичайна ситуація соціального характеру — це серйозне порушення нормальних умов життя і діяльності людей, яке може виникнути на окремій території, на конкретному об’єкті або навіть на водному об’єкті. Такі ситуації зазвичай спричинені протиправними діями терористичного чи антиконституційного спрямування, які ставлять під загрозу життя, здоров’я та безпеку населення.

Це може включати в себе терористичні акти, які викликають масову паніку, руйнування, а також фізичні ушкодження чи загибель людей. У багатьох випадках ці дії можуть призвести до зникнення або викрадення зброї та небезпечних речовин, що також створює загрозу для суспільства. Наприклад, випадки, коли терористи захоплюють небезпечні матеріали, можуть викликати не лише локальну, але й національну небезпеку, вимагаючи оперативних заходів з боку держави та правоохоронних органів.

Важливість своєчасного реагування на надзвичайні ситуації соціального характеру важко переоцінити, адже вони можуть мати далекосяжні наслідки для суспільства. Тому органи влади та служби безпеки повинні бути готовими до таких викликів, мати надійні механізми моніторингу та реагування, щоб швидко ліквідувати загрози і забезпечити безпеку населення.

Надзвичайна ситуація воєнного характеру — це серйозне порушення нормальних умов життя і діяльності людей, яке виникає на окремій території, конкретному об’єкті або водному об’єкті. Такі ситуації можуть бути спричинені застосуванням звичайної зброї, а також зброї масового ураження, такої як ядерна, хімічна або біологічна зброя.

Під час воєнних конфліктів чи збройних протистоянь, надзвичайні ситуації воєнного характеру можуть мати катастрофічні наслідки для населення. Вони включають в себе не лише безпосередні втрати внаслідок бойових дій, але й вторинні чинники ураження. Наприклад, вибухи, обстріли, обвалення будівель та інші наслідки застосування зброї можуть призводити до великої кількості жертв і поранених, а

Інв. № подл.	Підпис та дата					
	Інв. № дубл.					
	Взам. інв. №					
	Підпис та дата					
КР.142.6231м.04.07.ПЗ.						Арк.
						132
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

також до значних матеріальних збитків.

Крім того, війна може спричинити масові евакуації населення, порушення життєзабезпечення, дестабілізацію соціальних структур і економіки регіону. Погіршення умов життя може призвести до поширення інфекційних захворювань, недостатності медичних послуг та інших соціальних проблем.

Вторинні чинники ураження населення, які визначаються окремими нормативними документами, можуть включати в себе ризики, пов'язані з небезпечними предметами, такими як мін, невибухлі боєприпаси або токсичні речовини. Ці чинники потребують особливої уваги і підготовки з боку державних органів та служб, оскільки вони можуть залишатися загрозою навіть після закінчення активних бойових дій.

Ефективне реагування на надзвичайні ситуації воєнного характеру вимагає чіткої координації між військовими, цивільними службами та органами влади, щоб забезпечити безпеку населення, оперативно надавати медичну допомогу та вирішувати соціальні проблеми, що виникають внаслідок збройних конфліктів.

7.2 Обґрунтування необхідності дослідження стійкості об'єктів господарської діяльності

Під стійкістю об'єкту господарської діяльності (ОГД) розуміють його здатність виконувати свої основні функції, такі як випуск продукції та надання послуг, навіть у складних умовах надзвичайних ситуацій. Це включає в себе не тільки безперервність роботи під час кризових ситуацій, але й можливість швидкого відновлення після можливих пошкоджень.

Зниження ризику виникнення надзвичайних ситуацій техногенно-екологічного характеру на об'єктах господарської діяльності досягається шляхом завчасного проведення організаційних, інженерно-технічних та інших заходів. Ці заходи плануються та здійснюються начальником цивільної оборони об'єкта.

