

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

БР.АКП -53.00.00.000 ПЗ

група АКП -21-1

**Максим Гаргара**

2025 рік



**Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу**

(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет автоматизації та енергетики

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій

Освітній рівень перший (бакалаврський)

Спеціальність 151 - Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри АКИТ**

А.І. Лагойда.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

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

Гаргарі Максиму Васильовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи **Аналіз параметрів і властивостей САК трннспортування природного газу.**

керівник роботи Когутяк Мирослав Іванович, к.т.н., доцент

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

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

2. Строк подання студентом роботи 13.06.2025

3. Вихідні дані до роботи: матераіали переддипломої практики, технічна література, інтернет-ресурс.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ. 1. Аналіз сучасного стану газотранспортної системи України як об'єкта автоматизації. 2. Формування математичної моделі газотранспортної системи для задач автоматизації керування.

3. Система керування газотранспортною інфраструктурою. 4. Розробка автоматизованої системи моніторингу в Scada-системи. Висновки. Перелік використаних джерел.

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

1. БР.АКП-53.00.00.001 – Схема системи транспортування природного газу МГ.

2. БР.АКП-53.00.00.002 – Загальна схема керування режимами роботи

газоперекачувальних агрегатів. 3. БР.АКП-53.00.00.003 — Структура ідентифікації об'єктів магістральних газопроводів за даними спостереження.

4. БР.АКП-53.00.00.004 – Схеми лінійної дільниці МГ і вузла трубопроводу.

5. БР.АКП- 53.00.00.005 – Технологічна схема компресорної станції з поршнеvim ГПА.

6. БР.АКП-53.00.00.006 – Схема розрахунку надійності контура регулювання

температури. 7. БР.АКП-53.00.00.007 – Структура технічного забезпечення SCADA-системи.

## 6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 06.11.2024

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз сучасного стану газотранспортної системи України як об'єкта автоматизації	13.05.2025	
2	Формування математичної моделі газотранспортної системи для задач автоматизації керування	20.05.2025	
3	Система керування газотранспортною інфраструктурою	30.05.2025	
4	Розробка автоматизованої системи моніторингу в Scada-системи	05.06.2025	
5	Оформлення бакалаврської роботи	07.06.2025	

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

М. В. Гаргара  
(ініціали та прізвище)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

М. І. Когутяк  
(ініціали та прізвище)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота містить: 55 сторінки, 19 рисунків, 3 таблиці, 8 джерел.

Тема: «Аналіз параметрів і властивостей САК транспортування природного газу».

*Мета роботи* є аналізування функціональних можливостей, параметрів і динамічних властивостей систем автоматичного контролю (САК), що забезпечують стабільну та енергоефективну роботу газотранспортної системи. та визначення впливу технологічних та зовнішніх чинників на якість регулювання, точність вимірювання та надійність функціонування САК в умовах магістрального транспортування природного газу..

*Об'єкти дослідження:* система автоматичного контролю процесу транспортування природного газу.

*Предмет дослідження:* технічні та динамічні параметри САК, що впливають на якість регулювання й стабільність процесу транспортування.

*Результати роботи:* проаналізовано властивості технологічного процесу транспортування природного газу. Вибрано параметри контролю та регулювання транспортування газу. Розглянуто сучасний стан газотранспортної системи України. Удосконалена математична модель магістрального газопроводу в цілому, а також його елементів. Описано магістральний газопровід рівняннями із зосередженими параметрами. Розраховано надійність одного з основних елементів магістрального газопроводу.

Розроблено систему контролю та управління технологічним процесом із застосуванням SCADA-системи Genesis32.

**Ключові слова:** газотранспортна система, магістральний газопровід, математична модель, газоперекачувальний агрегат.

## ANNOTATION

Bachelor's thesis contains: 55 pages, 19 figures, 3 tables, 8 sources.

*Topic:* "Analysis of parameters and properties of automatic control systems (ACS) for natural gas transportation".

*The purpose of the work* is to analyze the functional capabilities, parameters and dynamic properties of automatic control systems (ACS) that ensure stable and energy-efficient operation of the gas transportation system. and determine the influence of technological and external factors on the quality of regulation, measurement accuracy and reliability of the ACS operation in the conditions of natural gas trunk transportation.

*Objects of research:* automatic control system for the natural gas transportation process.

*Subject of research:* technical and dynamic parameters of the ACS that affect the quality of regulation and stability of the transportation process.

*Results of the work:* the properties of the technological process of natural gas transportation are analyzed. The parameters of control and regulation of gas transportation are selected. The current state of the gas transportation system of Ukraine is considered. The mathematical model of the trunk gas pipeline as a whole is improved, as well as its elements. The trunk gas pipeline is described by equations with lumped parameters.

A system for monitoring and controlling the technological process has been developed using the Genesis32 SCADA system.

**Keywords:** gas transportation system, main gas pipeline, mathematical model, gas pumping unit.

# З М І С Т

<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ</b> .....	9
<b>ВСТУП</b> .....	10
<b>1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ ЯК ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ</b> .....	12
1.1 Загальна характеристика газотранспортної системи України.....	12
1.2 Характеристика природного газу, що транспортується.....	13
1.3 Технологічна та функціональна схема компресорної станції з поршневыми газоперекачуючими агрегатами .....	15
1.4 Вибір і обґрунтування параметрів контролю транспортування газу.....	18
Висновки до розділу.....	20
<b>2 ФОРМУВАННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ЗАДАЧ АВТОМАТИЗАЦІЇ КЕРУВАННЯ</b> .....	22
2.1 Аналіз режимів функціональної газотранспортної системи.....	22
2.2 Математична модель магістрального газопроводу при усталеному режимі роботи.....	25
2.3 Моделювання об'єкта регулювання .....	29
2.4 Математична модель елементів магістрального газопроводу з розподіленими параметрами .....	32
Висновки до розділу.....	36
<b>3 СИСТЕМА КЕРУВАННЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЮ ІНФРАСТРУКТУРОЮ</b> .....	37
3.1 Технологічні аспекти керування об'єктами газотранспортної інфраструктури.....	37

					БР.АКП -53.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Гаргара М.В.			Аналіз параметрів і властивостей САК транспортування природного газу	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Когутяк М. І.					8	
Реценз.						АКП-21-1, ІФНТУНГ		
Н. Контр.		Кучмистенко О.В.						
Затверд.		Лагойда А. І.						

3.2. Ідентифікація елементів газотранспортної системи.....	38
3.3. Розрахунок надійності автоматичної системи регулювання.....	43
Висновки до розділу.....	47

<b>4 РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ В SCADA-СИСТЕМИ.....</b>	<b>48</b>
4.1 Основні функції SCADA-системи в транспортуванні газу.....	48
Висновок до розділу.....	53

<b>ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....</b>	<b>54</b>
<b>ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>	<b>55</b>
<b>БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА.....</b>	<b>56</b>

					БР.АКП-53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСУТП – автоматична система управління технологічним процесом;

АРМ – автоматизоване робоче місце

ГРС – газорозподільні станції;

ГТС – газотранспортна система;

ГПК – газопоршневий компресор;

ДКС – дотискна компресорна станція;

КС – компресорні станції;

ЛД – лінійна ділянка;

МГ – магістральні газопроводи;

ПК – персональний комп'ютер;

САК – система автоматичного керування;

УКПГ – установки комплексної підготовки газу.

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВСТУП

Одним з ключових елементів у системі транспорту газу є дотискна компресорна станція (ДКС), яка забезпечує необхідний тиск газу перед технологічними цехами осушення установки комплексної підготовки газу (УКПГ) та міжпромисловий транспорт газу з необхідним тиском до головних компресорних станцій магістральних газопроводів [1÷4].

Газоперекачувальна станція є компресором, що приводиться в рух газовою турбіною. Компресор як об'єкт автоматичного управління входить до класу потенційно небезпечних об'єктів.

Одним з елементів автоматичної системи управління (АСУ) газотранспортного підприємства є система автоматичного регулювання (САК) режимами роботи компресорних цехов (КЦ), яка може працювати автономно на першому етапі впровадження АСУ, підтримуючи задані параметри та забезпечуючи якість процесу перекачування газу.

Система трубопровідного транспорту газу України експлуатується вже більше 50 років, тому великого значення набувають питання підвищення надійності трубопроводів, які реалізуються шляхом розробки нових методів обслуговування та проведення ремонтних робіт.

Газова промисловість України сьогодні - провідна галузь паливно-енергетичного комплексу, а газотранспортна система - її стрижень, який вирішує два найголовніших завдання: забезпечення природним газом промислових і комунально-побутових споживачів та населення України і транзит російського газу через свою територію до країн Європи.

