

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

БР.АКП-09.00.00.000 ПЗ

Група АКПз-21-1

Юрій Драганчук

2025

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Інститут інформаційних технологій
Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій

Драганчук Юрій Любомирович
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 681.518.52
(індекс)

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Автоматизована система керування компресорним цехом КЦ-3
(назва роботи)

на базі ГПА-Ц-16С

Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
(назва освітньої програми)

151 - Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
(шифр і назва спеціальності)

Робота містить результати власних досліджень, використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Нормоконтроль

асистент	Л. І. Лагойда
(науковий ступінь, підпис) вчене звання)	(ініціали та прізвище)

Рецензент

к.т.н., доцент	
(науковий ступінь, підпис) вчене звання)	(ініціали та прізвище)

Здобувач освітнього ступеня

АКПЗ-21-1	Ю. Л. Драганчук
(шифр групи)	(підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Науковий керівник

к.т.н., доцент	Г. Г. Зварич
(науковий ступінь, підпис) вчене звання)	(дата) (ініціали та прізвище)

Допущено до захисту Завідуючий кафедри

к.т.н., доцент	А. І. Лагойда
(науковий ступінь, підпис) вчене звання)	(дата) (ініціали та прізвище)

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет автоматизації та енергетики

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій

Освітній рівень перший (бакалаврський)

Спеціальність 151 - Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри АКІТ

А.І. Лагойда

« » 20 року

З А В Д А Н Н Я
НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Драганчуку Юрію Любомировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Автоматизована система керування компресорним цехом
КЦ-3 на база ГПА-Ц-16С

керівник роботи Зварич Галина Григорівна

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від «07» травня 2025 року № 53/8

2. Строк подання студентом роботи 13.06.2025

3. Вихідні дані до роботи матеріали переддипломної практики,
робота з технічною літературою.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1. Аналіз технологічного процесу компримування газу як об'єкта
Автоматизації. 2. Моделювання компресорного агрегату. 3. Дослідження системи
автоматичного керування процесу компримування газу. 4. Розробка структури
системи автоматизованого керування САК КЦ №3. Висновки. Список літератури.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

1. БР.АКПз-09.00.00.001 – Структурна схема газоперекачувального агрегату.

2. БР.АКПз-09.00.00.002– Математична модель газоперекачувального агрегату

3. БР.АКПз-09.00.00.003 – Структурні схеми одноконтурної та каскадної САК

КЦ-3. 4. БР.АКПз-09.00.00.004 – Схема структури системи автоматизованого

керування САК КЦ-3 КС. 5. БР.АКПз-09.00.00.005 – Мнемосхеми об'єктів КЦ №3.

6. БР.АКПз-09.00.00.006 – Програма керування контролером МІК-51 у вигляді
функціональних блоків.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 06.11.2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз технологічного процесу компримування газу як об'єкта автоматизації	13.05.2025	
2	Моделювання компресорного агрегату	23.05.2025	
3	дослідження системи автоматичного керування процесу компримування газу	30.05.2025	
4	Розробка структури системи автоматизованого керування САК КЦ №3	01.06.2025	
5	Оформлення БР	12.06.2025	

Студент _____
(підпис)

Ю. Л. Драганчук _____
(ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Г. Г. Зварич _____
(ініціали та прізвище)

РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота містить: 65 сторінки друкованого тексту, 12 рисунків, 3 таблиць, 8 переліків посилань на джерела.

Тема: «Автоматизована система керування компресорним цехом КЦ-3 на базі ГПА-Ц-16С».

Об'єкт дослідження: компресорний цех №3 з газоперекачувальним агрегатом компресорної станції «Долина».

Мета роботи: розробити ефективну автоматизовану систему керування компресорним цехом КЦ-3 на базі газоперекачувального агрегату ГПА-Ц-16С з метою підвищення надійності, енергоефективності та безпеки технологічного процесу.

Методи дослідження: моделювання компресорного агрегату, розробка структурної схеми АСР, аналіз методів прогнозування передаварійних ситуацій.

Результати бакалаврської роботи: у роботі здійснено всебічний аналіз та розробку системи автоматизованого контролю і керування технологічними процесами компресорного цеху КЦ-3, оснащеного газоперекачувальними агрегатами типу ГПА-Ц-16С. Особливу увагу приділено розробці структурної та функціональної схем системи автоматичного керування, що забезпечують надійну, гнучку та масштабовану інтеграцію обладнання в єдиний інформаційно-керуючий простір підприємства. Запропоноване технічне рішення дозволяє здійснювати безперервний моніторинг параметрів роботи ГПА, автоматичне регулювання основних технологічних параметрів, а також архівацію та аналітичну обробку отриманих даних.

Ключові слова: автоматизований контроль, компресорна станція, система керування, технологічний процес.

ANNOTATION

Bachelor's thesis contains: 65 pages of printed text, 12 figures, 3 tables, 8 lists of references.

Topic: «Automated control system for compressor shop KC-3 based on GPA-C-16S».

Object of research: compressor shop No. 3 with a gas pumping unit of the compressor station "Dolyna".

Project goal: to develop an effective automated control system for compressor shop KC-3 based on the gas pumping unit GPA-C-16S in order to increase the reliability, energy efficiency and safety of the technological process.

Research methods: modeling of the compressor unit, development of the structural diagram of the ASR, analysis of methods for predicting pre-accident situations.

Results of bachelor's thesis:

This work provides a comprehensive analysis and development of a system for automated control and management of technological processes in the compressor shop KC-3, equipped with gas pumping units of the GPA-C-16S type. Particular attention is paid to the development of structural and functional schemes of the automatic control system, which ensure reliable, flexible and scalable integration of equipment into a single information and control space of the enterprise. The proposed technical solution allows for continuous monitoring of the operating parameters of the gas turbine, automatic adjustment of the main technological parameters, as well as archiving and analytical processing of the obtained data.

Keywords: automated control, compressor station, control system, technological process.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ОСНОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10

1 АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ КОМПРИМУВАННЯ ГАЗУ ЯК ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ.....	11
1.1 Загальні відомості про компресорні цехи та ГПА	11
1.2 Аналіз технологічної схеми і технологічного процесу.....	13
1.3 Огляд елементів обладнання компресорного цеху	20
1.4 Вибір та обґрунтування параметрів контролю і регулювання.....	22
Висновки до розділу.....	23
2 МОДЕЛЮВАННЯ КОМПРЕСОРНОГО АГРЕГАТУ.....	24
2.1 Розроблення структурної схеми системи автоматизованого керування ..	24
2.2 Математична модель газотурбінної установки.....	27
2.3 Моделювання відцентрового нагнітача.....	37
Висновки до розділу.....	42
3 ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСУ КОМПРИМУВАННЯ ГАЗУ.....	43
3.1 Загальні принципи керування процесом компримування	43
3.2 Розроблення структурної схеми автоматизованої системи керування (одноконтурної та каскадної).....	45
Висновки до розділу.....	47

					БР.АКПз-09.00.00.000 ПЗ								
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата									
Розроб.		Драганчук Ю.Л.			Автоматизована система керування компресорним цехом КЦ-3 на базі ГПА-Ц-16С			Літ.		Арк.		Акрушів	
Перевір.		Зварич Г.Г.								5			
Реценз.								ІФНТУНГ АКПз-21-1					
Н. Контр.		Лагойда Л. І.											
Затверд.		Лагойда А. І.											

4 РОЗРОБКА СТРУКТУРИ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО	
КЕРУВАННЯ САК КЦ №3.....	48
4.1 Цільове призначення автоматизованої системи керування	
компресорного цеху.....	48
4.2 Розроблення структури системи автоматизованого керування САК	
КЦ-3.....	49
4.3 Дослідження підсистем керування газоперекачувальним агрегатом.....	51
4.4 Реалізація системи контролю температури газу	60
4.5 Розроблення програми керування контролером МІК-51.....	62
Висновки до розділу.....	64
 ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	65
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА.....	66
БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА.....	65

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АПОГ – апаратно-повітряне охолодження газу

БРПГ – блок редукування паливного газу;

БВГ – блок виміру газу;

ВНА – вхідний направляючий апарат;

ГПА – газоперекачувальний агрегат;

ГТУ – газотурбінна установка

КП – компресорна станція;

КЦ – компресорний цех

МГ – магістральний газопровід;

САК – система автоматичного керування.

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Актуальність теми бакалаврської роботи. Компресорні цехи є ключовими об'єктами в інфраструктурі магістрального транспортування газу. Підвищення ефективності та безпеки їхньої роботи напряду залежить від рівня автоматизації. Газоперекачувальний агрегат ГПА-Ц-16С широко використовується на підприємствах газової промисловості та потребує сучасних підходів до керування. Впровадження автоматизованої системи керування дозволить зменшити вплив людського фактора, покращити точність регулювання параметрів, своєчасно виявляти несправності та мінімізувати аварійні ситуації. На сучасному етапі ефективне керування роботою газоперекачувального агрегату і компресорного цеху в цілому неможливе без знання достовірної інформації про функціонально-технічний стан основних вузлів газоперекачувального агрегату (ГПА). Таку інформацію можна отримати лише в результаті діагностичних обстежень обладнання [1÷6].

Актуальним є розроблення і дослідження є:

- системи автоматики допоміжного та станційного обладнання побудовані, переважно, на базі застарілих релейних схем радянського виробництва, давачева та вимірювальна апаратура мають низький клас точності, ЗП до систем автоматики вичерпаний;
- рівень автоматизації КЦ і КС, що перебувають в експлуатації, не відповідає сучасним і тим більш перспективним вимогам як в частині функціональних можливостей, так і експлуатаційно-технічних;
- надійність та безпека при експлуатації знаходяться у прямій залежності від технічного стану та ефективності роботи технологічного обладнання, ступеню його автоматизації.

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ КОМПРОМУВАННЯ ГАЗУ ЯК ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ

1. Загальні відомості про компресорні цехи та ГПА

Компресорні цехи є ключовими технологічними об'єктами газотранспортної інфраструктури, призначеними для стиснення природного газу з метою подальшого транспортування магістральними газопроводами. Основним обладнанням таких цехів є газоперекачувальні агрегати (ГПА), які зазвичай складаються з газотурбінного привода та центробіжного компресора. Зокрема, агрегати типу ГПА-Ц-16С широко застосовуються на компресорних станціях завдяки високій надійності, потужності до 16 МВт та можливості безперервної експлуатації в умовах змінного навантаження.

Компресорний цех КЦ-3 є невід'ємною частиною газотранспортної інфраструктури, головним завданням якої є забезпечення безперервного транспортування природного газу шляхом його стиснення до необхідного робочого тиску. Основними технологічними елементами цеху є газоперекачувальні агрегати (ГПА) типу ГПА-Ц-16С, які працюють у складі з центробіжними компресорами.

ГПА-Ц-16С — це агрегати з газотурбінним приводом, які мають високу продуктивність та ефективність і широко застосовуються на компресорних станціях магістральних газопроводів. До складу одного такого агрегату входить: газотурбінний двигун; компресор; системи паливостачання, охолодження, змащення та зниження вібрації; допоміжне обладнання для запуску, контролю та керування.

Керування процесами запуску, зупинки, регулювання подачі газу, контролю температури, тиску, вібрації та інших параметрів здійснюється як в автоматичному, так і в ручному режимі. Зважаючи на складність конструкції та відповідальність агрегату, критично важливим є забезпечення високої точності та надійності систем керування [2, 3].

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Станом на сьогодні значна частина обладнання працює із застосуванням застарілих або частково автоматизованих систем, які не забезпечують повноцінний контроль і не відповідають сучасним вимогам до безпеки та ефективності. Це створює ризики порушення технологічного режиму, аварійних ситуацій та підвищених витрат на експлуатацію.

З огляду на це, виникає необхідність у впровадженні сучасної автоматизованої системи керування, яка здатна:

- забезпечити повноцінний контроль за всіма параметрами роботи ГПА-Ц-16С;
- виконувати адаптивне регулювання з урахуванням змін навантаження;
- оперативно виявляти та діагностувати несправності;
- інтегруватися в загальну систему диспетчеризації компресорної станції;

Таким чином, об'єкт автоматизації є складним технологічним комплексом, що потребує системного підходу до побудови автоматизованої системи керування з високим рівнем інтеграції, надійності та інтелектуальності.

Компресорні станції відіграють важливу роль в експлуатації газопроводу і призначені для підвищення тиску, стиснення газу в системі до межі, що допускається міцністю лінійних та інших споруд трубопроводів для максимального використання пропускної здатності газопроводу [1]. До системи магістрального газопроводу входить головна і проміжні КС.

На КС, що проектуються і будуються газ стискають до тиску 7,5 МПа, а на діючих- до 5,6 МПа.

Головна КС знаходиться у початковій точці газопроводу. На території головної КС розміщені компресорний цех, який включає установки для компремування (стиснення) газу, установки пиловловлювачів, очищення газу від шкідливих домішок, установки охолодження газу.

По трасі газопроводу розміщені проміжні КС. На проміжних КС, окрім компремування газу, також виконують такі важливі операції як попутне очищення газу від пилу і шкідливих домішок, його осушення і охолодження.

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сучасна КС є досить складним комплексом споруд, від надійності роботи якого залежить показники експлуатації системи магістрального газопроводу.

1.2 Аналіз технологічної схеми і технологічного процесу

На рис. 1.1 показана інформаційна модель КС з прилеглими до неї газопроводами [3].

Компресор 4 заштовхує повітря із атмосфери, стискає до певного тиску і подає в камеру згоряння 1. В цю ж камеру поступає і паливо (газ). В камеру згорання повітря і паливо подаються безперервно, що і обумовлює неперервність процесу горіння.

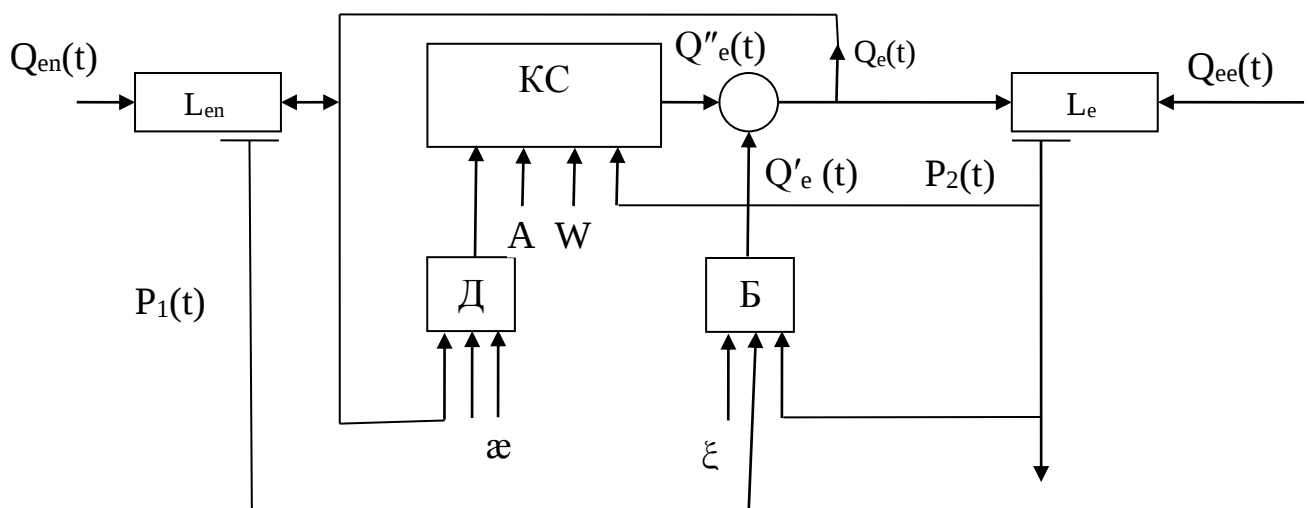


Рисунок 1.1 – Інформаційна модель КС з прилеглими до неї газопроводами: ξ – степінь відкриття бай паса Б; α – степінь відкриття дроселя Д; $Q'_e(t)$ і $Q''_e(t)$ – відповідно продуктивність агрегату і витрата газу через байпасний клапан; A – кількість ГПА; W – кутова швидкість центр обіжного насоса (ЦН); $P_1(t)$, $P_2(t)$ – тиски в газопроводах – режимні параметри; $Q_{en}(t)$ – вхідний сигнал (витрати); $Q_e(t)$, $Q_{ee}(t)$ – вихідний сигнал (витрати); L_{en} , L_e – довжина прилеглих газопроводів.