Заходи, що здійснюються для зменшення ймовірності виникнення надзвичайних ситуацій:

- Систематичні перевірки стану будинків, споруд, технологічного обладнання, електрогосподарства, газо- і нафтопроводів, теплових трас, що проводять посадові особи району (об'єкта) і державні інспектори.
- Перевірка утримання та готовності системи виявлення витoku небезпечних хімічних речовин (НХР), а також оповіщення працюючого персоналу і населення.
- Оцінка ефективності вентиляційних систем, зокрема аварійних, і надійності герметизації ємностей, які працюють під тиском.
- Перевірка працездатності контрольно-вимірювальної, захисної та блокувальної апаратури.
- Створення безпечних умов праці для виробничого персоналу.
- Забезпечення працюючого персоналу правилами, стандартами, нормами, інструкціями та іншими нормативними документами з техніки безпеки та охорони праці.
- Проведення профілактичних протипожежних заходів.
- Контроль за справністю пожежного зв'язку, сигналізації, початкових засобів пожежогасіння, стану шляхів та під'їздів до об'єктів, а також справністю джерел протипожежного водопостачання.
- Підготовка фонду захисних споруд та створення запасів засобів індивідуального захисту.
- Нанесення на виробниче обладнання і комунікації розпізнавальних знаків безпеки відповідно до вимог.
- Перевірка відповідності технологічних процесів, машин, механізмів і обладнання вимогам нормативних документів щодо безаварійної експлуатації, техніки безпеки та охорони праці.
- Розробка і вдосконалення системи планів попереджувальних оглядів та ремонтів техніки.
- Розробка та впровадження формулярів на кожен агрегат для відображення технічного стану обладнання з метою вдосконалення профілактичних заходів.
- Розробка планів ліквідації аварійних ситуацій.

Закон "Про цивільну оборону України" гарантує громадянам України право

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.07.ПЗ.	Арк.
											134

на захист свого життя і здоров'я від наслідків аварій, катастроф, значних пожеж і стихійного лиха. Держава, як гарант цього права, створила систему цивільної оборони (ЦО), основною метою якої є захист населення від небезпечних наслідків надзвичайних ситуацій, що можуть виникнути як у мирний, так і у воєнний час.

Згідно зі **статтею 2** Закону "Про цивільну оборону України", завданням Цивільної оборони України є запобігання виникненню надзвичайних ситуацій техногенного походження та впровадження заходів щодо зменшення збитків і втрат у разі аварій, катастроф, вибухів, великих пожеж і стихійного лиха.

Стійка робота об'єктів досягається:

- Підвищенням надійності роботи та створенням дублюючих джерел енергозабезпечення, газо- та водопостачання, а також запасів сировини, пального, комплектуючих, обладнання та матеріалів.
- Вдосконаленням технологічних процесів виробництва та забезпеченням автоматичного відключення установок у разі виходу з ладу.
- Будівництвом та обладнанням сховищ на підприємствах для працівників і службовців (для цього можуть бути використані шахти та інші виробітки).
- Підготовкою в заміській зоні баз для розміщення науково-дослідних, конструкторських відділів та інших невиробничих підрозділів об'єкта.
- Створенням захисних споруд на об'єктах для пунктів керування.
- Постійною готовністю аварійно-рятувальних формувань до проведення рятувальних та невідкладних аварійних робіт.
- Проведенням організаційних та інженерно-технічних заходів щодо підготовки об'єкта до особливого режиму роботи.

7.3 Аналіз видів, наслідків і критичності відмов (АВНKB) при функціонуванні електростанції

Згідно з міждержавним стандартом “Аналіз видів, наслідків і критичності відмов” (УДК 62-192.001 від 01.01.1997), який встановлює порядок проведення та загальні методичні принципи аналізу видів, наслідків і критичності відмов:

Аналіз видів, наслідків і критичності відмов (АБНKB) — це формалізована,

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	КР.142.6231м.04.07.ПЗ.					Арк.
										135
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

контрольована процедура якісного аналізу проекту, технології виготовлення, правил експлуатації і зберігання, а також системи технічного обслуговування та ремонту виробу.

Аналіз полягає у створенні розширеної структури можливих відмов різного виду, а також у простежуванні причинно-наслідкових зв'язків, що обумовлюють їх виникнення, і можливих (спостерігаємих) наслідків цих відмов на даному та вищестоящому рівнях. Крім того, він включає якісну оцінку та ранжування відмов за рівнем важливості їх наслідків.

Аналіз видів, наслідків і критичності відмов (АБНКВ) проводять з метою обґрунтування, перевірки достатності, оцінки ефективності та контролю за реалізацією керуючих рішень, спрямованих на вдосконалення конструкцій, технологій виготовлення, правил експлуатації, а також системи технічного обслуговування та ремонту об'єкта. Ці рішення мають на меті попередження виникнення та/або зменшення вагомості можливих наслідків відмов, а також досягнення характеристик безпеки, екологічності, ефективності та надійності.