Оператором газотранспортної системи є ДК "Укртрансгаз" - дочірня компанія національної акціонерної компанії "Нафтогаз України".

До складу ДК "Укртрансгаз" входять 19 філій, виробничі об'єкти яких знаходяться в усіх областях України і частково в Автономній Республіці Крим.

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основу виробничої діяльності компанії забезпечують шість управлінь магістральних газопроводів (УМГ), які здійснюють експлуатацію та технічне

Аналіз роботи газотранспортних підприємств показує, що при збереженні існуючого економіко-організаційного стану цих підприємств не вдасться успішно вирішити всі проблеми надійного функціонування й розвитку газотранспортної системи, що може привести до зниження надійності газотранспортної системи та транзитних можливостей України.

Успішне вирішення проблем ефективної експлуатації газотранспортних систем шляхом їх приватизації із залученням іноземних інвесторів мало місце в багатьох країнах Європи та світу.

Ефективне функціонування газотранспортної системи України забезпечить, у першу чергу, надійне виконання договірних зобов'язань щодо транзиту газу до європейських країн і транспортування газу до власних споживачів, гарантуватиме стабільні надходження до бюджету від податків та зборів, сприятиме створенню позитивного іміджу газотранспортної системи України та держави в цілому.

## **1 АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ ЯК ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ**

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 1.1. Загальна характеристика газотранспортної системи України

Магістральний газопровід – це трубопровід, який транспортує газ з регіону видобування та виробництва до регіону споживання, а також з'єднує окремі газові родовища. Відгалуження від магістрального газопроводу – це трубопровід, що безпосередньо приєднаний до магістрального та призначений для відведення частки газу до окремих віддалених населених пунктів і промислових підприємств [1÷4].

Після процесів очищення та осушення газу на головних спорудах, він поступає у магістральний газопровід. Магістральний газопровід може складатися з постійного або змінного діаметру. У деяких випадках він складається з двох та більше газопроводів, прокладених по одному маршруту паралельно.

Газотранспортна система (ГТС) України є однією з найбільших і найважливіших інфраструктурних мереж у Європі, яка забезпечує транспортування природного газу як для внутрішніх потреб держави, так і для транзиту до країн Європейського Союзу. Загальна протяжність магістральних газопроводів перевищує 38 тис. км, включаючи понад 70 компресорних станцій, десятки газовимірювальних станцій, а також підземні сховища газу (ПСГ) загальним активним об'ємом понад 30 млрд м<sup>3</sup>.

ГТС функціонує як складна технологічна система, яка об'єднує різноманітні технічні об'єкти — газопроводи, запірну арматуру, компресорні цехи, системи очищення та охолодження газу, пристрої вимірювання, а також елементи енергоживлення, телеметрії й дистанційного керування. Така розгалужена структура потребує високого рівня технологічного управління та надійної автоматизації.

Станом на сьогодні більшість елементів ГТС України експлуатується понад 30–40 років, що призводить до підвищеного ризику аварій, зниження

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ефективності транспортування та збільшення витрат на обслуговування. Значна частина компресорного обладнання є морально та фізично застарілою, працює з низьким коефіцієнтом корисної дії та вимагає частого ремонту.

Також на ефективність роботи системи впливає зниження обсягів транзиту газу через територію України внаслідок геополітичних змін та переорієнтації енергетичних потоків Європи. У цих умовах постає потреба в модернізації та переосмисленні функціонування ГТС з акцентом на внутрішнє споживання, гнучкість та енергоефективність.

## 1.2 Характеристика природного газу, що транспортується

Природний газ є одним із найважливіших енергетичних ресурсів, який використовується в промисловості, енергетиці та побуті. Він транспортується магістральними газопроводами від місць видобутку або зберігання до споживачів [2].

Природні гази діляються на три групи:

– гази, які добуваються з газових родовищ і складаються в основному з метану (82-98%);

– гази, які одержують із газоконденсатних родовищ і є сумішшю газу та конденсату широкої фракції, що складається з бензину, лігроїну, керосину, а іноді й солярного масла - цей газ також містить значну кількість метану (80-95%);

– гази, які добуваються разом із нафтою знафтових родовищ - це супутні гази, що складаються з суміші газу з газовим бензином і пропан-бутанової фракції, містять тільки 30-70% метану (табл.1.1) [3].

Таблиця 1.1 - Основні параметри компонентів природного газу і повітря

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Газ	Густина при нормальних умовах, $\rho_n$ кг/м <sup>3</sup>	Критичний тиск, $P_{кр}$ , МПа	Критична температура, $T_{кр}$ , °К
Метан	0,668	4,73	192
Етан	1,263	4,98	305
Пропан	1,872	4,34	370
Бутан	2,519	3,87	425,2
Пентан	3,221	3,44	470
Гексан	3,583	3,09	507
Азот	1,166	3,46	127
Сірководень	1,434	9,18	373
Вуглекислий газ	1,842	7,53	304
Водяна пара	0,750	22,56	647
Повітря	1,293	3,84	134

До складу магістрального газопроводу входять наступні об'єкти (рис.1.1): головні спорудження; сталевий трубопровід з отворами, запірної арматури і лінійними спорудженнями; компресорні станції (КС); газорозподільні станції (ГРС); аварійно-ремонтні пункти (АРП); приладилінійної та станційного зв'язку; приладикатодного, протикатодного і дренажного захисту; допоміжні спорудження.

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

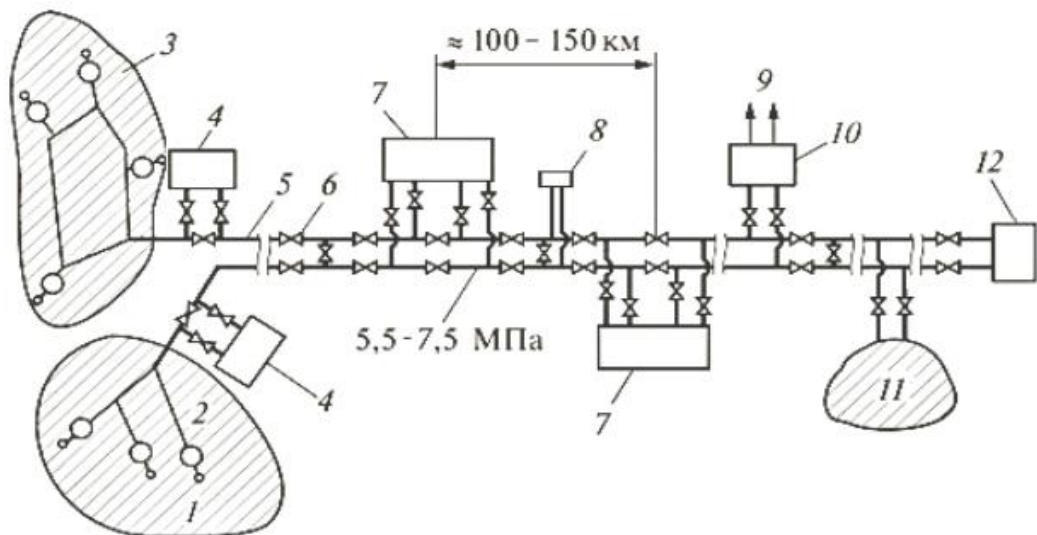


Рисунок 1.1 – Схема системи транспортування природного газу МГ:  
 1 – свердловини; 2 – установки комплексної підготовки газу;  
 3 – промислові газопроводи; 4 – промислова газорозподільна станція;  
 5 – магістральний газопровід; 6 – проміжна компресорна станція; 7 – лінійна арматура; 8 – мобільна компресорна станція; 9 – споживач (підприємство); 10 – газорозподільна станція; 11 – підземне сховище газу; 12 – споживач (район, область, країна) [2]

Після головних споруджень очищений і осушений газу поступає в магістральний газопровід, який може бути постійного або змінного діаметру. В деяких випадках він складається з двох або декількох газопроводів, розташованих паралельно на одній трасі.

### 1.3 Технологічна та функціональна схема компресорної станції з поршневими газоперекачуючими агрегатами

Технологічна схема КС залежить від типу устаткування, кількості паралельно чи послідовно працюючих груп агрегатів та пропускної спроможності магістрального газопроводу. В той же час, незалежно від

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

основного устаткування, технологічна схема компресорних станцій складається з таких вузлів:

- прийому, регулювання та виміру газу,
- очищення газу на прийомі КС, компримування газу, охолодження газу, маслогосподарства,
- циркулярного водного та енергетичного постачання.