Для запалення газової суміші використовується запальна електрична свічка. Із камери 1 продукти згорання поступають в турбіну 3 і віддають частину своєї енергії ЦН 2. Друга частина енергії витрачається на стиснення повітря в компресорі, а також розсіюється в навколишньому середовищі.

Ідеальний цикл для газотурбінної установи (ГТУ) (рис.1.2) в координатах PV і TS показаний на рис.1.3. Точка 1 відповідає стану повітря на вході в компресор; точка 2 – стан повітря на виході з компресора; точка 3 – в кінці процесу спалювання, а точка 4 – в кінці процесу розширення в турбіні.

Тоді лінія 1-2 зображує процес ізотермічного стиснення в компресорі; 2-3 – процес горіння (підводу тепла) при постійному тиску; 3-4 – ізотермічне розширення робочого тіла в турбіні; 4-1 – відвід тепла в результаті чого газ із стану 4 переходить в стан 1. Цей цикл є умовним, в дійсності йому відповідає повна заміна робочого тіла в турбіні.

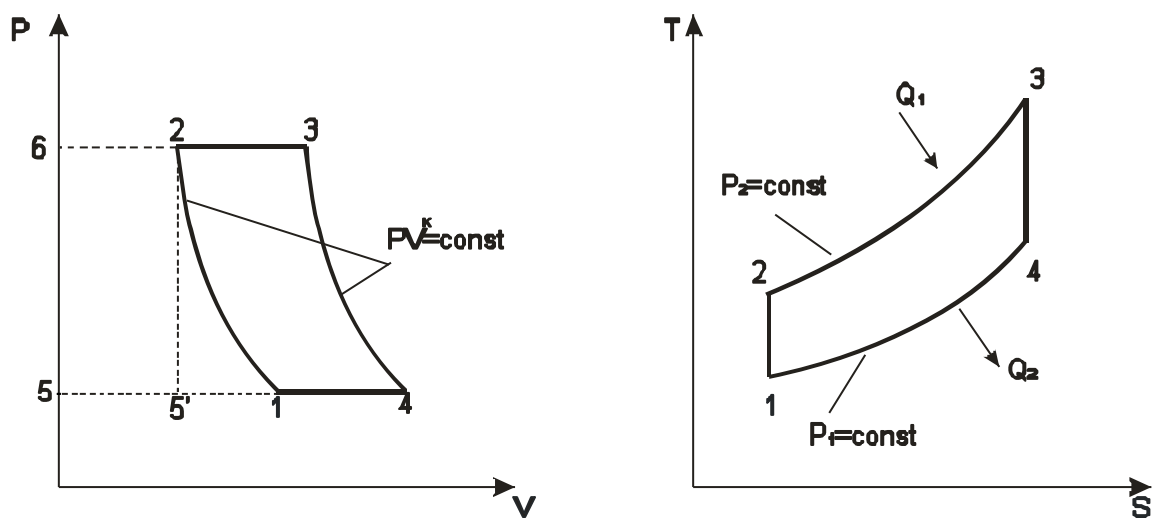


Рисунок 1.2 – Ідеальний цикл ГТУ з постійним тиском згорання та ізоентропійним стисненням

Основною характеристикою, яка характеризує ефективність роботи ГТУ є її коефіцієнт корисної дії (ККД).

Для ідеального циклу ККД – це відношення кількості тепла, яке переходить в механічну енергію, до загальної кількості тепла.

$$\eta_t = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} = 1 - \frac{Q_2}{Q_1}, \quad (1.1.)$$

де Q_1 - підведене в циклі тепло;

Q_2 - тепло, яке виноситься продуктами згорання.

Припустивши, що теплоємності C_v і C_p - постійні, матимемо:

$$Q_1 = C_p(T_3 - T_2), \quad (1.2)$$

$$Q_2 = C_p(T_4 - T_1). \quad (1.3)$$

Тоді:

$$\eta_t = 1 - \frac{T_4}{T_3} \cdot \frac{1 - \frac{T_1}{T_4}}{1 - \frac{T_2}{T_3}} \quad (1.4)$$

Із рівняння ізоентропійного процесу випливає, що

$$\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{k-1} = \frac{T_2}{T_1} = \frac{T_3}{T_4}, \text{ або } \frac{T_2}{T_3} = \frac{T_1}{T_4}.$$

Звідси

$$\eta_t = 1 - \varphi^{-m},$$

$$\text{де } \varphi = \frac{P_2}{P_1}, \quad m = \frac{k-1}{k}, \quad k = \frac{C_p}{C_v}.$$

Отже, для ідеального циклу (зі спалюванням палива при постійному тиску із ізоентропічним стисненням та розширенням) термічний ККД залежить тільки від степеня стиснення повітря φ і не залежить від кількості тепла, що підводиться в циклі, ні від теплотворної здатності палива.

При переході до реальної ГТУ необхідно враховувати і внутрішні витрати турбіни і компресора, витрати в камері згорання і комунікаціях [2].

Тоді ККД реальної турбіни

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\eta_{\varepsilon} = \frac{(1 + q_T) \cdot \eta_T H_T - \frac{1}{\eta_k} H_k}{(1 + q_t) Q_1 \frac{1}{\eta_{кз}}}. \quad (1.7)$$

У випадку застосування газоподібного палива ($q_T = 0$):

$$\eta_{\varepsilon} = \frac{(\eta_T \eta_k \xi \varphi^{-m} - 1)(\varphi^m - 1)}{\eta_k (\xi - 1) + 1 - \varphi^m}. \quad (1.8)$$

Збільшення ξ призводить до збільшення ККД η_{ε} ГТУ. Це означає, що пониження температури на вході в компресор призводить до збільшення його продуктивності.

Внутрішні ККД компресора і турбіни обчислюють за формулами [5,6]:

$$\eta_T = \frac{1 - \varphi^{-\eta_{cm} m}}{1 - \varphi^{-m}}, \quad (1.9)$$

де η_{cm} – ККД ступені ГТУ.

Якщо значення (1.9) і (1.10) підставити в рівняння (1.8) і позначити через N_k і N_T потужності компресора і турбіни, а через λ_{ε} відношення потужності, що розвивається турбіною до потужності, яка витрачається в компресорі, матимемо:

$$\lambda_{\varepsilon} = \frac{\eta_T N_T}{N_k / \eta_k} = \eta_T \eta_k \frac{N_T}{N_k}$$

або

$$\lambda_{\varepsilon} = \eta_T \eta_k \frac{\xi}{\varphi^m}. \quad (1.10)$$

Аналіз формули (1.11) показує, що чим більша величина λ_{ε} , тим менше змінюється внутрішнє ККД турбіни зі зміною η_T .

Збільшення температури перед турбіною сприяє збільшенню λ_{ε} .

Іншою величиною, яка характеризує ефективність роботи ГТУ, є питома витрата повітря D_e на одну кіловат годину:

$$D_e = \frac{3600}{c_p T_1 (\varphi^m - 1) (\eta_T \xi \varphi^{-m} - \eta_k^{-1})}. \quad (1.11)$$

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Мінімальні значення D_e досягається при такому значенні φ^* :

$$\varphi_e^* = (\eta_T \eta_\kappa \xi)^{\frac{1}{2m}} \quad (1.12)$$

При усесторонньому аналізі ефективності роботи ГТУ в основ такого аналізу повинні бути покладені такі критерії:

$$\begin{aligned} \xi - \frac{T_3}{T_1}, \\ \lambda_\kappa = \eta_T \eta_\kappa \frac{N_T}{N_\kappa}, \\ \varphi = \frac{P_2}{P_1} \end{aligned} \quad (1.13)$$

$$D_e = \frac{3600}{c_p T_1 (\varphi^m - 1) (\eta_T \xi \varphi^{-m} - \eta_\kappa^{-1})}.$$

Ізотермічне стиснення в компресорі

Якщо застосовувати компресор з проміжним охолодженням, то процес стиснення можна наблизити до ізотермічного. Для здійснення ізотермічного стиснення від робочого тіла потрібно відвести кількість тепла, яка рівна роботі стиснення [7]:

$$L_\kappa = RT_1 \ln \frac{P_2}{P_1}. \quad (1.14)$$

Тепер

$$\eta_t = 1 - \frac{Q_2}{Q_1} \quad (1.15)$$

де $Q_2 = L_\kappa + c_p (T_4 - T_1)$,

$$Q_1 = c_p (T_3 - T_2).$$

Оскільки $R = c_p m$, то

$$\eta_t = 1 - \frac{\varphi^m \ln \varphi^m - \xi - \varphi^m}{\varphi^m (\xi - 1)}. \quad (1.16)$$

При $\xi \rightarrow \infty$ величина η_t набуде такого значення:

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\eta_t = 1 - \frac{1}{\varphi^m}, \quad (1.17)$$

Тобто прямує до величини, яка мала місце для ідеального циклу з ізоентропійним стисненням. Оптимальне значення ККД досягається при

$$\varphi^m = \xi, \quad (1.18)$$

що можливе лише за умови $T_4 = T_1$, тобто приймає вигляд, показаний на рис. 1.3.

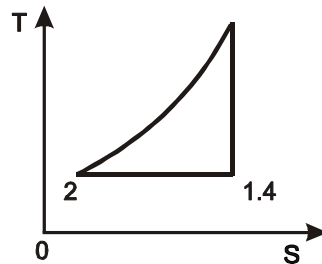


Рисунок 1.3 – Ідеальний оптимальний цикл ГТУ

В даному випадку відсутні витрати тепла з вихлопними газами, так як продукти згорання охолоджуються до температури всмоктування повітря.

Підставивши (1.19) в рівняннях (1.18), отримаємо:

$$\eta_t = \frac{\ln \varphi^m}{\varphi^m - 1}. \quad (1.19)$$

Аналіз цієї формули показує, що високі значення ККД можна отримати лише при великих значеннях φ . Оскільки кожному значенню φ відповідає своє значення ξ , то для досягнення високих значень η_t необхідні високі значення ξ .

Запишемо вираз для ККД реальної турбіни при ізотермічному стисненні:

$$\eta_e = \frac{\eta_T \eta_K \xi (\varphi^m - 1) - \varphi^m \ln \varphi^m}{\eta_K \varphi^m (\xi - 1)}. \quad (1.20)$$

Прирівнюючи обидва цикли, можна прийти до висновку, що з точки зору теплової економічності при середніх значеннях φ і невисоких ξ кращі результати дає цикл з ізоентропійним (адіабатним) стисненням.

Відповідно маємо:

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\lambda_{\varepsilon} = \eta_T \eta_K \frac{\xi(\varphi^m - 1)}{\varphi^m \ln \varphi^m}, \quad (1.21)$$

$$D_e = \frac{3600}{c_p T_1 \left(\eta_T \xi (1 - \varphi^m) - \frac{m}{\eta_K} \ln \varphi \right)}. \quad (1.22)$$

Співставляючи ізотермічний та ізоентропійний цикли, можна дійти висновку, що з точки зору значень D_e і λ_{ε} ізотермічний цикл дає кращі результати навіть у випадку застосування компресора з низьким ККД.

Статичний режим роботи ГТУ

Статичний режим роботи ГТУ відтворюють у вигляді характеристики [2], яка графічно зв'язує основні параметри турбіни: витрату, число обертів та відношення тисків.

Для того, щоб характеристика була універсальною, тобто дійсною для будь-яких вхідних параметрів турбіни її будують в координатах критеріїв подібності. До них належать:

- параметр витрати:

$$\bar{G} = \frac{G P_{01}}{G_0 P_1} \sqrt{\frac{T_1}{T_0}}; \quad (1.23)$$

- параметр числа обертів:

$$\bar{n} = \frac{n}{n_0} \sqrt{\frac{T_{01}}{T_1}}; \quad (1.24)$$

- степінь стиснення

$$\varphi = \frac{P_2}{P_1}, \quad (1.25)$$

де індекс «0» відноситься до базових значень параметрів.

На сімействі характеристик нагнітача виділяють область керування, яку утворюють - вверху і внизу – граничні числа обертів нагнітачів, зліва – кривою пом пажа, а справа – кривою гальмування (рис. 1.4).

При цьому значна увага приділяється безпомпажному режиму роботи нагнітачів.

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Помпаж – це процес автоколивань витрати і тиску. Виникнення помпажа пов'язано з виходом співвідношення робочих параметрів компресора за межі області стійкого функціонування. Виникнення помпажа веде до порушення нормального режиму роботи в системі «компресор-трубопровід», зниження ресурсу обладнання і навіть до його руйнування.

Для забезпечення безпомпажної роботи системи «компресор – прилеглі трубопроводи» необхідно не допускати робочу точку на межу виникнення помпажа.



Рисунок 1.4 – Область керування для нагнітача

Для цього необхідно [8, 9] зменшити ступінь стиснення газу, збільшити витрату газу через систему чи знизити частоту обертання валу компресора. Перші два впливи здійснюються за допомогою циркуляційного газопроводу.

1.3 Огляд елементів обладнання компресорного цеху

1.3.1 Газотурбінна установка типу ГТ-700-5

Газотурбінні установки (ГТУ) мають ряд переваг у порівнянні з поршневими двигунами внутрішнього згорання [1,2,3]: відсутність частин із зворотно - поступальним рухом, можливість досягнення великої потужності в одному

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

агрегаті, неперервність робочого процесу, невеликі розміри, менша витрата металу на одиницю потужності, відсутності у потребі води для охолодження двигуна.

Важливою особливістю ГТУ є її властивість розвивати потужність, вищу від номінальної при від'ємній температурі зовнішнього повітря, оскільки саме взимку КС мають максимальне навантаження.

Технічна характеристика

Газотурбінна установка ГТ-700-5 – двобальна по схемі відкритого циклу з регенерацією тепла і служить для редукторного приводу нагнітача[10].

Параметри установки: номінальна потужність на муфті нагнітача – 4250 кВт; номінальне число обертів по ТВТ – 5000 об/хв; температура газу перед турбіною – 700°C; витрата паливного газу – 1515 кг/год; тиск паливного газу – 8 атм; витрата пускового газу – 1500-2000кг; тиск пускового газу – 6-8 атм; ступінь стиску в осьовому компресорі – 3,9; витрата повітря – 163 т/год; ефективний ККД – 25%; маса агрегату із допоміжним обладнанням – 89т.

Нормальні умови для ГТ-700-5: температура зовнішнього повітря +15 °С; атмосферний тиск 760 мм. рт. ст.

Час пуску ГТУ із холодного стану складає приблизно 35хв.

Зовнішнє повітря через камеру повітряних фільтрів поступає в осьовий компресор, де стискається до абсолютного тиску 3,9 атм і при температурі 175 °С поступає в повітропідігрівачі, де нагрівається до температури 393 °С газом, що виходить із турбіни, після чого надходить в камеру згорання. Продукти згорання з повітрям при температурі 700 °С та абсолютному тиску 3,3 атм поступають на лопатки турбіни, де розширюються до абсолютного тиску 1,05 атм, з температурою 400 °С поступають в повітропідігрівачі і через вихлопну трубу виходять в атмосферу.

1.3.2 Нагнітач типу 650-21-2

Відцентрові компресорні машини призначені для стиснення і переміщення газоподібного середовища. В основі їх роботи - принцип перетворення механічної енергії в енергію стиснутого газу, що транспортується [10].

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відцентрові компресорні машини зі ступенем стиску більшим 1,1, які не мають спеціальних пристроїв для охолодження газу в процесі компримування, називаються нагнітачами.