Необхідність проведення АБНКВ зумовлена зростанням кількості аварій в Україні, що відбуваються через моральне та фізичне старіння обладнання та технологій виготовлення. Проведення АБНКВ для конкретного об'єкта визначається за домовленістю зацікавлених сторін під час формування вимог до програми забезпечення надійності, яка включається до контрактних документів (технічне завдання, договір та інше).

Рекомендується передбачати проведення аналізу видів, наслідків і критичності відмов (АБНКВ) для таких об'єктів:

– У яких можливі відмови, що становлять загрозу безпеці людини, можуть призвести до небезпечного забруднення навколишнього середовища, а також спричинити значну економічну або іншу шкоду.

– Для яких технічне підтвердження відповідності встановленим вимогам безпеки і надійності є неможливим або економічно недоцільним. У таких випадках підтвердження проводиться шляхом розрахунків або розрахунково-експериментальних методів.

Підпис та дата	Інв. № дубл.	Взам. інв. №	Підпис та дата	Інв. № подл.	Необхідність проведення АБНКВ зумовлена зростанням кількості аварій в Україні, що відбуваються через моральне та фізичне старіння обладнання та технологій виготовлення. Проведення АБНКВ для конкретного об'єкта визначається за домовленістю зацікавлених сторін під час формування вимог до програми забезпечення надійності, яка включається до контрактних документів (технічне завдання, договір та інше). Рекомендується передбачати проведення аналізу видів, наслідків і критичності відмов (АБНКВ) для таких об'єктів: – У яких можливі відмови, що становлять загрозу безпеці людини, можуть призвести до небезпечного забруднення навколишнього середовища, а також спричинити значну економічну або іншу шкоду. – Для яких технічне підтвердження відповідності встановленим вимогам безпеки і надійності є неможливим або економічно недоцільним. У таких випадках підтвердження проводиться шляхом розрахунків або розрахунково-експериментальних методів.					Арк.
					КР.142.6231м.04.07.ПЗ.					136
					Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

Проведення аналізу видів, наслідків і критичності відмов (АБНКВ) є обов'язковим у випадках, коли відсутні вихідні дані для застосування інших методів аналізу надійності об'єкта (розрахункових та інших), або коли їх обсяг та/або достовірність на етапі життєвого циклу, що розглядається, визнані недостатніми. У такому разі, виходячи з наведеного, для машинного відділення електростанції необхідно провести або аналіз відмов і їх наслідків, або дослідження надійності комплектуючого обладнання.

Характеристика дослідного об'єкту

Газотурбінна установка (ГТУ) потужністю 41,3 МВт має двокаскадну схему. Двигун призначений для обертання електрогенератора, який виробляє електроенергію. Частота обертання ротора силової турбіни генератора становить 3000 об/хв.

Газотурбінна установка є небезпечним виробничим об'єктом, на якому можуть виникнути різноманітні небезпечні події, такі як:

- прорив газопроводу, що постачає газ;
- замикання генератора;
- розрив трубопроводу з парою;
- надмірна вібрація у турбіні;
- розрив кожуха двигуна.

При експлуатації газотурбінної установки (ГТУ) особливу увагу необхідно звернути на такі аспекти:

- виникнення сильної вібрації, що свідчить про ушкодження проточної частини, прогин ротора або вильот лопаток;
- поява диму з підшипника турбіни та генератора (підвищення температури підшипників до 75°C є небезпечним);
- зниження рівня масла в баку нижче граничного значення;
- осьове зрушення турбіни, що перевищує граничне значення;
- зниження вакууму до аварійного рівня та надмірне нагрівання вихлопної частини турбіни.

Міри забезпечення безпеки включають заходи попередження аварій. Для

Інв. № подл.	Підпис та дата					Арк. 137
	Інв. № дубл.					
	Взам. інв. №					
	Підпис та дата					
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.07.ПЗ.	

якісного аналізу небезпеки застосовується вищезазначений міждержавний стандарт надійності в техніці «Аналіз видів, наслідків і критичності відмов». При цьому розглядається кожен елемент газотурбінної установки (ГТУ), такий як редуктор, кожух двигуна, газопровід турбіни, електрогенератор, турбіна і трубопровід, на предмет виявлення несправностей (тип і причина відмови) та оцінки впливу цих відмов на технічну систему.