Все головне та допоміжне устаткування компресорної станції з'єднано трубопровідною мережею. Обв'язка газоперекачувальних агрегатів складна і насичена запірною, регулювальною та запобіжною арматурою

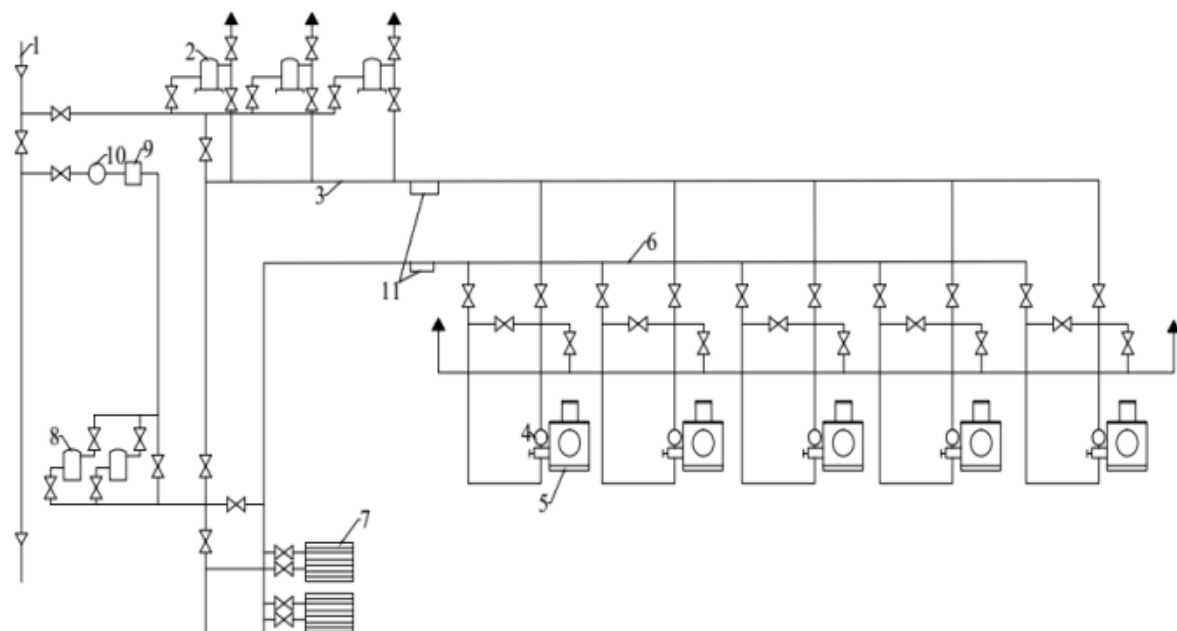


Рисунок 1.2 – Технологічна схема компресорної станції, обладнаної поршневими газомоторними компресорами: 1 – магістральний газопровід; 2 – пиловловлювачі; 3 – колектор; 4 – всмоктуючий колектор; 5 – газомотокомпресори; 6 – нагнітальний колектор; 7 – охолоджувачі газу; 8 – осушення газу; 9 – одоризація; 10 – встановлення виміру кількості газу; 11 – маслоуловлювачі

На рис. 1.2 наведено технологічну схему газокompресорної станції, обладнаної газомоторними компресорами одноступеневого стиснення [2]. Схемою передбачаються такі основні операції:

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

- газ газопроводу 1 проходить пиловловлювачі 2 і в очищеному вигляді по трубопроводу надходить у всмоктуючий колектор 4;
- після стиснення компресорами 5 стиснутий газ при необхідності надходить в охолоджувачі газу 6 або минаючи їх в установку для осушення газу 8;
- сухий газ надходить в установку для одоризації 9, потім в установку вимірювання кількості газу 10 і далі – в магістральний газопровід;
- встановлені на нагнітальному колекторі маслоуловлювачі 11 уловлюють частину масла, що відноситься газом з пиловловлювачів і компресорних машин.

Одноступеневе стискування на КС характеризується паралельним підключенням всіх компресорів до всмоктуючих і нагнітальних колекторів, що дозволяє вивести кожен з них в резерв. Залежно від типу компресорів, газоконпресорні станції на магістральних газопроводах поділяються на газомоторні, газотурбінні та електроприводні. За кількістю ступенів стиснення вони поділяються на одноступеневі та багатоступеневі.

Кожен тип компресорних станцій має свої переваги та недоліки. Газомоторні станції характеризуються наявністю високої ефективності та надійності, але можуть потребувати великих капіталовкладень. Газотурбінні станції характеризуються високим коефіцієнтом корисної дії та швидким часом пуску, але вони потребують дорогого обслуговування.

На рис. 1.3 можна побачити функціональну схему з вхідними аналоговими та дискретними сигналами.

Функціональна схема дозволяє краще зрозуміти роботу установки та її окремих елементів. Вона допомагає інженерам та технікам налаштувати та відладити установку, а також швидко виявити та усунути несправності. Функціональна схема також може бути корисною при проектуванні нових установок або модернізації існуючих. Вона дозволяє визначити оптимальну конфігурацію устаткування та забезпечити ефективну роботу установки.

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Функціональна схема є одним з головних інструментів для забезпечення надійності та ефективності роботи компресорних станцій.

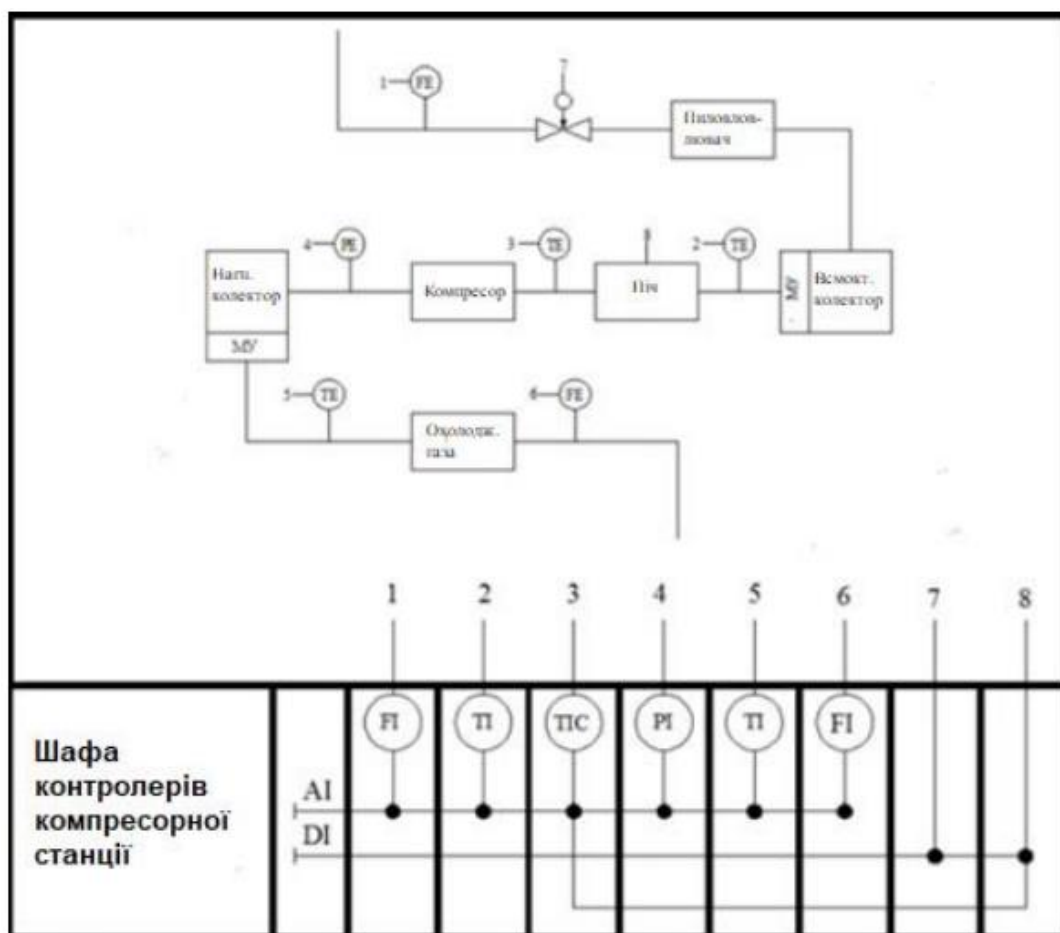


Рисунок 1.3 – Функціональна схема компресорної станції

#### 1.4 Вибір і обґрунтування параметрів контролю транспортування газу

Стан газу визначається трьома параметрами: об'ємом, температурою і тиском. В залежності від тиску і температури змінюється і об'єм газу. Щоб мати реальне уявлення про кількість газу, необхідно привести об'єм до певних умов. У розрахунках систем газопостачання використовують поняття об'ємної витрати при нормальних умовах  $T=273\text{K}$  і  $P=0,1013\text{МПа}$  та при стандартних умовах  $T=293\text{K}$  і  $P=0,1013\text{Мпа}$  [3].