Технічна характеристика

Нагнітач 650-21-12 має робоче колесо діаметром 600мм.

Параметри нагнітача: оптимальний тиск нагнітання – 58 кгс/см²; допустимий тиск нагнітання – 43...59 кгс/см²; потужність – 3859 кВт; початкова температура газу – 15 °С; робочий діапазон частоти обертання ротора – 2730...3900 об/хв.; номінальна кількість обертів нагнітача – 3700 об/хв.

З'єднання нагнітача з редуктором здійснюється зубчатою муфтою.

Нагнітач є одноступінчатою компресорною машиною з консольно розміщеним робочим колесом і складається в основному із ротора, корпуса та системи ущільнення.

1.4 Вибір та обґрунтування параметрів контролю і регулювання

Процес компримування газу є складним термодинамічним процесом, що супроводжується зміною тиску, температури та витрати газу. Для ефективного автоматизованого керування цим процесом необхідно визначити ключові параметри, які підлягають контролю та регулюванню [2, 4].

Основними контрольованими параметрами є:

- Тиск газу на вході та виході з компресора – для підтримання заданого рівня тиску в системі згідно з технічними умовами;
- Температура газу на різних стадіях компримування – для запобігання перевищення допустимих температурних меж, що може призвести до пошкодження обладнання;
- Витрата газу – для забезпечення необхідної продуктивності процесу та енергоефективності системи;
- Частота обертання ротора компресора або електропривода – як регулюючий параметр, що впливає на тиск і витрату.

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Обґрунтування вибору зазначених параметрів дозволяють реалізувати алгоритми керування в реальному часі з використанням засобів автоматизації, таких як мікроконтролери, ПЛК або SCADA-системи.

Висновки до розділу

В результаті аналізу процесу компримування газу як об'єкта автоматизації визначено ключові технологічні параметри, що підлягають контролю та регулюванню — тиск, температура, витрата газу та частота обертання приводу компресора. Саме ці параметри мають вирішальне значення для забезпечення стабільної, енергоефективної та безпечної роботи компресорного обладнання.

Їхній вибір обґрунтовано з урахуванням динамічних характеристик процесу, вимог до надійності системи та можливостей сучасних засобів автоматизації. Реалізація системи контролю на основі обраних параметрів створює основу для ефективного керування технологічним процесом і підвищення загальної продуктивності компресорної установки.

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Об'єктом автоматизації є компресорний цех, до складу якого входить:

- основне технологічне обладнання у вигляді газоперекачувальних агрегатів потужністю 16,0 МВт, що забезпечують процес компримування газу;
- загальне і допоміжне обладнання, служби та споруди, що забезпечують життєдіяльність та нормальне функціонування процесу транспорту газу.

До об'єктів автоматизації основного технологічного обладнання належать:

- газоперекачувальні агрегати ГПА-Ц1-16С/1,44 з двигунами ДТ-90Л2 в кількості 5 шт., кожний з яких обладнаний локальною мікропроцесорною установкою агрегатної автоматики розробки ;
- охоронні крани А1; АП1; А1 /Б 1; А2/Б2;
- крани вузла підключення 7К; 17К; 7Л; 17Л; 7М; 17М; 7Р; 17Р; 8Л; 18Л;8К; 18К; 30;
- режимні крани 7Н; 17Н; 8Н; 18Н; 14; 36; 36Р; 71; 72; 73; 74; 75; 76;
- клапани регулюючі (Molkved) 51; 53;
- клапани відсічні (Molkved) 52; 54;
- крани 101; 102; 103 скидання конденсату з установки газу (УОГ);
- установка очистки газу (УОГ) з пилевловлювачами (ПВ) та фільтр-сепараторами (ФС). Кількість блоків 5 шт. Підключення блоків паралельне, колекторне. Для видалення забруднення та конденсату з апаратів УОГ передбачено три ємкості кожна об'ємом 4,0 м³ та арматурні блоки БА-1; БА-2 до складу яких входять визначені вище крани 101; 102; 103 скидання конденсату, а також інше допоміжне обладнання, що забезпечує продувку, подачу теплоносія та інш.;
- установка охолодження газу (УОхГ) з апаратами повітряного охолодження 2АВГ-75 (16 апаратів кожний з двома електродвигунами 2х37 хВт).

До об'єктів автоматизації допоміжного обладнання належать: установка підготовки паливного та імпульсного газу у складі:

- блок очистки (БО) ГП;
- блок редукування паливного газу (БРПГ);

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- блок підігрівача газу регенерації (БПР);
- блок виміру газу (БВГ), що здійснює вимірювання витрат паливного газу;
- блок осушки та зберігання імпульсного газу (БОІГ);
- блок підігрівачів газу БПГ- до складу якого входить два підігрівачі газу типу ПТПГ-30;

- ємкість підземна ДЕГу з об'ємом 25м^3 та насосом занурення потужністю 18,5 кВт;

- крани, що підлягають керуванню;
- Кр.1-1 - кран на вході Ф-С №1 блоку очистки газу;
- Кр.1-3 - кран на вході Ф-С №2 блоку очистки газу;
- Кр.6-3 - кран на робочій нитці паливного газу блоку редукування;
- Кр.6-4 - кран на резервній нитці паливного газу блоку редукування;
- Кр.1-105 - кран на вході блоку підігрівача паливного газу №1;
- Кр. 1 -106 - кран на виході блоку підігрівача паливного газу № 1;
- Кр.2-105 - кран на вході блоку підігрівача паливного газу №2;
- Кр.2-106 - кран на виході блоку підігрівача паливного газу №2;
- Кр. 114 - кран на виході блоку редукування паливного газу;
- Кр. 115 - свічний кран УППГ;
- Кр. 116 - кран на вході УППГ.

установка маслопостачання у складі:

- агрегат електронасосний НМШ8-25-6,3/2,5Б-12 та фільтр рідинний сітчастий СДЖ в кількості 3 шт. кожний;

- пристрій маслочисний пересувний ПСМ2-4;
- блок резервуарів чистого та відпрацьованого масла об'ємом $2 \times 25\text{м}^3$;
- арматура об'язки у вигляді засувки, кранів, вентилів, клапанів;
- бак мірний об'ємом $1,3\text{м}^3$;
- виробничо-енергетичний блок ВЕБ з системою контролю загазованості та керування притічною і витяжною вентиляцією;

- пункт виміру газу з системами контролю загазованості та керування витяжною вентиляцією, обчислення витрат газу по кожній з ниток. Кількість

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- насосна побутових та стічних вод, далі по тексту каналізаційна насос на станція (КНС) з системою контролю загазованості та керування витяжною вентиляцією;

- КТП АПО газу (КТП 2х1000 кВА 6/0,4 кВ);
- КТП ВЕБ (2 КТП-630 кВА).

Структурна схема ГПА представлена на рис.2.2.

В схемі виділять наступні складові: повітряний компресор ПК; турбіну високого тиску ТВТ; турбіну низького тиску ТНТ; камера згорання КЗ; повітрянагрівач; генератор; редуктор; газовий нагнітач; клапани.

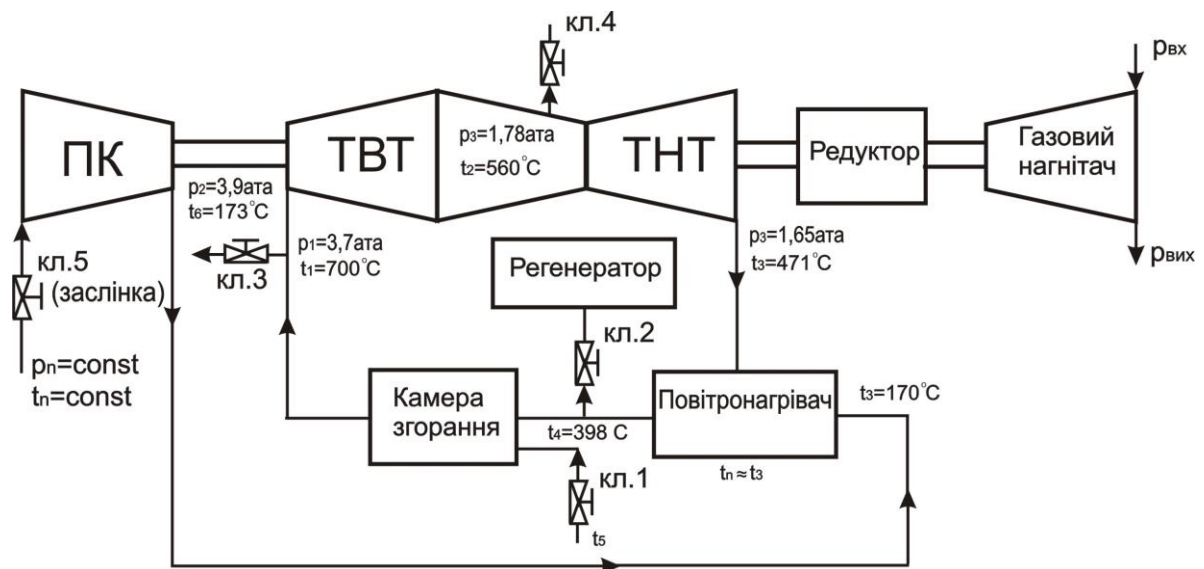


Рисунок 2.2 – Структурна схема ГПА

2.2 Математична модель газотурбінної установки

Математична модель газотурбінної установки, виходячи з принципу роботи її компонентів, повинна містити такі компоненти [5]:

- рівняння ротора газової турбіни низького тиску;
- рівняння руху ротора газової турбіни високого тиску;
- рівняння генератора;
- рівняння об'ємів між турбіною високого тиску і турбіною низького тиску;

- рівняння об'ємів між повітряним компресором і турбіною високого тиску;
- рівняння камери згорання.

Рівняння руху ротора газової турбіни високого тиску

На ротор газової турбіни високого тиску (ТВТ) діє крутний момент $M_{\epsilon.m}$ і момент опору повітряного компресора $M_{n.k.}$. При стаціонарному режимі має місце рівність рушійних сил і сил опору, що може бути виражена рівністю:

$$M_{\epsilon.m.o} - M_{n.k.o} = 0. \quad (2.1)$$

Для невстановленого стану справедливе рівняння:

$$J_1 \frac{d\omega_{\epsilon.m}}{dt} = M_{\epsilon.m} - M_{n.k.}, \quad (2.2)$$

де J_1 – сумарний момент інерції роторів турбіни високого тиску $J_{\epsilon.m}$ і повітряного компресора $J_{n.k.}$; $J_1 = J_{\epsilon.m} + J_{n.k.}$;

$M_{\epsilon.m}$ – рушійний момент, який розвивається турбіною високого тиску;

$M_{n.k.}$ – момент опору повітряного компресора.

Віднімемо із рівняння (2.2) рівняння (2.1). Отримаємо таке співвідношення:

$$J_1 \frac{d\omega_{\epsilon.m}}{dt} = \Delta M_{\epsilon.m} - \Delta M_{n.k.}, \quad (2.3)$$

де $\Delta M_{\epsilon.m} = M_{\epsilon.m} - M_{\epsilon.m.o}$ і $\Delta M_{n.k.} = M_{n.k.} - M_{n.k.o}$.

Рушійний момент газової турбіни високого тиску $M_{\epsilon.m} = f(p_1, t_1, \omega_{\epsilon.m}, p_3)$.

Розкладаючи дану функцію в ряд Тейлора і проводячи спрощення отримаємо [5]:

$$\Delta M_{\epsilon.m} = \frac{\partial M_{\epsilon.m}}{\partial p_1} \Delta p_1 + \frac{\partial M_{\epsilon.m}}{\partial t_1} \Delta t_1 + \frac{\partial M_{\epsilon.m}}{\partial \omega_{\epsilon.m}} \Delta \omega_{\epsilon.m} + \frac{\partial M_{\epsilon.m}}{\partial p_3} \Delta p_3. \quad (2.4)$$

Момент опору повітряного компресора $M_{n.k.} = f(\omega_{n.k.}, p_1, \beta)$.

По аналогії з рівнянням (2.4) одержим:

$$\Delta M_{n.k.} = \frac{\partial M_{n.k.}}{\partial \omega_{n.k.}} \Delta \omega_{n.k.} + \frac{\partial M_{n.k.}}{\partial p_1} \Delta p_1 + \frac{\partial M_{n.k.}}{\partial \beta} \Delta \beta. \quad (2.5)$$

Із врахуванням рівнянь (2.4) і (2.5) рівняння (2.3) набуде вигляду:

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$J_1 \frac{d\omega_{\text{в.м.}}}{dt} = \frac{\partial M_{\text{в.м.}}}{\partial p_1} \Delta p_1 + \frac{\partial M_{\text{в.м.}}}{\partial t_1} \Delta t_1 + \frac{\partial M_{\text{в.м.}}}{\partial \omega_{\text{в.м.}}} \Delta \omega_{\text{в.м.}} +$$

$$+ \frac{\partial M_{\text{в.м.}}}{\partial p_3} \Delta p_3 + \frac{\partial M_{\text{н.к.}}}{\partial \omega_{\text{н.к.}}} \Delta \omega_{\text{н.к.}} + \frac{\partial M_{\text{н.к.}}}{\partial p_1} \Delta p_1 + \frac{\partial M_{\text{н.к.}}}{\partial \beta} \Delta \beta \quad (2.6)$$

Введемо наступні відносні величини:

$\varphi_1 = \frac{\Delta \omega_{\text{в.м.}}}{\omega_{\text{в.м.о}}}$ - відносна зміна числа обертів турбіни високого тиску;

$\Phi_1 = \frac{\Delta p_1}{p_{1o}}$ - відносна зміна тиску на вході турбіни високого тиску;

$\theta_1 = \frac{\Delta t_1}{t_{1o}}$ - відносна зміна температури газу перед турбіною високого тиску;

$\Phi_2 = \frac{\Delta p_3}{p_{3o}}$ - відносна зміна тиску на виході турбіни високого тиску;

$\chi = \frac{\Delta \beta}{\beta_o}$ - відносна зміна кута повороту заслінки на лінії всмоктування

повітряного компресора, $\Delta \beta \approx 0$, тобто $\chi \approx 0$.

Із врахуванням цих відносних величин рівняння ротора турбіни високого тиску можна записати у наступній формі:

$$\varphi_1 = \frac{1}{T_1} \varphi_1 + \frac{1}{T_2} \Phi_1 + \frac{1}{T_3} \theta_1 + \frac{1}{T_4} \Phi_2 \quad (2.7)$$

де

$$T_1 = \frac{J_1}{\frac{\partial M_{\text{в.м.}}}{\partial \omega_{\text{в.м.}}} - \frac{\partial M_{\text{н.к.}}}{\partial \omega_{\text{в.м.}}}};$$

$$T_2 = \frac{J_1 \omega_{\text{в.м.о}}}{\left(\frac{\partial M_{\text{в.м.}}}{\partial p_1} - \frac{\partial M_{\text{н.к.}}}{\partial p_1} \right) p_{2o}};$$

$$T_3 = \frac{J_1 \omega_{\text{в.м.о}}}{\frac{\partial M_{\text{в.м.}}}{\partial t_1} t_{1o}};$$

$$T_4 = \frac{J_1 \omega_{\text{в.м.о}}}{\frac{\partial M_{\text{в.м.}}}{\partial p_3} p_{3o}}.$$

Рівняння ротора газової турбіни низького тиску

Аналогічного вищеописаному способу отримання рівняння ротора турбіни високого тиску можливо для статички процесу блоку турбіни низького тиску – відцентровий нагнітач записати:

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$M_{н.т.о} - M_{ц.н.о} = 0, \quad (2.8)$$

де $M_{н.т.}$ – рушійний момент, який розвивається турбіною низького тиску;

$M_{ц.н.}$ – момент опору центр обіжного нагнітача.

