

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ

Група АКП-23-2К

Тунків Олександр

2025

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

Тунків Олександр Михайлович
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 621.6:665.6
(індекс)

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

«Розробка автоматизованої системи управління процесом транспортування газу»
(назва роботи)

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

174 - «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка»
(шифр і назва спеціальності)

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

Нормоконтроль

доцент О.В. Кучмистенко
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Здобувач освітнього ступеня

АКП-23-2К О. М. Тунків
(шифр групи) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Науковий керівник

доцент Л.Я. Чигур
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Допущено до захисту Завідувач кафедри

доцент А.І. Лагойда
(посада) (підпис) (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 174 - «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка»

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри АКТ

доцент А. І. Лагойда

«___» _____ 2025 року

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

Тунківу Олександрю Михайловичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розробка автоматизованої системи управління процесом транспортування газу»

керівник роботи Чигур Людмила Ярославівна, к.т.н., доцент

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від « 07 » 05 20 25 року № 52/8

2. Строк подання студентом роботи 10.06.2025

3. Вихідні дані до роботи Технологічна схема об'єкту, параметри проходження процесу, стандарти, каталоги, методичні вказівки

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1. Аналіз технологічного об'єкта, газової компресорної станції з точки зору автоматизації. 2. Техніко-економічне обґрунтування поставленого завдання. 3. Теоретичне дослідження запропонованої САК. 4. Розроблення технічної документації. 5. Вибір технічних засобів автоматизації. 6. Програмно-апаратна реалізація системи автоматичного керування.

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

1. БР.АКП-64.00.00.001 - Результати аналізу та синтезу одноконтурної АСК

2. БР.АКП-64.00.00.002 – Результати моделювання системи регулювання

ГПА без регулювання та з Р, PI, PID – регуляторами

3. БР.АКП-64.00.00.003 – Результати моделювання замкнутої системи

регулювання ГПА з ПІД регулятором

4. БР.АКП-64.00.00.004 – Функціональна схема автоматизації

5. БР.АКП-64.00.00.005 – Спрощена принципова схема

6. БР.АКП-64.00.00.006 – Схема обв'язування комунікацій

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз технологічного об'єкта, газової компресорної станції з точки зору автоматизації.	10.05.25-15.05.25	
2	Техніко-економічне обґрунтування поставленого завдання	16.05.25-20.05.25	
3	Теоретичне дослідження запропнованої САК	21.05.25-25.05.25	
4	Розроблення технічної документації	26.05.25-30.05.25	
5	Вибір технічних засобів автоматизації	01.06.25-05.06.25	
6	Програмно-апаратна реалізація системи автоматичного керування	06.06.25-10.06.25	

Студент _____
(підпис)

О. М. Тунків _____
(ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Л.Я. Чигур _____
(ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота містить: 78 сторінок друкованого тексту, 29 рисунків, 8 таблиць, 10 переліків посилань на джерела.

Тема: «Розробка автоматизованої системи управління процесом транспортування газу».

Об'єкт дослідження: газотурбінна установка.

Мета проекту: створити та впровадити автоматичну систему керування для компресорної станції, забезпечити стабільну й ефективну роботу станції, враховуючи специфіку безперервного технологічного процесу транспортування газу. Таким чином, підвищити надійність та економічність роботи компресорної станції за допомогою сучасної системи автоматичного регулювання.

Методи дослідження: теоретичні методи, математичне моделювання, системний аналіз, експериментальні (практичні) методи.

Результати бакалаврської роботи: проаналізовано газотурбінну установку з точки зору автоматизації, окреслено проблематику та запропоновано методи вирішення, розроблено математичну модель об'єкта управління, запропоновано архітектуру системи автоматичного регулювання, оптимізовано параметри регуляторів, розроблено алгоритми розподілу навантаження, підтверджено ефективність системи за допомогою симуляції.

Ключові слова: газотурбінна установка, компресорна станція, газоперекачувальний агрегат, система автоматичного керування, ПД-регулятор.

ABSTRACT

Bachelor's thesis contains: 78 pages of printed text, 29 figures, 8 tables, 10 lists of references to sources.

Topic: "Development of an automated control system for the gas transportation process".

Object of research: gas turbine installation.

Project goal: to create and implement an automatic control system for a compressor station, to ensure stable and efficient operation of the station, taking into account the specifics of the continuous technological process of gas transportation. Thus, to increase the reliability and efficiency of the compressor station using a modern automatic control system.

Research methods: theoretical methods, mathematical modeling, system analysis, experimental (practical) methods.

Results of the bachelor's thesis: the gas turbine plant was analyzed from the point of view of automation, the problems were outlined and methods for solving them were proposed, a mathematical model of the control object was developed, the architecture of the automatic control system was proposed, the parameters of the regulators were optimized, load distribution algorithms were developed, the efficiency of the system was confirmed using simulation.

Keywords: gas turbine plant, compressor station, gas pumping unit, automatic control system, PID regulator.

ЗМІСТ

	ПЕРЕЛІК ОСНОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ.....	8
	ВСТУП.....	9
1	АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБ’ЄКТА, ГАЗОВОЇ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ З ТОЧКИ ЗОРУ АВТОМАТИЗАЦІЇ.....	10
	1.1 Призначення компресорних станцій.....	10
	1.2 Принцип роботи на компресорній станції.....	12
	1.3 Аналіз технологічної схеми газотурбінної установки	14
	1.4 Технічна характеристика технологічного обладнання.....	17
	1.5 Вибір та обґрунтування параметрів контролю і регулювання.....	19
	Висновки до розділу.....	23
2	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПОСТАВЛЕНОГО ЗАВДАННЯ.....	24
	2.1 Автоматичне управління газотурбінною установкою та обмеження, які виникають в процесі.....	24
	2.2 Постановка завдання та методи реалізації.....	27
3	СИНТЕЗ ТА АНАЛІЗ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ ГТУ.....	28
	3.1 Ідентифікація параметрів та визначення передавальної функції.....	28
	3.2 Розрахунок параметрів ПД-регулятора за методом Циглера – Нікольса номер.....	31
	3.3 Розрахунок параметрів ПД-регулятора за методом Чина-Хронеса-Ресвіка CHR.....	37

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Розробка автоматизованої системи управління процесом транспортування газу	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Тунків О.М.						
Перевір.		Чигур Л.Я.					6	78
Реценз.						Група АКП-23-2К ІФНТУНГ		
Н. Контр.		Кучмистенко О.В.						
Затверд.		Лагойда А.І.						

3.4	Результати моделювання системи з ПД регулятором (ручне налаштування).....	40
	Висновки до розділу.....	43
4	РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНІЧНОЇ ДОКУМЕНТАЦІЇ САК.....	44
4.1	Технологічна схема компресорної станції з газотурбінним приводом.....	44
4.2	Прилади автоматизації газоперекачувального агрегату.....	51
4.3	Функції системи автоматичного керування ГПА.....	53
4.4	Принципова схема ГКС.....	54
4.5	Функціональна схема автоматизації ГПА.....	56
	Висновки до розділу.....	62
5	ВИБІР ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ.....	63
	Висновки до розділу.....	72
6	ПРОГРАМНО-АПАРАТНА РЕАЛІЗАЦІЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ.....	73
	Висновки до розділу.....	76
	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	77
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА.....	78
	БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА	

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ОСНОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

АСТГ – Автоматизовані системи транспортування газу

ГРС – Газорозподільна станція

ГКС – Головна компресорна станція

КС – Компресорна станція

ГПА – Газоперекачувальний агрегат

ГТУ – Газотурбінна установка

SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition (Система диспетчерського управління та збору даних)

ПЛК – Програмований логічний контролер

ПІД – Пропорційно-інтегрально-диференціальний (регулятор)

ТНД – Турбіна низького тиску

ТВД – Турбіна високого тиску

СТ – Силова турбіна

ЛАХ – Логарифмічна амплітудна характеристика

ЛАЧХ – Логарифмічна амплітудно-частотна характеристика

HART – Highway Addressable Remote Transducer (Протокол зв'язку для промислових датчиків)

SIL – Safety Integrity Level (Рівень безпеки)

RS-422/RS-485 – Стандарти послідовного інтерфейсу

Profibus – Промислова мережева шина

OPC – Open Platform Communications (Стандарт обміну даними в промисловості)

Modbus – Протокол промислового зв'язку

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Автоматизовані системи транспортування газу (АСТГ) — це складні комплекси, що використовуються для ефективного та безпечного транспортування природного газу від місць видобутку або імпорту до споживачів. Ось деякі ключові аспекти АСТГ. Основні компоненти та функції наступні. Магістральні газопроводи - це великі трубопроводи, що транспортують газ на великі відстані. Автоматизація дозволяє контролювати тиск, температуру та інші параметри газу в реальному часі. Компресорні станції використовуються для підтримки необхідного тиску газу в трубопроводах. Автоматизовані системи контролюють роботу компресорів, забезпечуючи оптимальну продуктивність. Газорозподільні станції (ГРС) знижують тиск газу перед його подачею до місцевих розподільних мереж. Автоматизація забезпечує точне регулювання тиску та обсягу газу. Системи вимірювання та обліку використовуються для точного вимірювання обсягу газу, що транспортується. Автоматизація забезпечує точність та надійність обліку. Системи безпеки включають датчики витоку газу, системи пожежогасіння та інші засоби безпеки. Автоматизація дозволяє оперативно реагувати на аварійні ситуації. Переваги автоматизації є: підвищення ефективності – дозволяє оптимізувати процеси транспортування газу, зменшуючи втрати та витрати; підвищення безпеки - втоматизовані системи дозволяють оперативно виявляти та усувати аварійні ситуації; покращення контролю; зменшення людського фактору - втоматизація зменшує залежність від людського фактору, що знижує ймовірність помилок.

В Україні ТОВ «Оператор ГТС України» відповідає за транспортування природного газу територією України, АТ «Укртрансгаз» є оператором газосховищ України, ТОВ «Газорозподільні мережі України» займається розподілом газу до кінцевих споживачів. Автоматизація відіграє важливу роль у забезпеченні надійного та ефективного транспортування газу в Україні.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБ'ЄКТА, ГАЗОВОЇ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ З ТОЧКИ ЗОРУ АВТОМАТИЗАЦІЇ

1.1 Призначення компресорних станцій

При переміщенні газу газопроводом від промислу до споживача виникає опір трубопроводу, що призводить до втрати тиску. Це може негативно вплинути на продуктивність газопроводу та його ефективність.

Для перекачування газу на великі відстані з мінімальними втратами використовують компресорні станції, призначені для стиснення газу та збільшення його тиску.

Розташування та відстань між компресорними станціями визначаються проектом і, як правило, становлять 100-150 км. Перепад тиску між станціями залежить від ступеня стиснення компресорів. Тиск на виході компресора визначає тиск на початку ділянки, а тиск прийому компресора – на кінці ділянки.

Різний ступінь стиснення впливає на витрати енергії, які потрібні для стиснення газу в компресорі, оскільки надлишковий рівень стиснення може призвести до додаткової витрати ресурсів.

При розрахунках враховуються всі аспекти, щоб забезпечити найвищу пропускну спроможність газопроводу за мінімальних витрат на експлуатацію та будівництво, враховуючи всі фактори.

Залежно від місця розташування на трасі газопроводу компресорні станції можуть бути головними або проміжними [1, 2].

Компресорна станція, яка знаходиться поблизу газового промислу і розташовується на початку газопроводу в напрямку потоку газу, називається головною (ГКС), а решта компресорних станцій на газопроводі будуть проміжними (КС).

Газ, що використовується в газопроводах ГКС, надходить від джерела його видобутку або виробництва. У разі чистих газових родовищ тиск газу на виході зі свердловин зазвичай настільки високий, що він може подаватися на прийом ГКС

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

без використання додаткового тиску. Однак після тривалої експлуатації таких родовищ може виникнути необхідність встановлення підірних КС, які забезпечують доставку газу на прийом кортикостероїдів з потрібним тиском. При нафтових родовищах газ перебуває у розчиненому стані разом із нафтою. Після видобутку нафти із свердловин газ відокремлюється у спеціальних сепараторах із збереженням низького тиску. Для збирання попутного газу на нафтових родовищах встановлюються промислові компресорні станції, які з'єднуються із системами нафтових свердловин. Ці станції направляють газ на газобензиновий завод для фракціонування та виділення цінних компонентів, таких як бутан та пропан. Після цього газ спрямовується на прийом ГКС газопроводу.

Головна компресорна станція знаходиться поруч із заводами, що займаються виробництвом газу, таких як сланцепереробні та коксогазові заводи. Основні технологічні процеси на компресорних станціях магістральних газопроводів включають фільтрацію газу з метою видалення пилу, стиснення та охолодження газу. Крім того, на цих станціях проводиться зневоднення газу, ав присутності сірководню газ звільняється від сірки спеціальним очищенням.

Основна мета процесу зневоднення полягає у вилучення вологи з газу. Газ, що надходить із свердловин при температурі 10-20° С, містить велику кількість водяної пари. Якщо не видалити вологу з газу, при його охолодженнів холодну пору у газопроводі утворюється конденсат. У зимовий період це може призвести до утворення льодів усередині газопроводу в місцях, де ґрунт замерзає, що призводить до утворення перешкод для переміщення газу [1, 2].

Присутність води в газопроводі при високому тиску та низьких температурах призводить до місцевої засміченості газопроводу крижаними пробками із кристалогідратів.

Наявність сірководню в газі є небезпечною домішкою. У разі наявності вологи, це може спричинити підвищену корозію труб та обладнання. Концентрація сірководню в газі, що передається магістральним газопроводом, не повинна перевищувати 2 г на 100 м газу.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

Для досягнення потрібного стану газ проходить через встановлення видалення сірки біля компресорної станції. Видалення пилу з газу має важливе значення для захисту обладнання станції від передчасного зносу. Системи для видалення пилу, такі як пиловловлювачі, застосовуються для цієї мети. У цих системах напрям газу різко змінюється, і виважені тверді частинки осідають і видаляються за рахунок олії [1, 2].

1.2 Принцип роботи на компресорній станції

Основна функція компресорної станції полягає в компресії (стисканні) природного газу, що надходить із газової свердловини, перед його транспортуванням газопроводом. Процес роботи станції починається з прийому та очищення газу від сторонніх домішок, таких як пісок, пил, вода та інші нафтопродукти за допомогою спеціальних фільтрів та сепараторів. Потім газ надходить на компресорні установки, де газ стискається та підвищується тиск для забезпечення його транспортування газопроводом.

Після цього газ передається наступну станцію компресії, де процес повторюється. Компресорні станції загалом утворюють кілька щаблів стиснення, залежно від необхідного тиску газу під час транспортування.

Крім того, також можуть проводитися регулювання тиску газу та вимірювання його обсягу та якості. Контроль системи здійснюється за допомогою комп'ютерних пристроїв та спеціальних програм.

Siemens SGT-600 – це двовальна газова турбіна виробництва компанії Siemens, яка працює на стислому природному газі. Ця потужна турбіна була розроблена спеціально для використання в нафтогазовій галузі, включаючи компресорні установки на газоперекачувальних станціях.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

- компресор ГПА при цій конструкції складається з кількох ступенів, кожна з яких має свої лопаті та диски. У процесі проходження газу через компресор його тиск збільшується;
- після компресора газ потрапляє в камеру згоряння, де відбувається змішування палива та газу та їхнє запалювання. Потужність газової турбіни залежить від ефективності камери згоряння;
- високотемпературні гази, що утворилися в камері згоряння, прямують у турбіну, де вони приводять у рух лопаті турбіни та газоперекачувального агрегату, який перекачує газ трубопроводом. Турбіна також має кілька щаблів, кожна з яких має свої лопаті та диски;
- холодильна система включає обладнання для охолодження газу після камери згоряння, щоб збільшити працездатність турбіни та продовжити її термін служби;
- всі компоненти ГПА керуються автоматичною системою керування, яка регулює швидкість обертання турбіни та інші параметри роботи ГПА відповідно до вимог навантаження та безпеки. Система управління забезпечує максимальну ефективність роботи ГПА та запобігає різноманітним аварійним ситуаціям;
- газоперекачувальний агрегат встановлюється на виході з турбіни та забезпечує перекачування газу трубопроводом. Він складається з корпусу, ротора та валу, а також підшипників та регуляторів для забезпечення стабільності роботи та максимальної ефективності ГПА.

Таким чином, відцентровий ГПА з турбіною Siemens SGT-600 є комплексною системою, яка може працювати у різних умовах та забезпечувати високу продуктивність та ефективність у роботі.

1.3 Аналіз технологічної схеми газотурбінної установки

Газотурбінна установка (ГТУ) — це тепловий двигун, який перетворює хімічну енергію палива (газоподібного або рідкого) на механічну роботу, а потім, зазвичай, на електричну енергію або тепло. Це ключовий компонент багатьох

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

сучасних енергетичних систем. Основний принцип роботи ГТУ базується на циклі Брайтона (або циклі Жуля). Процес відбувається в потоці рухомого газу і включає такі етапи. Повітря з навколишнього середовища надходить у компресор, де воно стискається до високого тиску. Стиснене повітря подається в камеру згоряння, куди також надходить паливо (природний газ, дизельне паливо тощо). Паливо згоряє, утворюючи гарячі гази високого тиску. Гарячі гази високого тиску надходять у газову турбіну. Розширюючись, вони обертають лопатки турбіни, перетворюючи свою теплову та кінетичну енергію на механічну роботу. Ця механічна робота використовується для приводу компресора і електрогенератора (для виробництва електроенергії) або іншого виконавчого механізму. Відпрацьовані гази з турбіни з відносно низьким тиском і температурою викидаються в атмосферу або використовуються для додаткового виробництва тепла (у когенераційних установках).