Для приведення об'єму газу до нормальних або стандартних умов можна використати формули, отриманні з рівняння стану:

$$V_n = V_p \frac{p \cdot 273}{0,1 \cdot ZT}, \quad (1.1)$$

$$V_{cm} = V_p \frac{p \cdot 273}{0,1 \cdot ZT}, \quad (1.2)$$

де  $V_p$  - об'єм газу у робочому стані;

$p$  і  $T$  - відповідно тиск і абсолютна температура у робочому стані;

$Z$  - коефіцієнт стисливості.

*Тиск* – дорівнює границі відношення нормальної складової сили ( $N$ ) до площі ( $S$ ), наявдієсила:

$$P = \lim_{\Delta S \rightarrow 0} \frac{\Delta N}{\Delta S} = \frac{dN}{dS}. \quad (1.3)$$

У гідравлічних розрахунках газопроводів використовують абсолютний тиск.

Дійсне витікання газу із газопроводів не перевищує 1,2% від обсягу перекачаного газу, а середня похибка діафрагмових витратомірів становить не менше 1,5-2%. Тому виявити і кількісно визначити ці витрати газу за допомогою існуючих методів обліку газу практично неможливо.

У процесі тривалої експлуатації газопровід через дію внутрішньої і зовнішньої корозії труб, зношення деяких частин лінійних кранів, засувок і вентилів, витікання газу крізь мікротвори збільшується. Але з практики експлуатації газопроводів видно, що найбільша кількість виявлених іліквідованих середніх і великих свищів приходить на перші роки експлуатації. Після їх ліквідації кількість витрат газу з труб має скоротитися. Відповідно до методики випробовування газопроводів на щільність витікання газу з трубопроводів прямо пропорційне площі поверхні газопроводів, тиску газу й обернено пропорційне температурі газу.

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{\text{вт}} = 1113,5 \frac{D_{\text{сер.}} \cdot L \cdot P_{\text{сер.}}}{T_{\text{сер.}}} \quad (1.4)$$

де  $D_{\text{сер.}}$  - середній діаметр труб, м;

$L$  - довжина газопроводу, км;

$P_{\text{сер.}}$ ,  $T_{\text{сер.}}$  - середній тиск і температура газу за звітний період, МПа і К;

$Z_{\text{сер.}}$  - середній коефіцієнт стисливості;

$T_{\text{добу}}$  - звітний період роботи газопроводу, діб.

Згідно з формулою збільшення середньої температури газу призводить до зменшення витікання газу, а зменшення температури газу у зимовий період – до збільшення витрат газу.

Газ, який поступає в газопровід з КС, має температуру 40-60°C. По мірі руху газу він охолоджується. Досліди показують, що лише на відстані 20-30 км температура газу стає близькою до температури навколишнього середовища. Середня температура газу знаходиться, як середнє інтегральне значення температури:

$$t_{\text{сер}} = \frac{1}{L} \int_0^L t dx \quad (1.5)$$

Тиск у будь-якій точці газопроводу знаходиться за формулою:

$$p_x = \sqrt{p_n^2 - (p_n^2 - p_k^2) \frac{x}{L}} \quad (1.6)$$

де  $p_n$  і  $p_k$  - відповідно початковий і кінцевий тиск;

$L$  - довжина газопроводу;

$x$  - відстань від початку газопроводу.

### Висновки до розділу

Проведений аналіз демонструє, що автоматизація є не лише технічно доцільною, а й економічно обґрунтованою стратегією розвитку ГТС України. Вибрано та обґрунтовано параметри контролю та регулювання

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

транспортування газу. Автоматизовані системи можуть бути інтегровані як на рівні окремих об'єктів (наприклад, компресорної станції), так і на рівні диспетчерських центрів керування регіональними або національними ділянками ГТС.

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2 ФОРМУВАННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ЗАДАЧ АВТОМАТИЗАЦІЇ КЕРУВАННЯ

### 2.1 Аналіз режимів функціональної газотранспортної системи

Керування режимами роботи системи транспорту газу здійснюється за рахунок керуючих впливів, що приймаються на компресорних станціях. Як керуючі фактори можуть розглядатися газоперекачувальні агрегати. До зміни режиму призводить зміна технологічної схеми включення ГПА та зміна параметрів функціонування одиночного агрегату, яку здійснюють шляхом регулювання швидкості обертання його ротора.

Загальна схема керування може бути умовно поділена на дискретну та неперервну (рис. 2.1) [3,5].

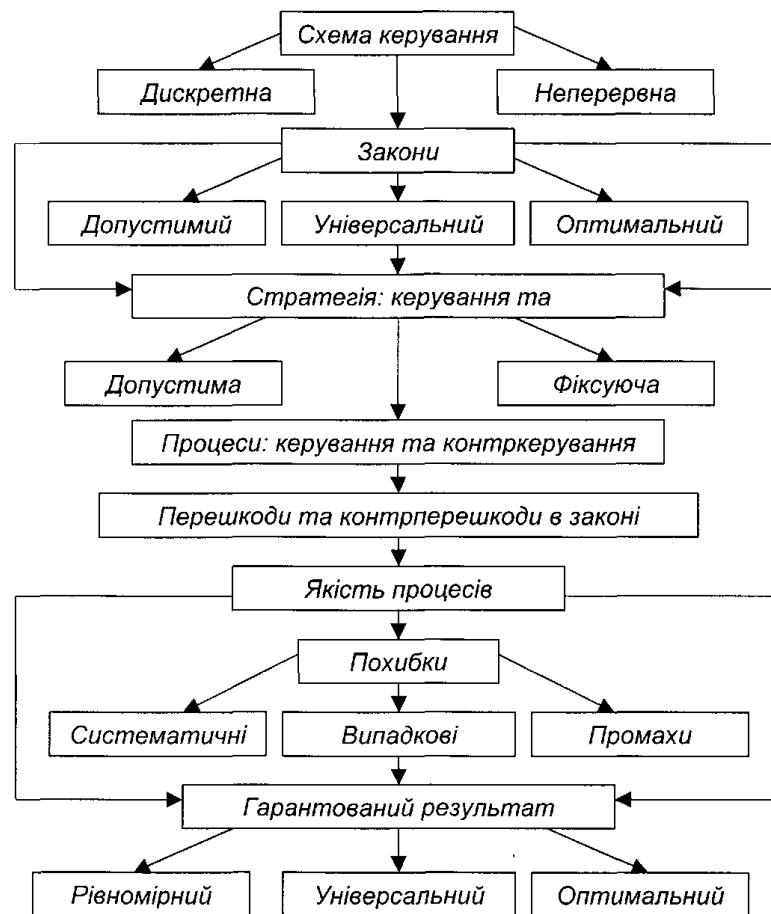


Рисунок 2.1 – Загальна схема керування режимами роботи газоперекачувальних агрегатів

Керування режимами КС здійснюється відповідно до законів керування, які визначають ступінь впливу керуючих факторів на реакцію системи. Для ГПА чутливість до керуючих впливів можна виразити співвідношенням

$$\pi_{\varepsilon} = \frac{\partial \varepsilon}{\partial \omega}_{Q=\text{const}} ; \pi_{\varepsilon} = \frac{\partial Q}{\partial \omega}_{\varepsilon=\text{const}} ,$$

де  $\varepsilon$ ,  $Q$ - ступінь стиску і продуктивність нагнітача;  
 $\omega$  - кутова швидкість обертання ротора нагнітача.

Як відомо, характеристика нагнітача може бути виражена рівнянням

$$\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} = 1 = \frac{\omega}{zRT} \left( X - \frac{1}{\omega} \left( Y_2 \cdot \varepsilon^{\frac{1}{m}} - Y_1 \right) Q \right),$$

де  $\omega$  - швидкість обертання ротора;

$z$ ,  $T$ - коефіцієнт стисливості і температура газу на вході;

$R$  - газова стала;

$X$ ,  $Y_1$ ,  $Y_2$  - сталі параметри, що залежать від конструкції;

$m$  — показник політропи стиску.