При невстановленому режимі буде справедливим рівняння:

$$J_2 \frac{d\omega_{н.т.}}{dt} = M_{н.т.} - M_{ц.н.}, \quad (2.9)$$

де J_2 – сумарний момент інерції роторів турбіни низького тиску і центр обіжного нагнітача;

$$J_2 = J_{н.т.} + J_{ц.н.}; \Delta M_{н.т.} = M_{н.т.} - M_{н.т.о} \text{ і } \Delta M_{ц.н.} = M_{ц.н.} - M_{ц.н.о};$$

$\omega_{н.т.}$ - кутова швидкість турбіни низького тиску;

$\omega_{ц.н.}$ - кутова швидкість центробіжного нагнітача: $\omega_{ц.н.} = k\omega_{н.т.}$;

k - передавальне відношення редуктора від валу турбіни низького тиску до валу центробіжного нагнітача.

Віднімемо почленно із рівняння (2.9) рівняння (2.8). Отримаємо співвідношення:

$$J_2 \frac{d\omega_{н.т.}}{dt} = \Delta M_{н.т.} - \Delta M_{ц.н.} \quad (2.10)$$

Рушійний момент газової турбіни низького тиску залежить від тиску газу перед турбіною низького тиску p_3 , від абсолютної температури газу перед турбіною низького тиску t_2 і від кутової швидкості турбіни низького тиску $\omega_{н.т.}$. Ця функціональна залежність може бути виражена рівністю:

$$M_{н.т.} = f(p_3, t_2, \omega_{н.т.}).$$

Розкладаючи дану функцію в ряд Тейлора і проводячи спрощення отримаємо вираз:

$$\Delta M_{н.т.} = \frac{\partial M_{н.т.}}{\partial p_3} \Delta p_3 + \frac{\partial M_{н.т.}}{\partial t_2} \Delta t_2 + \frac{\partial M_{н.т.}}{\partial \omega_{н.т.}} \Delta \omega_{н.т.} \quad (2.11)$$

Момент опору центробіжного нагнітача представляє наступну функціональну залежність:

$$M_{ц.н.} = f(p_{вх}, p_{вих}, \omega_{ц.н.}),$$

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $p_{вх}$ - тиск газу, що перекачується на вході нагнітача;

$p_{вих}$ - тиск газу, що перекачується на виході нагнітача.

Із врахуванням передавального відношення редуктора після розклад цієї залежності в ряд Тейлора і відповідних спрощень отримаємо рівність:

$$\Delta M_{ц.н} = \frac{\partial M_{ц.н}}{\partial \omega_{ц.н}} \Delta \omega_{ц.н} + \frac{\partial M_{ц.н}}{\partial p_{вх}} \Delta p_{вх} + \frac{\partial M_{ц.н}}{\partial p_{вих}} \Delta p_{вих} \quad (2.12)$$

Підставивши вирази (2.11) і (2.12) в рівність (2.10) і врахувавши наступні відносні значення величин

$$\varphi_2 = \frac{\Delta \omega_{н.т}}{\omega_{н.т.о}} - \text{відносна зміна числа обертів турбіни низького тиску};$$

$$\Phi_3 = \frac{\Delta p_{вих}}{p_{вих.о}} - \text{відносна зміна тиску газу на виході центробіжного нагнітача};$$

$$\theta_2 = \frac{\Delta t_2}{t_{2о}} - \text{відносна зміна температури газу перед турбіною низького тиску};$$

$$\Phi_4 = \frac{\Delta p_{вх}}{p_{вх.о}} - \text{відносна зміна тиску газу на вході центр обіжного нагнітача};$$

отримаємо рівняння руху ротора газової турбіни низького тиску:

$$\varphi_2' = \frac{1}{T_5} \varphi_2 + \frac{1}{T_6} \Phi_3 + \frac{1}{T_7} \theta_2 - \frac{1}{T_8} - \frac{1}{T_9} \Phi_4 \quad (2.13)$$

де

$$T_5 = \frac{J_2}{\frac{\partial M_{н.т}}{\partial \omega_{н.т}} - \frac{\partial M_{к}}{\partial \omega_{к}} k};$$

$$T_6 = \frac{J_2 \omega_{н.т.о}}{\frac{\partial M_{н.т}}{\partial p_3} p_{3о}};$$

$$T_7 = \frac{J_2 \omega_{н.т.о}}{\frac{\partial M_{н.т}}{\partial t_2} t_{2о}};$$

$$T_8 = \frac{J_2 \omega_{н.т.о}}{\frac{\partial M_{к}}{\partial p_{вих}} p_{вих.о}};$$

$$T_9 = \frac{J_2 \omega_{н.т.о}}{\frac{\partial M_{к}}{\partial p_{вх}} p_{вх.о}}.$$

Рівняння об'ємів між повітряним компресором і турбіною високого тиску

В газовій турбіні слід враховувати наступні об'єми:

- 1) камери згорання V ;
- 2) між камерою згорання і турбіною високого тиску V_1 ;

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- 3) між повітряним компресором і повітрянагрівачем V_2 ;
- 4) регенератора V_3 ;
- 5) між регенератором і камерою згорання V_4 .

Згідно закону збереження матерії складемо рівняння матеріального балансу для об'ємів, що розглядаються. Воно буде мати наступний вигляд:

$$V \frac{d\gamma}{dt} + V_1 \frac{d\gamma_1}{dt} + V_2 \frac{d\gamma_2}{dt} + V_3 \frac{d\gamma_3}{dt} + V_4 \frac{d\gamma_4}{dt} = \Delta G_{вх} - \Delta G_{вих}, \quad (2.14)$$

де γ – питома вага повітря в камері згорання; γ_1 – питома вага газів в об'ємі між камерою згорання і турбіною високого тиску; γ_2 – питома вага повітря в об'ємі між повітряним компресором і регенератором; γ_3 – питома вага повітря в об'ємі регенератора; γ_4 – питома вага повітря в об'ємі між регенератором камерою згорання; t – координата часу; $\Delta G_{вх} = \Delta G_{н.к} + \Delta G_{кл.1}$ - приріст загальної масової подачі повітря і газу в систему; $\Delta G_{н.к}$ - приріст масової зміни подачі повітря повітряному компресору через клапан 5; $\Delta G_{кл.1}$ - приріст масової зміни витрати газу через паливний клапан 1; $\Delta G_{вих} = \Delta G_{в.т} + \Delta G_{кл.2} + \Delta G_{кл.3}$ - приріст загальної масової витрати повітря і продуктів згорання з системи; $\Delta G_{кл.2}$ - приріст масової зміни повітря через клапан 2 на лінії між регенератором і камерою згорання; $\Delta G_{кл.3}$ - приріст масової зміни витрати продуктів згорання через клапан 3 між турбіною високого тиску і камерою згорання; $\Delta G_{в.т}$ - приріст масової зміни витрати продуктів згорання через турбіну високого тиску.

Витрата повітря через повітряний компресор $G_{н.к} = f(p_1, \omega_{в.т}, \beta)$, виходячи з якої отримуємо:

$$\Delta G_{н.к} = \frac{\partial G_{н.к}}{\partial p_1} \Delta p_1 + \frac{\partial G_{н.к}}{\partial \omega_{в.т}} \Delta \omega_{в.т} + \frac{\partial G_{н.к}}{\partial \beta} \Delta \beta. \quad (2.15)$$

Витрата палива через паливний клапан 1 залежить від положення дросельної заслінки на лінії живлення m_1 і від тиску газу на вході газової турбіни високого тиску p_1 . Тому справедливе відношення:

$$G_{кл.1} = f(p_1, m_1),$$

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На основі якого

$$\Delta G_{\text{кл.1}} = \frac{\partial G_{\text{кл.1}}}{\partial p_1} \Delta p_1 + \frac{\partial G_{\text{кл.1}}}{\partial m_1} \Delta m_1. \quad (2.16)$$

Витрата продуктів згорання через турбіну високого тиску залежить від тиску газу на вході в турбіни високого тиску p_1 , від величини абсолютної температури газу перед турбіною високого тиску t_1 і від тиску газу на виході турбіни високого тиску p_3 . Відповідно,

$$G_{\text{в.м}} = f(p_1, t_1, t_3),$$

звідси

$$\Delta G_{\text{в.м}} = \frac{\partial G_{\text{в.м}}}{\partial p_1} \Delta p_1 + \frac{\partial G_{\text{в.м}}}{\partial t_1} \Delta t_1 + \frac{\partial G_{\text{в.м}}}{\partial p_3} \Delta p_3. \quad (2.17)$$

Витрата повітря через клапан 2 між камерою згорання і повітрянагрівачем залежить від тиску на вході турбіни високого тиску p_1 , від величини відкриття клапана 2 (m_2) і від абсолютної температури повітря на виході повітрянагрівача t_4 . У відповідності з цим

$$G_{\text{кл.2}} = f(p_1, m_2, t_4).$$

На основі отриманої залежності отримаємо:

$$\Delta G_{\text{кл.2}} = \frac{\partial G_{\text{кл.2}}}{\partial p_1} \Delta p_1 + \frac{\partial G_{\text{кл.2}}}{\partial m_2} \Delta m_2 + \frac{\partial G_{\text{кл.2}}}{\partial t_4} \Delta t_4 \quad (2.18)$$

Витрата продуктів згорання через клапан 3 між турбіною високого тиску і камерою згорання залежить від тиску на вході турбіни високого тиску p_1 , від величини відкриття клапана 3 (m_3) і від величини абсолютної температури газу перед турбіною високого тиску t_1 . Тому запишемо рівність

$$G_{\text{кл.3}} = f(p_1, m_3, t_1),$$

на основі якої

$$\Delta G_{\text{кл.3}} = \frac{\partial G_{\text{кл.3}}}{\partial p_1} \Delta p_1 + \frac{\partial G_{\text{кл.3}}}{\partial m_3} \Delta m_3 + \frac{\partial G_{\text{кл.3}}}{\partial t_1} \Delta t_1. \quad (2.19)$$

Для об'єму камери згорання, враховуючи підвід тепла до останньої, зв'язок між питомою вагою газу і його тиском можна знайти з рівняння Клапейрона:

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\gamma = \frac{p_1}{R_{cp} t_{cp1}} = \frac{p_2}{R_{cp} \frac{t_1 + t_4}{2}}$$

Продиференціювавши цю залежність по часі отримаємо

$$\frac{d\gamma}{dt} = \frac{2}{R_{cp}(t_{10} + t_{40})} \cdot \frac{dp_1}{dt} - \frac{2p_{20}}{R_{cp}(t_{10} + t_{40})^2} \cdot \frac{dt_1}{dt} - \frac{2p_{20}}{R_{cp}(t_{10} + t_{40})^2} \cdot \frac{dt_4}{dt}, \quad (2.20)$$

де $R_{cp} = \frac{R_1 + R_2}{2}$ - середня газова постійна газу в камері згорання; R_1 - газова постійна продуктів згорання при абсолютній температурі t_1 в об'ємі V_1 ; R_2 - газова постійна повітря в об'ємі V_3 ; $t_{cp1} = \frac{t_1 + t_4}{2}$ - середня температура газу в камері згорання (V); γ – питома вага газу в камері згорання (V).

Аналогічним чином для об'єму між камерою згорання і турбіною високого тиску можна записати [5]:

$$\gamma_1 = \frac{p_1}{R_1 t_1}$$

і відповідно

$$\frac{d\gamma_1}{dt} = \frac{1}{R_1 t_{10}} \cdot \frac{dp_1}{dt} - \frac{p_{10}}{R_1 t_{10}^2} \cdot \frac{dt_1}{dt}. \quad (2.21)$$

В об'ємі між повітряним компресором регенератором тепло не підводиться. Відповідно, зміни стан газу тут можна вважати політропними. Тому справедливе відношення

$$\frac{p_1}{\gamma_1^{k_1}} = \frac{p_{20}}{\gamma_{20}^{k_1}}$$

і відповідно

$$\frac{d\gamma_2}{dt} = \frac{1}{k_1} \cdot \frac{\gamma_{20}}{p_{20}} \frac{dp_1}{dy}, \quad (2.22)$$

де k_1 – показник політропи.

Враховуючи ці відносні значення величин, які входять в рівняння (2.25), після ряду перетворень отримаємо наступне рівняння об'єму повітропроводу між повітряним компресором і турбіною високого тиску [6]:

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned}
\Phi_1 - k_1\theta_1 - k_2\theta_3 - k_3\theta_4 &= \frac{1}{T_{10}}\Phi_1 + \frac{1}{T_{11}}\varphi_1 + \frac{1}{T_{12}}\mu_1 - \\
&- \frac{1}{T_{13}}\theta_1 - \frac{1}{T_{14}}\Phi_2 - \frac{1}{T_{15}}\mu_2 - \frac{1}{T_{16}}\theta_4 + \frac{1}{T_{16}}x - \frac{1}{T_{16}}\mu_3, \\
&2Vp_{20}R_1R_2t_{10}t_{30}k_1(t_{30} + t_{40}) + V_1p_{20}t_{40}R_2R_{cp}k_1(t_{10} + t_{40})(t_{30} + t_{40}) + \\
&+ V_2\gamma_{20}R_1R_2R_{cp}t_{10}t_{40}(t_{10} + t_{40})(t_{30} + t_{40}) + 2V_3p_2R_1R_{cp}t_{10}t_{40}k_1 \times \\
&\times (t_{10} + t_{40}) + V_4p_2t_{10}k_1R_1R_{cp}(t_{10} + t_{40})(t_{30} + t_{40}) \\
\text{де } T_{10} &= \frac{\quad}{\left(\frac{\partial G_{n.\kappa}}{\partial p_1} + \frac{\partial G_{m.\kappa}}{\partial p_1} - \frac{\partial G_{c.\kappa}}{\partial p_1} - \frac{\partial G_{e.m}}{\partial p_1} \right)};
\end{aligned}
\tag{2.23}$$

$$T_{11} = \frac{A}{\frac{\partial G_{n.\kappa}}{\partial \omega_{n.\kappa}} R_1R_2R_{cp}t_{10}t_{40}k_1\omega_{e.m.o}(t_{10} + t_{40})(t_{30} + t_{40})};$$

$$T_{12} = \frac{A}{\frac{\partial G_{e.m}}{\partial p_3} R_1R_2R_{cp}t_{10}t_{40}k_1p_{30}(t_{10} + t_{40})(t_{30} + t_{40})};$$

$$T_{13} = \frac{A}{\frac{\partial G_{m.\kappa}}{\partial m_1} R_1R_2R_{cp}t_{10}t_{40}k_1m_{1.makc}(t_{10} + t_{40})(t_{30} + t_{40})};$$

$$T_{14} = \frac{A}{\frac{\partial G_{e.m}}{\partial t_1} R_1R_2R_{cp}t_{10}^2t_{40}k_1(t_{10} + t_{40})(t_{30} + t_{40})};$$

$$T_{15} = \frac{A}{\frac{\partial G_{c.\kappa}}{\partial m_2} R_1R_2R_{cp}t_{10}t_{40}k_1m_{2.makc}(t_{10} + t_{40})(t_{30} + t_{40})};$$

$$T_{16} = \frac{A}{\frac{\partial G_{c.\kappa}}{\partial t_4} R_1R_2R_{cp}t_{40}^2t_{10}k_1(t_{10} + t_{40})(t_{30} + t_{40})};$$

$$T'_{16} = \frac{A}{\frac{\partial G_{n.\kappa}}{\partial \beta} R_2R_{cp}k_1(t_{10} + t_{40})(t_{30} + t_{40})\beta_0R_1t_{10}t_{40}};$$

$$T''_{16} = \frac{A}{\frac{\partial G_{\kappa l.2}}{\partial t_4} R_{cp}k_1(t_{10} + t_{40})(t_{30} + t_{40})t_{40}^2t_{10}R_1};$$

$$k_1 = \frac{\left[2Vp_{10}R_1t_{10}^2 + V_1p_{10}R_{cp}(t_{10} + t_{40})^2 \right] R_2k_1t_{40}(t_{30} + t_{40})}{2Vp_{20}R_1R_2t_{10}t_{40}k_1(t_{30} + t_{40}) + V_1p_{20}t_{40}R_2R_{cp}k_1(t_{10} + t_{40})(t_{30} + t_{40}) + V_2p_{20}R_1R_2R_{cp}t_{10}t_{40}(t_{10} + t_{40})(t_{30} + t_{40}) + 2V_3p_{20}R_1R_{cp}t_{10}t_{40}k_1 \times (t_{10} + t_{40}) + V_4p_{20}t_{10}k_1R_1R_{cp}(t_{10} + t_{40})(t_{30} + t_{40})} (t_{10} + t_{40})$$

$$k_2 = \frac{2V_3p_{20}R_{cp}R_1t_{10}t_{40}k_1(t_{10} + t_{40})}{B(t_{30} + t_{40})};$$

$$k_3 = \frac{\left[2Vp_{10}R_2t_{40}^2k_1(t_{30} + t_{40}) + 2V_3p_{20}R_{cp}t_{40}^2k_1(t_{10} + t_{40})^2 + V_4p_{20}R_{cp}k_1(t_{10} + t_{40})^2(t_{30} + t_{40})^2 \right] R_1t_{10}}{B(t_{10} + t_{40})(t_{30} + t_{40})}.$$