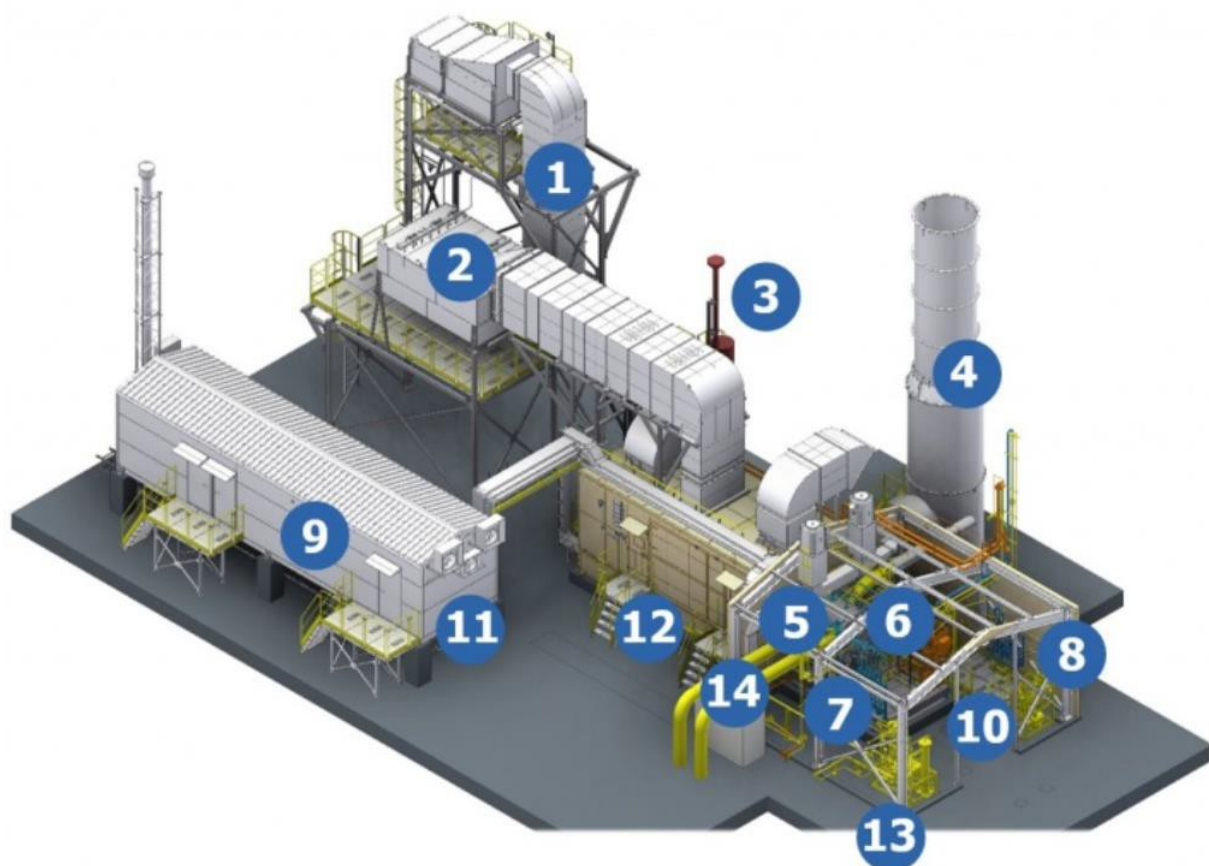


Рисунок 1.2 – Основні системи та компоненти ГТУ

На рисунку прийняті такі позначення: 1 - система обдування приводу; 2 -

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

система повітрязбірна; 3 – система суфлювання; 4 - система вихлопу; 5 - блок компресора; 6- система маслозабезпечення ВМД; 7 - система промивання припливної частини компресора; 8 - система підготовки розподільчого газу; 9 - блок електротехнічний; 10 - система підготовки буферного газу; 11 - система пожежогасіння; 12 - блок приводу з ГТУ; 13 - система підготовки паливного газу; 14 - система контролю газової магістралі

Принцип роботи відцентрового газоперекачувального агрегату (ГПА) з турбіною Siemens SGT-600 заснований на процесі перекачування газу через компресор та турбіну. На початку роботи газоперекачувального агрегату газ надходить у компресор, який пропускає його через кілька ступенів компресії. Кожен ступінь компресії збільшує тиск газу, що дозволяє перекачати його на потрібну висоту. Далі газ надходить у камеру згоряння, де поєднується з паливом і відбувається його запалювання. Високотемпературні гази, що утворилися в камері згоряння, направляються в турбіну, де вони надають руху лопаті турбіни і газоперекачувального агрегату.



Рисунок 1.3 – ГПА с газовой турбиною Siemens SGT-600

У процесі роботи турбіна і газоперекачувальний агрегат наводяться в

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

обертання, що забезпечує перекачування газу трубопроводом. Холодильна система забезпечує охолодження газу після проходження через камеру згоряння, щоб збільшити працездатність турбіни та продовжити її термін служби.

1.4 Технічна характеристика технологічного обладнання

Система управління забезпечує регулювання швидкості обертання турбіни та інших параметрів роботи ГПА відповідно до вимог навантаження та безпеки.

Таким чином, принцип роботи відцентрового ГПА з турбіною Siemens SGT-600 заснований на процесі компресії, спалювання палива, руху турбіни та газоперекачувального агрегату. Усі компоненти працюють синхронно та автоматично регулюються системою керування.

Регулювання та контроль роботи відцентрового ГПА з турбіною Siemens SGT-600 здійснюється за допомогою системи автоматичного керування, яка заснована на сенсорах, контролю та регулюючих клапанах.

Система управління ГПА регулює швидкість обертання турбіни і керує газоперекачуючим агрегатом для забезпечення необхідного тиску та витрати газу в системі. Управління здійснюється через контрольний блок, який зчитує інформацію про роботу системи та приймає рішення щодо зміни режимів роботи.

Крім того, система управління надає дані про рівень тиску, температуру газу, швидкість обертання турбіни, витрату газу та інші показники роботи ГПА. Вони можуть відображатися на контрольній панелі оператора в режимі реального часу для забезпечення моніторингу працездатності системи.

У разі будь-яких відхилень система автоматично оповістить оператора або вживе необхідних заходів для аварійного вимкнення, щоб запобігти можливим аварійним ситуаціям.

Таким чином, принцип регулювання та контролю роботи відцентрового ГПА з турбіною Siemens SGT-600 заснований на системі автоматичного управління, яка контролює роботу ГПА за допомогою сенсорів та клапанів, забезпечуючи необхідний рівень тиску та витрати газу в системі. Оператор може

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

моніторити працездатність системи та вживати необхідних заходів при виникненні відхилень.

Для стиснення великих обсягів газу на газопроводах за допомогою відцентрових нагнітачів досягають подачі до 85×10^6 м³/добу. На відміну від поршневих компресорів, відцентрові нагнітачі мають ряд переваг, таких як компактність і продуктивність, простоту конструкції, мала кількість деталей, що труться, і відсутність зворотно-поступальних рухів, які забезпечують рівномірну подачу газу і кращі умови автоматизації.

У типовому виконанні відцентрові насоси проектуються як одноступінчасті турбовентилятори, що мають поздовжнє підведення газу до робочого колеса, встановленого на консолі. Робоче колесо, що обертається, повідомляє газу велику швидкість, а потім перетворює кінетичну енергію потоку в роботу стиснення газу, що нагнітається. Газодинамічна характеристика пов'язує основні параметри робочого процесу нагнітача, такі як подачу, ступінь стиснення, потужність, що споживається, і політропічний ККД. У більшості компресорних станцій використовується два нагнітачі, встановлені послідовно, для досягнення раціональних ступенів стиснення газу.

Були створені також двоступінчасті нагнітачі з повним ступенем стиснення, що об'єднуються в одному блоці.

З урахуванням надійності роботи, ефективності роботи при змінній продуктивності, спрощення технологічних та обв'язувальних схем, вибір між одноступінчастим та двоступінчастим варіантом може бути обґрунтованим.

Застосування двоступінчастих нагнітачів на компресорних станціях сприяє підвищенню надійності газоперекачувальних агрегатів, зменшення обсягів технічного обслуговування та ремонтних робіт. Встановлення вихідного тиску на станції до 7,5 МПа може знизити сумарну потужність компресорних систем більш ніж на 50 відсотків. Останнім часом спостерігається введення в експлуатацію компресорних пристроїв з тиском на виході 7,5 МПа, а потім і 10 МПа. [3].

Відцентрові нагнітачі на газопроводах великої потужності рухаються за допомогою газотурбінних установок або електричних двигунів. Але

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

газотурбінная передача має певні плюси в порівнянні з іншими видами передач, як, наприклад, менш скрутну регульованість продуктивності і потужність, що збільшується в період осені і зими.

Газотурбінні установки для приводу відцентрових нагнітачів на компресорних станціях магістрального газопроводу найчастіше використовуються. Порівняно з іншими двигунами, газотурбінні установки мають легшу вагу на одиницю потужності та більш надійне віддалене та автоматичне керування. У період похолодання, коли продуктивність компресорних станцій потребує збільшення, газотурбінні системи можуть збільшити свою потужність на 10-20 відсотків від номіналу. [3].

Відкриті газотурбінні установки широко використовуються на станціях компресора магістральних газопроводів для відцентрових нагнітачів. Газотурбінні установки мають низьку вартість, тому що створюються на базі простих теплових схем без проміжного охолодження повітря під час стиснення. Також вони можуть втілюватися у формі одно- або багатовальних систем.

1.5 Вибір та обґрунтування параметрів контролю і регулювання

Ефективність газотурбінних установок безпосередньо пов'язана з можливістю вилучення тепла з газів, що відходять. Багато газотурбінні установки мають системи регенерації, які значно скорочують споживання палива шляхом рециркуляції тепла. Теплова схемагазоперекачувального агрегата складається з осьового компресора, повітропідігрівача, камери згоряння, турбіни високого тиску та турбіни низького тиску. Турбіни, які запускають нагнітач, використовують продукти згоряння, що сформувалися в камері як свій робочий елемент. Потім, після проходження через димар, ці продукти згоряння викидаються в навколишнє середовище.

Маслопостачання компресорної станції складається з кількох індивідуальних систем мастила для кожного агрегату, загальностанційної системи зберігання та розподілу оливи. Централізована система включає великий склад

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

масел, систему маслопроводів і цех регенерації для очищення і переробки використаного масла. Взимку масляні ємності обігріваються гарячою водою або паром для нормальної роботи.

Індивідуальна система маслопостачання забезпечує мастило підшипників агрегатів, створення гідравлічних ущільнень та обслуговування інших систем. Вона складається з маслоблоку з масляним баком, пусковими та резервними масляними насосами, маслопроводів та інгісторів. Олива надходить до деталей через головний масляний насос, а пусковий насос використовується під час запуску. Частина масла також прямує до інжектора насоса для створення опору в головному масляному насосі. Інша частина надходить до інжектора мастила для подачі олії під тиском на підшипники та редуктор.

Олива після насосів прямує у гідродинамічну систему регулювання агрегату. Тиск підтримується регулятором, а охолодження здійснюється через мастилоохолоджувачі. У разі аварійного зниження тиску встановлено два резервні насоси з електродвигунами. Системи змащення опорно-упорного підшипника та турбіни з'єднані мастилопроводом через зворотний клапан для забезпечення надійності в роботі. Також є спеціальний відцентровий насос - імпелер для видачі імпульсів гідродинамічного регулятора швидкості при зміні числа обертів валу турбіни. Його потужність обмежується дросельною шайбою для економії енергії [4].

У камері, де збирається олива, встановлено регулятор рівня. При перевищенні рівня надлишок оливи зливається в бак-дегазатор через інжектор, який працює під тиском напору оливи від гвинтових насосів. Після процедури дегазації олива зливається у головний масляний бак номер 10, який оснащений ексгаустером для видалення газів через свічку. У разі виходу з ладу насосів або трубопроводів високого тиску, верхній бак, розташований на висоті 2,5 метра над віссю нагнітача, запобігає попаданню оливи в систему в аварійній ситуації. У нормальній роботі бак повністю заповнений, а при падінні тиску в аварійній ситуації зворотні клапани унеможливають попадання оливи в бак системи. Олива надходить на ущільнення з надлишком тиску, пропорційним висоті

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

масляного бака над віссю нагнітача ($P = 0,02$ МПа) [3].

Системи охолодження в газотурбінних газоперекачувальних агрегатах головним чином призначені для охолодження оливи та мастила підшипників, гранична температура яких зазвичай не перевищує 75 градусів. Основні параметри системи охолодження залежать від кількості тепла, що відводиться в сфери охолодження, що визначає продуктивність циркуляційних насосів, вибір діаметра трубопроводів і розміри теплообмінників.

На компресорних станціях широко використовують системи водяного охолодження з градирнями чи бризками басейнами. Схема системи охолодження газоперекачувальних агрегатів із градирнями. Олива охолоджується в масляних холодильниках відкритого типу циркуляційною водою, яка подається з градирні насосом і прямує через фільтри до 13 холодильників. Нагріта вода потім подається вгору градирні для охолодження. У цій схемі також передбачено охолодження газу після нагнітача у холодильниках.

Велика кількість води витрачається на поповнення втрат від випаровування, винесення та продування, що може забруднювати оборотну воду різними домішками та призводити до забруднення теплообмінників. Однак в даний час системи повітряного охолодження оливи стають все більш популярними, так як вони дозволяють скоротити витрати компресорної води станції, уникнути корозії та утворення відкладень у трубопроводах, а також зменшити розміри водних ліній. Ці системи є простими, економічними та легко автоматизуються. При виборі типу ребра та його геометричних розмірів проводиться техніко-економічний аналіз. Можна використовувати апарати повітряного охолодження різних типів, таких як горизонтальні, зигзагоподібні та малопотокові. Газотурбінні агрегати, що перекачують, можуть бути об'язані за двома схемами: двоконтурною, коли масло охолоджується проміжним теплоносієм в апаратах повітряного охолодження, або за схемою безпосереднього охолодження масла в цих апаратах [3].

Доцільна швидкість повітря у вузькому перерізі міжтрубного простору становить близько 10-12 м/с.

Енергія для роботи нагнітача надходить від газотурбінної установки, яка

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

включає газогенератор і турбіну потужності.

Проміжний вал з'єднує ротор нагнітач з ротором турбіни потужності.

Перед тим, як потрапити в осьовий компресор, повітря проходить через повітряний фільтр та трубопровід, джерелом надходження є газогенератор.

Повітря, стиснене під високим тиском, прямує в камеру згоряння, де паливна суміш горить при стабільному тиску.

Після згоряння продукти можуть попрямувати на турбіну з високим тиском газогенератора і далі на силову турбіну, а потім відпрацьовані продукти можуть вийти назовні через вихлопну трубу.

Для ініціювання роботи газогенератора на холостому ході використовується газовий пневмодвигун, який отримує газ із спеціального блоку обробки палива та пускового газу. Цей блок відповідає за обробку палива та пускового газу, що дозволяє допомогти пневмодвигуну розігнати газогенератор на потрібну швидкість. Це гарантує успішний старт турбінної установки та стабільну роботу у заданому режимі. Проходячи через фільтр, даний газ піддається очищенню від механічних домішок, після чого його склад поділяється для подальшого використання в пусковій та паливній системах газоперекачувальної апаратури.

Для досягнення необхідної швидкості обертання ротора газогенератора (7700 об/хв), встановлений перед пусковим пневмодвигуном регулюючий клапан забезпечує підтримку тиску пускового газу на рівні 1,2 МПа.

Для попередження утворення льоду на вхідному напрямному апараті осьового компресора та в повітрязбірній камері використовується гаряче повітря, що отримується від осьового компресора, який забезпечує обігрів.

Через клапани, які контролюють потік і тиск, газ, який був очищений раніше, передається в колектор паливного газу.

Сигнал, що надходить від щита управління, використовується для відкриття або закриття подачі газу колектор, а регулятор тиску, знижуючи тиск до рівня 1,76 МПа, регулює передачу газу. Під час вимкнення агрегату відбувається випуск відпрацьованого газу із колектора. Масляна система використовується для змащення рухомих деталей газогенератора.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Передача палива контролюється електрогідравлічним клапаном, якщо потужність двигуна не призводить до перевантаження силової турбіни та частота обертання газогенератора знаходиться нижче 7500 об/хв. Це дозволяє підтримувати відповідність між силовою турбіною та подачею палива.

При недостатній потужності двигуна для роботи з силовою турбіною або якщо частота обертання газогенератора досягає або перевищує 7500 об/хв, створюється сигнал керування. Він залежить від інформації, яка отримується від датчика швидкості (частоти обертання) ротора турбіни високого тиску.

При регулюванні подачі палива відповідно до частоти обертання силової турбіни для створення керуючого сигналу використовується корекція, що враховує температуру потоку газів перед турбіною.

Максимальна вихідна потужність двигуна залишається постійною, навіть якщо атмосферні умови змінюються завдяки використанню температурної корекції.

Висновки до розділу

Встановлено, що під час транспортування газу через трубопровід виникають втрати тиску через гідравлічний опір. Для їх компенсації застосовуються компресорні станції, які підвищують тиск газу, забезпечуючи стабільну подачу на великі відстані. Визначено, що відстань між КС становить 100–150 км, а ступінь стиснення газу підбирається з урахуванням енергоефективності.