Тоді

$$\pi_{\varepsilon} = \frac{mX}{(m-1)zRT\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - Y_2 Q \varepsilon^{\frac{1}{m}}} ; \pi_{\varepsilon} = \frac{X}{Y_2 Q \varepsilon^{\frac{1}{m}} - Y_1} .$$

Як видно із отриманих виразів, ні один із показників ефективних керуючих впливів не залежить від швидкості обертання ротора, тобто від самого керуючого фактора. Обидва показники ефективності керуючих впливів є функціями ступеня стиску нагнітача і його конструктивних характеристик, які виражаються параметрами  $X$ ,  $Y_1$  та  $Y_2$ . Крім того, показник, що характеризує вплив обертів ротора на ступінь стиску ГПА залежить від продуктивності машини, температури на вході в агрегат і фізичних властивостей перекачуваного газу.

Одержані показники мають різний фізичний зміст, розмірності та числові значення, тому порівнювати їх в абсолютних величинах нема можливості і

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

смыслу. Як видно з графіків на рис. 2.2, обидва показники ефективності регулювання зростають з ростом ступеня стиску нагнітача. Це означає, що агрегат значно ефективніше реагує на зміну швидкості обертання ротора нагнітача в зоні високих ступенів стиску (або в зоні малих продуктивностей). Крім того, відносна величина параметра  $\eta_{id}$  завжди суттєво більша за відносну величину параметра  $\eta_{g\&}$  що є свідченням того, що агрегат при зміні обертів ротора суттєвіше змінює продуктивність, ніж ступінь стиску.

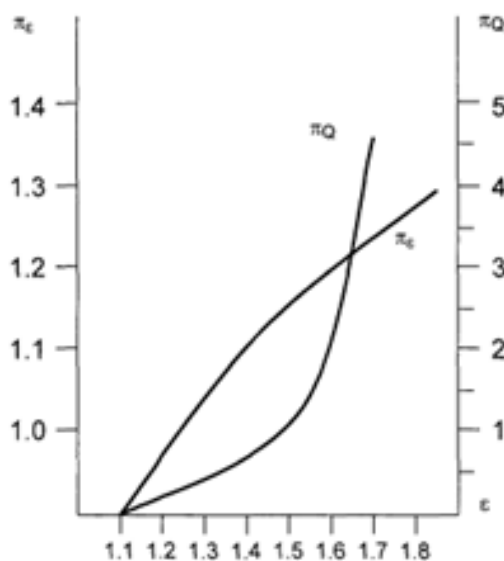


Рисунок 2.2 – Графік залежності продуктивності газопроводів від швидкості обертання ротора нагнітача

Для об'єктів складної структури, до яких належать елементи газотранспортних систем, вихідна реакція і вхідний сигнал є випадковими величинами. Це пояснюється впливом великої кількості випадкових неконтрольованих факторів, таких, як нерівномірність газоспоживання і подачі газу в систему, коливання температури навколишнього середовища, зміна складу газу, тренд характеристик газоперекачувальних агрегатів і т.д.

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

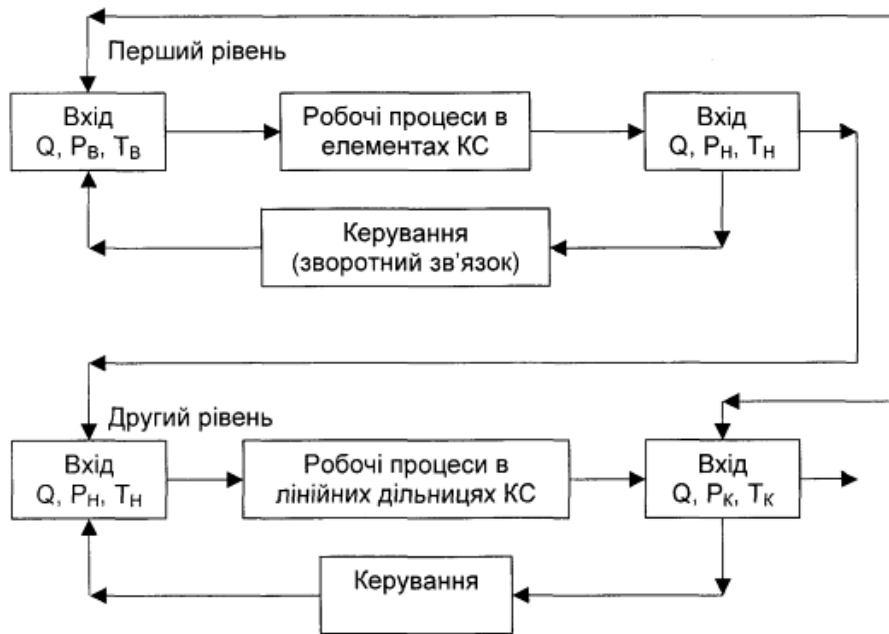


Рисунок 2.3 – Структура об'єктів магістральних газопроводів за даними спостереження [2]

Для стаціонарних об'єктів застосування того або іншого алгоритму ідентифікації дозволяє за кінцеве число кроків із заданою точністю визначити параметри моделі. Якщо об'єкт нестаціонарний, то параметри його змінюються в часі і їх оцінки необхідно постійно уточнювати. В протилежному випадку через визначений проміжок часу, який залежить від ступеня нестаціонарності процесу, модель перестане адекватно описувати функціонування об'єкту, по ній неможливо буде прогнозувати його поведінку і здійснювати керування об'єктом.

## 2.2 Математична модель магістрального газопроводу при усталеному режимі роботи

Схема лінійної дільниці (ЛД) триниткового газопроводу зображена на рис. 2.4.

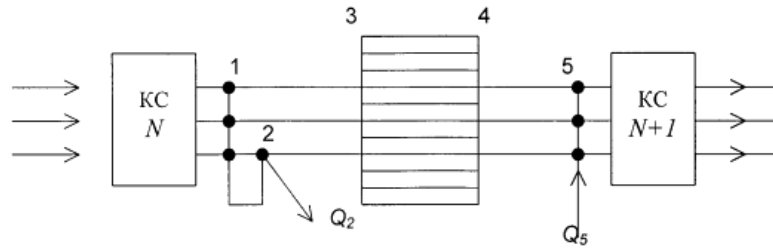


Рисунок 2.4 – Схема лінійної ділянки МГ

Лінійна ділянка в загальному випадку має досить складну структуру. Вздовж її (100-120 км) встановлюються лінійні крани та крани-перемикачі, які у відкритому стані з'єднують дві і більше труби, утворюючи вузли (точки 1, 2, 5).

На одній або кількох нитках ЛД можуть споруджуватись лупинги — відрізок труби такого ж самого діаметру, як і основна труба нитки (відрізок 1-2 на рис. 2.5). Лупинги споруджуються для збільшення пропускної спроможності нитки, їх довжина буває 25, 50 або 75% від довжини ЛД.

Значною неоднорідністю в структурі ЛД є дюкери (відрізок 3-4). Дюкер призначений для забезпечення надійності газопроводу і споруджується в місцях його проходження через водні перепони. Він включає велику кількість паралельно з'єднаних труб одного діаметру, який значно менший від діаметру основної труби. Сумарна площа перетину труб дюкера повинна дорівнювати сумарній площі труб основних ниток.

Проведений аналіз показує, що основним елементом розрахункової структури ГТС є трубопровід. Загальна кількість трубопроводів, що входять до складу лінійних ділянок, нараховує кілька тисяч, оскільки вони є найбільш масовими елементами ГТС.

Рух газу в трубопроводі постійного діаметру описується системою диференціальних рівнянь в часткових похідних:

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z}(\rho v) = 0, \quad (2.1)$$

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

$$\frac{\partial(\rho v)}{dt} + \frac{\partial}{\partial z}(P + \rho v^2) = -\rho \left( \frac{\lambda v |v|}{2D} + \frac{dh}{dx} \right), \quad (2.2)$$

де  $\rho, v, P$ — відповідно, швидкість руху і тиск газу;

$T, x$  — часова і просторова координати;

$X$  — коефіцієнт гідравлічного опору;

$D$  — діаметр труби;

$K$  — коефіцієнт теплопередачі від труби до ґрунту;

$h$  — висота залягання труби

Система рівнянь (2.1)-(2.2) має чотири невідомі (густина, швидкість, тиск і температуру). Для замикання цієї системи необхідно використати рівняння стану газу:

$$P = g\rho ZRT, \quad (2.3)$$

де  $\Delta$  — питома густина газу (за повітрям) в нормальних умовах;

$Z$  — коефіцієнт стискування

$$Z = f(P, T). \quad (2.4)$$

Коефіцієнт  $Z$  визначається у відповідності з емпіричними залежностями. Найбільш поширеними з них є такі:

$$Z = 1 - 0.4273 \frac{P}{P_{nk}} \left( \frac{T_{nk}}{T} \right)^{3.668}. \quad (2.5)$$

Псевдокритичний тиск  $P_{пк}$  і псевдокритична температура  $T_{пк}$  визначаються згідно зі спеціальними залежностями, заданими нормативними документами:

$$T_{nk} = -2,4286\sigma^2 + 2,19\sigma + 46,776, \quad (2.6)$$

$$P_{nk} = -20,06\sigma^2 + 179,6\sigma + 79,98, \quad (2.7)$$

$$\sigma = 1,206\Delta, \quad (2.8)$$

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Система залежностей (2.1)-(2.11) є фундаментальною. Вона є основою для отримання математичних моделей, що описують як усталені, так і нестационарні процеси в трубопроводах.