Аналіз роботи турбіни показує, що положення заслінок 3 та 5 є практично стабільним, тобто $x \approx 0$ і $\mu_3 \approx 0$. Тому рівняння (2.26) прийме наступний вигляд:

$$\begin{aligned} \Phi_1 - k_1\theta_1 - k_2\theta_3 - k_3\theta_4 &= \frac{1}{T_{10}}\Phi_1 + \frac{1}{T_{11}}\varphi_1 + \frac{1}{T_{12}}\mu_1 - \\ &- \frac{1}{T_{13}}\theta_1 - \frac{1}{T_{14}}\Phi_2 - \frac{1}{T_{15}}\mu_2 - \frac{1}{T_{16}}\theta_4 \end{aligned} \quad (2.24)$$

Рівняння об'ємів між турбіною високого і низького тиску

Рівняння матеріального балансу для об'єму V_5 :

$$V_5 \frac{d\gamma_5}{dt} = \Delta G_{ex} - \Delta G_{eux}, \quad (2.25)$$

де ΔG_{ex} - приріст масової витрати газу в об'ємі V_5 , $\Delta G_{ex} = \Delta G_{e.m}$; ΔG_{eux} - приріст масової витрати газу в об'ємі V_5 , $\Delta G_{eux} = \Delta G_{кл.4} + \Delta G_{н.т}$; $\Delta G_{кл.4}$ - приріст масової витрати газу через скидний клапан 4 між турбінами високого і низького тиску; γ_5 - питома вага газу в об'ємі V_5 .

Тут залишаються в силі рівняння (2.17) і (2.40). Масова витрата газу через скидний клапан 4 залежить від тиску газу на виході турбіни високого тиску – p_3 , від відкриття клапана 4 – m_4 , від абсолютної температури на виході турбіни високого тиску – t_2 . Відповідно, тут справедлива рівність:

$$\Phi_2 = \frac{1}{T_{24}}\Phi_1 + \frac{1}{T_{25}}\theta_1 + \frac{1}{T_{26}}\Phi_2 - \frac{1}{T_{27}}\theta_2 - \frac{\mu_2}{T'_{27}} \quad (2.26)$$

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Враховуючи, що $\Delta m_4 \approx 0$, отримаємо кінцеве рівняння об'ємів між турбінами високого і низького тиску:

$$\Phi'_2 = \frac{1}{T_{24}} \Phi_1 + \frac{1}{T_{25}} \theta_1 + \frac{1}{T_{26}} \Phi_2 - \frac{1}{T_{27}} \theta_2 \quad (2.27)$$

$$\text{де } T_{24} = \frac{V_5 \gamma_{5o}}{\frac{\partial G_{в.м}}{\partial p_1} p_{1o} k}; \quad T_{25} = \frac{V_5 \gamma_{5o}}{\frac{\partial G_{в.м}}{\partial t_1} t_{1o} k}; \quad T_{26} = \frac{V_5 \gamma_{5o}}{\left(\frac{\partial G_{в.м}}{\partial p_3} - \frac{\partial G_{н.м}}{\partial p_3} \right) p_{3o} k}.$$

2.3 Моделювання відцентрового нагнітача

Основою для побудови математичної моделі відцентрових нагнітачів компресорів є графічні газодинамічні характеристики, які будуються по даних замірів заводських випробувань [3].

Частіше користуються приведеними характеристиками ЦН і є вдалими для розрахунку режимів КС при відхиленні параметрів газу від номінальних. Характеристики представлені у двох варіантах. У першому варіанті подані залежності ступеня стискування ε , політропного к.к.д. ЦН і приведеної відносної внутрішньої потужності від приведеної об'ємної подачі:

$$\varepsilon = \varphi_1(Q_{вс.нр}; n_{нр}) \quad (2.28)$$

$$\eta = \varphi_2(Q_{вс.нр}) \quad (2.29)$$

$$\left[\frac{N_i}{\rho_n} \right]_{нр} = \varphi_3(Q_{вс.нр}) \quad (2.30)$$

$$\text{де } Q_{вс.нр} = \frac{n_n}{n} Q_{вс} - \text{приведена витрата}; \quad n_{нр} = \left[\frac{n}{n_n} \right]_{нр} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{Z_{нр} \cdot T_{вс.нр} \cdot R_{нр}}{Z \cdot T_n \cdot R}} -$$

$$\text{приведені відносні оберти}; \quad \left[\frac{N_i}{\rho_n} \right]_{нр} = \left(\frac{n_n}{n} \right)^3 \cdot \frac{N_i}{\rho_n} - \text{приведена відносна внутрішня}$$

потужність; $n_n, Z_{нр}, T_{вс.нр}, R_{нр}$ - параметри приведення газодинамічної характеристики, відповідно номінальні оберти, коефіцієнт стисливості,

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

температура на всмоктуванні та газова постійна при номінальних мовах всмоктування.

В другому варіанті передбачена залежність ступеня стискування ε і приведеної потужності $[N_i]_{np}$ від приведеної комерційної подачі Q_{np} і тиску газу на вході $P_{вс}$ при різних значеннях приведеної відносної частоти обертання.

У зарубіжній практиці як основну базову графічну характеристику нагнітачів застосовують Q - H характеристику, яка є залежністю приведеної питомої роботи нагнітача H (Дж/кг) від приведеної об'ємної витрати за умов всмоктування і приведених обертів. Перевага цієї форми – це мінімум перерахунків даних заводських випробувань для побудови характеристики і максимальна простота математичної моделі.

При використанні тричленної моделі наближення цієї характеристики в формі [3]:

$$H = a + bQ_{вс} + cQ_{вс}^2 \quad (2.31)$$

немає необхідності в перерахунку реальних і приведених значень, тобто змінні в формулі (2.63) є реальні величини H і $Q_{вс}$.

Із врахуванням обертів рівняння (2.63) набуде вигляду:

$$H = a \left(\frac{n}{n_n} \right)^2 + b \left(\frac{n}{n_n} \right) Q_{всм} + cQ_{вс}^2, \quad (2.32)$$

де $\frac{n}{n_n}$ - відносні реальні оберти; a, b, c – коефіцієнти моделі які визначені для

кривої $\left[\frac{n}{n_n} \right]_{np} = 1$.

Співвідношення ступеня стиску є дуже важливим при розрахунку режиму газотранспортних систем, том було запропоновано апроксимувати характеристику КС рівнянням близьким по формі до рівня усталеного руху газу в трубі:

$$\varepsilon^2 = b_0 - b_1 Q_{вс} \quad (2.33)$$

де b_1 і b_0 – постійні коефіцієнти.

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

З урахуванням залежності характеристики від числа обертів нагнітача, газової постійної, температури газу на вході, рекомендується використовувати формулу у наступному вигляді:

$$\varepsilon^2 = b\omega - b_1 \frac{b\omega - 1}{b - 1} \cdot \left(\frac{n_n}{n} \right)^2 Q_{\varepsilon c}, \quad (2.34)$$

$$\text{де } \omega = \left[\frac{n^2 R_{np} T_{\varepsilon c, np}}{n_n^2 R T} \cdot \left(1 - \frac{1}{b^{\frac{m-1}{2m}}} \right) + \frac{1}{b^{\frac{m-1}{2m}}} \right]^{\frac{2m}{m-1}}, \quad (2.35)$$

де $R_{np}, T_{\varepsilon c, np}, R, T$ - відповідно приведена газова стала і температура на вході в нагнітач та робочі значення цих же параметрів; n_n, n - відповідно номінальні і фактичні оберти нагнітача; m - показник політропи; b_1, b - значення коефіцієнтів при приведених параметрах.

Оцінка параметрів моделі здійснюється методом найменших квадратів. Точність апроксимації оцінюється величинами: максимальне відхилення, середньоквадратичне відхилення.

Двофакторна залежність ступеня стискування наближувалась за МНК та методом Брандона. У першому випадку структура моделі мала вигляд:

$$\varepsilon = \sum_{\substack{i=0, \\ j=0}}^m a_{ij} \cdot \bar{n}^i \cdot Q_{np}^j, \text{ при } i+j \leq m, \quad (2.36)$$

де a_{ij} - параметри моделі; m - порядок моделі.

За методом Брандона апроксимуюча функція шукається у вигляді:

$$\hat{x} = m_x \cdot \prod_{j=1}^m f_j(u_j), \quad (2.75)$$

де m_x - математичне очікування вибірки даних залежної змінної x ; $f_j(u_j)$ - поліном k -ої степені; u_j - вхідні фактори; m - кількість вхідних факторів.

В даному випадку степінь стискування апроксимується залежністю:

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\hat{\varepsilon} = m_{\varepsilon} \cdot f_1(\bar{n}) \cdot f_2(Q_{np}). \quad (2.37)$$

Результати ідентифікації параметрів моделі ступеня стикування газу, політропного к.к.д. ЦН і приведеної відносної внутрішньої потужності від приведеної об'ємної подачі наведені в табл.2.1 – 2.3 [7].

Таблиця 2.1 – Результати ідентифікації параметрів моделі політропного коефіцієнта корисної дії $\eta_{нол} = f(Q_{np})$

Параметри	Компоненти	Значення коефіцієнтів моделі
$\hat{a}_1$	Q_{np}	$4.997 \cdot 10^{-3}$
$\hat{a}_2$	Q_{np}^2	$-1.213 \cdot 10^{-5}$
$\hat{a}_3$	Q_{np}^3	$1.478 \cdot 10^{-8}$
$\hat{a}_4$	Q_{np}^4	$-7.856 \cdot 10^{-12}$
Середньоквадратичне відхилення		$3.47 \cdot 10^{-3}$
Максимальне відносне відхилення, %		0.09

Таблиця 2.2 – Результати ідентифікації параметрів моделі приведеної потужності $[N/\rho_n]_{np} = f(Q_{np})$

Параметри	Компоненти	Значення коефіцієнтів моделі
$\hat{a}_0$	1	-50,709935
$\hat{a}_1$	Q_{np}	1,247995
$\hat{a}_2$	Q_{np}^2	0,000105
$\hat{a}_3$	Q_{np}^3	$-6,97703 \cdot 10^{-7}$
Середньоквадратичне відхилення		0,3646
Максимальне відносне відхилення, %		0,072

Таблиця 2.3 – Результати ідентифікації параметрів моделі ступеня стискування газу $\varepsilon = f(\bar{n} \cdot Q_{np})$

Параметри	Компоненти полінома	Значення коефіцієнта в моделі
$\hat{a}_{12}$	$\bar{n}^2 Q_{np}$	-0,001287
$\hat{a}_{03}$	$\bar{n}^3$	0,247587
$\hat{a}_{02}$	$\bar{n}^2$	0,713397
$\hat{a}_{01}$	$\bar{n}$	-1,566563
$\hat{a}_{00}$	1	1,9822944
$\hat{a}_{10}$	Q_{np}	-0,003461
$\hat{a}_{20}$	Q_{np}^2	$3,48861 \cdot 10^{-6}$
$\hat{a}_{30}$	Q_{np}^3	$-1,09841 \cdot 10^{-9}$
Середньоквадратичне відхилення		0,00147
Максимальне відносне відхилення, %		0,2677

Отже, отримано залежності, які у математичному вигляді достатньо точно описують статистику нагнітача:

$$\begin{aligned} \varepsilon = & -0,0013\bar{n}^2 \cdot Q_{np} + 0,247\bar{n}^3 + 0,713\bar{n}^2 - 1,566\bar{n} + 0,005\bar{n} \cdot Q_{np} - \\ & - 3,104 \cdot 10^{-6} \cdot \bar{n} \cdot Q_{np}^2 + 1,983 - 0,00346Q_{np} + 3,488 \cdot 10^{-6} \cdot Q_{np}^2 - \\ & - 1,098 \cdot 10^{-6} \cdot Q_{np}^3, \end{aligned} \quad (2.38)$$

$$\begin{aligned} \eta_{ном} = & 3,521 \cdot 10^{-5} + 0,005 \cdot Q_{np} - 1,2127 \cdot 10^{-5} Q_{np}^2 + 1,983 - \\ & - 1,478 \cdot 10^{-8} \cdot Q_{np}^3 - 7,8558 \cdot 10^{-12} \cdot Q_{np}^4 \end{aligned} \quad (2.39)$$

$$[N/\rho_n]_{np} = -50,7099 + 1,24799Q_{np} + 0,000105Q_{np}^2 - 6,977 \cdot 10^{-7} \cdot Q_{np}^2 \quad (2.40)$$

Висновки до розділу

Проведено дослідження структурної схеми системи автоматизованого керування САК КЦ №3.

Проведено моделювання компресорного агрегату та подана технологічна схема об'єкту з параметрами проходження технологічного процесу.

Математичну модель газотурбінної установки побудовано виходячи з принципу роботи її компонентів.

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСУ КОМПРИМУВАННЯ ГАЗУ

3.1. Загальні принципи керування процесом компримування

Процес компримування природного газу в компресорному цеху є складним динамічним процесом, що включає в себе змінні параметри, такі як тиск, температура, витрата газу, оберти приводу, вібрація та інші технологічні характеристики. Ефективне керування цим процесом вимагає точного й своєчасного регулювання, що забезпечується шляхом впровадження автоматизованої системи керування (АСК) [1÷5].

Синтез системи керування полягає у визначенні структури, складу і функціональних властивостей АСК, які дозволяють забезпечити стабільну роботу газоперекачувального агрегату ГПА-Ц-16С у межах заданих технічних параметрів та оперативне реагування на відхилення в роботі обладнання.

На основі аналізу технологічного процесу було синтезовано трирівневу архітектуру АСК компримування газу: польовий рівень — датчики тиску, температури, витрати, рівня вібрації, а також виконавчі механізми (електроприводи, засувки, регулятори подачі палива тощо); середній (керуючий) рівень — промисловий контролер (PLC), що реалізує алгоритми регулювання, контролю стану та обробки сигналів; верхній рівень (SCADA-система) — інтерфейс оператора, моніторинг та візуалізація параметрів, архівація даних, передача інформації до системи диспетчеризації.

Система побудована за принципом модульності, що дозволяє легко масштабувати її, змінювати конфігурацію обладнання або адаптувати до різних технологічних умов.

Автоматичне керування процесом компримування газу передбачає реалізацію таких базових алгоритмів [1]:

- ПД-регулювання тиску та температури на виході компресора;
- контроль пуску та зупинки ГПА із забезпеченням заданої послідовності;

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- автоматичне регулювання частоти обертання приводу компресора відповідно до навантаження;
- система попереджувальної сигналізації та аварійного відключення, що реагує на перевищення критичних параметрів;

3.2 Розроблення структурної схеми автоматизованої системи керування (одноконтурної та каскадної)

3.3.1 Одноконтурна АСК

Регулювання тиску нагнітача можна здійснити за допомогою одноконтурної та каскадної АСК. Розглянемо їхні структурні схеми [6].