Показано, що для приводу відцентрових нагнітачів найефективнішими є газові турбіни (наприклад, Siemens SGT-600), які забезпечують високий ККД (понад 37%), потужність до 27 МВт та стабільну роботу в різних умовах.

Обґрунтовано, що сучасні системи керування дозволяють точно контролювати тиск, температуру та витрати газу, запобігаючи аваріям. Визначено, що застосування двоступеневих нагнітачів, регенеративних теплообмінників та повітряного охолодження дозволяє знизити енерговитрати та експлуатаційні витрати.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПОСТАВЛЕНОГО ЗАВДАННЯ

2.1 Автоматичне управління газотурбінною установкою та обмеження, які виникають в процесі

Автоматичне управління газотурбінною установкою (ГТУ) – це система, що забезпечує автоматизовану роботу ГТУ без постійної присутності оператора. Вона включає в себе комплекс технічних засобів і програмного забезпечення, які контролюють і регулюють параметри роботи ГТУ, забезпечуючи її безпечну та ефективну експлуатацію. Основні функції автоматичного управління ГТУ є наступні.

1. Автоматичний запуск і зупинка. 2. Система автоматично запускає ГТУ, контролюючи всі необхідні параметри (тиск, температура, швидкість обертання). Також забезпечує автоматичну зупинку ГТУ в нормальному або аварійному режимі.

2. Регулювання режимів роботи. Автоматичне підтримання заданих параметрів роботи ГТУ (потужність, тиск, температура).

3. Автоматичне регулювання подачі палива та повітря для забезпечення оптимального згоряння.

4. Контроль і моніторинг. Постійний контроль параметрів роботи ГТУ за допомогою датчиків. Відображення інформації про стан ГТУ на дисплеї оператора. Реєстрація та архівування даних про роботу ГТУ.

5. Аварійний захист. Автоматичне виявлення аварійних ситуацій (перевищення тиску, температури, вібрації). Автоматичне вимкнення ГТУ в разі аварії для запобігання пошкодженню обладнання. Сигналізація про аварійні ситуації.

6. Діагностика. Автоматичне виявлення несправностей обладнання. Видача повідомлень про необхідність технічного обслуговування.

Перший режим є функцією запуску та зупинки газотурбінного агрегату, а

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

другий режим – підтримання постійної швидкості обертання валу ТНД при зміні навантаження. Існує дві різні підсистеми, які забезпечують ці два режими: підсистема запуску та блокування, а також підсистема регулювання. Деякі моменти вимагають одночасної роботи обох підсистем, пов'язаних через регулюючий клапан. У процесі запуску газотурбінного агрегату зі збільшенням швидкості обертання ротора газогенератора відбувається підвищення тиску повітря за осьовим компресором та збільшення потоку паливного газу.

Для прискорення газогенератора система регулювання подачі палива використовує коригуючий сигнал тиску повітря, що подається в камеру згоряння ГПА. При нормальному пуску агрегату холодного стану система управління тимчасово встановлює на період прогріву силової турбіни (30 хв) частоту обертання її ротора, рівну приблизно 1200 об/хв.

Для прискорення газогенератора використовується сигнал тиску повітря, який коригує систему регулювання подачі палива. Програма прискорення може бути налаштована таким чином, щоб час набору частоти обертання газогенератора з моменту запалення до 5000 об/хв при запуску гарячого стану становило 16 с, при цьому температуру продуктів згоряння за турбіною обмежують на рівні 495 °С.

Схема управління під час стандартного запуску агрегату холодного стану встановлює частоту обертання ротора силової турбіни на рівні приблизно 1200 об/хв протягом 30 хвилин, щоб забезпечити її прогрів. У той же час частота обертання ротора газогенератора залишається на рівні близько 3300 об/хв.

Схема управління негайно збільшує уставку регулятора частоти обертання ротора силової турбіни з 1200 об/хв до 4400 об/хв відразу після завершення періоду прогріву. Система керування подачею палива виконує кілька функцій у різних режимах під час запуску агрегату та під час його роботи на номінальному режимі. У режимі запалення вона забезпечує запал газу, при прискоренні до частоти обертання на холостому ході і прийому навантаження - забезпечує паливним газом, а режимі навантаження - відповідно до встановленої частотою обертання силової турбіни. Система також здійснює обмеження потоку паливного

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

газу в рамках допустимих температур газогенератора та силової турбіни, а також встановлює максимально допустимі частоти обертання роторів газогенератора та силової турбіни.

На даний момент працюють над створенням уніфікованих комплексних SCADA-систем для магістральних газопроводів, щоб забезпечити максимальну універсальність. Однак такі системи, незважаючи на свою універсальність, потребують доопрацювання під конкретний елемент. Компресорний цех є одним із найуразливіших елементів таких систем, через залежність агрегатів від складу сировини, що перекачується. Створення SCADA-компонента для компресорного цеху дасть можливість отримати інформацію про вихідні та вхідні дані, такі як наявність газу, обсяг витрати газу та тиск газу в різних ділянках магістрального газопроводу та на виходах газоперекачувальних агрегатів, а також температуру газу. При автоматизації процесу транспортування газу необхідно створити сувору ієрархічну структуру системи. На верхньому рівні стоїть завдання забезпечення потрібного обсягу транспортування газу з максимальною ефективністю. Нижчі рівні ієрархії вирішують завдання управління виконавчими механізмами місцевого рівня. Завдання потужності транспортування газу визначається на основі рішень верхнього рівня і передається головному диспетчеру, який аналізує інформацію про обсяги, що транспортуються газом, і потреби в газі населення. Рішення головного диспетчера використовується як завдання для нашої системи.

Щоб забезпечити максимальну ефективність роботи компресорних агрегатів рівень компресорної станції здійснює управління через розподіл потужності між групами компресорів. На цьому рівні ієрархічної структури виконуються такі завдання, як підготовка різних типів газу, правильний розподіл навантаження між газоперекачуючими агрегатами, керування частотами обертання турбін та цехове регулювання. Кожен рівень ієрархії ставить свої завдання, і їхнє рішення дозволяє переходити до нижчого рівня. Важливо забезпечити стійку роботу всіх рівнів структури, включаючи локальні об'єкти управління у складі газоперекачувальних агрегатів, оскільки якість роботи всієї системи залежить від їхньої правильної роботи.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

2.2 Постановка завдання та методи реалізації

Отже, необхідно розробити та налаштувати каскадну систему автоматичного регулювання для компресорної станції, що забезпечує стабільну та ефективну роботу в умовах безперервного технологічного процесу, наявності тимчасової затримки та послідовно-паралельного розподілу навантаження між агрегатами.

Для реалізації поставленого завдання пропонується здійснити аналіз об'єкта управління, вивчити динамічні характеристики газоперекачувального агрегату (ГПА) та паливно-регулюючого клапана. Визначити величину тимчасової затримки в системі. Дослідити вплив послідовно-паралельного розподілу навантаження на роботу компресорної станції. Розробити структурну схему каскадного регулятора. Визначити внутрішній та зовнішній контури регулювання.

Вибрати типи регуляторів для кожного контуру. Визначити параметри, що підлягають регулюванню в кожному контурі (наприклад, швидкість обертання ГПА, тиск газу). Для синтезу регуляторів необхідно розробити алгоритми регулювання для внутрішнього та зовнішнього контурів. Визначити оптимальні параметри регуляторів (коефіцієнти пропорційної, інтегральної та диференціальної складових). Врахувати особливості об'єкта управління та вплив тимчасової затримки. Створити математичну модель компресорної станції та каскадного регулятора. Провести моделювання роботи системи в різних режимах та умовах. Проаналізувати вплив тимчасової затримки та послідовно-паралельного розподілу навантаження на роботу системи. Скласти технічну документацію на розроблену систему каскадного регулятора. Описати алгоритми регулювання, параметри регуляторів та результати моделювання.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ТЕОРЕТИЧНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАПРОПНОВАНОЇ САК

3.1 Ідентифікація параметрів та визначення передавальної функції

В управлінні компресорної станцією є кілька особливостей: технологічний процес безперервний, існує тимчасова затримка, що негативно впливає на регулювання, і навантаження між агрегатами розподіляється послідовно-паралельно. Структурна схема компресорної станції починається з внутрішнього контуру, де об'єктом управління є газоперекачувальний агрегат, який регулюється паливно-регулюючим клапаном. Внутрішній контур складається з ГПА та паливного регулятора, які мають однакові характеристики та регулятори.

Перед початком ідентифікації об'єкта управління слід зібрати інформацію та сформулювати вхідні та вихідні масиви даних. Насамперед необхідно встановити зв'язок між відсотком відкриття паливно-регулюючого клапана та оборотами турбіни низького тиску при ідентифікації об'єкта управління. Для цього використовуються дані, одержані зі стандартних характеристик робіт турбіни ГТК-10І. Вхідними параметрами для ідентифікації у разі є положення турбінного регулювального клапана, а вихідним – обороти турбіни низького тиску [9].

Вибрано алгоритм авторегресії для проведення ідентифікації. Для оцінки відповідності моделі об'єкту використовується критерій середньоквадратичного відхилення. Для цього шукаються такі параметри моделі, які забезпечують мінімальну середньоквадратичну розбіжність між вихідними сигналами моделі та об'єкта за однакового вхідного впливу. У разі авторегресійної моделі описується рівнянням.

$$A(q) y(n) = B(q)u(n) + e(n)$$

Після проведення процесу ідентифікації ми можемо отримати передатну функцію, яка пов'язує відсоток відкриття паливно-регулюючого клапана та зміну швидкості турбіни низького тиску.

$$G(s) = \frac{k}{(1 + T_{p1}s)(1 + T_{p2}s)} \quad (3.1)$$

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

Шляхом заміни відповідних чисельних значень ми отримаємо таку передатну функцію:

$$G(s) = \frac{1}{95s^2 + 25s + 1} \quad (3.2)$$

Для даного об'єкта ланка, яка забезпечує корекцію лінійної амплітудної характеристики (ЛАХ), повинна мати передатну функцію (ПФ) такого виду:

$$G_{кор}(s) = \frac{K_{кор}(t_{кор}s + 1)}{s} \quad (3.3)$$

або

$$G_{кор}(s) = \frac{K_{кор}(t_{кор1}s + 1)(t_{кор2}s + 1)}{s} \quad (3.4)$$

Визначимо передавальні функції, які відносяться до ПІ- та ПІД-регуляторів:

$$G_{кор}(s) = \frac{K_{кор}}{s} + K_{кор}(t_{кор1} + t_{кор2}) + K_{кор}t_{кор1}t_{кор2}s \quad (3.5)$$

або

$$G_{кор}(s) = \frac{K_{інтегр}}{s} + K_{прон} + K_{диф}s. \quad (3.6)$$

$$K_{інтегр} = K_{прон} \quad (3.7)$$

$$K_{прон} = K_{кор}(t_{кор1} + t_{кор2}) \quad (3.8)$$

$$K_{диф} = K_{кор}t_{кор1}t_{кор2}. \quad (3.9)$$

Коефіцієнти посилення регулятора $K_{прон}$, $K_{інтегр}$ і $K_{диф}$ представлені у передавальних функціях у вигляді постійних часу τ_1 , τ_2 та коефіцієнта K , що дозволяє розрізняти компоненти, що впливають на компенсацію полюсів передавальної функції та швидкість реакції системи. Для налаштування можна, наприклад, спочатку налаштувати компенсацію, а потім поступово збільшувати коефіцієнт посилення для досягнення необхідної швидкості реакції системи. Регулятор реалізується програмно у вигляді різницевого рівнянь [6, 7]:

$$G_{кор}(s) = \frac{K_{кор}(t_{пер1} + t_{пер2})(x_k - x_{k-1})}{cycle}, \quad (3.10)$$

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$i = i + K_{\text{кор}} \text{cycle} \frac{x_k - x_{k-1}}{2}, \quad (3.11)$$

$$y_k = x_k + K_{\text{кор}} (t_{\text{per1}} + t_{\text{per2}}) + d + i, \quad (3.12)$$

де x - вхідний сигнал (помилка регулювання); y – вихід регулятора; індекси k і $k-1$ відповідають поточному та попередньому відлікам; cycle – тривалість циклу виклику програми, що управляє.

На режимі вихід регулятора дорівнює інтегруючої складової. Тому ініціалізації регулятора застосовується $i=y$.

Регулятор повинен забезпечувати досягнення заданої робочої точки об'єкта управління з точністю в позиціонуванні не більше ніж 0,5 секунди, а також забезпечувати перехідні процеси без перерегулювання з часом переходу не більше 0,4 секунди.

Коефіцієнт посилення пропорційної складової K_n впливає швидкість реакції системи на відхилення керованої величини від завдання. Коефіцієнт посилення диференціальної складової K_d визначає реакцію системи швидкість зміни керованої величини: диференціальна складова працює швидше, ніж пропорційна, і компенсує різкі відхилення від завдання. При зміні завдання точність його виконання визначається інтегральною складовою регулятора. Передатна функція регулятора може бути записана у такій формі [6, 7]:

$$W_{\text{per}}(s) = K_n + K_d s + K_i \frac{1}{s} \quad (3.13)$$

де K_n - коефіцієнт передачі пропорційної складової регулятора; K_d - коефіцієнт передачі диференціальної складової регулятора; K_i – коефіцієнт передачі інтегральної складової регулятора.

Для вирішення нашого завдання потрібно, щоб функція мала певний вигляд, а саме:

$$G_{\text{рег}}(s) = K_{\text{рег}} \frac{T_{\text{oy}}^2 s^2 + 2T_{\text{oy}} \zeta s + 1}{s} \quad (3.14)$$

де $K_{\text{рег}}$ – загальний коефіцієнт передачі регулятора.

При такій конфігурації системи відбудеться коригування логарифмічної

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

амплітудної характеристики (ЛАЧХ) вихідного об'єкта управління, так що помилки ЛАЧХ передавальної функції з регулятором буде мати нахил 20 дБ на всьому діапазоні частот. Значення $K_{рег}$ впливатиме на позицію цієї ЛАЧХ вздовж осі ординат. При зміні значення $K_{рег}$ змінюватимуться швидкість перехідного процесу та величина перерегулювання. Тому ми повинні визначити діапазон значень $K_{рег}$, де вимоги до часу перехідного процесу (не більше 0,4 с) та перерегулювання (нульове) будуть виконані. Це можна вирішити експериментально, провівши моделювання системи з регулятором за різних значень $K_{рег}$ за допомогою пакета Simulink [6, 7].

3.2 Розрахунок параметрів ПД-регулятора за методом Циглера – Нікольса номер

Метод Циглера-Нікольса, хоч і широко застосовується, але дає параметри системи, які можуть значно відрізнятись від оптимальних значень. Пояснення полягає у спрощеності самого методу, який використовує лише два параметри для опису об'єкта, а ще й у тому, що параметри регулятора у цьому методі розроблялися Циглером і Нікольсом з урахуванням лише одного критерію – декремента згасання, рівного 4, що зумовлює повільне згасання процесу коливань. Крім того, метод Циглера-Нікольса не враховує вимог до запасу стійкості системи, що є ще одним недоліком. Отже, через повільне згасання перехідного процесу у системі цей метод може дати занадто малий запас стійкості [3]. Цей метод підходить для відкритих систем із монотонним ходом процесу. Тобто, якщо перехідний процес у відкритій системі не має коливань (наприклад, експоненційний ріст або спадання), то метод Z-N дає адекватні стартові параметри ПД-регулятора. Для таких систем критичний коефіцієнт посилення і період коливань визначаються досить точно. Проста ідентифікація: для монотонних процесів легко визначити, час запізнення L (dead time), сталу часу T (time constant), коефіцієнт посилення K .

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

Ці параметри використовуються у другому методі Циглера-Нікольса (амплітудно-фазовий метод). Оскільки система не схильна до різких коливань, налаштований ПІД-регулятор зазвичай забезпечує плавний перехідний процес із допустимим перерегулюванням.