При чисельному аналізі перехідних процесів рівня (2.1)-(2.3), (2.8) перетворюються таким чином, щоб можна було виключити енергію  $E$ . Крім того, за допомогою рівняння (2.8) виключається одна із змінних (як правило, це температура) [6].

При розрахунках стаціонарних режимів ГТС застосовується модель усталеного руху газу в трубопроводі, що отримується з рівнянь (2.1)-(2.3), шляхом прирівнювання нулю похідних часу і виключенням членів, що репрезентують швидкісний натиск:

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{0,25\sqrt{\pi}\lambda M^2\omega}{f^{5,2}} - \frac{g \sin \varphi}{\omega}, \quad (2.9)$$

$$\frac{\partial T}{\partial x} = \frac{\lambda KD [T_{zp} - T]}{C_p M} + \frac{0,25\sqrt{\pi}\lambda M^2\omega}{C_p f^{5,2}} \left[ \omega - T \left( \frac{\partial \omega}{\partial T} \right)_p \right] - \frac{g \sin \varphi}{\omega} \frac{\partial \omega}{\partial T}, \quad (2.10)$$

$$M = f\rho V = const, \quad (2.11)$$

де  $M$  — масовий видаток газу через трубу з постійним перетином  $f$ .

В практиці розрахунків стаціонарних режимів ГТС використовується емпірична модель такого вигляду:

$$P_n^2 - P_k^2 [1 + b(h_k - h_n)] = \frac{10^{12}}{2,64255} \cdot \frac{\Delta Z_{cp} T_{cp} L}{E^2 \left( \frac{0,03}{H} \right) D^{5,2}} \times \quad (2.12)$$

$$\times \left[ 1 + \frac{b}{2} (h_n - h_k) \right] \left[ 1 + \frac{0,1067\mu}{\Delta} \cdot \frac{0,03}{H} D^2 \right],$$

$$T_k = T_{zp} + (T_n - T_{zp}) e^{-aL} - \frac{D_r (P_n^2 - P_k^2)}{2P_{cp}} \left( 1 - \frac{1 - e^{-aL}}{aL} \right), \quad (2.13)$$

$$T_{cp} = T_{zp} + (T_n - T_{zp}) \frac{1 - e^{-aL}}{aL} - \frac{D_r (P_n^2 - P_k^2)}{2P_{cp} aL} \left( 1 - \frac{1 - e^{-aL}}{aL} \right), \quad (2.14)$$

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left( P_n + \frac{P_k^2}{P_n + P_k} \right), \quad (2.15)$$

де  $P_n/P_k$  тиск на початку/кінці труби;

$T_n(T_k)$  — температура на початку/кінці труби;

$T_{cp}$  — середня температура газу;

$P_{cp}$  — середній тиск;

$q$  — комерційний видаток газу, млн. м /доб;

$Z_{cp}$  — середній коефіцієнт стиснення;

$D_n$  — зовнішній діаметр труби;

$C_{cp}$  — середня величина питомої теплоємності;

$D_r$  — середня величина дросель-ефекту;

$\mu$  — середня величина динамічної в'язкості;

$H$  — абсолютна шершавість труби;

$E$  — коефіцієнт ефективності труби

Питома теплоємність газу  $C_{cp}$  та диференційний дросель-ефект  $D_r$

$$C_{cp} = 1,528 + 0,101 \cdot 10^{-1} P - 1,756 T + 0,03 \cdot 10^{-5} P^2 + 0,14 \cdot 10^{-4} T^2 - 0,28 \cdot 10^{-4} P T, \quad (2.16)$$

$$D_r = 1,335 + 0,707 \cdot 10^{-2} P - 0,29 \cdot 10^{-2} T - 0,609 \cdot 10^{-4} P T + \\ + 0,112 \cdot 10^{-4} P T^2 - 1,106 \cdot 10^{-7} P^2 T \quad (2.17)$$

Розмірності величин в (2.16)-(2.17) такі ж самі, як розмірності відповідних величин в (2.18)-(2.22).

### 2.3 Моделювання об'єкта регулювання

Газопровід - це динамічна система, основними елементами якої є сепаратори, абсорбери і запірно-регулюючі клапани. Задача отримання математичної моделі газопроводу полягає у визначенні залежності регулюючих координат процесу від регулюючих і збурюючих впливів.

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Неусталений ізотермічний рух газу в горизонтальних трубопроводах описується лінеаризованою системою диференційних рівнянь в часткових похідних:

$$\frac{\partial P}{\partial x} = k_1 \cdot G, \quad (2.18)$$

$$\frac{\partial P}{\partial x} = k_2 \cdot \frac{\partial G}{\partial x}, \quad (2.19)$$

де  $k_1$ ,  $k_2$  - коефіцієнти диференційних рівнянь, які визначаються за відповідними формулами:

$$k_1 \cdot \frac{2a}{F}, \quad (2.20)$$

$$k_2 \cdot \frac{c^2}{F}, \quad (2.21)$$

$$2a = \frac{IRZT}{DF} \left( \frac{1}{P_{20}} + \frac{1}{P_{10}} \right) G_0, \quad (2.22)$$

$$F = \frac{\pi D^2}{4}, \quad (2.23)$$

де  $P_{10}$ ,  $P_{20}$  - усталені значення тисків на початку і в кінці трубопроводу, Па (кгс/см );

$P$  - відхилення від усталеного значення, Па (кгс/см );

$G$ - відхилення масової втрати газу від усталеного значення, кг/с;

$x$  - координата довжини газопроводу, м;  $0 < x < 1$ ;

$D$  - діаметр трубопроводу, м;

$t$  - час, с;

$\lambda$  - коефіцієнт відхилення реальних газів від ідеальних;

$R$  - газова стала, кгс-м/кгтрд. К;

$T$  - абсолютна температура, грд, К;

$c$  - швидкість звуку в газі, м/сек.;

$l$ - довжина газопроводу, м

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для рішення системи рівнянь (2.25) - (2.26) необхідно задатись початковими умовами і граничними значеннями координат, що обчислюються, тобто  $P(x, t)$  і  $G(x, t)$ . В якості початкового стану як газопроводу так і газотурбінної мережі в цілому, будемо приймати усталений режим течії газу в момент збурюючого впливу.

В зв'язку з цим початкові значення приросту координат будуть нульовими, тобто:

$$P(x, 0) = 0, \quad (2.24)$$

$$G(x, 0) = 0 \quad (2.25)$$

Початковий розподіл тиску вздовж газопроводу визначається згідно з приведеною нижче формулою:

$$P(x,0) = \sqrt{\frac{P_1 - lZRTxG_0^2}{F^2 D}}. \quad (2.26)$$

Рішення задачі відповідно має такий вигляд:

$$P(l,t) = -Alk_1 \left[ 1 - \frac{8}{p^2} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\exp\left(-\frac{p^2(2k-1)^2 k_2 t}{4k_1 l_2}\right)}{(2k-1)^2} \right]. \quad (2.27)$$

Обчислення показують, що крива (2.27) з достатньою для інженерних розрахунків точністю може бути апроксимована рівнянням такого виду [6]:

$$P(l,t) = -Ak_1 \left[ 1 - \exp\left(-\frac{t}{T}\right) \right], \quad (2.283)$$

Де  $T$  - постійна часу, сек.;

$k$  - коефіцієнт підсилення.