Можливі два варіанти реалізації одноконтурної САК тиску нагнітання компресорного агрегату: по тиску (рис. 3.1) і по частоті (рис. 3.2).

Недоліком таких схем керування є те, що вони не враховують всіх параметрів, що впливають на роботу ГТУ і нагнітача.

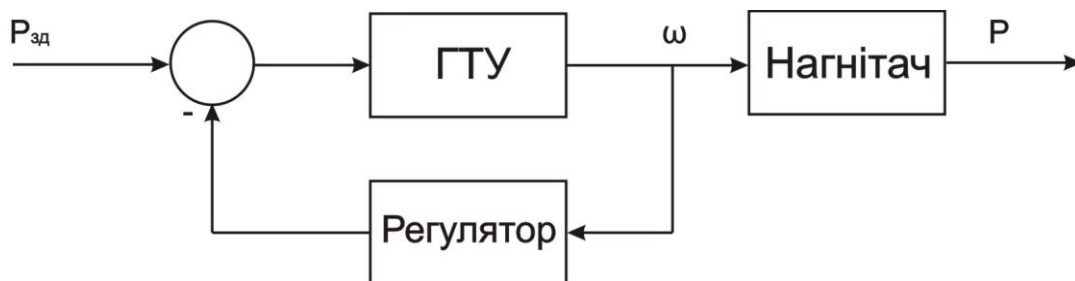


Рисунок 3.1 – САК за частотою

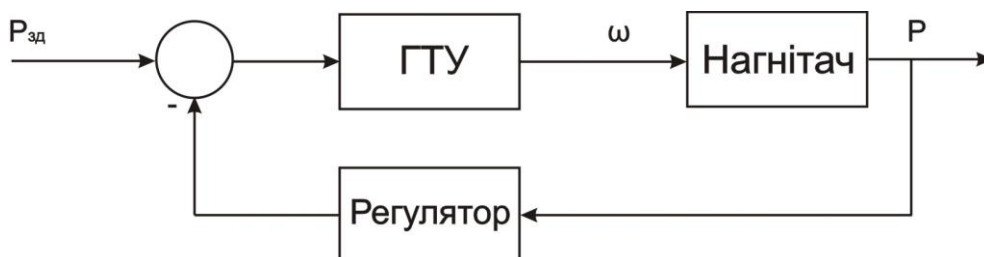


Рисунок 3.2 – САК за тиском

Представимо у загальному вигляді структурну схему одноконтурної автоматичної системи керування (рис. 3.3) [6].

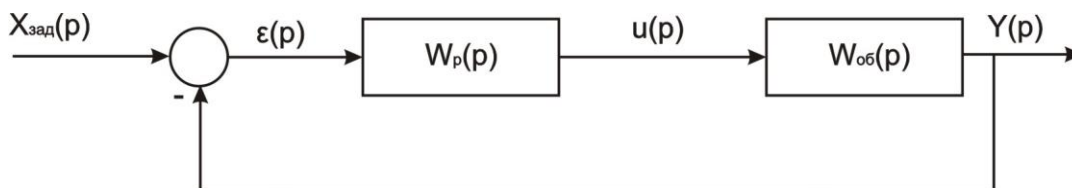


Рисунок 3.3 - Структурна схема одноконтурної САК

3.3.2 Каскадна САК

Каскадні системи застосовують для автоматизації об'єктів, які мають велику інерційність по каналу регулювання.

Порівняння одноконтурних і каскадних САК показує, що внаслідок більш високої швидкодії внутрішнього контуру в каскадній САК підвищується якість перехідного процесу, особливо при компенсації збурень, які поступають по каналу регулювання [26].

Зокрема, в нашому випадку доцільніше використати каскадну САК (рис.3.4): таким чином повніше будуть враховуватись фактори, що впливають на проходження технологічного процесу компримування газу.

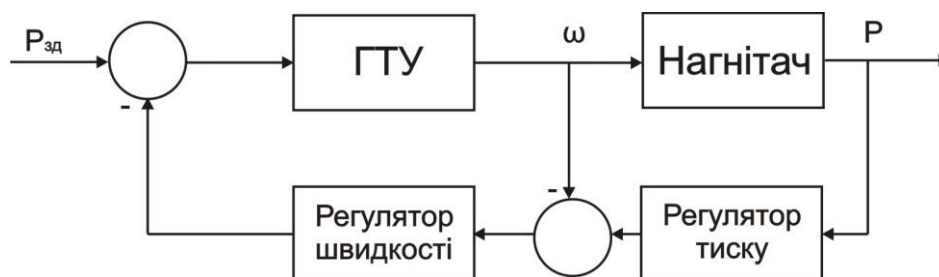


Рисунок 3.4 – Каскадна САК

У системі регулювання визначають два регулятори основний (зовнішній) регулятор, який служить для стабілізації основного виходу об'єкта, і

допоміжний (внутрішній) регулятор. Завданням для допоміжного регулятора служить вихідний сигнал основного регулятора.

У загальному випадку структурна схема каскадного регулювання приведена на рис. 3.5.

Вибір законів регулювання визначається призначенням регуляторів:

- для підтримки основної вихідної координати на заданому рівні без статичної похибки закон регулювання основного регулятора повинен включати інтегральну складову;

- від допоміжного регулятора потрібна, перш за все, швидкодія, тому він може мати будь-який закон регулювання, зокрема пропорційний, як найбільш простий і достатньо швидкодіючий.

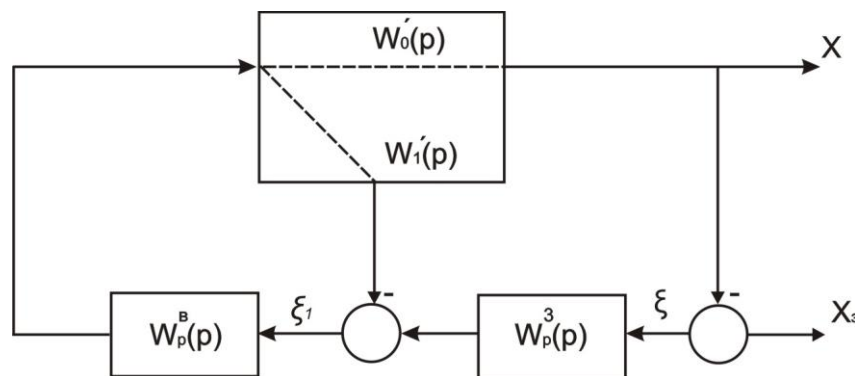


Рисунок 3.6 - Спрощена структурна схема каскадної САК:

X_3 - сигнал завдання; X - вихідний сигнал; ξ - розбаланси по двох контурах;

$W_p^в(p)$ - функція передачі внутрішнього регулятора; $W_p^3(p)$ - функція передачі зовнішнього регулятора; $W_1'(p)$ - функція передачі керованого об'єкта по першому каналу (швидкодіючий контур); $W_0'(p)$ - функція передачі керованого об'єкта по другому каналу (інерційний контур).

Основним регулюючим органом автоматичної системи регулювання тиску нагнітання зміною швидкості обертання нагнітача є регулятор швидкості, який підтримує задану частоту обертання валу нагнітача. Вхідним імпульсом регулятору швидкості служить напір від масляного насосу імPELLера, що встановлений на валі.

Регулятор швидкості керує регулюючим клапаном, стопорним клапаном, випускними повітряними клапанами, байпасним клапаном, клапаном дежурного горіння.

Регулятор швидкості обладнаний механізмом задатчика частоти обертання для ручної і дистанційної зміни завдання, а також автоматичного керування при пуску і зупинці ГПА.

Цей механізм задатчика і використовується в САР тиску нагнітання природного газу. Тобто система автоматичного регулювання тиску буде каскадною, де керуючий регулятор (регулятор тиску) буде змінювати завдання керованому регулятору (регулятору швидкості). А регулятор швидкості буде підтримувати ту частоту обертання силової турбіни, яку буде задавати йому регулятор тиску.

Висновки до розділу

В даному розділі розглянуто систему управління технологічним об'єктом, вибрано основний параметр регулювання процесу - тиск на виході нагнітача. Отже, основним завдання системи автоматичного регулювання компресорним агрегатом є підтримання заданого рівня тиску на виході керованого об'єкту.

Проведено аналіз існуючих технологій автоматизації процесу, розглянуто методи регулювання тиску. Найдоцільніший спосіб регулювання тиску нагнітання - зміна частоти обертання ротора.

Розроблено структурні схеми АСР компресорного агрегату: одноконтурні (по тиску, по частоті), каскадну.

Обґрунтовано доцільність використати каскадної САР (на відміну від одноконтурних систем, таким чином повніше враховуються фактори, що впливають на проходження технологічного процесу).

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 РОЗРОБКА СТРУКТУРИ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ САК КЦ №3

4.1 Цільове призначення автоматизованої системи керування компресорного цеху

Система автоматизованого керування компресорним цехом КЦ-3 забезпечує вирішення задач централізованого збору та обробки інформації, захисту, сигналізації і оперативно-диспетчерського керування як основним технологічним процесом компримування газу в КЦ-3 КС, так і допоміжним загальноцеховим технологічним обладнанням, яке підтримує нормальне функціонування процесу транспорту газу. Основною метою створення і впровадження САК КЦ є:

- створення об'єкту з автоматизованими технологічними ланками, що функціонують в автоматичному режимі згідно вимог змінного інженера;
- організація централізованого контролю та керування технологічним процесом з операторної, що розташована у виробничо-енергетичному блоці (ВЕБ);
- підвищення ефективності ведення технологічного процесу за рахунок оперативного видання змінному інженеру відповідної поточної інформації та використання сучасних форм її представлення;
- підвищення надійності експлуатації за рахунок блочно-модульного виконання програмно-технічних засобів та достатньо високого рівня уніфікації їх функціональних вузлів та елементів;
- застосування централізованого контролю та керування шляхом використання розподілених мереж програмно-технічних засобів, виконаних на принципах відкритих стандартних протоколів зв'язку;
- забезпечення систем КС достовірною оперативною інформацією

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

про стан технологічного процесу в реальному масштабі часу.

Функціонування САК КЦ в будь-який термін часу забезпечує її користувачів оперативною, архівною та нормативно-довідковою інформацією, що дозволяє реалізувати процеси контролю, керування, аналізу та формування звітності. Об'єм інформації, що представляється змінному інженеру або оператору охоплює повний перелік аналогових та дискретних сигналів технологічних параметрів та стану обладнання, необхідних для проведення аналізу та прийняття відповідних рішень.

САК КЦ побудована на базі застосування розподілених програмно-технічних засобів, об'єднаних за допомогою комунікаційних інтерфейсів з стандартними протоколами обміну.

Ієрархічна побудова САК КЦ забезпечує дворівневу структуру керування з відповідним розподілом функцій між рівнями:

- операторський рівень керування, що здійснюється з автоматизованого робочого місця змінного інженера (АРМ ЗІ) та забезпечує виконання функцій по реалізації команд та завдань диспетчера, контролю технологічних параметрів та стабілізації режимів роботи обладнання, дистанційного керування, виявлення локалізацію та захист від аварійних ситуацій, документуванню технологічного процесу;
- локальний рівень керування, що здійснюється за допомогою відповідних САК ГПА, САК загальноцехових об'єктів та САР КЦ, та забезпечує виконання функцій автоматизованого автоматичного керування основним і допоміжним обладнанням.

4.2 Розроблення структури системи автоматизованого керування САК КЦ-3

До складу САК КЦ, структура, яка приведена на рис.4.1. входить:

- автоматизоване робоче місце змінного інженера (АРМ ЗІ) у складі основної і резервної робочих станцій, що забезпечують обробку,

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

відображення та зберігання в базі даних реального часу інформації про стан обладнання та хід процесу компримування газу, а також обмін інформацією з суміжними системами та системами ДП КС.;

- СAK ГПА - локальна підсистема контролю та керування газоперекачувальними агрегатами ГПА-Ц-16С/1,44, яка забезпечує виконання оптимального режиму роботи кожного з 5-ти агрегатів;

- СAK кранами - локальна підсистема контролю та керування охоронними кранами, кранами цехової обв'язки, вузла підключення, скидання конденсату та ін.;

- СAK АПОГ - локальна підсистема контролю та керування апаратами повітряного охолодження газу;

- СAK УППІГ - локальна підсистема контролю та керування установкою підготовки паливного та імпульсного газу;

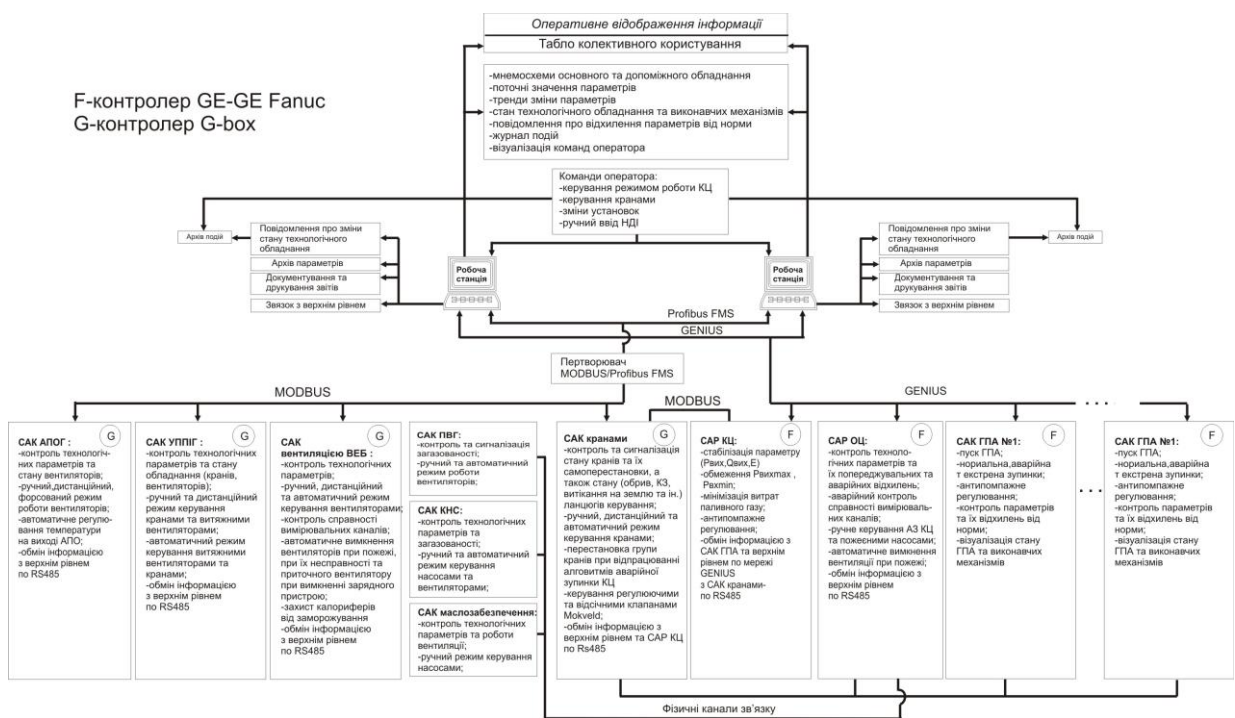


Рисунок 4.1 - Схема структури системи автоматизованого контролю та керування САК КЦ -3

- САК КЦ - локальна підсистема автоматичної стабілізації одного з режимних параметрів КЦ(Р), а також розподілу навантажень між ГПА та

здійснення антипомпажного регулювання;

- САК ОЦ локальна підсистема контролю та керування загальноцеховим та допоміжним обладнанням;
- САК вентиляцією - локальна підсистема контролю та керування вентиляцією виробничо-енергетичного блоку (ВЕБу) та пункту заміру газу (ПЗГ);
- САК каналізацією - локальна підсистема контролю та керування каналізаційною насосною станцією побутових стоків;
- САК маслозабезпечення - локальна підсистема контролю та керування маслопостачанням КЦ.