Передатна функція:

$$G(s) = \frac{1}{95s^2 + 25s + 1} \quad (3.15)$$

Схема моделювання разомкнutoї системи ГПА:

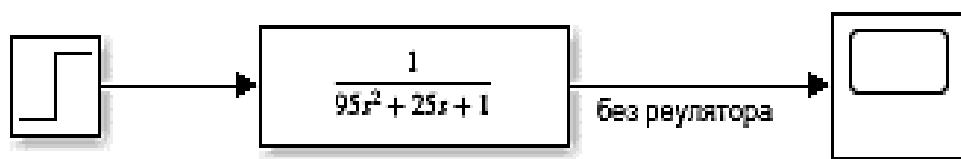


Рисунок 3.1 – Модель разомкнutoї системи ГПА без регулятора

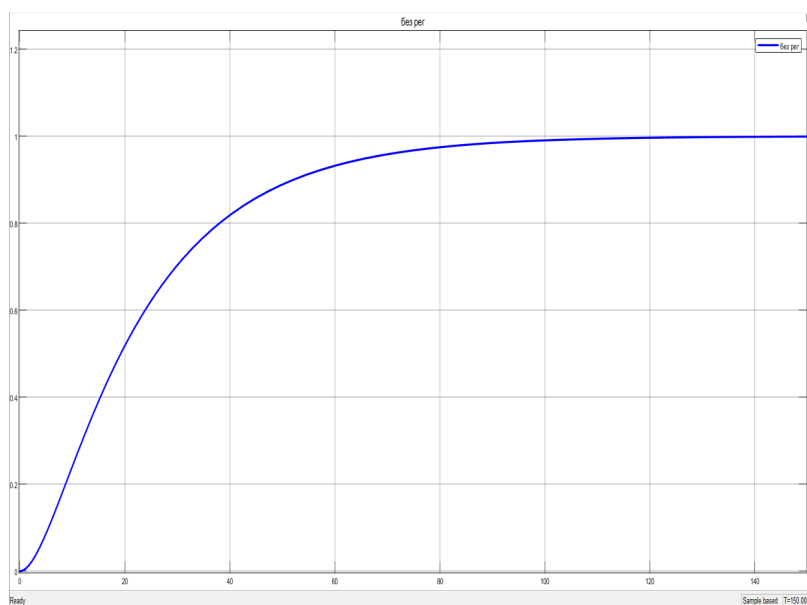


Рисунок 3.2 – Перехідний процес ГПА без регулятора

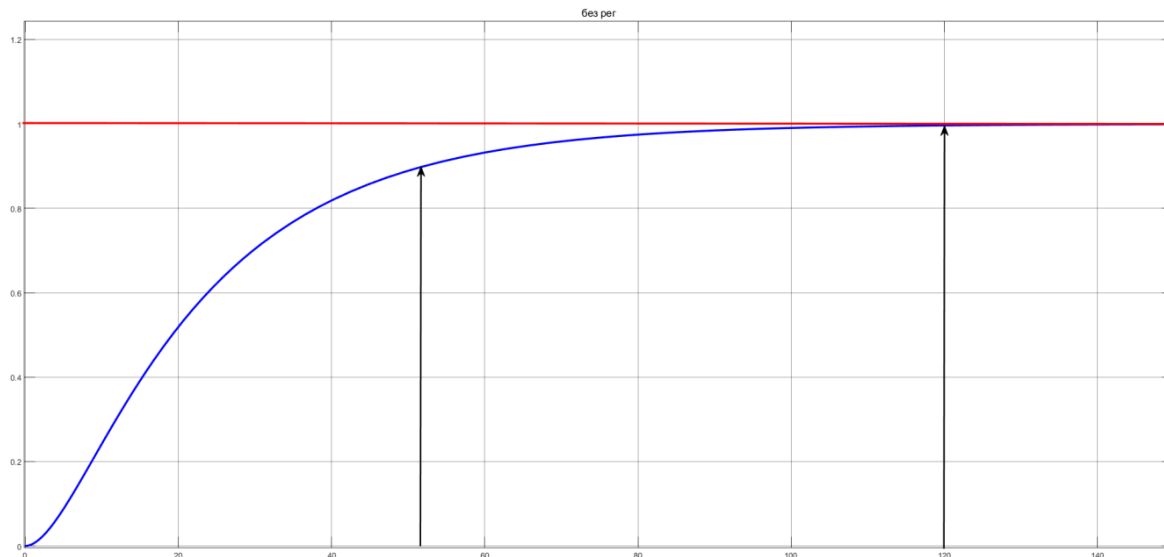


Рисунок 3.3 – Прямі та непрямі оцінки якості перехідний процес ГПА без регулятора

Таблиця 3.1 - Прямі та опосередковані оцінки якості системи

№	Оцінка якості	Позначення	Значення
1	Час регулювання (Settling Time)	T_{set}	120с
2	Перерегулювання (Overshot)	P_{ov}	0%
3	Усталена похибка (Steady-State Error)	e_{ss}	0
4	Час наростання (Rise Time)	T_R	52с
5	Ступінь стійкості	η	
5	Показник коливальності	μ	0

Системи з ПІД-регулятором (пропорційно-інтегрально-диференціальним) є одними з найпоширеніших у промисловій автоматизації. Вони використовуються для керування різноманітними процесами, від регулювання температури до керування швидкістю двигуна. Ручне налаштування ПІД-регулятора, хоч і вимагає певних навичок та досвіду, залишається важливим методом, особливо коли автоматичні методи не дають задовільних результатів.

Основні компоненти ПІД-регулятора наступні.

Пропорційна складова (P) реагує на поточну помилку (різницю між заданим значенням і вимірним). Збільшення пропорційного коефіцієнта (K_p) призводить до швидшої реакції, але може спричинити коливання.

Інтегральна складова (I) усуває статичну помилку (постійне відхилення від заданого значення). Збільшення інтегрального коефіцієнта (K_i) зменшує статичну помилку, але може сповільнити реакцію та спричинити нестабільність.

Диференціальна складова (D) реагує на швидкість зміни помилки. Збільшення диференціального коефіцієнта (K_d) покращує стабільність та зменшує коливання, але може зробити систему чутливою до шумів.

Метод Циглера–Нікольса №1 (метод граничної чутливості) базується на експериментальному визначенні: критичного коефіцієнта посилення K_{cr} – значення коефіцієнта П-регулятора, при якому система починає коливатися з постійною амплітудою та критичного періоду коливань T_{cr} – період цих коливань.

Після цього параметри ПІД-регулятора обчислюються за табличними формулами.

Крок 1. Експериментальне визначення K_{cr} і T_{cr} . Підключаємо П-регулятор (ПІД із $K_p=1$, $K_i=0$, $K_d=0$) до системи. Поступово збільшуємо K_p (коефіцієнт посилення), доки система не почне коливатися з незатухаючими коливаннями. Це значення K_p і є K_{cr} . Вимірюємо період цих коливань T_{cr} (час між двома однаковими станами, наприклад, двома максимумами).

Крок 2. Обчислення параметрів ПІД-регулятора за таблицею Циглера–Нікольса.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.2 – обчислення параметрів PID регулятора методом Циглера–Никольса номер 1

Тип регулятора	K_p	$K_i = \frac{1}{I}$	K_d
P	$\frac{T}{KL}$	0	0
PI	$\frac{0.9T}{KL}$	$\frac{L}{0.3}$	0
PID	$\frac{1.2T}{KL}$	$2L$	$0,5L$

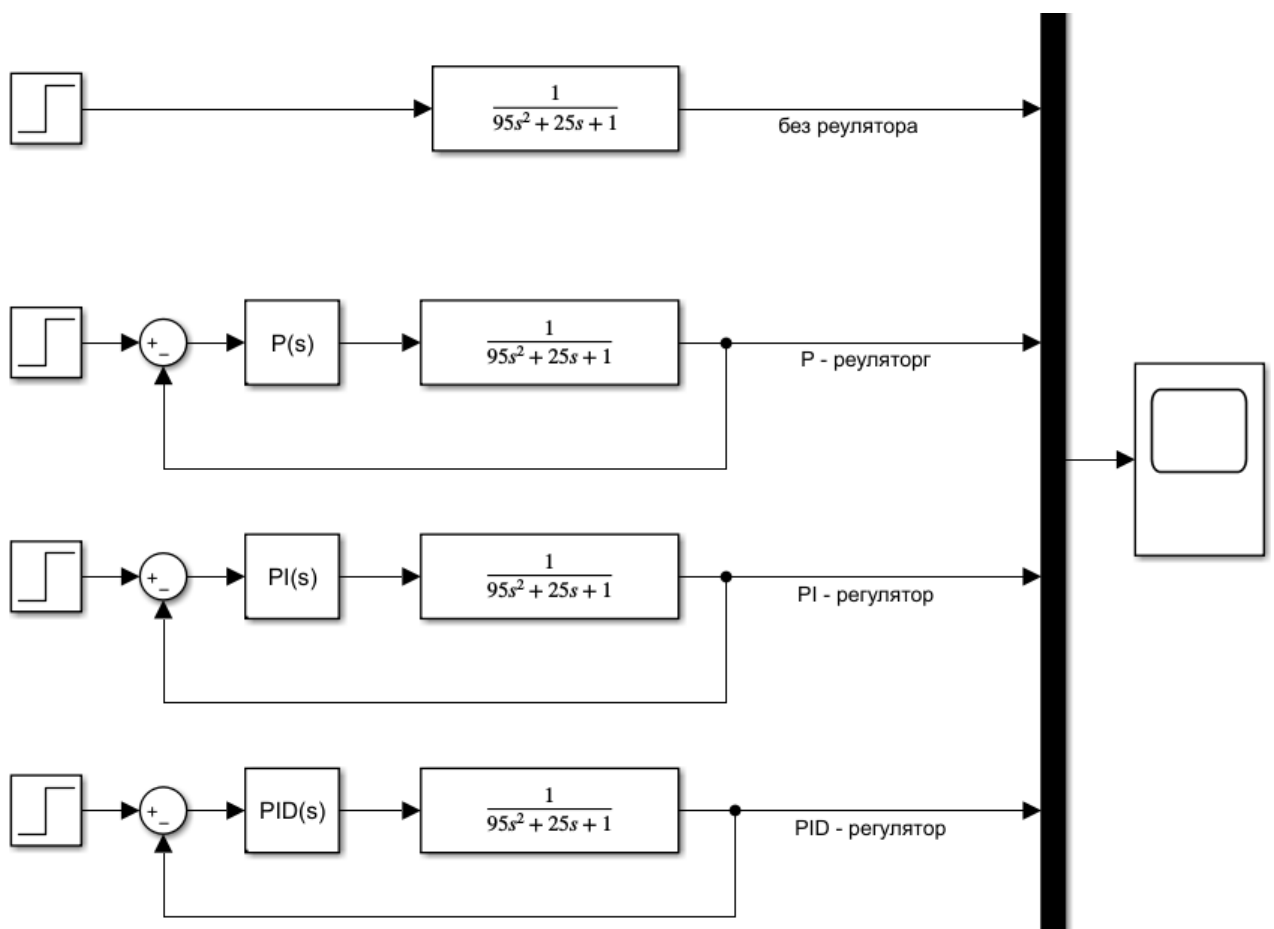


Рисунок 3.4 – Схема моделювання системи регулювання ГПА без регулювання та з P, PI, PID – регулятором

Таблиця 3.3 – обчислення параметрів PID регулятора методом Циглера-Нікольса номер 1.

Тип регулятора	K_p	$K_i = \frac{1}{I}$	K_d
P	6,33	-	-
PI	5,7	0,05	-
PID	7,6	0,083	3

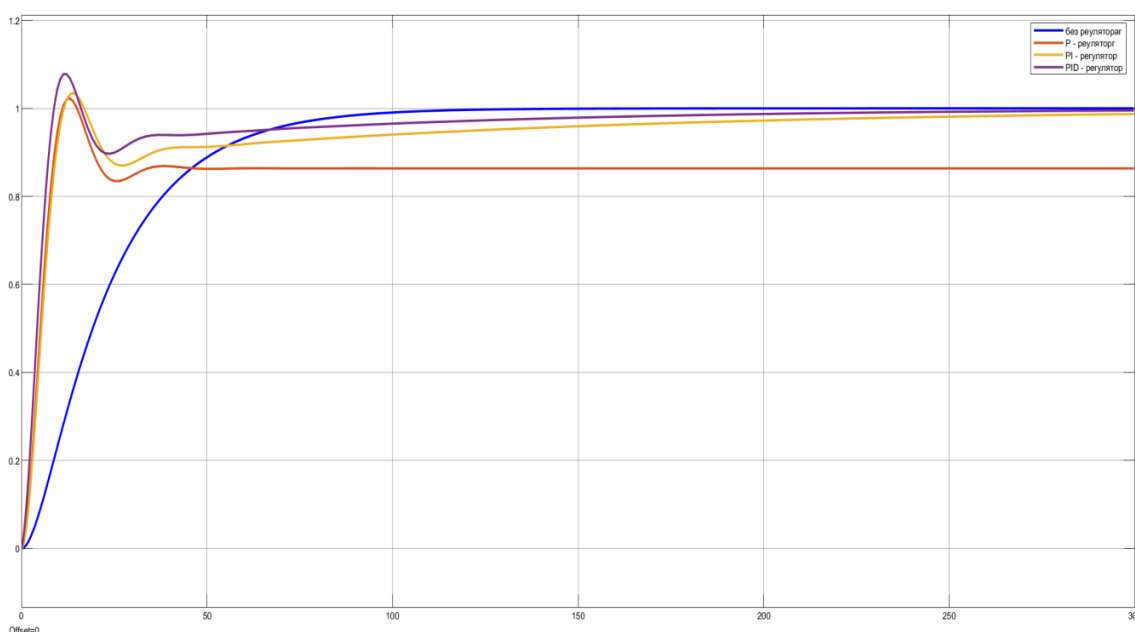


Рисунок 3.5 – Перехідний процес ГПА з ПІД регулятором (метод ZN1)

Метод Циглера-Нікольса №1 дозволяє визначити стартові параметри PID-регулятора (K_p , K_i , K_d) на основі переходної характеристики об'єкта. Для P-регулятора достатньо лише коефіцієнта K_p (6,33), для PI додається інтегральна складова ($K_p=5,7$, $K_i=0,05$), а для PID – ще й диференціальна ($K_p=7,6$, $K_i=0,083$, $K_d=3$). Ці значення є початковими і можуть корегуватися для досягнення оптимальної якості регулювання.

3.3 Розрахунок параметрів ПІД-регулятора за методом Чина-Хронеса-Ресвіка CHR

Метод Чина-Хронеса-Ресвіка (CHR) є одним із методів налаштування ПІД-регулятора, який намагається усунути деякі недоліки класичного методу Циглера-Нікольса. Він забезпечує більш гнучкий підхід до налаштування, дозволяючи враховувати різні критерії якості регулювання.

Основними особливостями методу CHR є наступні.

Врахування різних критеріїв якості. Метод CHR дозволяє налаштувати ПІД-регулятор з урахуванням різних критеріїв якості, таких як мінімізація інтегральної помилки (IE), мінімізація інтегральної абсолютної помилки (IAE) або мінімізація інтегральної квадратичної помилки (ISE). Це дозволяє досягти кращої якості регулювання для конкретного застосування.

Використання моделі об'єкта. Метод CHR використовує модель об'єкта управління для розрахунку параметрів ПІД-регулятора. Це дозволяє врахувати динамічні характеристики об'єкта і досягти кращої якості регулювання.

Гнучкість налаштування. Метод CHR надає більшу гнучкість у налаштуванні ПІД-регулятора, ніж метод Циглера-Нікольса. Це дозволяє досягти кращого компромісу між швидкодією і стійкістю системи.

Алгоритм розрахунку параметрів ПІД-регулятора за методом CHR наступний.

1. Визначення моделі об'єкта. Необхідно визначити модель об'єкта управління, яка описує його динамічні характеристики. Модель може бути отримана експериментально або аналітично.

2. Вибір критерію якості. Необхідно вибрати критерій якості, який буде використовуватися для налаштування ПІД-регулятора. Найчастіше використовуються критерії IAE і ISE.

3. Розрахунок параметрів регулятора. Після вибору критерію якості, параметри ПІД-регулятора розраховуються по формулам, які є в даному методі. Формули для розрахунку параметрів залежать від обраного критерію якості та

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

моделі об'єкта.

4. Перевірка та налаштування. Після розрахунку параметрів регулятора необхідно перевірити якість регулювання за допомогою моделювання або експерименту. При необхідності можна провести додаткове налаштування параметрів регулятора.