Постійна часу і коефіцієнт підсилення визначаються відповідно за виразам

$$T = \frac{1}{3} \cdot \frac{k_1}{k_2} l^2, \quad (2.29)$$

$$k = k_1 \cdot l. \quad (2.30)$$

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕТВОРИВШИ рівняння (2.30) по Лапласу, то можна визначити шукану функцію передачі [5]

$$W_0(s) = \frac{P(l,t)}{G(l,t)} = -\frac{k}{Ts+1}. \quad (2.31)$$

Формулу постійної часу (2.31) можна переписати так

$$T = \frac{1}{3} \cdot k_2 \cdot \frac{lF}{c^2}. \quad (2.32)$$

Покажемо, що коефіцієнт підсилення може бути визначений з рівняння усталеного руху газу як перша похідна від тиску по витраті при  $G = G_0$

$$k = \frac{\delta P_{20}}{\delta G_0}. \quad (2.33)$$

$$P_{20} = P_{10} - k_1 \cdot lG_0. \quad (2.34)$$

Прийнявши до уваги граничну умову  $P(0,t)=0$ , що відповідає  $P_{10}=0$ , з рівняння (2.34) знаходимо коефіцієнт підсилення

$$\frac{\delta P_{20}}{\delta G_0} = -k_1 \cdot l = -k. \quad (2.35)$$

Таким чином, для визначення коефіцієнта підсилення необхідно знати залежність тиску в кінці газопроводу від витрати газу в усталеному режимі.

## 2.4 Математична модель елементів магістрального газопроводу з розподіленими параметрами

Основним активним об'єктом магістрального газопроводу є компресорна станція, на якій розмішуються газоперекачуючі агрегати та апарати повітряного охолодження. ГПА розмішуються в цехах. Як правило, один цех обслуговує одну нитку газопроводу. ГПА об'єднуються в групи, які працюють в два-три ступені та забезпечують необхідний ступінь стискування (компрімування) газу [6].

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ГПА включає відцентровий нагнітач (ВН) та газотурбінний привод (рис. 2.5) На вході ВН газ має параметри  $P_{вх}$ ,  $T_{вх}$ ,  $M_{вх}$ , які мають нижчі показники за відповідні вихідні параметри. На газотурбінних ГПА зі входу відбирається масовий видаток на власні потреби  $M_{вп}$ , що використовується в газотурбінному приводі

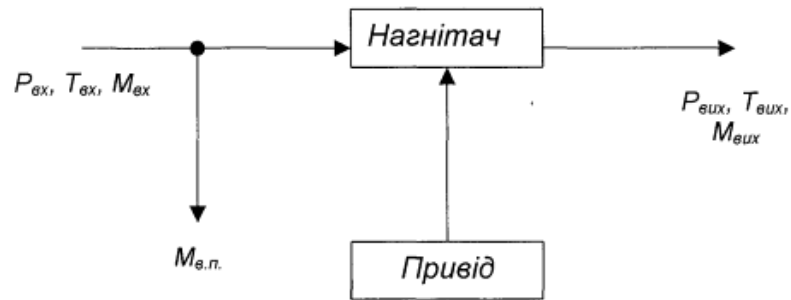


Рисунок 2.5 – Схема газоперекачуючого агрегату [1]

Однією з основних характеристик ГПА є ступінь стискування,

$$\varepsilon = \frac{P_{вих}}{P_{вх}}, \quad (2.36)$$

який залежить від відносних обертів

$$\bar{n} = \frac{n}{n_0}, \quad (2.37)$$

де  $n$ ,  $n_0$ – фактичні оберти та оберти приведення.

Ступінь стискування залежить також від наведеної об'ємної продуктивності

$$Q_{пр} = \frac{Q}{n}, \quad (2.38)$$

де  $Q$ – об'ємна продуктивність ГПА.

Таким чином

$$\varepsilon = \varepsilon(Q_{пр}, \bar{n}). \quad (2.39)$$

Ступінь стискування є функцією двох величин ( $Q_{пр}$ ,  $n$ ), тому вона задається у вигляді сімейства графіків з координатними величинами  $\varepsilon$  і  $Q_{пр}$ , а величина  $n$  використовується як параметр.

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Важливою величиною, що необхідна для розрахунку режимів роботи ГПА, є потужність нагнітача. Вона також задається графічно

$$N = N(Q_{np}), \quad (2.40)$$

крім того, графічно задається політропічний ККД

$$\eta = \eta(Q_{np}). \quad (2.41)$$

Характеристики (2.39)-(2.41) є вихідними (початковими) величинами для розрахунків режимів роботи ГПА. Тому при машинних обчисленнях режимів ГПА залежності (2.39)-(2.41) необхідно апроксимувати функціями, що можуть бути зафіксовані в комп'ютерній пам'яті. Досить ефективною є їх апроксимація поліномами другого-четвертого порядків.

При цьому, враховуючи те, що залежність (2.39) є сімейством кривих, реалізується наступний алгоритм. Із сімейства (2.39) вибирається один графік, а саме такий, у якого  $n=1$  або

$$\varepsilon_0 = \varepsilon(Q_{np}, \bar{n}) = 1. \quad (2.42)$$

Ці залежності апроксимуються, де  $n=1$  і можуть бути отримані шляхом перерахування ступеня стискування (2.42) за формулою:

$$\varepsilon = [y^2(\varepsilon_0^2 - 1) - 1]^{\frac{1}{\alpha}}. \quad (2.43)$$

Величина  $y$  визначається виразом

$$y = \bar{n} \sqrt{\frac{F_0}{F_{вх}}}, \quad (2.44)$$

де  $F_0 = Z_0 R_0 T_0$ ,  $F_{вх} = Z_{вх} R_{вх} T_{вх}$ ,

індексом «0» позначені паспортні дані, а індексом «вх» - вхідні параметри ГПА.

Величина  $\alpha$  визначається відповідно до залежності

$$\alpha = \frac{k-1}{k\eta(Q_{np})}, \quad (2.45)$$

де  $k$  – показник адіабати, який визначається з діапазону 1.30 – 1.31.

Таким чином, з використанням залежностей (2.43)-(2.45) можна обчислити ступінь стискування  $\varepsilon$ . Однак використання залежності (2.45)

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

пов'язане зі значними витратами машинного часу. Тому обчислення  $\varepsilon$ , як правило, виконується з залученням так званих універсальних функцій. При цьому записується рівняння з одним невідомим

$$\omega(\varepsilon) = y^2 \omega(\varepsilon_0), \quad (2.46)$$

в якому перед його розв'язанням необхідно задати залежність  $\omega(\varepsilon)$ . Найбільш поширеними функціями  $\omega(\varepsilon)$  у розрахунках є такі:

$$\omega(\varepsilon) = 0,915(\varepsilon - 1), \quad (3.47)$$

$$\omega(\varepsilon) = 0,257\varepsilon^2 + 1,489\varepsilon - 1,2301. \quad (2.48)$$

У практичних розрахунках, як правило, використовується універсальна функція (2.48), оскільки вона забезпечує більш точні результати.

Температура на виході ГПА може бути визначена відповідно до залежності

$$T_{\text{вих}} = T_{\text{вх}} \varepsilon^\alpha, \quad (2.49)$$

але на практиці її розраховують з використанням універсальної функції, яка спрощує обчислення:

$$T_{\text{вих}} = T_{\text{вх}} (1 + \alpha \omega(\varepsilon)). \quad (2.50)$$

Підключення трубопроводів лінійної ділянки до компресорної станції забезпечується завдяки використанню так званих вхідних і вихідних шлейфів КС. Обв'язки ГПА, а також вхідні і вихідні шлейфи КС моделюються залежністю падіння тиску на них від масового видатку

$$\Delta P_{s,0} = f(M). \quad (2.51)$$

Залежність (2.51) доцільно апроксимувати поліномом другого/третього порядку:

$$f(M) = \alpha_0 + \alpha_1 M + \alpha_2 M^2 + \alpha_3 M^3, \quad (2.52)$$

у практичних розрахунках (особливо при моделюванні обв'язок ГПА) часто задовольняються залежністю

$$f(M) = \alpha_0 = \text{const}. \quad (2.53)$$

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Математична модель пов'язує між собою режимні параметри на його вході та виході (тиск, видаток, температура), а також атмосферну температуру ративно-технологічного зв'язку, електрохімічного захисту; будівлі та споруди для обслуговування лінійної частини (дороги, майданчики, будинки лінійних об'єктів І Т.П.).

### **Висновок до розділу**

У розділі розглянута структура газотранспортної системи України, проаналізовано режими газотранспортної системи. Проведено аналіз математичної моделі, яка описує процес газової динаміки в трубопроводі та їх вузлах, що для цих об'єктів, на відміну від компресорних станцій, розроблені детальні та точні моделі.