7.3.1 Визначення наслідків відмов елементів системи ГТУ

Аналіз оцінки наслідків відмов проводиться за структурним методом. Загальна схема (алгоритм) аналізу видів, наслідків і критичності відмов (АВНКВ) структурного методу включає наступні основні операції:

Відповідно до плану аналізу встановлюють мінімальний рівень розукрупнення, з якого починається АВНКВ.

На основі функціональної блок-схеми об'єкта ідентифікують усі елементи обраного рівня розукрупнення.

Для кожного ідентифікованого елемента на основі класифікаторів відмов, інженерного аналізу, апіорних даних, досвіду й знань дослідника складають перелік можливих видів відмов цього елемента.

Для кожного виду відмов обраного елемента визначають його можливі наслідки на розглядуваному та наступних рівнях структури об'єкта.

Для елементів, відмови яких призводять до безпосередньої відмови об'єкта або зниження якості його функціонування, оцінюють категорію важкості наслідків відмов.

Повторюють описані вище операції послідовно для елементів усіх вищестоящих рівнів розукрупнення. Наслідки відмов елементів нижчестоящого рівня, які не можуть бути виражені у вигляді впливу на функціонування елементів розглядуваного рівня, розглядають як самостійні види відмов на цьому рівні.

Виділяють відмови, категорія важкості наслідків або оцінки показників критичності яких перевищують межі, встановлені планом аналізу. Елементи, відповідні цим відмовам, включають у перелік критичних елементів.

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата						Арк.
					КР.142.6231м.04.07.ПЗ.					138
					Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

За структурним методом визначаємо наслідки, до яких призводять відмови визначених елементів системи ГТУ, заповнюємо робочий лист для проведення АВНКВ (табл. 7.1).

Критичність відмови C розраховують за формулою:

$$C=B_1 \cdot B_2 \cdot B_3,$$

де B_1, B_2, B_3 обираються з відповідних оціночних таблиць.

Таблиця 7.1 - Оцінки можливості відмов у балах

Види відмов по можливості виникнення за час експлуатації	Очікувана можливість відмов, оцінена експериментальним шляхом	Оцінка можливості відмови у балах B_1
Відмова практично не можлива	Менше 0,00005	1
Відмова мало вірогідна	Від 0,00005 до 0,001	2
Відмова має малу вірогідність, обумовлену точністю розрахунку	Від 0,001 до 0,005	3
Умірена можливість відмови. Відмови можливі, але при іспитах не виявлялись	Від 0,005 до 0,01	4
Відмови можливі, виявлялись при іспитах	Від 0,001 до 0,005	5
Відмови можуть статись	Від 0,005 до 0,01	7
Висока вірогідність відмови	Від 0,01 до 0,10	8
Вірогідні повторні відмови	Більше 0,11	10

Підпис та дата	Інв. № дубл.	Взам. інв. №	Підпис та дата	Інв. № подл.

					КР.142.6231м.04.07.ПЗ.	Арк.
						139
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 7.2 – Оцінки послідовностей відмов

Опис наслідків відмов	Оцінка наслідків у балах В ₂
Відмова не приводить до помітних наслідків	1
Наслідки відмови незначні	2-3
Відмова призводить до помітного зниження експлуатаційних характеристик	4-6
Висока ступінь незадоволення споживача, але загроза від відмови не можлива	7-8
Відмова несе загрозу для людей або навколишнього середовища	9-10

Таблиця 7.3 – Оцінка можливості виявлення відмови до постачання виробу

Види відмов за можливістю знаходження до постачання	Вірогідність знаходження відмови, оцінена розрахунками або експертним шляхом	Оцінка вірогідності у балах В ₃
Дуже висока вірогідність виявлення відмови при контролі, зборці, випробуваннях	Більше 0,95	1
Висока вірогідність виявлення відмови при контролі, зборці, випробуваннях	Від 0,95 до 0,85	2-3
Помірна вірогідність виявлення відмови при контролі, зборці, випробуваннях	Від 0,85 до 0,45	4-6
Висока вірогідність постачання споживачу дефектного виробу	Від 0,45 до 0,25	7-8
Дуже висока вірогідність постачання споживачу дефектного виробу	Менше 0,25	9-10

Розрахунок критичності відмови: (газопроводу турбіни, кожуху двигуна, електрогенератора, турбіни, трубопроводу).