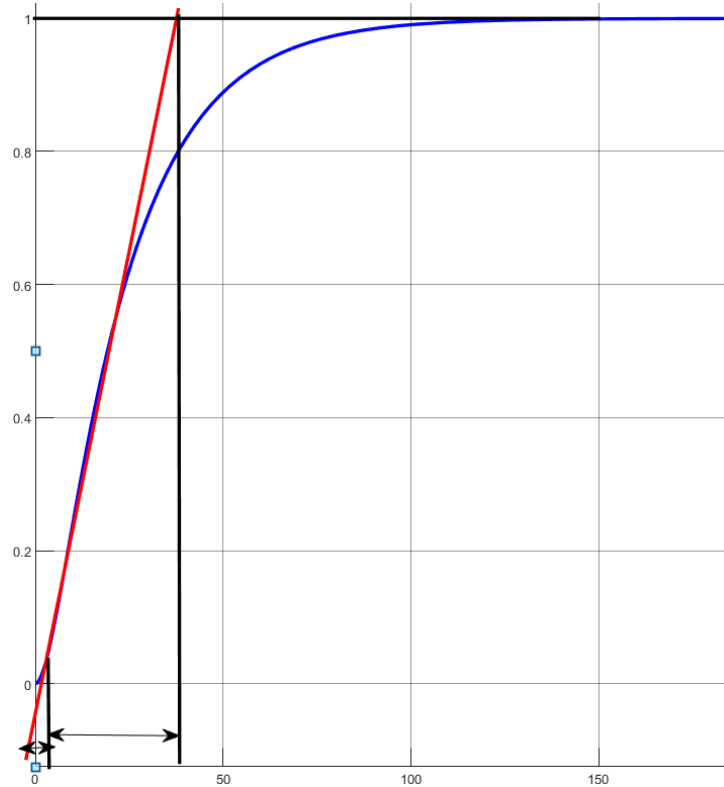


Рисунок 3.6 – обчислення параметрів PID регулятора: $T=38$, $L=6$, $K=1$

Таблиця 3.4 – Обчислення параметрів PID регулятора за методом Чина-Хронеса-Ресвіка CHR

Тип регулятора	K_p	$K_i = \frac{1}{I}$	K_d
P	$\frac{0.3T}{KL}$	0	0
PI	$\frac{0.6T}{KL}$	4L	0
PID	$\frac{0.95T}{KL}$	2.4L	0.42L

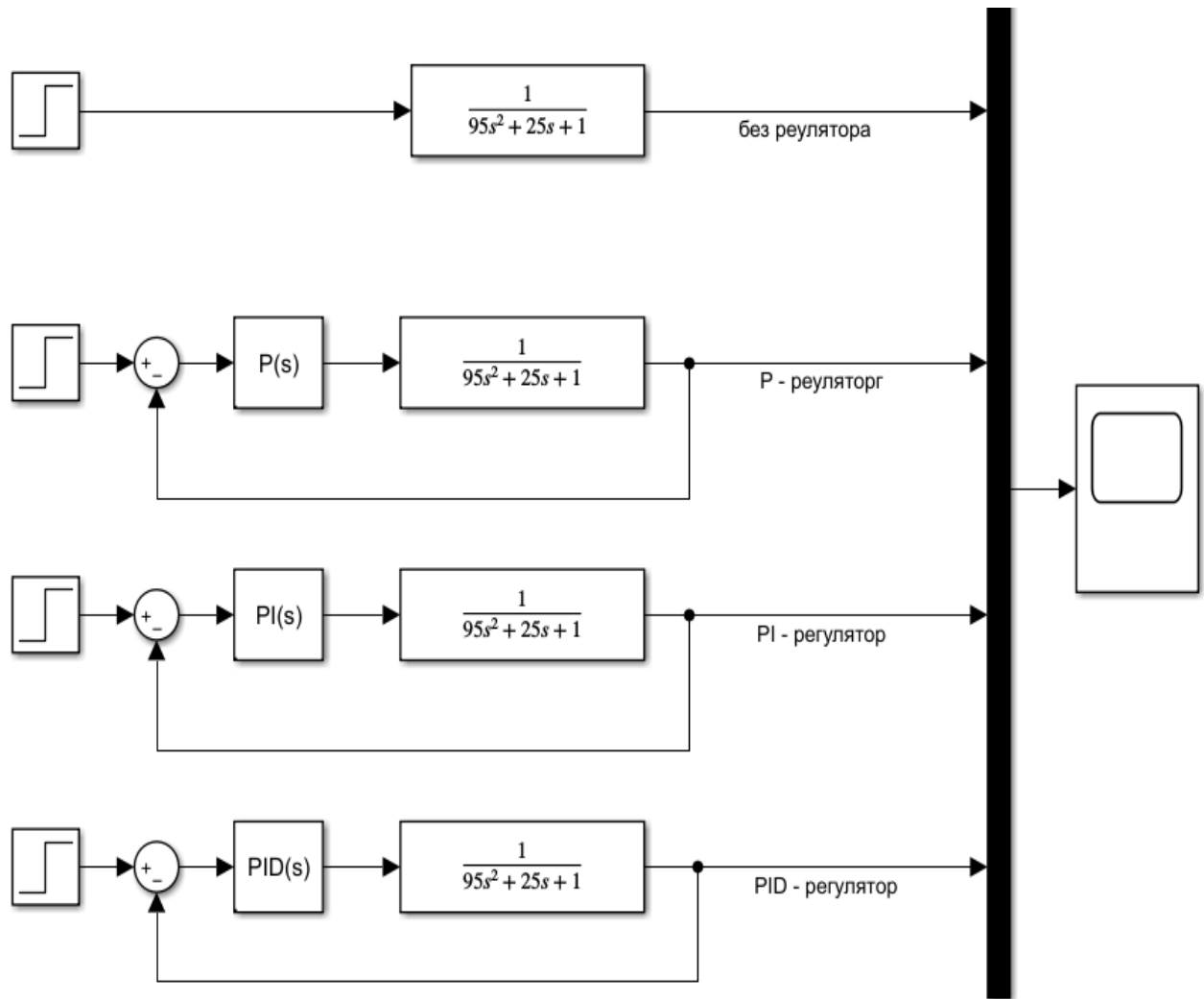


Рисунок 3.7– Схема моделювання системи регулювання ГПА без регулювання та з P, PI, PID – регуляторами

Таблиця 3.5 – Обчислення параметрів PID регулятора за методом Чина-Хронеса-Ресвіка CHR

Тип регулятора	K_p	$K_i = \frac{1}{I}$	K_d
P	1.9	-	-
PI	3.8	0.042	-
PID	6.01	0,069	2.52

2. Встановити початкові значення. Зазвичай починають з малих значень K_i та K_d , та помірною K_p .

3. Налаштування пропорційної складової (P). Поступово збільшують K_p , доки система не почне коливатися. Потім зменшують K_p до значення, при якому коливання мінімальні.

4. Налаштування інтегральної складової (I). Поступово збільшують K_i , доки статична помилка не зникне. Слід бути обережним, оскільки надмірне збільшення K_i може спричинити нестабільність.

5. Налаштування диференціальної складової (D). Поступово збільшують K_d для покращення стабільності та зменшення коливань. Слід уникати надмірного збільшення K_d , особливо в системах з високим рівнем шуму.

Для тонкого налаштування, після попереднього налаштування проводять тонке налаштування, коригуючи значення K_p , K_i та K_d для досягнення оптимальної роботи системи. Необхідно робити невеликі зміни параметрів за раз, спостерігати за реакцією системи після кожної зміни, враховувати особливості конкретної системи, використовувати графіки та діаграми для аналізу поведінки системи.

Ручне налаштування дозволяє врахувати специфічні особливості системи. Може бути ефективним у випадках, коли автоматичні методи не працюють.

Недоліки ручного налаштування: вимагає досвіду та навичок, може бути тривалим та трудомістким, не завжди забезпечує оптимальні результати.

Ручне налаштування ПІД-регулятора залишається цінним інструментом для інженерів-автоматизаторів, особливо в складних або унікальних системах.

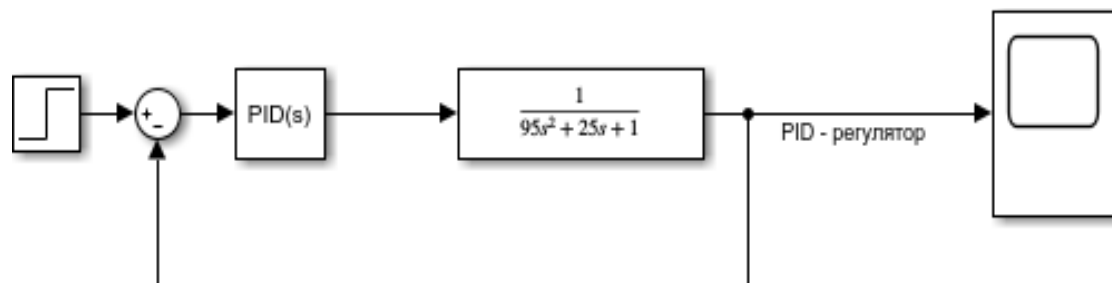


Рисунок 3.9 – Схема моделювання замкнутої системи регулювання ГПА з ПІД регулятором (ручне налаштування)

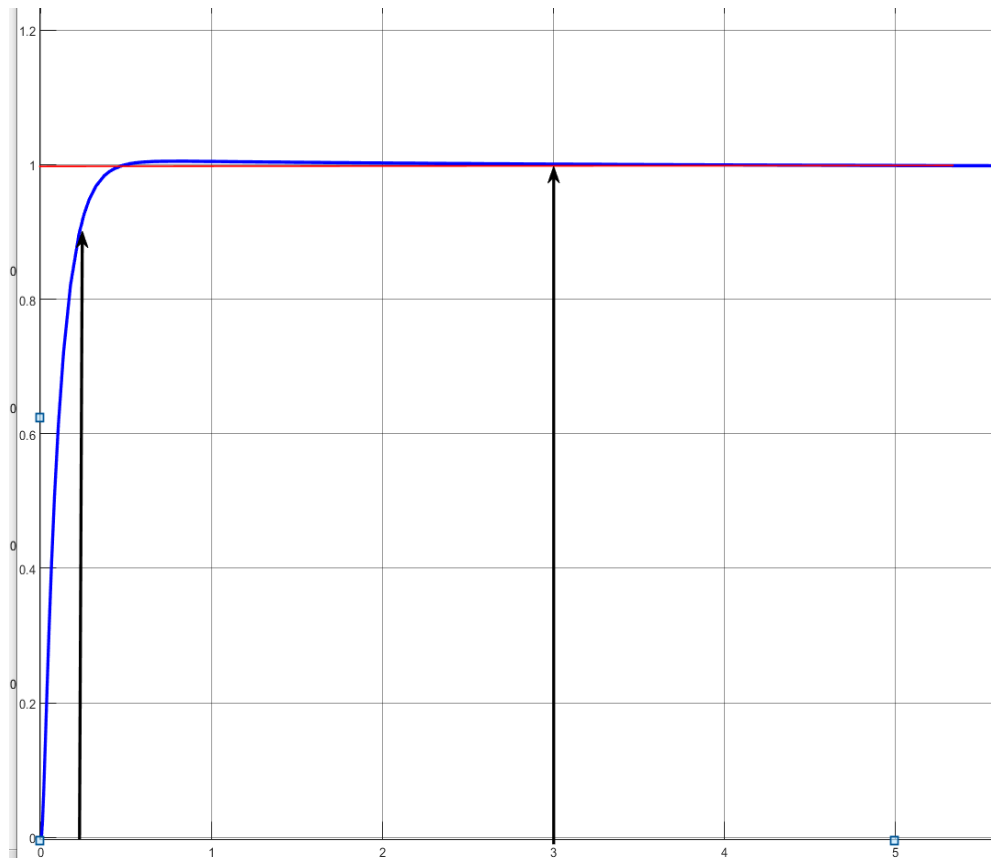


Рисунок 3.10 – Перехідний процес ГПА з ПІД-регулятором (ручне налаштування)

Таблиця 3.6 – Вплив ПІД-регулятора на оцінки якості (ручне налаштування)

Оцінка якості	Система без регулятора	З регулятором (ручне налаштування)
Час регулювання (Settling Time)	120с	3с
Перерегулювання (Overshot)	0%	0.5%
Усталена похибка (Steady-State Error)	0	0
Час наростання (Rise Time)	52с	0,2с

У порівнянні з вихідною системою зменшився час регулювання, збільшився

ступінь стійкості, встановлена помилка дорівнює нулю, перерегулювання збільшилося.

Висновки до розділу

У даному розділі було проведено комплексне дослідження системи автоматичного керування компресорною станцією, зосереджене на ідентифікації параметрів газоперекачувального агрегату та оптимізації роботи ПД-регулятора. В ході роботи вдалося визначити передавальну функцію, яка точно описує взаємозв'язок між положенням паливно-регулюючого клапана та обертами турбіни низького тиску. Для цього був успішно застосований метод авторегресії, що дозволив мінімізувати похибки моделювання та отримати надійну математичну модель системи.

Особливу увагу приділено порівняльному аналізу трьох методів налаштування ПД-регулятора. Класичний метод Циглера-Нікольса, хоч і дав базові налаштування ($K_p=7.6$, $K_i=0.083$, $K_d=3$), виявився недостатньо ідеальним через повільне згасання перехідних процесів. Більш досконалий метод Чина-Хронеса-Ресвіка, що враховує інтегральні критерії якості, продемонстрував кращі результати ($K_p=6.01$, $K_i=0.069$, $K_d=2.52$), особливо у поєднанні з точною моделлю об'єкта. Проте найефективнішим виявився ручний метод налаштування, який дозволив досягти вражаючих результатів - зменшення часу регулювання з 120 секунд до всього лише 3 секунд при мінімальному перерегулюванні на рівні 0,5%.

Результати моделювання в середовищі Simulink наочно підтвердили переваги комбінованого підходу до налаштування системи. Встановлено, що оптимальною стратегією є початкове використання методу Циглера-Нікольса для отримання стартових параметрів з подальшим їх уточненням за допомогою більш точних методів. Особливо важливим результатом стало те, що вдалося не тільки значно прискорити реакцію системи (час наростання зменшився з 52 до 0,2 секунди), але й повністю усунути усталену похибку регулювання.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

4 РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНІЧНОЇ ДОКУМЕНТАЦІЇ

4.1 Технологічна схема компресорної станції з газотурбінним приводом

Основними компонентами системи автоматичного управління ГТУ є наступні.

1. Програмований логічний контролер (ПЛК) - центральний елемент системи, який виконує логіку управління.
2. Давачі вимірюють параметри роботи ГТУ (тиск, температура, витрата, швидкість обертання).
3. Виконавчі механізми регулюють подачу палива, повітря, положення клапанів.
4. Панель оператора відображає інформацію про стан ГТУ та дозволяє оператору керувати установкою.
5. Системи зв'язку забезпечують зв'язок між компонентами системи та з зовнішніми системами.

Переваги автоматичного управління ГТУ: підвищення безпеки експлуатації, підвищення ефективності роботи ГТУ, зниження експлуатаційних витрат, поліпшення якості продукції, зниження впливу людського фактора. Автоматичне управління ГТУ є необхідною умовою для безпечної і ефективної роботи газотурбінних установок.

Для кожної компресорної станції технологічна структура залежить від типу монтажу наявного обладнання, кількості груп агрегатів та пропускної спроможності магістрального газопроводу. Незважаючи на це, всі компресорні станції мають загальні вузли, такі як: прийом, регулювання та замір газу, очищення газу на вході КС, компримування газу, охолодження газу, маслогосподарство, циркуляцію води та енергопостачання [1, 2].

На всіх компресорних станціях основне та допоміжне обладнання з'єднуються трубопровідною мережею. Необхідна складна система трубопроводів

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

для підключення газоперекачувального обладнання, в якій повинна бути встановлена запірня, регулююча та запобіжна арматура.

Компресорний цех, оснащений газотурбінним обладнанням, складається з двох залів: машини та нагнітачів, які відокремлені одна від одної герметичною металевою діафрагмою. У залі нагнітачів встановлені фундаментні відцентрові нагнітачі, а нижче за рівень фундаменту знаходяться всмоктувальні та нагнітальні газопроводи, а також кран-балка вантажопідйомністю від 2 до 5 тонн. У машинному залі, на рівні нагнітачів, встановлена газотурбінна установка, оснащена осьовим повітряним компресором, турбінами високого та низького тиску, камерою згоряння, маслобаком, газоходами та повітропроводами. За стінами компресорного цеху розташовані димарі.

По периметру цеху прокладено канали масляних трубопроводів, трубопроводи охолоджувальної води, палива, пускового та імпульсного газу, до яких кожна газотурбінна установка підключається через відвідні трубопроводи. У машинному залі є бруківка вантажопідйомністю до 20 тонн для проведення монтажних і ремонтних робіт. На малюнку 4 представлена схема обв'язки технологічного газу, використовуваного газотурбінному приводі компресорної станції. Газ надходить у масляні пиловловлювачі через кран номер 7, щоб очистити його від механічних домішок та вологи [8].

У газопровідній мережі загальної станції передбачені системи пиловловлювання номер 2, маслоуловлювачі номер 3 і маслозбірники номер 4. Обв'язка газопроводів включає відсічні крани номер 1 і номер 2, прохідний кран номер 3, завантажувальний кран номер 4 та інші. Прокідний кран номер 3 використовується тільки при вимкненому газотурбінному агрегаті для перепуску газу повз непрацюючий нагнітач. Завантажувальний кран номер 4 також використовується для продування нагнітачів через свічку, на якій встановлено кран номер 5. При запуску агрегату малий контур заповнюється газом через кран 4.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

в роботу. Крани бр та бар використовуються для антипомпажного регулювання КС шляхом перепуску газу на вхід з боку нагнітача [8].

Клапани, розташовані перед кранами номер 8 і 3а, запобігають зворотний потік технологічного газу від нагнітача при перемиканні Центральної Станції на режим пуску. Підключення Центральної Станції з іншою кількістю агрегатів має таку саму схему, як і описану раніше. У газотурбінній ЦС комунікації поділяються на трубопроводи технологічного, паливного, пускового, імпульсного та побутового газу.

Технологічні газопроводи застосовуються для перевезення газу всередині КС. До складу загальної мережі трубопроводів технологічної комунікації входять установки, які призначені для очищення газу від пилу, холодильники, маслоуловлювачі, маслозбірники та запірні арматури. Пилоуловлювач масляного типу служить для фільтрації газу від механічних домішок та вологи. Для кінцевого очищення газу від дрібних частинок пилу та олії рекомендується використовувати скруббер (кульовий пиловловлювач).

Видалення забрудненої олії, шламу та заправка пиловловлювача свіжою олією виконуються без відключення агрегату.

Для подачі паливного газу камери згоряння ГТУ використовується комунікація паливного газу, яка може бути підключена або до магістрального газопроводу, або до технологічної комунікації. Для зниження тиску паливного газу на КС встановлено редуктор з автоматичним керуванням, який оснащений двома паралельно працюючими регуляторами тиску, витратомірами та маслосепараторами. Кожна газотурбінна установка має окрему систему паливного газу, яка не залежить від газового колектора [8].

Для відбору газу, який буде необхідний для запуску ГТУ, використовується комунікація пускового газу. Відбір газу для запуску пускової турбіни турбодетандера здійснюється також, як і відбір паливного газу на пункті редукування.

Система постачання олією призначена для подачі олії в підшипники агрегату, гідравлічні ущільнення нагнітача, апарати та прилади, що

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

використовуються для регулювання та захисту ГТУ. Тиск, з яким масло надходить в агрегат, залежить від його призначення.

Маслогосподарство КС включає баки для зберігання турбінної та солярної олій, установки для регенерації турбінної олії, насоси, масловідділювачі та інші пристосування.