4.3 Дослідження підсистем керування газоперекачувальним агрегатом

Підсистема САК ГПА

Підсистема САК ГПА призначена для автоматизованого контролю та керування газоперекачувальними агрегатами ГПА-Ц1-16С/1,44 і забезпечує виконання наступних основних функцій:

- керування режимами роботи ГПА (пуск, нормальна та аварійна зупинка, екстерна аварійна зупинка);
- автоматичний захист ГПА на всіх режимах роботи;
- автоматичне регулювання подачі палива для підтримки заданого ежиму роботи;
- антипомпажне регулювання;
- представлення інформації оператору на моніторі, цифрових індикаторах та сигнальних табло;
- забезпечення підготовки і передачі до «робочих станцій» відповідних даних (аналогових, дискретних сигналів та обчислених значень розрахункових параметрів);

Реалізація функцій САК ГПА та її побудова здійснена високонадійних сучасних програмно-технічних засобах фірми GE Fanuc.

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Підсистема САК кранами

Підсистема САК кранами призначена для автоматизованого керування газовими кранами з електропневмоприводами і забезпечує виконання наступних функцій:

- контроль та сигналізацію стану, самоперестановки і заклинювання кожного крану, а також обриву, короткого замикання і витоку струму їх ланцюгів керування;
- контроль та сигналізацію стану кожного з регулюючих та відсічних клапанів;
- приймання сигналів у вигляді «сухих» контактів по фізичному каналу зв'язку з підсистеми САК;
- приймання сигналів по інтерфейсному каналу зв'язку RS485 з АРМЗІ;
- формування та передачу по інтерфейсному каналу зв'язку RS485 відповідних сигналів до АРМЗІ;
- аналогове керування регулюючими клапанами;
- керування кранами по трьохпроводній схемі;
- ручний режим керування;
- автоматичний режим керування при аварійній зупинці КЦ з скиданням та без скидання газу;
- дистанційний режим керування кранами по каналу зв'язку RS485 з АРМЗІ;
- приймання сигналів від ключа аварійної зупинки КЦ;
- пріоритет виконання команди аварійної зупинки КЦ, яка надходить по фізичному каналу зв'язку, стосовно команди, що надходить по інтерфейсному каналу зв'язку RS485;
- перетворення напруги 220В DC у вихідний сигнал керування 110В DC;
- диференціальний захист вводу живлення;
- захист від блискавки та перенапруги вводу 220В AC, дискретних входів 24В DC, мережі RS485;

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- живлення 24В DC вхідних дискретних сигналів та їх угруповань від окремих джерел;
- гальванічну розв'язку між групами вхідних дискретних сигналів 24В DC;
- гальванічну розв'язку між вхідними дискретними сигналами 110В DC.

Підсистема САК апаратно-повітряного охолодження газу (АПОГ).

Підсистема САК АПОГ (рис 4.2) призначена для автоматизації режиму охолодження газу, що транспортується шляхом стабілізації заданої температури на виході агрегатів повітряного охолодження і забезпечує виконання наступних функцій:

- контроль технологічних параметрів;
- сигналізацію технологічних параметрів та їх виходу за межу уставок;
- контроль автоматичного режиму роботи вентиляторів;
- контроль ввімкнення (вимкнення) вентиляторів;
- контроль самочинного ввімкнення (вимкнення) вентиляторів;
- формування і передачу сигналів по каналу зв'язку до АРМЗІ RS485;
- приймання сигналів з АРМЗІ каналу зв'язку RS485 та перетворення їх у вихідні дискретні сигнали;
- ручний режим керування вентиляторам;
- дистанційний режим керування вентиляторам по каналу зв'язку RS485 з АРМЗІ;
- форсований пуск АПОГ (при вимкнених вентиляторах);
- поступове (з витримкою 2 сек.) вимкнення всіх вентиляторів АПОГ з АРМЗІ;

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

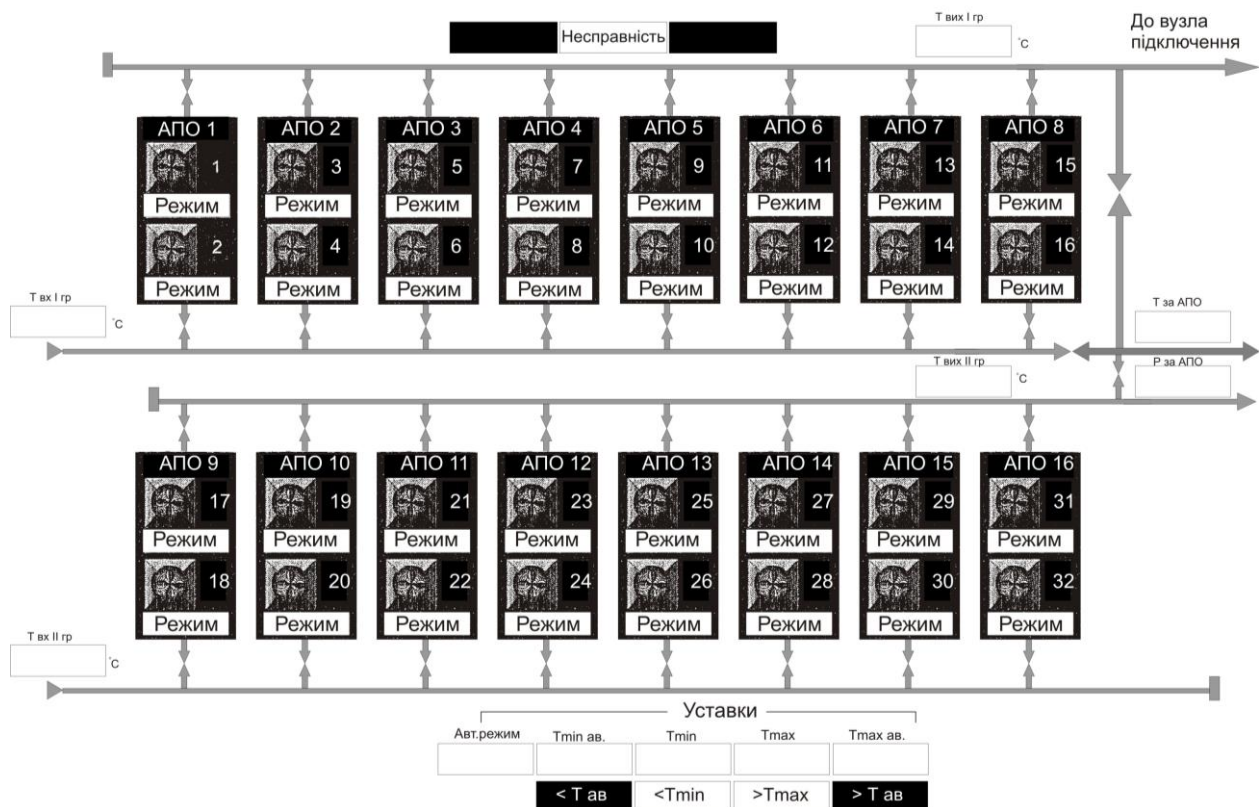


Рисунок 4.2 - Підсистема САК апаратно-повітряного охолодження газу
КІЦ-3

- автоматичний режим регулювання температури газу на виході АПОГ шляхом послідовного ввімкнення (вимкнення) вентиляторів;
- завдання уставок граничних значень температури газу на виході АПОГ та номерів працюючих вентиляторів;
- диференціальний захист вводу живлення;
- захист від блискавки та перенапруги вводу 220В AC, дискретних входів 24В DC, мережі RS485;
- самозахист аналогового входу;
- автоматичний контроль справності вимірювального каналу аналогового параметру (к.з., обрив ланцюгів);
- гальванічну розв'язку між вхідними дискретними сигналами 220В AC;

- живлення 24В DC аналогового давача окремим джерелом живлення;
- збереження інформації про кількість ввімкнених вентиляторів і тривалість їх роботи при зникненні напруги до 3 хв. і поступове їх ввімкнення з інтервалом при появі напруги.

Підсистема САК УППІГ

Підсистема САК УППІГ призначена для автоматизації процесу контролю та керування виконавчими механізмами і обладнанням установі си підготовки паливного та імпульсного газу, до складу якої входить блок очистки (БО), блок редукування (БПРГ), блок осушки та зберігання імпульсного газу (БОІГ), блок підігрівача газу регенерації (БПГР), блок підігрівачів (ПГ №1, ПГ №2), блок виміру (БВ). САК УППІГ забезпечує виконання наступних функцій:

- контроль технологічних параметрів та їх сигналізацію при виході за межі уставок;
- контроль та сигналізацію стану, самоперестановки і заклинювання кранів, а також обриву, короткого замикання і витоку струму їх ланцюгів керування;
- формування та передача по інтерфейсному каналу зв'язку RS485 сигналів до АРМЗІ;
- приймання сигналів з АРМЗІ по інтерфейсному каналу зв'язку RS485 та перетворення їх у дискретні сигнали;
- ручний режим керування кранами, вентилятором;
- автоматичний режим керування кранами та вентилятором;
- дистанційний режим керування кранами та вентилятором по інтерфейсному каналу зв'язку з АРМЗІ;
- вимкнення вентиляції при пожежі;
- завдання уставок граничних значень аналогових технологічних параметрів;
- автоматичний контроль цілісності вимірювальних каналів технологічних параметрів (коротке замикання, обрив);

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- диференціальний захист вводу живлення;
- захист від блискавки та перенапруги вводу 220В AC, дискретних входів 24В DC, мережі RS485;
- іскрозахист аналогових входів з гальванічною розв'язкою;
- гальванічну розв'язку між вхідними аналоговими сигналами;
- гальванічну розв'язку між групами вхідних дискретних сигналів 24В DC;
- живлення 24В DC аналогових давачів з виходом 4...20мА окремими джерелами живлення;
- живлення 24В DC кожної групи вхідних дискретних сигналів окремими джерелами живлення.

Підсистема САК обміну інформації (ОІ)

Підсистема САК ОІ призначена для збору, контролю, сигналізації, та індикації технологічних параметрів компресорного цеху, ручного керування пожежними насосами, аварійною зупинкою КЦ, автоматичним відключенням вентиляції в приміщеннях при пожежі і забезпечує виконання наступних функцій:

- контроль загальностаційних технологічних параметрів та їх сигналізацію при виході за межі уставок;
- звукову сигналізацію несправності;
- формування та передачу до АРМЗІ сигналів по інтерфейсному каналу зв'язку RS485;
- приймання сигналів з АРМЗІ по інтерфейсному каналу зв'язку RS485 та перетворення їх у дискретні сигнали;
- ручне керування аварійною зупинкою КЦ тп пожежними насосами;
- автоматичне вимкнення вентиляції при пожежі;
- завдання уставок граничних значень аналогових параметрів;
- диференціальний захист вводу живлення;
- захист від блискавки та перенапруги вводу 220В AC, дискретних входів 24В DC , мережі RS485;

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- іскрозахист аналогових входів з гальванічною розв'язкою;
- автоматичний контроль цілістності вимірювальних каналів аналогових параметрів (коротке замикання, обрив);
- гальванічну розв'язку між входними аналоговими сигналами;
- гальванічну розв'язку між групами входних дискретних сигналів 24В DC ;
- живлення 24В DC аналогових давачів окремими джерелами живлення;
- живлення 24В DC кожної групи входних дискретних сигналів окремими джерелами живлення.

Підсистема САР КЦ

Підсистема САР КЦ забезпечує виконання наступних функцій:

- автоматичну сигналізацію на заданому рівні одного з вибраних оперативним персоналом режимних параметрів КЦ ($P_{вих}$);
- граничне регулювання вихідного тиску КЦ на рівні $PE_{их.тах}$, або вхідного тиску КЦ на рівні $P_{вх.птіп}$;
- розподіл навантаження між ГПА по мінімуму сумарних витрат паливного газу;
- плавне керування ГПА в перехідних режимах, викликаних зміною входу стабілізуючого параметру та коефіцієнтів розподілу навантаження;
- автоматичне завантаження агрегатів у трасу та вивід з траси;
- керування загальноцеховим антипомпажним клапаном;
- випереджувальне керування АПК ГПА, що виконується антипомпажним регулятором (АПР) КЦ;
- обмін інформацією з системами керування ГПА та САК КЦ – по мережі Genius, а з підсистемою САУ кранами - по мережі RS485.

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Підсистема САК вентиляцією Підсистема САК вентиляцією призначена для автоматичного керування системами вентиляції виробничо-енергетичного блоку (ВЕБу) та пункту виміру газу.

Підсистема САК вентиляцією ВЕБу

Підсистема САК вентиляцією ВЕБу забезпечує виконання наступних функцій:

- контроль технологічних параметрів та їх сигналізацію при виході за межі уставок;
- приймання сигналів у вигляді «сухих» НЗ контактів по фізичному каналу зв'язку з САУ ОЦ для відключення вентиляції при пожежі;
- формування та передача сигналів до АРМЗІ по інтерфейсному каналу зв'язку RS485;
- приймання сигналів з АРМЗІ по інтерфейсному каналу зв'язку та перетворення їх у вихідні дискретні сигнали;
- ручний режим керування вентиляторами, клапанами, засувками;
- дистанційний режим керування вентиляторами, клапанами засувками з АРМЗІ по інтерфейсному каналу зв'язку RS485;
- автоматичний режим роботи при підвищенні та зниженості загазованості;
- автоматичне ввімкнення вентилятора ПВІ при ввімкненні зарядного пристрою;
- автоматичне ввімкнення резервного вентилятора ВВ2 (ВВІ) при несправності робочого ВВ1 (ВВ2);
- автоматичне вимкнення вентиляції при пожежі;
- автоматичне вимкнення вентилятора при його несправності: не вмикання пускача або відсутність тиску за припливним вентилятором;
- автоматичне вимкнення вентилятора ПВ1 при вимкненні зарядного пристрою;
- захист калориферів від заморожування (автоматичне вимкнення припливного вентилятора);

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- завдання уставок граничних значень технологічних параметрів.

Підсистема САК вентиляцією пункту виміру газу.

Підсистема САК вентиляцією пункту виміру газу забезпечує виконання наступних функцій:

- контроль технологічних параметрів та сигналізацію їх виходу за межі уставок;
- контроль та сигналізацію загазованості приміщення;
- ручний режим роботи;
- автоматичний режим роботи;
- вмикання вентиляції при загазованості;
- дифференціальний захист вводу живлення;

захист від блискавки та перенапруги 220В АС, дискретних входів 24В DC .

Підсистема САК маслозабезпеченням

Підсистема САК маслозабезпеченням виконує наступні функції:

- контроль технологічних параметрів та сигналізацію їх виходу за межі уставок;
- формування і передачу сигналів типу «сухий» контакт до САК ОЦ;
- ручний режим керування насосами;
- вимкнення вентиляції при пожежі;
- дифференціальний захист вводу живлення; захист від блискавки та перенапруги 220В АС, дискретних входів

В автоматичному режимі процес компримування та транспортування газу здійснюється автоматично комплексом програмно-технічних засобів.

При цьому змінний інженер виконує функції контролю і спостереження за роботою обладнання та за станом технологічного процесу.

В режимі автоматизованого керування змінний інженер формує відповідні команди та завдання з метою стабілізації технологічного процесу або запобігання та локалізації аварійних і нештатних ситуацій. Процес здійснюється за допомогою відповідних екранних форм, що викликаються на

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

екрани відеотерміналів робочої станції , і відбувається в діалоговому режимі, який дозволяє або блокує помилкові дії змінного інженера.

САК КЦ функціонує в режимі реального часу, забезпечує централізований контроль та виконання інформаційних, керуючих та сервісних функцій.

Мнемосхеми об'єктів КЦ №3 наведені на рис.4.3 .