1. Газопровід турбіни.

$$C=B_1 \cdot B_2 \cdot B_3 = 4 \cdot 9 \cdot 4 = 144 \text{ балів}$$

2. Кожух двигуна

$$C=B_1 \cdot B_2 \cdot B_3 = 2 \cdot 3 \cdot 2 = 12 \text{ балів}$$

3. Електрогенератор

Підпис та дата	Інв. № дубл.	Взам. інв. №	Підпис та дата	Інв. № подл.

КР.142.6231м.04.07.ПЗ.

Арк.

140

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

$$C=B_1\cdot B_2\cdot B_3=1\cdot 9\cdot 1=9 \text{ балів}$$

4. Турбіна

$$C=B_1\cdot B_2\cdot B_3=6\cdot 7\cdot 4=168 \text{ балів}$$

5. Трубопровід

$$C=B_1\cdot B_2\cdot B_3=2\cdot 9\cdot 3=54 \text{ балів}$$

Таблиця 7.4 - Робочий лист для проведення АВНҚВ ГТУ

На- ймену- вання елемента (функції)	Вид (опис) відмови	Можливі причини відмови	Наслідки відмови				Рекоменда- ції по попе- редженню (зниженню) важкості наслідків відмови	Мож- ли- вість від- мови	Кри- тич- ність від- мови
			На рівні, який розг- лядається	На вище стоящому рівні	На рівні виробу (ГТУ)	Методи і засоби ви- явлення і локалізації відмови			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Газоп- ровід турбіни	1.Прорив	1. Погане ущільнен- ня (герме- тизація).	Витік газу. Пожежа.	Отруєння обслугову- ючого пер- соналу. Вибух.	Пош- код- ження ГТУ. Зни- ження потуж- ності устано- вки.	Вибухові попере- джувальні клапани. Проведення інструкта- жів для обслугову- ючого пер- соналу що- до дотри- мування вимог проти- пожежної безпеки й вибухобез- пеки.	Проведення паралельно- го (дублюю- чого) газо- проводу. Встановлен- ня додатко- вих датчиків тиску. Зміц- нення газо- проводу дода- тковими фланцями та муфтами	0,01	144
Кожух двигуна	1. Розрив	1. Ушко- дження при експ- луатації.	Розрив корпусу	Миттєве зниження ефектив- ної поту- жності двигуна.	Вивід із ладу навіша- них агре- гатів. Зупинка усіх систем.	Автомат безпеки. Дотриман- ня інструк- ції по експ- луатації та технічному обслугову- ванню двигуна, що додається заводом- виробни- ком.	Перевірка цілісності кожуха дви- гуна перед кожним за- пуском. Ко- нтроль тер- модинаміч- них та віб- роакустич- них параме- трів робочо- го тіла, що контактує з кожухом. Зміцнення кожуха реб- рами жорст- кості та до- датковими переборками з металу	0,01	12

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата

Продовж. таблиці 7.4.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Електрогенератор	1.Замикання.	1.Порушення умов експлуатації.	Враження електричним струмом персоналу.	Вибух.	Виведення з ладу ГТУ. Аварійна зупинка установки.	Захисне відключення; Диференціальний захист генератора й двигуна	Удосконалення диференційного захисту.Щотижневий інструктаж з електробезпеки.	0,00005	9
Турбіна	1.Надмірна вібрація.	1.Ушкодження проточної частини; прогин ротора.	Ушкодження устаткування, травматизм персоналу.	Руйнування ГТД.	Пошкодження елементів ГТУ, та їх вихід з ладу.	Автомат безпеки. Система автоматичного пожежогашіння. Контроль за температурою, відключити турбіну. Дотримання правил експлуатації.	Встановлення додаткових датчиків контролю за обертами турбіни генератора та компресора; Використовувати чутливі термометри за контролем температури перед турбіною та на виході із турбіни; Проведення інструктажу за інструкцією по експлуатації кожні 7 днів.	0,005	168
Трубопровід	1.Розрив.	1.Перевищення тиску.	Опіки обслуговуючого персоналу. Розгерметизація системи.	Людські жертви Ушкодження механізмів.	Зовнішні ушкодження ГТУ.	Система аварійної сигналізації. Контроль за тиском	Використання найчутливіших термодатчиків та датчиків тиску. При необхідності дублюючих.	0,001	54

Інв. № подл.	Підпис та дата
Взам. інв. №	Інв. № дубл.
Підпис та дата	Підпис та дата

7.4 Висновки ЦЗ

В результаті проведеного аналізу оцінки наслідків відмов за структурним методом щодо стійкості роботи елементів системи газотурбінної установки (ГТУ), яка працює на блоковій електростанції, були виявлені основні види відмов елементів системи, які могли виникнути під час експлуатації. Проаналізовано можливі причини відмов, а також наслідки цих відмов.