Системи охолодження, що використовуються для турбінної олії ГПА, повинні відповідати інструкціям з експлуатації агрегатів та підтримувати температуру в межах 35-50 °С. На компресорних станціях використовуються різні типи градирень - крапельні зі штучною вентиляцією, краплинні протиточні, відкриті, одно-або багатосекційні. Вони забезпечують охолодження води, що надходить з охолоджувачів, а також охолодження водою технологічного газу. Циркуляційна вода охолоджується шляхом проходження через систему трубопроводів, запірної та запобіжної арматури, фільтрів та інших елементів [10].

Після охолодження вода накопичується в спеціальному резервуарі та басейні, звідки забирається циркуляційними насосами. Для оптимізації процесу охолодження зверху градирні можуть бути встановлені вентилятори, які створюють потік повітря зверху вниз.

На компресорних станціях (КС) використовують апарати повітряного охолодження для двох цілей: перша – пряме охолодження турбінної олії, друга – охолодження циркуляційної води, яка є проміжним теплоносієм. Якщо температура навколишнього середовища низька, замість води в контурі використовується антифриз.

Апарати повітряного охолодження складаються з теплообмінників, де циркулює олія, вода або антифриз, і вентиляторів, які електрично рухаються через редуктори або ремінні передачі. Лопаті вентилятора можуть бути поворотними, а на вході та виході з апарату можуть бути встановлені жалюзійні ґрати для регулювання витрати повітря.

Апарати розміщуються на відкритому повітрі або у спеціальних приміщеннях поряд із будівлею компресорного цеху.

Система пожежної безпеки в компресорному цеху призначена для

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

виявлення та гасіння можливих вогнищ загоряння. Система може автоматично або керовано подавати воду, піну чи вуглекислий газ у вогнище пожежі.

Для цього використовується загальноцехова система пінного пожежогасіння, яка включає автоматичні засоби виявлення пожежі та систему пожежогасіння для кожного агрегату окремо. Крім того, до системи пожежної безпеки входить пожежне водопостачання, щити з протипожежним інвентарем, пожежні крани, пінні та вуглекислотні вогнегасники, ящики з піском та інші протипожежні засоби, що відповідають нормам та правилам протипожежної охорони. Важливу роль відіграють також засоби зв'язку та сигналізації, які використовуються для виклику пожежної команди та збору добровільної пожежної дружини. Змінний персонал цеху здійснює постійний нагляд за засобами пожежогасіння та пожежною сигналізацією [10].

Система електропостачання компресорного цеху забезпечує електроенергією як основне, і допоміжне устаткування. Система складається з двох частин: перша - це система змінного струму, яка покликана забезпечити привід електродвигунів, енергоживлення контрольно-вимірювальних приладів, автоматичного керування, освітлення та інших необхідних цілей; друга - це система постійного струму, необхідна для забезпечення працездатності резервних маслonaсосів турбіни, живлення ланцюгів релейного захисту та електроавтоматики, контрольно-вимірювальних приладів, пристроїв та аварійного освітлення.

Технічне обслуговування системи електропостачання здійснюється персоналом служби енергопостачання відповідно до правил технічної експлуатації електроустановок споживачів електричної енергії [8].

Система електропостачання компресорного цеху забезпечує електроенергією як основне, і допоміжне устаткування. Ця система складається з двох частин: системи змінного струму, яка використовується для приводу електродвигунів, живлення контрольно-вимірювальних приладів, автоматичного управління агрегатом, освітлення та інших потреб, а також системи постійного струму, яка служить для приводу резервних маслonaсосів турбіни, живлення

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

ланцюгів релейного захисту та електроавтоматики, схеми контрольно-вимірювальних приладів та приладів.

Технічне обслуговування системи електропостачання здійснюється персоналом служби енергопостачання відповідно до правил технічної експлуатації електроустановок споживачів електричної енергії.

Дана система, що включає вентиляцію, кондиціонування та опалення, була розроблена для підтримки оптимальних параметрів повітряного середовища у приміщеннях компресорного цеху.

Для відповідності діючим санітарним і технологічним нормам, система складається з декількох компонентів: природна вентиляція присутня у всіх приміщеннях крім акумуляторної, припливно-витяжна вентиляція використовується в акумуляторній та хімічній лабораторії, телів, а витяжна вентиляція використовується в приміщеннях регенерації масел, механічної майстерні та диспетчерської. Крім того, система також включає установки кондиціонування повітря, опалювально-рециркуляційні агрегати та опалювальні батареї з тепломережею.

У хімічній лабораторії, крім загальної припливно-витяжної вентиляції, робочі приміщення також оснащені місцевою витяжною вентиляцією. Для аварійних ситуацій передбачена вентиляція, яка забезпечує 8-кратний повітрообмін і включається автоматично при виявленні газу в повітрі в кількості до 1% за допомогою газоналізаторів-сигналізаторів. Зазвичай, за експлуатацію вентиляційних установок відповідають працівники служби енергопостачання. [9]

Тепло для системи опалення компресорного цеху може надходити з різних джерел, таких як водогрійні та парові котельні, а також утилізаційні теплообмінники, що встановлюються на вихлоп газотурбінних установок ГПА.

Для забезпечення необхідних умов при роботі обладнання компресорного цеху, виконання регулювань системи, перевірки охолоджувальних систем ГПА, проведення ремонтних робіт та подачі повітря до пневматичних механізмів та контрольно-вимірювальних приладів потрібно встановити певну повітряну подачу та тиск. Ці параметри забезпечуються системою стисненого повітря.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

Система включає компресор, відбір повітря за кожним ГПА, колектор, трубопроводи, запірну арматуру та ресивери.

В системі також передбачені відбори для підключення в зоні кожного турбоагрегату, і на лініях відбору повітря від компресорів встановлюються зворотні клапани. Компресор власних потреб обслуговується відповідно до інструкції заводу-виробника.

Технологічні схеми компресорного цеху мають особливості. Цех, обладнаний неповнонапірними ГПА типового складу, як правило, включає п'ять агрегатів, що формують дві робочі групи, один з яких є резервним. Однією з особливостей таких схем є застосування групи режимних кранів номер 51 номер 56 на технологічній обв'язці ГПА II, III, IV.

Згідно з розрахунковою схемою роботи, агрегати I та II спільно утворюють першу групу, а агрегати IV та V – другу групу. Вони функціонують паралельно і мають свої всмоктувальні і нагнітальні крани. Агрегат III є запасним і може бути включений в першу або другу групу за допомогою кранів, що управляють.

У цеху з повнонапірними ЦБН кількість ГПА залежить від типу та потужності приводного двигуна і може становити від трьох до шести. Технологічна схема для такого цеху майже ідентична схемі для цеху з неповнопорними ГПА. Відмінність полягає лише в кількості паралельно встановлених ГПА і всмоктувальних і нагнітальних шлейфів [9].

4.2 Прилади автоматизації газоперекачувального агрегату

У цеху компресорної станції встановлено систему автоматичного управління та регулювання, розроблену на основі програмних та технічних засобів «Series 5» компанії «Compressor Controls Corporation» (CCC).

Система автоматизованого управління та регулювання ГПА являє собою інформаційно-керуючу систему, яка здійснює контроль та управління газоперекачуючим агрегатом, що використовується на газоперекачувальній станції. Ця система включає різне обладнання, таке як комплекс засобів контролю

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

та управління, станцію контролю та управління, комплект датчиків, регулюючий клапан та кран із сервоприводами, програмне забезпечення, документацію та інше.

Для автоматизації роботи газоперекачувального агрегату використовуються різні прилади, які перелічені у таблиці 4.1

Таблиця 4.1 - Прилади, що використовуються для автоматизації ГПА

Позиційне позначення	Назва приладу	Кількість
1, 7, 17, 27, 18-2, 28-2	Давач перепаду тиску Honeywell STG77L-E1G000-1-C-АНВ- 13S-B-10A6-FE, F1-0000	6
2, 3, 5, 6, 10, 11, 24, 25	Термоперетворювач опору ТСМ - 1088	8
4	Давач розрідження Метран-100-ДВ	1
8, 19, 22, 23, 26, 33	Давач тиску HW STD97L – E1G – 00000	6
9, 31	Давач абсолютної вібрації МВ-26В	2
12, 16, 29	Давач частоти обертання ДЧВ-2500А	3
13	Претворювач термоелектричний ТХАУ 002-01.17	1
14, 15, 20, 21, 30	Давач вихретоковий ВД-16	5
18-1,28-1	Звужуючий пристрій УСБ100-6,4-ХЛ2	2
32, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43	Кран соленоїдний	8
34	Клапан паливний регулюючий «АМОТ»	1
35	Пристрій контролю полум'я «Полум'я»	1
36	Клапан антипомпажний «Mokveld»	1

Метою САУР ГПА є автоматизація роботи газотурбінної установки та

						БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			52

забезпечення антипомпажного регулювання ГПА на різних режимах роботи. Для цього система виконує управління газотурбінною установкою, обробляє та видає аналогові та дискретні сигнали відповідно до заданих алгоритмів функціонування, гальванічно розділяє керуючі ланцюги та ланцюги датчиків та виконавчих механізмів, а також виконує перетворення вимірюваних фізичних величин у відповідні значення. Система також передає інформацію на засоби відображення та реєстрації через стандартні інтерфейси типу RS-422/RS-485, Ethernet, ProfiBus.

4.3 Функції системи автоматичного керування ГПА

Функції, які забезпечують САУР ГПА, можна поділити на три групи: функції управління, регулювання та інформаційні функції.

1. Функції керування. Серед функцій логічного управління та захисту можна виділити такі:

- зняття заборон на роботу захисту при зупиненому агрегаті для перевірки перед пуском ГПА;
- автоматична перевірка готовності до пуску;
- автоматичний захист ГПА за технологічними параметрами;
- автоматичний запуск за командою оператора з виведенням на режими "Кільце" або "Магістраль";
- автоматичний пуск по команді оператора із заповненим контуром нагнітачів;
- автоматичне переведення між режимами роботи;
- управління режимами роботи за командами оператора;
- нормальний та аварійний зупинки;
- екстрена аварійна зупинка ГПА;
- автоматичний перезапуск допоміжних механізмів;
- дистанційне керування обладнанням;
- заборона виконання команд оператора при автоматичному режимі;
- управління налагоджувальними режимами;

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

- автоматична перестановка кранів газової обв'язки;
- взаємодія із системами пінного пожежогасіння, контролю загазованості.

2. Функції антипомпажного регулювання та захисту нагнітача. Помпаж відбувається, коли енергія, що передається газовому потоку лопатками робочого колеса, недостатня для подолання опору нагнітача, особливо під час роботи на малих витратах. Цей процес є нестационарним і проявляється у зворотному перебігу газу через робоче колесо.

Для запобігання помпажу на відцентровому компресорі використовується система протипомпажного захисту, яка регулює параметри компресора (тиск та витрата газу до та після компресора), щоб уникнути наближення робочої точки до межі помпажу.

Система керування автоматично відкриває антипомпажний клапан і скидає частину газу на вхід компресора, щоб запобігти подальшому зменшенню мінімальної витрати через нагнітач.

4.4 Принципова схема ГКС

Розглянемо спрощену схему газокompресорної станції (ГКС) на малюнку 2.1. У ході сезону закачування газу в сховище, газокompресорна система приймає на себе обробку газу з тиском 3,0-3,5 МПа, який надходить з магістральних газопроводів $D_u = 1200$ мм та $D_u = 1000$ мм.

Проходячи через охоронні крани та входи 7 і 7а, газ потрапляє на механічне очищення, що складається з п'яти пиловловлювачів (ПУ) і трьох фільтр-сепараторів, встановлених послідовно.

Ця система, з продуктивністю до 45 000 000 м³ газу на день залежно від тиску, дозволяє очистити газ від механічних та рідких домішок [6, 7].

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

4.5 Функціональна схема автоматизації ГПА

Функціональну схему автоматизації газоперекачувального установки, в якій контроль і сигналізація здійснюються за великою кількістю параметрів наведено на рис.4.2.

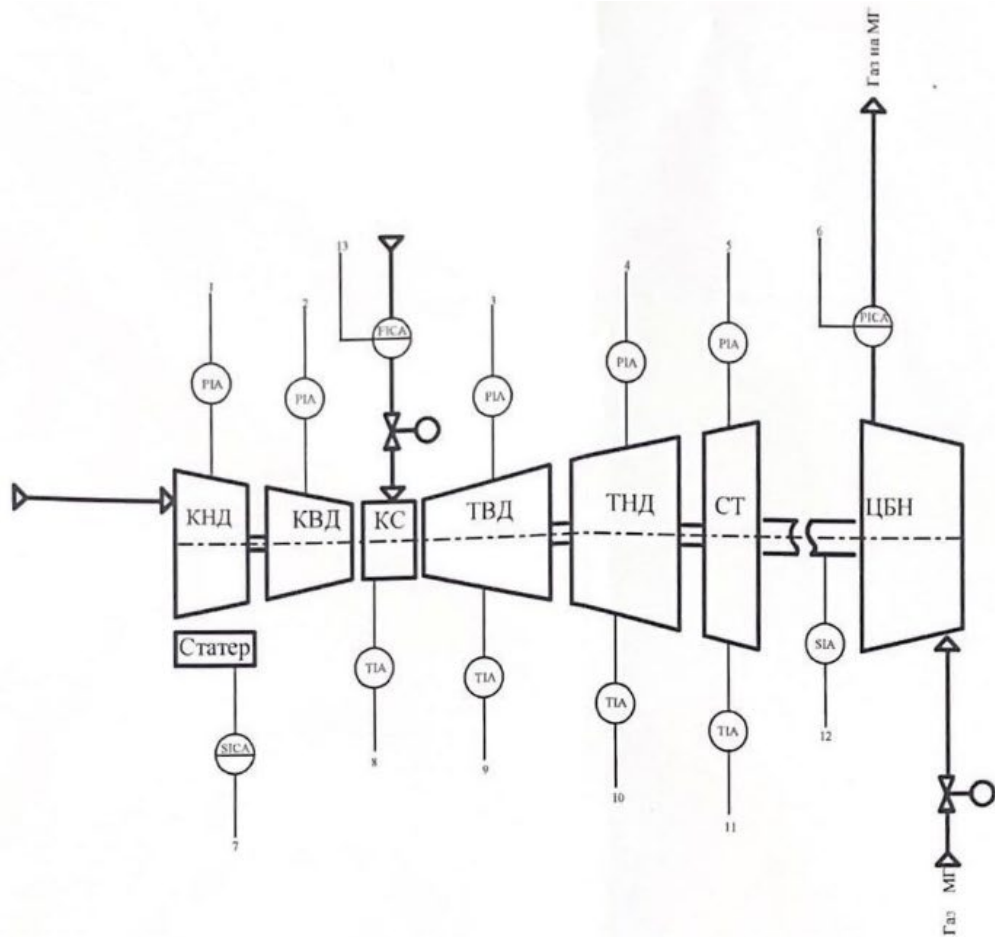
До складу системи, призначеної для запобігання аварійних ситуацій і забезпечення надійного захисту, входять найбільш важливі параметри: температура підшипників компресора, тиск паливного газу, тиск газу на вході і виході компресора, температура газу на вході і виході компресора, частота обертання валів ТВД, ТНД, СТ, перепад тиску на конфу етателя, осьовий зсув ротора нагнітача, вібрація підшипників двигуна та нагнітача, температура продуктів згоряння. Об'єм газу, що перекачується, в нагнітачі залежить від ступеня стиснення, який, у свою чергу, залежить від оборотів двигуна. Для вимірювання частоти обертання валів використовуються датчики частоти обертання типу «ДЧВ-2500А», встановлені на ТВД, ТНД та СТ (позиції 12, 16, 29). Сигнали, перетворені на уніфікований формат (4-20 мА), надходять на вхід модуля управління витратою палива плати ТТСМ, який регулює ступінь відкриття паливного регулюючого клапана.

Основною метою регулюючого паливного клапана є стабілізація частоти обертання силової турбіни на певному рівні шляхом зміни витрати палива. Вимірювання швидкості обертання валів ТВД та ТНД допомагає визначити ступінь завантаження агрегату та запобігти роботі на неприйнятних оборотах.

Для підтримки необхідного співвідношення паливо/повітря в камері згоряння важливо також вимірювати температуру вихлопних газів на виході з газогенератора. Використання перетворювача термоелектричного типу допомагає уникнути теплових деформацій частин турбіни, які можуть призвести до зниження міцності матеріалу.

Вимірювання тиску технологічного газу на вході та виході нагнітача здійснюється датчиком тиску типу «Honeywell STD97L», що дозволяє запобігати помпажу нагнітача на всіх режимах роботи агрегату.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Прилади по місцю	PIA	PIA	PIA	PIA	PIA			TIA	TIA	TIA	TIA	SIA	
Прилади на щиті						PIA	SICA						PIA

Рисунок 4.3 – Функціональна схема автоматизації газоперекачувального установки

Крім того, система ущільнення валу нагнітача є необхідною для підтримки герметичності газових порожнин та запобігання викиду газу в машинний зал. Захист по перепаду тиску між газом і олією ущільнення в порожнині нагнітача (позиція 1) здійснюється за допомогою перетворювача вимірювального різниці тисків типу Honeywell STD924 [6].