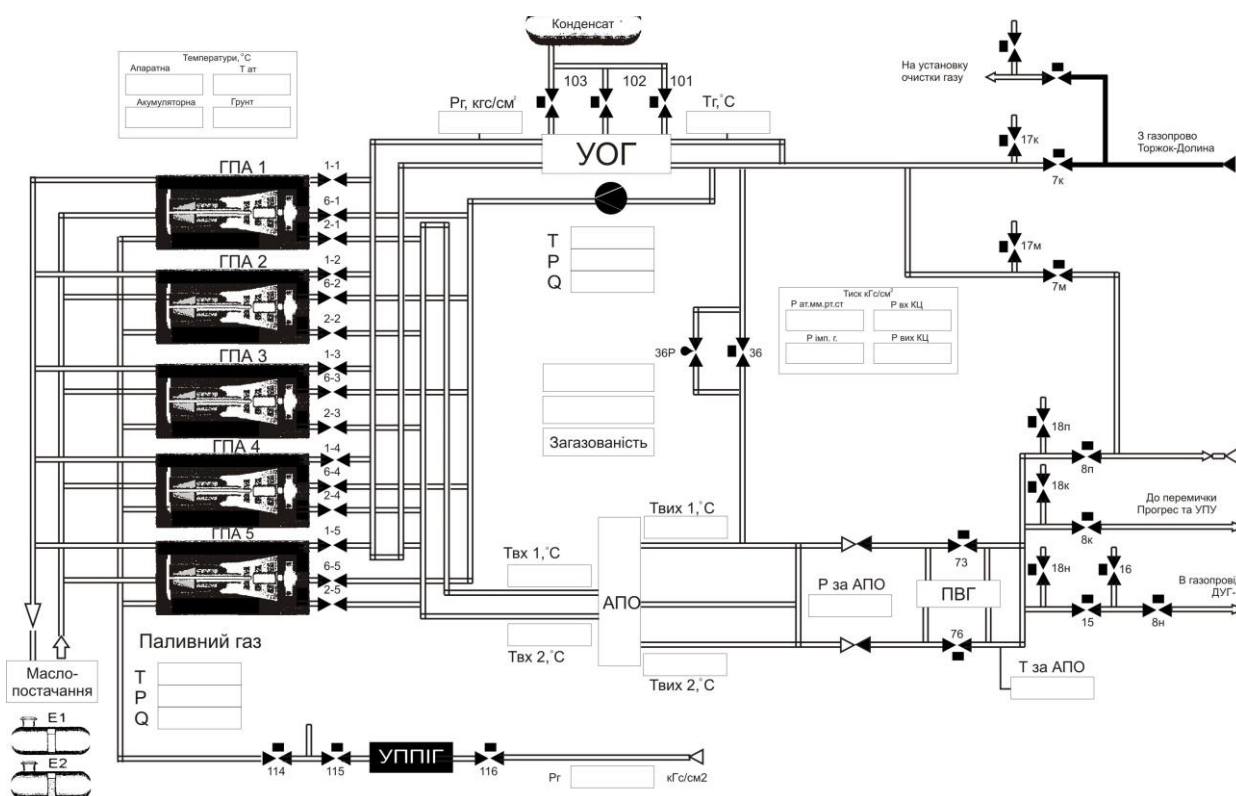


Рисунок 4.3 – Мнемосхеми об'єктів КЦ №3

4.4 Реалізація системи контролю температури газу

Розглядається побудова системи контролю температури газового потоку перед турбіною високого тиску на базі мікроконтролера МК-51. Основною функцією системи є безперервний моніторинг температури з метою забезпечення стабільної та безпечної роботи турбіни. До складу системи входить температурний датчик, з'єднаний з АЦП мікроконтролера, інтерфейс для виведення даних на дисплей або в SCADA-систему, а також алгоритм опрацювання сигналу у вбудованому програмному забезпеченні.

Пропонується реалізувати систему контролю температури газу перед турбіною високого тиску за схемою на рис.4.4.

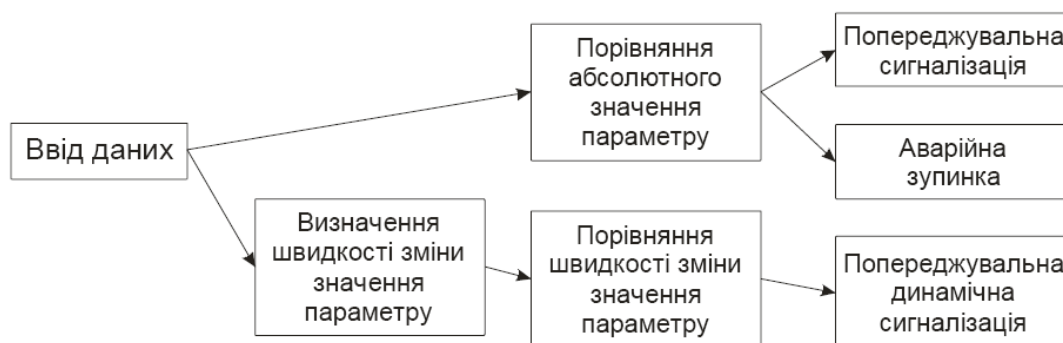


Рисунок .4.4 – Структура удосконаленої системи контролю температури газу перед ТВТ

Для реалізації системи контролю температури газу перед турбіною високого тиску використаємо програмований контролер МІК-51 виробництва ТОВ «Мікрол» м.Івано-Франківськ. Контролер МІК-51 це компактний малоканалний багатофункціональний промисловий мікропроцесорний контролер, призначений для автоматичного регулювання і логічного керування технологічними процесами. Програмування контролера виконується по інтерфейсу за допомогою спеціального програмного забезпечення - візуального редактора FBD-програм АЛЬФА або за допомогою клавіш передньої панелі. Як мова програмування в системі реалізована мова функціональних блокових діаграм Function Block Diagram Система програмування реалізована відповідно до вимог стандарту Міжнародної Електротехнічної Комісії (МЕК) IEC 1131-3 і призначена для розробки прикладного програмного забезпечення збору даних і управління технологічними процесами, що виконуються на програмованих контролерах. МІК-51 проводить обробку даних та їх передачу протоколом MODBUS-RTU на блок перетворення інтерфейсу БПІ-52, далі по інтерфейсу USB 2.0 дані поступають на робочу станцію (ПК) з OPC сервером. Це в свою чергу дозволяє проводити аналіз даних різними методами та порівнювати

отримані результати без додаткових затрат часу на синхронізацію, обробку, та передачу даних.

4.5 Розробка програми керування контролером МІК-51

Розглянемо програму у вигляді функціональних блоків (ФБ) (рис.4.5), розроблену для виконання поставленої задачі. З бібліотеки контролера використано наступні ФБ: AIN – аналоговий ввід, CMP – компаратор, DOT – дискретний вивід, DERIV – диференціювання з затримкою, ABS – модуль числа, USER – панель користувача.

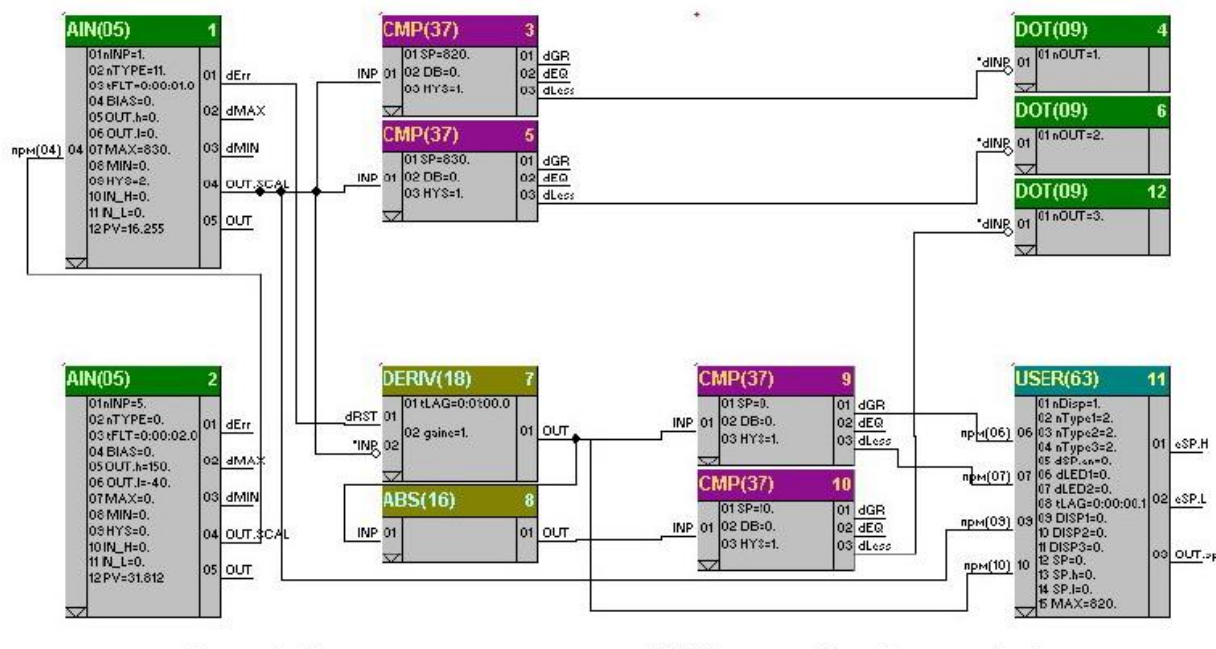


Рисунок 4.5 – Програма керування контролером МІК-51 у вигляді функціональних блоків [8]

Блоки AIN (1,2) обробляють дані апаратних аналогових ввідів контролера та представляють їх у програмі користувача. Блок AIN (1) видає числове значення, що відповідає температурі газу перед ТВТ, блок AIN(2) видає числове значення, що відповідає температурі навколишнього середовища, для проведення компенсації ЕРС холодного спаю термопар. Блок AIN має

експоненціальний фільтр – для відсікання шумів високих частот, що забезпечує захист від імпульсних завад та хибного спрацювання АЗ, параметр t_{FLT} – часова стала експоненціального фільтра. Вихід блока поступає на входи наступних блоків: CMP(2,3), DERIV(7), Компаратори CMP(3,5) відпрацьовують статичні абсолютні попереджувальну та аварійну уставки 820°C та 830°C відповідно. Сигнал попередження та аварії подається блоками дискретного виводу DOT (4,6) в СЦКУ ГПА де спрацьовують відповідні реле ПТГ («Предупреждение по температуре газа») та АТГ (Авария по температуре газа). Блок DERIV(7) визначає швидкість зміни параметру.

Швидкість зміни температури перед ТВТ аналізується компараторами CMP(9,10). Компаратор CMP(9) видає команду на дискретний вивід DOT(12), який сигналізує про те, що температура перед ТВТ змінюється з швидкістю більшою ніж задана. Даний вид попереджувальної сигналізації є новим, та дозволяє оперативному персоналу вчасно реагувати на зміну режиму газопроводу. Штатна система СЦКУ видає сигнал попередження при досягненні ТГ перед ТВТ 820°C і оперативному персоналу не вистачає часу знизити оберти газотурбінного двигуна до моменту досягнення аварійної уставки.

Використання запропонованої системи завдяки додатковій сигналізації, дозволить уникнути аварійної зупинки ГПА в описаній ситуації. Блок USER(11) відображає на передній панелі контролера поточну температуру газу перед турбіною високого тиску, швидкість її зміни за останню хвилину, а також світло діодами показує стан попереджувальних та аварійних каналів.

На даний час система перебуває в дослідній експлуатації на ГПА ст.№3 КЦ-2 КС «Долина», в Долинському ЛВУМГ УМГ «Прикарпаттрансгаз». За час роботи вона зарекомендувала себе надійною і функціональною. На рис.5.3 представлено фото трендів екрану SCADA системи. Під час планової зупинки ГПА о 15 год 39хв. пройшов легкий помпаж нагнітача, при цьому температура газу перед ТВТ різко зросла зі швидкістю 40°C/хв. Система видала

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

попередження «Перевищення швидкості зростання ТГ перед ТВТ» інженер зміни знизив оберти, чим припинив подальше зростання ТГ.



Рисунок 4.6 – Тренди SCADA системи під час зупинки ГПА

В перспективі результати дослідження можуть використовуватись в технологічних процесах з подібним характером технологічних параметрів.

Висновки до розділу

У даному розділі розроблено схему функціональної структури системи автоматизованого контролю та керування САК КЦ -3, проаналізовано діючі підсистеми. Підсистема контролю температури газу перед турбіною високого тиску є дуже важливою, тому що її відмова і вихіді параметра за дозволени межі приводить до матеріальних та часових витрат на компресорній станції. Розроблено програму керування контролером МІК-51 у вигляді функціональних блоків.

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У бакалаврській роботі розроблено систему автоматизованого керування цехом КЦ-3 з ГПА-Ц-16С .

У ході роботи було проаналізовано технологічний процес компримування газу на компресорній станції та існуючі методи його автоматизації.

Обґрунтовано актуальність розробки методів прогнозування передаварійних та аварійних режимів роботи ГПА. Розроблено схему функціональної структури системи автоматизованого контролю та керування САК КЦ-3, проаналізовано діючі підсистеми. Підсистема контролю температури газу перед турбіною високого тиску є дуже важливою, тому що її відмова і вихіді параметра за дозволені межі приводить до матеріальних та часових витрат на компресорній станції.

Розроблено програму керування контролером МІК-51 у вигляді функціональних блоків.

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Мельник, О. І. Системи автоматизації технологічного процесу нафтогазовидобувних підприємств: [монографія] / О.І. Мельник Івано-Франківськ: Видавництво ІФНТУНГ. – 2015. – 322 с.
2. Горбійчук М.І. Оптимізація технологічного режиму компримування природного газу / М.І. Горбійчук, М.І. Когутяк, Є.О. Ковалів // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 6. – С. 40–42.
3. Горбійчук М.І. Оптимальне керування роботою нагнітачів природного газу із врахуванням технічного стану ГПА / М.І.Горбійчук, Я.І.Заячук // Східно-Європейський журнал передових технологій. – 2008. - №4/3(34). – С.22-24.
4. Горбійчук М.І. Оптимізація процесу буріння глибоких свердловин: [навч.посібник] / М.І.Горбійчук, Г.Н.Семенов // Івано-Франківськ: Факел.– 2003.– 493с.
5. Горбійчук М.І. Моделювання об'єктів і систем керування в нафтовій і газовій промисловості. Ч1 / М.І.Горбійчук. – Іано-Франківськ: Факел, 1999. - 150 с.
6. Горбійчук М.І., Чигур Л.Я. Теорія автоматичного керування. Нелінійні системи. Лабораторний практикум, ІФНТУНГ, 2024. – 84 с.
7. Горбійчук М.І. Моделювання та ідентифікація процесу заглиблення свердловин / М.І. Горбійчук, В.Б. Кропивницька // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – №1(7). – С. 9-13.
8. Когутяк М. І. Алгоритмізація та програмування промислових контролерів [Текст]: лаб. практикум. Ч. 1 : Синтез логічних автоматів / М. І. Когутяк, А. І. Лагойда, Л. І. Лагойда. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2023. – 120 с.

					БР.АКП ₃ -09.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: “Автоматизована система керування компресорним цехом КЦ-3 на базі ГПА-Ц-16С”.

Обсяг пояснювальної записки: 65 аркушів.

1. БР.АКПз-09.00.00.001 – Структурна схема газоперекачувального агрегату.
2. БР.АКПз-09.00.00.002 – Математична модель газоперекачувального агрегату.
3. БР.АКПз-09.00.00.003 – Структурні схеми одноконтурної та каскадної САК КЦ-3.
4. БР.АКПз-09.00.00.004 – Схема структури системи автоматизованого керування САК КЦ-3 КС.
5. БР.АКПз-09.00.00.005 – Мнемосхеми об'єктів КЦ №3.
6. БР.АКПз-09.00.00.006 – Програма керування контролером МІК-51 у вигляді функціональних блоків.

Дата закінчення проекту 12 червня 2025 р.

Підпис студента _____