На основі отриманих даних були сформульовані рекомендації щодо попередження виникнення відмов і їх наслідків, а також конкретні заходи для запобігання відмовам. Таким чином, в результаті проведеного аналізу щодо стійкості роботи елементів системи ГТУ, можна стверджувати, що виникнення аварійних ситуацій на розглянутому об'єкті можливе в разі халатного і непрофесійного ставлення обслуговуючого персоналу до основних вузлів установки, а також при порушенні умов експлуатації.

Запобігання цим факторам може бути досягнуто шляхом проведення регулярних інструктажів згідно з технічною документацією на експлуатацію двигуна та підвищення кваліфікації працівників.

Дослідивши елементи системи газотурбінної установки (ГТУ), визначаємо, що найбільш небезпечними відмовами є:

- прорив газопроводу;
- розрив кожуху двигуна;
- замикання генератора;
- надмірна вібрація у турбіні;
- розрив трубопроводу.

Внаслідок цих відмов, окрім матеріальних збитків, можливі також людські жертви.

Для запобігання відмовам елементів системи ГТУ необхідно вжити такі заходи:
Контроль якості на всіх етапах виробництва та монтажу, зокрема проведення багаторазових випробувань.

Паралельний (дублюючий) газопровід, встановлення додаткових датчиків

Підпис та дата						
Інв. № дубл.						
Взам. інв. №						
Підпис та дата						
Інв. № подл.						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.07.ПЗ.	Арк.
						143

ВИСНОВКИ

1. Відповідно до завдання кафедри турбін, виконано розробку та дослідження вдосконаленого термодинамічного циклу й теплової схеми контактної газотурбінної установки (КГТА) з теплоутилізаційним контуром (ТУК). На основі проведених досліджень розроблено перспективну контактну ГТА з ТУК на базі компресорного блоку газотурбінного двигуна (ГТД) ДБ90 для приводу електрогенератора на блоковій електростанції. Розглянутий агрегат являє собою ГТД, вихідні гази якого направляються в утилізаційний парогенератор, що генерує перегріту водяну пару порівняно невисоких параметрів. Пара подається в камеру згорання двигуна, а також на охолодження лопаток турбін.

2. На основі аналізу результатів математичного моделювання проведено порівняльне дослідження ефективності схеми КГТА з ТУК з урахуванням наявних світових тенденцій розвідку та зростання рівня сучасних технологій турбінобудування

3. Аналізуючи отримані результати розрахункового дослідження, можна зробити висновок, що використання схеми КГТА з ТУК для сучасного та перспективного рівня температур газу перед турбінами ГТД (1300...1700 К) дозволяє цілком реально створити енергетичну комбіновану ГТА для електростанції з ККД термодинамічного циклу від 46,5% до 61,0% та мати питому потужність від 380 до 750 кВт/(кг/с) відповідно.

4. Пропонується для детальної розробки перспективної контактної газотурбінної установки з теплоутилізаційним контуром для електростанції на базі компресорного блоку газотурбінного двигуна ДБ90 прийняти такі параметри теплової схеми: $T_3 = 1480 \text{ К}$; $T_{\text{зов}} = 288 \text{ К}$; міра підвищення тиску в компресорі ГТД – 19,68.

5. В результаті детального теплового розрахунку газотурбінного агрегату в режимі повної потужності для сучасного рівня технології вітчизняних ГТА отримано такі параметри агрегату $\eta_e = 0,413$, питома потужність $N_{\text{пит ГТД}} = 572,61 \text{ кВт/(кг/с)}$,

Підпис та дата							
Інв. № дубл.							
Взам. інв. №							
Підпис та дата							
Інв. № подл.							
						КР.142.6231м.04.В.ПЗ	Арк.
							145
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			

питома витрата палива, без урахування рекуперації газів за ГТД, $C_{Ne} = 0,203$ кг/(кВт·год).