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Ушкодження опорних та завязятих підшипників турбоустановок можуть призвести до довгих простоїв турбін у процесі експлуатації. Відстеження температури цих підшипників за допомогою спеціально встановлених приладів, що показують або реєструють, є необхідним. Для захисту заднього та завязятого підшипників нагнітача від підвищення температури використовуються термометри опору типу «ТСПУ 205», встановлені на вкладки упорних підшипників. Причинами підвищення температури таких підшипників можуть бути зниження витрати олії, засмічення дросельних шайб на провідних маслопроводах і зниження тиску олії за маслоохолоджувачами. Якщо температура перевищує 80 °С, відбувається аварійна зупинка ГПА через виплавлення робочої поверхні підшипників.

Сигнал витрати є одним з важливих параметрів системи управління. Він використовується для алгоритмів антипомпажного захисту та розподілу навантаження між агрегатами. Для вимірювання витрати газу використовуються конфузори, що створюють місцевий перепад тиску. Датчики перетворюють цей перепад тиску нормований електричний вихідний сигнал, який надходить на функціональний модуль протипомпажного регулювання.

Температура газу на вході та виході нагнітачів, а також температура повітря на вході в КНД вимірюється за допомогою термометрів опору марки ТСПУ. Ці дані використовуються для контролю аварійної ситуації, коли підвищення температури на виході нагнітач може розігрівати ізоляцію труби. Тиск повітря за осьовим компресором також є важливим параметром, який використовується для контролю співвідношення паливо/повітря в камері згоряння. Вимірювання тиску здійснюється за допомогою датчика Honeywell STD97L, а уніфікований сигнал надходить на модуль керування витратою палива. Контроль осьового зсуву ротора та вібрації газогенератора та силової турбіни необхідний для запобігання руйнуванню конструкції агрегату. [6]

Система захисту газової турбіни (ГПА) забезпечує безпеку агрегату при запуску, зупинці та в процесі роботи, включаючи захист від аварійних ситуацій. Ця система діє незалежно від системи управління і використовує різні захисні

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

пристрої, такі як захист по тиску мастила, яка запобігає руйнуванню підшипників ГПА при зниженні тиску нижче заданого рівня. Цей захист вимірює тиск мастила за допомогою електроконтактних манометрів, що мають дві контактні групи для уставок.

При падінні тиску нижче заданого рівня одна з груп замикається і агрегат автоматично зупиняється для запобігання пошкодженню. Вся система захисту ГПА покликана запобігти пошкодженню агрегату та забезпечити безпеку обслуговуючого персоналу у разі виникнення аварійних станів.

Система захисту від гасіння факела виконує дві функції.

Під час нормального запуску фотореле, оснащені світлочутливими елементами, виявляють полум'я в камері згоряння, що дозволяє продовжити послідовність запуску агрегату.

Якщо полум'я не виявляється, система автоматично припиняє подачу паливного газу, щоб унеможливити його скупчення в турбіні та можливого вибуху. Повний опис захисту ГПА – таблиця 4.2

Таблиця 4.2 – Захист ГПА

№	Позиційне позначення по ФСА	Умови спрацювання	Дія захисту
1	GE 21	Підвищення вібрації ЗОН (гор) вище 115 мкм	Закриття запірною клапана
2	GE 14	Перевищення осьового зсуву Н вище $\pm 0,8$ мм.	Закриття запірною клапана
3	GE 15	Перевищення вібрації ПОН (вер) вище 115 мкм.	Закриття запірною клапана
4	SE 16	Рівень частоти обертання СТ перевищує 5100 об/хв.	Часткове закриття ТРК
5	SE 29	Перевищення частоти обертання ТНД вище	Часткове закриття ТРК

15	ТТ 10	Температура упорного підшипника нагнетателя перевищує 70 °С.	Закриття запірною клапана
16	ТЕ 13	Температура відвідних газів перевищує 650 °С.	Часткове закриття ТРК
17	ВА 35	Камера стгорання не має полум'я.	Закриття ТРК, запірною клапана

Якщо полум'я зривається під час роботи, паливний газ аварійно перестає подаватися, щоб унеможливити надходження незгорілого палива в тукбину і запобігти можливому запаленню.

Система захисту від осьового зсуву роторів запобігає їх справі за нерухомі деталі агрегату і можливе руйнування вузлів.

Система захисту від протікання газу використовує регулятор перепаду тиску, щоб підтримувати різницю тиску між олією та газом у порожнині нагнітача. Якщо температура газу перевищує встановлені межі, система захисту від перевищення температури газу спрацьовує та включає звукові та світлові сигнали для попередження оператора. Якщо температура продовжує зростати, система автоматично зупиняє агрегат.

Для запобігання можливим пошкодженням газової турбіни, викликаних перевищенням максимальної частоти обертання ТНД і ТВД валів, застосовується система захисту, яка дає попереджувальні та аварійні сигнали при перевищенні допустимої температури підшипників, запобігаючи можливому руйнуванню підшипників та зменшенню рівня вібрації [6].

Для захисту агрегату від підвищеної вібрації встановлюються датчики на корпусах ГПА підшипників. Це необхідно для запобігання порушенню умов змащування і руйнування підшипників, а також зачеплення деталей, що обертаються в проточній частині. Система має два рівні вібрації: при досягненні першого рівня вмикається попереджувальна сигналізація, а при досягненні другого – спрацьовує аварійна сигналізація і агрегат зупиняється.

Висновки до розділу

У даному розділі була розроблена комплексна технічна документація для газотурбінної компресорної станції, яка включає детальний опис технологічної схеми, систем автоматизації та інженерних комунікацій. На першому етапі була розглянута технологічна схема компресорної станції з газотурбінним приводом, де визначено основні функціональні вузли, такі як приймання та очищення газу, його компримування, охолодження, а також системи маслопостачання та енергозабезпечення. Особливу увагу приділено трубопровідній мережі, яка забезпечує транспортування газу між агрегатами, а також запірній, регулюючій та запобіжній арматурі, необхідній для стабільної роботи всієї системи.

Важливим етапом роботи стала розробка системи автоматизації газоперекачувального агрегату (ГПА), яка базується на сучасних програмованих логічних контролерах серії Series 5 від Compressor Controls Corporation (CCC). Ця система інтегрує різноманітні датчики для контролю критичних параметрів, таких як тиск, температура, вібрація та частота обертання валів, що дозволяє оперативно реагувати на будь-які відхилення від нормального режиму роботи. Для забезпечення високої точності вимірювань використано такі прилади, як перетворювачі тиску Honeywell, термоелектричні датчики ТХАУ та віброметри МВ-26В.

Окрему увагу приділено принциповій та функціональній схемам компресорної станції. На принциповій схемі детально показано шляхи руху газу, починаючи від його надходження на станцію, очищення в пиловловлювачах і фільтрах-сепараторах, закінчуючи стисненням у двох ступенях із подальшим охолодженням. Функціональна схема автоматизації включає в себе логіку роботи систем захисту, таких як контроль температури підшипників, тиску паливного газу, вібрації роторів тощо. Для кожного параметра встановлені гранично допустимі значення, при досягненні яких система автоматично вживає заходів для запобігання аварії.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

5 ВИБІР ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ

Завдання регуляторного клапана паливної системи полягає у зміні потоку палива для підтримки стабільної частоти обертання силової турбіни на певному рівні. Кількість робочого середовища, що проходить через компресор, залежить від частоти обертання та встановленого тиску на боці нагнітання. Для підтримки постійного тиску використовується схема каскадного регулювання, яка пов'язує тиск із частотою обертання та змінює витрату палива. Це дозволяє турбіні генерувати необхідну потужність для стиснення необхідної кількості газу, залежно від процесу.

Паливний клапан оснащений поворотним механізмом, який дозволяє регулювати витрату палива у будь-якому режимі роботи агрегату, від запалення до повної потужності. Корпус клапана розрахований на надлишковий тиск 10 Мпа. Механізм виконання, як правило, складений з крокового електродвигуна з використанням за 250 мілісекунд.

Для отримання зворотного зв'язку положення використовується цифровий датчик положення [7].

Виконавчий механізм регулює положення робочого органу на основі сигналів, що передаються в діапазоні 4-20 мА. Сигнал перетворюється на 12-розрядну величину, яка використовується для порівняння поточного та необхідного положень робочого органу. Неузгодженість визначається як різниця між цими положеннями. Потім система управління обчислює необхідну кількість кроків для переміщення робочого органу у потрібне положення та запускає переміщення. Конструкція клапана передбачає

«заморожування» його стану у разі збою джерела живлення або досягнення заданого значення сигналу, що управляє.

Контролер разом із поворотним паливним клапаном працює в експлуатаційному режимі (див. рисунок 5.1). При подачі живлення система прагне зменшити неузгодженість між поточним положенням робочого органу клапана та уставкою. У нормальному режимі роботи контролер діє зменшення

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

будь-якого неузгодженості між заданим положенням через уставку і поточним положенням робочого органу [7].

Основне призначення диференційного давача перепаду тиску Honeywell STG77L-E1G000-1-C-AHB-13S-B-10A6-FE полягає у вимірюванні різниці тиску між двома точками в технологічному процесі та перетворенні цього значення в стандартизований електричний сигнал, зазвичай 4-20 мА, який може бути використаний системами керування, реєстраторами даних або іншими пристроями для моніторингу та контролю.



Рисунок 5.1 – Давач перепаду тиску Honeywell
STG77L-E1G000-1-C-AHB-13S-B-10A6-FE

Може використовуватися цей датчик перепаду тиску для наступних завдань.

Вимірювання витрати рідини, газу або пари. Перепад тиску, створений звужуючими пристроями (діафрагмами, соплами Вентурі), пропорційний квадрату витрати. Датчик вимірює цей перепад тиску, що дозволяє обчислити витрату.

Вимірювання рівня рідини в резервуарах. Вимірюючи різницю тиску між дном резервуара (або певною заглибленою точкою) і верхньою частиною (де зазвичай атмосферний тиск), можна визначити рівень рідини.

Вимірювання перепаду тиску в фільтрах. Збільшення перепаду тиску через фільтр вказує на його забруднення та необхідність очищення або заміни.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

Контроль тиску в системах. Вимірювання перепаду тиску між різними секціями системи для контролю та підтримки необхідних параметрів.

Будь-які процеси, де необхідно контролювати або вимірювати різницю тиску для забезпечення ефективної та безпечної роботи.

Термоперетворювач опору ТСМ – 1088 є датчиком температури, принцип дії якого ґрунтується на зміні електричного опору металу (в даному випадку, міді) залежно від температури.



Рисунок 5.2 – Термоперетворювач опору ТСМ – 1088

Основне призначення термоперетворювача опору ТСМ – 1088 полягає у вимірюванні температури різноманітних середовищ: рідких середовищ (вода, масло, різні технологічні рідини), газоподібних середовищ (повітря, пара, промислові гази), твердих тіл (поверхні обладнання, підшипники, металоконструкції (за умови забезпечення належного теплового контакту).

Загалом, ТСМ – 1088 використовується для контролю та моніторингу температури в різних галузях промисловості, енергетиці, системах опалення, вентиляції та кондиціонування (ОВК), а також у лабораторних дослідженнях.

Основні характеристики, які слід враховувати щодо призначення ТСМ – 1088:

- тип чутливого елемента: мідь (позначається "М" у назві);
- номінальна статична характеристика (НСХ): зазвичай 50М або 100М, що вказує на опір датчика при 0 °С (50 Ом або 100 Ом відповідно);
- діапазон вимірюваних температур: зазвичай від -50 °С до +150 °С або +180

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

°С (залежно від виробника та виконання). Мідні термоперетворювачі мають вужчий діапазон порівняно з платиновими (ТСП);

- клас точності: визначає допустиму похибку вимірювання;
- конструктивне виконання: може мати різну довжину захисної арматури, тип підключення (кабель, роз'єм, головка з клемною колодкою), наявність штуцера для кріплення тощо. Конкретна цифрова частина "1088" у назві вказує на певні конструктивні особливості (тип головки, штуцера);
- стійкість до зовнішніх впливів: залежить від виконання (наприклад, водозахищене виконання головки).

При виборі термоперетворювача опору ТСМ – 1088 для конкретного застосування необхідно враховувати: діапазон робочих температур, необхідну точність вимірювання, агресивність середовища вимірювання, вимоги до монтажу та підключення, необхідність захисту від зовнішніх впливів.

Таким чином, ТСМ – 1088 є надійним і відносно недорогим датчиком температури, призначеним для широкого спектра застосувань, де не потрібні дуже високі температури та особлива хімічна стійкість.

Давач розрідження Метран-100-ДВ є інтелектуальним датчиком тиску, призначеним для вимірювання розрідження (вакууму) неагресивних до матеріалів датчика рідин, газів та пари.



Рисунок 5.3 – Давач розрідження Метран-100-ДВ

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

Основним призначенням є вимірювання величини вакууму в різних технологічних процесах. Перетворення виміряного значення розрідження в уніфікований аналоговий вихідний сигнал струму (зазвичай 4-20 мА) та/або цифровий сигнал за протоколом HART або іншим цифровим інтерфейсом. Використання в системах автоматичного контролю, регулювання та управління (АСК ТП) для моніторингу та підтримки необхідного рівня вакууму.

Може використовуватися давач розрідження Метран-100-ДВ у:

- вакуумних технологічних установках: у хімічній, фармацевтичній, харчовій промисловості для контролю процесів випарювання, сушіння, дистиляції під вакуумом;
- системах вакуумного транспортування: для контролю рівня розрідження в трубопроводах;
- вакуумних насосах та системах: для моніторингу їхньої продуктивності та режиму роботи.

Ключові характеристики (залежно від конкретної модифікації).

Діапазон вимірювання - від мінімальних значень розрідження (наприклад, -100 кПа) до певних позитивних значень тиску (у випадку моделей ДИВ - "тиск-розрідження").

Вихідний сигнал - 4-20 мА (зазвичай з HART), можливі інші варіанти.

Клас точності - визначає похибку вимірювання (може бути $\pm 0.1\%$, $\pm 0.25\%$ тощо).

Матеріали контактуючих з середовищем частин - визначають стійкість датчика до різних речовин.

Ступінь захисту від зовнішніх впливів (IP) - забезпечує працездатність у різних умовах експлуатації.

Вибухозахищене виконання (Ex) - для використання у вибухонебезпечних зонах (за наявності відповідної сертифікації).

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67



Рисунок 5.4 – Давач абсолютної вібрації MB-26B

Давач абсолютної вібрації MB-26B – це спеціалізований прилад, призначений для вимірювання вібраційних параметрів обертових механізмів газотурбінних агрегатів та іншого промислового обладнання. Використовує електромагнітну індукцію для перетворення механічних коливань у електричний сигнал.

Фіксує абсолютну вібрацію (переміщення, швидкість або прискорення) корпусу агрегату в діапазоні частот, характерних для газотурбінних установок (ГТУ).



Рисунок 5.5 – Кран соленоїдний

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

Кран соленоїдний – це тип запірної або регулюючої арматури, яка управляється за допомогою електромагнітного соленоїда. Він широко використовується в системах автоматизації компресорних станцій, трубопровідного транспорту та інших промислових об'єктів для швидкого перекриття або регулювання потоку рідин або газів.

При подачі електричного струму на соленоїдну котушку створюється магнітне поле, яке переміщує сердечник (плунжер), відкриваючи або закриваючи прохідний канал. У нормально-закритих (НЗ) кранах при відсутності напруги прохід перекритий, у нормально-відкритих (НО) – навпаки.

Корпус виготовляється з нержавіючої сталі, латуні або інших корозійно-стійких матеріалів. Однокомандні (ON/OFF) – для повного відкриття/закриття. Пропорційні – для плавного регулювання потоку (використовуються в системах з ПЛК). Робоче середовище – газ (природний, повітря), рідини (вода, масло).

Застосування на компресорних станціях (КС), у системах антипомпажного захисту (швидке відкриття/закриття для скиду газу).



Рисунок 5.6 – Клапан паливний регулюючий AMOT Model G

Клапан паливний регулюючий AMOT Model G є критично важливим елементом системи паливopостачання газотурбінних агрегатів на компресорних станціях. Цей високотехнологічний пристрій призначений для точного

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

регулювання подачі паливного газу до камери згоряння, забезпечуючи оптимальне співвідношення "паливо-повітря" та стабільну роботу турбіни в різних режимах навантаження.

Конструкція клапана AMOT Model G включає міцний корпус із нержавіючої сталі марки ASTM A351, що забезпечує довговічність у умовах високих тисків (до 100 бар) та температур (до 200°C). Особливу увагу приділено системі ущільнень, де використовуються матеріали на основі графіту або PTFE, які гарантують герметичність навіть при роботі з агресивними середовищами. В залежності від модифікації, клапан може оснащуватись пневматичним або електричним приводом, що дозволяє інтегрувати його в автоматизовані системи управління.

Принцип роботи клапана заснований на пропорційному регулюванні витрати газу за сигналами від програмованого логічного контролера (ПЛК). Система зворотного зв'язку, що включає потенціометр або датчик положення, забезпечує точний контроль ступеня відкриття клапана в реальному часі. Це дозволяє підтримувати стабільність роботи турбіни, запобігаючи перевантаженням та коливанням обертів. Час спрацьовування клапана становить менше 2 секунд, що робить його особливо ефективним у системах аварійного захисту.

Серед ключових технічних характеристик варто відзначити широкий діапазон регулювання (від 10 до 100% номінальної витрати), робочий тиск до 50 бар на вході, а також здатність функціонувати в широкому температурному діапазоні (від -40°C до +150°C). На компресорних станціях клапани AMOT Model G грають вирішальну роль у системах автоматичного управління газотурбінними агрегатами, забезпечуючи не лише стабільність технологічних процесів, але й підвищуючи загальну енергоефективність роботи обладнання. Їхня надійність та точність регулювання роблять їх незамінними елементами сучасних систем керування технологічними процесами в газотранспортній галузі.