6. У ході виконання роботи проведено розрахунки основних габаритних розмірів окремих частин газотурбінної установки, зокрема компресорної секції, камери згоряння, та турбінної секції. Ці розрахунки забезпечують точність визначення основних параметрів для створення ефективної та компактної установки. Окрім цього, здійснено компонування КГТА з ТУК в цілому и цього розміщення в енергетичному цеху електростанції.

7. Розроблено комплекс заходів з техніки безпеки та охорони праці, спрямованих на забезпечення безпечних умов роботи для персоналу, що працює з газотурбінною установкою.

8. Пререлічені необхідні заходи по захисту навколишнього середовища, зокрема, мінімізація шкідливих викидів у атмосферу шляхом використання сучасних технологій очищення вихлопних газів ГТД. Важливим аспектом є також контроль за рівнем шуму та вібрації, а також утилізація відходів виробничого процесу відповідно до екологічних стандартів.

9. Заходи цивільного захисту передбачають аварійне реагування на випадок виникнення надзвичайних ситуацій. До цих заходів входять підготовка персоналу до дій у разі аварій, а також регулярні навчання та тренування для підвищення рівня готовності до можливих ризиків.

Інв. № подл.	Підпис та дата	Взам. інв. №	Інв. № дубл.	Підпис та дата	до екологічних стандартів. 9. Заходи цивільного захисту передбачають аварійне реагування на випадок виникнення надзвичайних ситуацій. До цих заходів входять підготовка персоналу до дій у разі аварій, а також регулярні навчання та тренування для підвищення рівня готовності до можливих ризиків.
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	КР.142.6231м.04.В.ПЗ Арк. 146

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

2. **Кривуца В.А.** «Параметрический анализ термодинамического цикла "Водолей". Сборник «НППМашпроект - 45 лет» [Текст] / В.А. Кривуца, О.С. Кучеренко, И.Н. Дудкина // Известия Академии Инженерных Наук Украины. Выпуск. — 1999. — С. 122—134.

4. Романовський, Г. Ф. Теоретичні основи проектування суднових газотурбінних агрегатів [Текст]: Навчальний посібник. / Г. Ф. Романовський, М. В. Ващилєнко, С. І. Сербін. – Миколаїв: УДМТУ, 2003. – 304 с.

6. **Романовський, Г. Ф.** Сучасні газотурбінні агрегати: У2 т.Т.2: Агрегати виробництва країн Західної Європи, Америки та Азії [Текст]: Навчальний посібник / Г. Ф. Романовський, С. І. Сербін, В. М. Патлайчук – Миколаїв: НУК, 2008. – 420с.

8. **Ващиленко, М. В.** Оптимізаційні розрахунки термодинамічних циклів суднових і енергетичних ГТА в задачах автоматизованого проектування [Текст]: Навчальний посібник. / М. В. Ващиленко – Миколаїв: УДМТУ, 2003. – 44 с.

					Сербін. – Миколаїв: УДМТУ, 2003. – 304 с.
Підпис та дата					5. Романов, В. И. Николаевские газотурбинные двигатели и установки. История создания [Текст] / В. И. Романов // ГП НПКГ «Зоря»-«Машпроект», Центр НИОКР «Машпроект» - Николаев: Издательство «Юг-Информ», 2005. – 304 с.
Інв. № дубл.					6. Романовський, Г. Ф. Сучасні газотурбінні агрегати: У2 т.Т.2: Агрегати виробництва країн Західної Європи, Америки та Азії [Текст]: Навчальний посібник / Г. Ф. Романовський, С. І. Сербін, В. М. Патлайчук – Миколаїв: НУК, 2008. – 420с.
Взам. інв. №					7. Романовський, Г. Ф. Сучасні газотурбінні агрегати: У2 т.Т.1: Агрегати виробництва України та Росії [Текст]: Навчальний посібник / Г. Ф. Романовський, С. І. Сербін, В. М. Патлайчук – Миколаїв: НУК, 2005. – 344с.
Підпис та дата					8. Ващиленко, М. В. Оптимізаційні розрахунки термодинамічних циклів суднових і енергетичних ГТА в задачах автоматизованого проектування [Текст]: Навчальний посібник. / М. В. Ващиленко – Миколаїв: УДМТУ, 2003. – 44 с.
Інв. № подл.					
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