Антипомпажний клапан Mokveld HIPPS (High Integrity Pressure Protection System) — це високонадійний запірний пристрій, спеціально розроблений для

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

запобігання небезпечного явища помпажу в відцентрових компресорах. Він входить до складу систем захисту високого тиску та використовується на компресорних станціях магістральних газопроводів, нафтопереробних заводах та інших критичних об'єктах, де потрібна гарантована запобіжна арматура.



Рисунок 5.7 – Клапан антипомпажний Mokveld HIPPS

Клапан спрацьовує при виникненні умов, що можуть призвести до помпажу — нестабільного режиму роботи компресора, коли тиск у системі різко зростає або падає. Він швидко відкривається, перенаправляючи частину газу з виходу назад на вхід компресора (байпасний контур), тим самим знижуючи тиск і стабілізуючи роботу агрегату.

Висока швидкодія – час спрацьовування менше 1–2 секунд завдяки гідравлічному або пневматичному приводу.

Відповідає стандартам SIL 3 (Safety Integrity Level) для систем безпеки.

Корпус виготовлений із вуглецевої або нержавіючої сталі (ASTM A216 WCB/A351 CF8M). Ущільнення металеві або м'які (графітові) для роботи при

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

тисках до ANSI Class 2500 (420 бар). Тригерний механізм керується системою контролю тиску (PLC або спеціальним контролером). Встановлюється на байпасній лінії між нагнітальним і всмоктуючим трубопроводами.

Застосовується на компресорних станціях: як захист від помпажу (автоматично відкривається при наближенні робочої точки компресора до межі помпажу); як аварійне скидання тиску (у разі раптового закриття лінії, наприклад, при аварії).

Висновки до розділу

У розділі проведено комплексний аналіз та обґрунтування вибору основних технічних засобів автоматизації для газотурбінного агрегату компресорної станції. Основна увага приділена ключовим компонентам системи управління, які забезпечують наступні пункти.

Ефективне регулювання технологічних параметрів за допомогою сучасних виконавчих механізмів і регулюючих клапанів, що характеризуються високою точністю і швидкодією.

Надійний контроль критичних параметрів (тиску, температури, вібрації) через спеціалізовані датчики та перетворювачі, які забезпечують точні вимірювання в широкому діапазоні умов експлуатації.

Запобігання аварійним ситуаціям за рахунок впровадження спеціалізованих захистних пристроїв, зокрема антипомпажних систем.

Інтеграцію з системами автоматизованого управління через стандартизовані сигнали та інтерфейси зв'язку.

Вибрані технічні засоби автоматизації відповідають сучасним вимогам до надійності, точності та безпеки експлуатації газотурбінних агрегатів. Їхнє застосування дозволить забезпечити стабільну та ефективну роботу компресорної станції при дотриманні всіх технологічних вимог і норм безпеки.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

6 ПРОГРАМНО-АПАРАТНА РЕАЛІЗАЦІЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ

Сучасні компресорні станції потребують високого рівня автоматизації та наочної візуалізації технологічних процесів. Саме для цих цілей розробляється SCADA-модель, яка стає потужним інструментом для оперативного управління, моніторингу та навчання персоналу. Вона дозволяє у реальному часі відстежувати всі критичні параметри роботи обладнання, включаючи тиск газу, температуру в різних вузлах, рівень вібрації агрегатів та інші важливі показники.

Основу SCADA-моделі складає детально відтворена технологічна схема компресорної станції, яка включає всі ключові елементи: газоперекачувальні агрегати, трубопровідну обв'язку, системи охолодження та допоміжне обладнання. Особливу увагу приділяється створенню інтуїтивно зрозумілого інтерфейсу, де оператор може легко спостерігати за потоками газу, режимами роботи обладнання та швидко реагувати на будь-які відхилення від норми. Для підвищення наочності використовуються різні кольорові позначення та анімаційні ефекти, наприклад, зміна кольору трубопроводів при русі газу чи індикація аварійних станів.

Важливою складовою моделі є її інтеграція з системами управління, зокрема з програмованими логічними контролерами (ПЛК). Це дозволяє не лише відображати поточний стан обладнання, але й тестувати різні алгоритми управління, такі як пуск та зупинка газотурбінних агрегатів, робота антипомпажної системи чи реагування на аварійні ситуації. Для цього використовуються як реальні підключення до промислового обладнання через OPC-сервери або промислові мережі (Modbus, Profibus), так і емулятори ПЛК, які дозволяють імітувати різні сценарії роботи без ризику для реального обладнання.

Насамперед натискається кнопка старт (Start), далі автоматично запускається таймер 10с на роботу стартера для запуску турбіни. У другому network спрацьовує датчики Air і Fuel, при їх спрацьовуванні відкриваються клапани подачі повітря (AIR SUPPLY VALVE) та палива (FUEL SUPPLY

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

VALVE). У третьому network включається камера згоряння і турбіна починає набирати більш високі оберти. У четвертій мережі при досягненні високих оборотів турбіни ГПА відкривається клапан подачі газу на магістраль.

PLC tags									
	Name	Tag table	Data type	Address	Retain	Acces...	Visibl...	Com...	
1	START	Default tag table	Bool	%I124.0		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
2	STARTER	Default tag table	Bool	%Q124.0		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		Стар
3	FUEL SUPPLY VALVE	Default tag table	Bool	%Q124.1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		Клап
4	AIR SUPPLY VALVE	Default tag table	Bool	%Q124.2		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		Клап
5	TURBINE	Default tag table	Bool	%Q124.3		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		Турб
6	BLOWER VALVE	Default tag table	Bool	%Q124.4		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		Каме
7	Tag_1	Default tag table	Timer	%T1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
8	the combustion chamber	Default tag table	Bool	%Q124.5		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		Клап
9	Stop	Default tag table	Bool	%I124.7		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
10	Tag_2	Default tag table	Timer	%T2		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
11	Fuel	Default tag table	Bool	%I124.1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
12	AIR	Default tag table	Bool	%I124.2		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		

Рисунок 6.1 – Таблиця PLC Tags

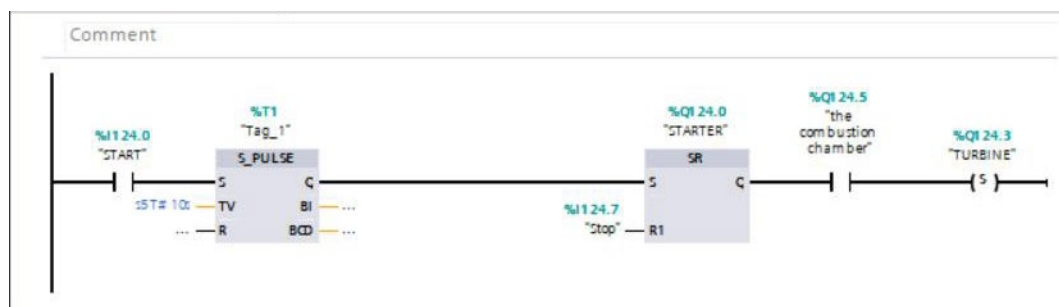


Рисунок 6.2 – Запуск турбіни нагнітача

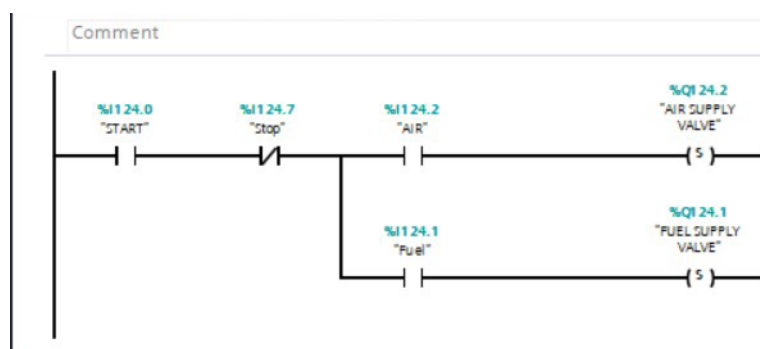


Рисунок 6.3 – Клапан подачі повітря

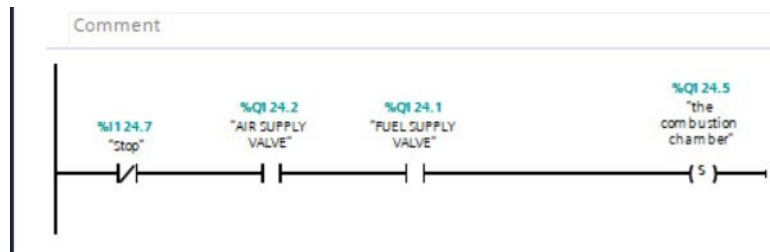


Рисунок 6.4 – Відкриття клапана нагнітача

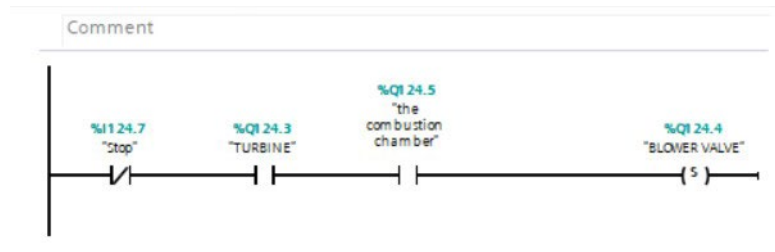


Рисунок 6.5 – Камера згорання

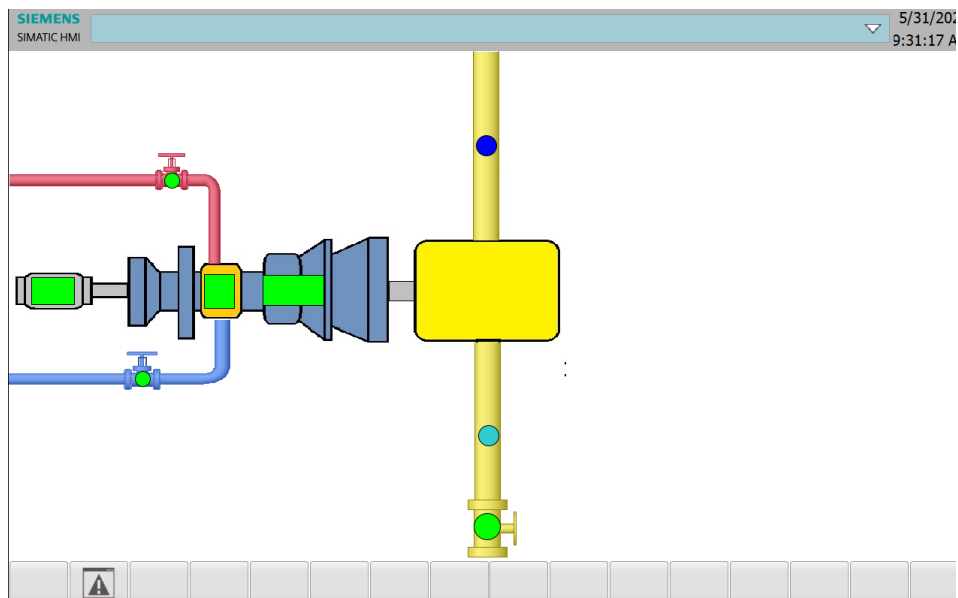


Рисунок 6.6 – HMI екран з процесом включення ГПА

Окремо варто відзначити навчальний потенціал SCADA-моделі. Вона дозволяє персоналу компресорної станції відпрацьовувати дії в різних, у тому числі аварійних, ситуаціях у безпечному віртуальному середовищі. Оператори можуть навчатися реагувати на витoki газу, відмови датчиків, перегрів обладнання чи інші нештатні ситуації, що значно підвищує їхню кваліфікацію та зменшує ризики реальних аварій.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

Висновки до розділу

У даному розділі було успішно реалізовано SCADA-модель компресорної станції, яка стала ефективним інструментом для візуалізації та управління технологічними процесами. Модель інтегрує всі ключові компоненти станції, включаючи газоперекачувальні агрегати, трубопровідну обв'язку та допоміжні системи, забезпечуючи оперативний моніторинг критичних параметрів у реальному часі.

Особливу увагу приділено розробці інтуїтивно зрозумілого інтерфейсу з наочними кольоровими індикаторами та анімацією технологічних процесів, що значно полегшує оперативне управління станцією. Реалізовано повний цикл управління газоперекачувальним агрегатом - від запуску турбіни через відкриття клапанів повітря і палива до виходу на робочі оберти та подачі газу в магістраль.

Важливим досягненням стала інтеграція SCADA-системи з програмованими логічними контролерами, що дозволило не лише візуалізувати процеси, але й реалізувати складні алгоритми управління, включаючи антипомпажний захист та аварійні сценарії. Розроблена модель також має значний навчальний потенціал, дозволяючи персоналу відпрацьовувати дії в різних, у тому числі аварійних ситуаціях.

Таким чином, програмно-апаратна реалізація системи автоматичного керування забезпечує ефективне управління компресорною станцією, підвищує безпеку експлуатації та надає потужний інструмент для навчання персоналу.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У цій бакалаврській роботі досліджено автоматизовані системи транспортування газу, зокрема компресорні станції, які відіграють ключову роль у підтримці стабільного тиску в магістральних газопроводах. Основна увага приділена газотурбінній установці Siemens SGT-600.

Важливою частиною дослідження стала розробка системи автоматичного керування газоперекачувальним агрегатом. Було вивчено його динамічні характеристики, отримано математичну модель і передавальну функцію, яка зв'язує положення паливного клапана з обертами турбіни. Для налаштування регулятора порівнювали три методи: Циглера-Нікольса, Чина-Хронеса-Ресвіка та ручний метод. Найкращий результат показав саме ручний метод – він дозволив скоротити час регулювання з 120 секунд до всього 3 секунд із мінімальним перерегулюванням.

Також у роботі розроблено SCADA-модель компресорної станції, яка дозволяє візуалізувати всі технологічні процеси в реальному часі. Модель інтегрована з програмованим логічним контролером (ПЛК) і включає алгоритми автоматичного пуску, зупинки та аварійного захисту. Це дає можливість операторам ефективніше керувати станцією та оперативно реагувати на зміни в роботі обладнання.

Для реалізації системи автоматизації були обрані надійні технічні засоби, такі як датчики Honeywell (для вимірювання тиску, температури та вібрації), регулюючі клапани AMOT та антипомпажні клапани Mokveld. Всі вони забезпечують точність і стабільність роботи системи.

Ця робота доводить ефективність сучасних методів автоматизації компресорних станцій. Запропоновані рішення можуть бути впроваджені на діючих об'єктах для підвищення продуктивності, енергоефективності та безпеки транспортування газу. Робота має практичну цінність для газотранспортних компаній, зокрема для операторів магістральних газопроводів. Вона показує, як сучасні технології можуть покращити роботу газотранспортної системи в цілому.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Білецький В. С. Газопромислове обладнання [Текст] / В. С. Білецький, Є. М. Воробйов. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2004. – 250 с.
2. Ковальов Ю. М. Експлуатація магістральних газопроводів і компресорних станцій [Текст]/ Ю. М. Ковальов, Б. А. Григор'єв. – Київ: Наукова думка, 2010. – 180 с.
3. Луців В. В. Газотурбінні установки в газовій промисловості [Текст] / В. В. Луців, О. М. Матвієнко. – Харків: Фоліо, 2012. – 195 с.
4. Петренко В. І. Роторні машини. Конструкція та експлуатація [Текст] / В. І. Петренко, О. В. Шевченко. – Одеса: Астропринт, 2008. – 220 с.
5. Гуменний О. Д. Газоперекачувальні агрегати: теорія та експлуатація [Текст] / О. Д. Гуменний. – Київ: НТУУ "КПІ", 2015. – 175 с.
6. Кухта М. С. Автоматизація технологічних процесів у газовій промисловості [Текст] / М. С. Кухта, В. О. Лисенко. – Київ: КПІ, 2009. – 210 с.
7. Бабак В. П. Теорія автоматичного керування [Текст] / В. П. Бабак, О. М. Кравченко. – Київ: Вища школа, 2013. – 300 с.
8. Савчук В. С. Технологічні схеми компресорних станцій магістральних газопроводів [Текст] / В. С. Савчук, М. П. Ткачук. – Київ: НТУУ "КПІ", 2011. – 190 с.
9. Гончаренко С. М. Захист та автоматика газотранспортного обладнання [Текст] / С. М. Гончаренко. – Харків: ХНУМГ, 2016. – 165 с.
10. Бондаренко О. І. Пожежна безпека об'єктів газової промисловості [Текст] / О. І. Бондаренко. – Київ: КНУБА, 2017. – 148 с.

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: «Розробка автоматизованої системи управління процесом транспортування газу»

Обсяг пояснювальної записки складає: 78 сторінок.

Перелік графічного матеріалу:

1. БР.АКП-64.00.00.001 - Результати аналізу та синтезу одноконтурної АСК
2. БР.АКП-64.00.00.002 – Результати моделювання системи регулювання ГПА без регулювання та з P, PI, PID – регуляторами
3. БР.АКП-64.00.00.003 – Результати моделювання замкнутої системи регулювання ГПА з ПД регулятором
4. БР.АКП-64.00.00.004 – Функціональна схема автоматизації
5. БР.АКП-64.00.00.005 – Спрощена принципова схема
6. БР.АКП-64.00.00.006 – Схема обв'язування комунікацій

					БР.АКП-64.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		