Розглянута математична модель елементів магістрального газопроводу, а також основні елементи і типові підсистеми магістрального газопроводу. Основні елементи магістрального газопроводу: лінійні споруди; компресорні станції (КС); газорозподільні станції (ГРС); пункти виміру витрати газу.

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3 СИСТЕМА КЕРУВАННЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЮ ІНФРАСТРУКТУРОЮ

#### 3.1 Технологічні аспекти керування об'єктами газотранспортної інфраструктури

Газотранспортна інфраструктура України охоплює розгалужену систему магістральних газопроводів, компресорних станцій, газорозподільчих пунктів, вузлів обліку та підземних сховищ газу. Ефективне функціонування цих об'єктів напряду залежить від рівня організації технологічного процесу та застосування сучасних засобів керування.

Основною метою керування газотранспортною інфраструктурою є забезпечення безперервної, надійної та безпечної подачі природного газу з урахуванням змін у навантаженні, тиску, витраті та інших параметрах у режимі реального часу. Для цього використовуються автоматизовані системи управління, які включають:

- програмовані логічні контролери (PLC) — для локального управління процесами на окремих об'єктах;
- телеметричні комплекси — для збору та передачі даних на великі відстані;
- сенсорні системи та засоби вимірювання — для точного контролю технологічних параметрів (тиску, температури, об'ємної витрати тощо);
- енергоефективні приводи та виконавчі механізми — для регулювання роботи засувки, компресорів і насосного обладнання.

До ключових технологічних аспектів також належить: оптимізація режимів роботи компресорних станцій з метою зменшення споживання паливного газу; використання моделей цифрових двійників для прогнозування аварійних ситуацій та тренду зміни технологічних параметрів; застосування

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

алгоритмів оптимального керування, які забезпечують баланс між безпекою, економічністю та пропускнуою здатністю системи.

Сучасна газотранспортна система вимагає не лише класичного управління, але й адаптивних, інтелектуальних технологій, здатних швидко реагувати на змінні зовнішні умови, зокрема коливання тиску внаслідок зменшення транзитних обсягів чи змін у внутрішньому споживанні.

Таким чином, технологічні аспекти керування об'єктами ГТС охоплюють комплекс заходів і технічних рішень, спрямованих на стабільну, ефективну та безпечну роботу всієї інфраструктури на основі сучасних засобів автоматизації та цифрового аналізу. Особлива увага приділяється оптимізації режимів роботи системи. Вона досягається шляхом: застосування математичних моделей для прогнозування зміни параметрів у реальному часі.

### **3.2 Ідентифікація елементів газотранспортної системи**

Ідентифікація елементів газотранспортної системи (ГТС) — це процес визначення, класифікації та позначення основних складових частин системи для подальшого проектування, експлуатації, автоматизації та моніторингу [7].

Ось основні елементи ГТС, які зазвичай ідентифікують:

1. Газові магістралі (трубопроводи): трансмісійні трубопроводи — великі магістральні труби для транспортування газу на великі відстані.
2. Розподільні трубопроводи: трубопроводи меншого діаметра для подачі газу до споживачів.
3. Компресорні станції (КС): забезпечують підтримання необхідного тиску газу в трубопроводі.
4. Підземні газосховища: місця зберігання надлишкового газу для балансування попиту та пропозиції.
5. Газорозподільні станції (ГРС): пункти для поділу і регулювання потоків газу.

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У табл. 3.1 показано приклад ідентифікації основних елементів газотранспортної системи з урахуванням їх типових позначень для автоматизації [7].

Таблиця 3.1 – Приклад ідентифікації елементів ГТС

Елемент	Позначення	Опис/функція	Тип сигналу для АСУ
Трансмійний трубопровід	ТГ-1, ТГ-2	Магістральний газопровід великого діаметру	Тиск, температура, витрата
Компресорний агрегат	КА-1, КА-2	Компресор для підвищення тиску газу	Відпускна температура, тиск, вібрація
Компресорна станція	КС-1, КС-2	Комплекс компресорів, систем охолодження і автоматики	Стан роботи, аварійні сигнали
Запірний клапан	ЗК-1, ЗК-2	Перекриття чи відкриття потоку газу	Відкрито/Закрито (дискретний сигнал)
Газорозподільна станція	ГРС-1	Розподіл газу по напрямках	Тиск, витрата, стан клапанів
Підземне газосховище	ПГС-1	Місце зберігання газу	Тиск, рівень газу, температура

На етапі стратегічної ідентифікації КС і лінійної ділянки МГ вхідними змінними вибрано тиск на вході  $P_{вх}$  і подача газу  $Q_{вх}$ , вихідним параметром є тиск на виході лінійної ділянки (ЛД) або тиск нагнітача КС  $P_{вих}$ .

Стаціонарний режим роботи КС описується параболічним рівнянням. Взявши це рівняння за основу при ідентифікації нестационарного режиму, отримаємо співвідношення:

$$P_{вих}^2(N1) = a_1(N1-1)P_{вх}^2(N1) + a_2(N1-1)Q_{вх}^2(N1), \quad (3.1)$$

яке описує магістральний газопровід у дискретний момент часу  $N1$ . Це рівняння відбиває фізичну суть процесу транспорту газу та може застосовуватися для оперативного керування газопроводом, однак має деякі недоліки.

По-перше, нелінійність моделі викликає труднощі на етапі реалізації оптимізаційної процедури пошуку керуючих впливів.

Другий і суттєвіший недолік полягає в тому, що контрольовані змінні  $P_{вх}$  і  $Q_{вх}$  вимірюються з похибкою, тобто замість значення змінної  $x_i$  фіксується величина  $x_i = x_i + \delta_{xi}$ . Порядок похибки визначається класом точності вимірювальних приладів і складає, зазвичай, декілька відсотків, що мало впливає на якість моделі. Проте, коли в моделі використані квадрати змінних, то похибки суттєво збільшуються:  $x_i^2 = (x_i + \delta_{xi})^2 = x_i^2 + \delta_{xi}^2 + 2x_i\delta_{xi}$ .

Похибка квадрату вхідної змінної набуває порядку самої змінної і суттєво погіршує результати моделювання. Розглянемо питання можливості опису КС і ЛД за допомогою лінійних моделей виду

$$P_{вих}(N1) = a_1(N1-1)P_{вх}(N1) + a_2(N1-1)Q_{вх}(N1). \quad (3.2)$$

Чисельні досліди показали, що застосування адаптивного ідентифікатора дозволяє використовувати лінійні моделі в оперативному управлінні режимами МГ. Під час побудови регресивних рівнянь типу (3.4) і (3.5) на етапі стратегічної ідентифікації режиму одної з КС газопроводу були одержані такі параболічний моделі.

Проте на етапі оперативної ідентифікації, коли уточнення моделі здійснюється на основі диспетчерських даних і збіжність оцінок параметрів до їхніх

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

реальних значень залежить від рівня шумів, лінійна модель виявилась кращою від параболічної.

У табл. 3.2 наведені результати адаптації моделей (3.1) і (3.2) за даними експлуатації однієї із КС газопроводу, що заміряться з інтервалом 3 год. Із аналізу результатів видно, що і середнє значення відносної похибки величини, що моделювалась, і її максимальнє значення для параболічної моделі гірше, ніж для лінійної [6,7].

Таблиця 3.2 - Результати оперативної ідентифікації лінійної таквадратичної моделей КС

Номер такту	$P_n$ , реальне МПа-10	$P_n$ за лінійною моделлю, МПа-10	$N/N_p$	$P_n$ за квадратичною моделлю, МПа-10	$N/N_p \cdot 100\%$
1	51,4	0	100	0	100
2	52	52,1	0,184	52,8	1,54
3	52	51,94	0,118	51,88	0,235
4	51	52,27	2,48	52,53	3,0
5	51	51,27	0,53	51,55	1,207
6	51,1	52,36	0,503	51,72	1,207
7	51,1	51,25	0,301	51,41	0,603
8	51,3	50,9	0,782	50,7	1,17
9	51,4	51,25	0,288	51,2	0,382
10	51,8	51,55	0,473	51,71	0,173
11	51,8	50,82	1,89	48,85	3,757
12	50,8	51,17	0,719	50,54	2,547

Перш ніж використовувати оперативну інформацію, яка поступила до диспетчерського пункту для уточнення параметрів, її необхідно піддати первинному статистичному аналізу, який включає аналіз різко виділених спостережень, перевірку однорідності декількох порцій диспетчерських даних і

їхню статистичну незалежність. Перелік вимог до первинної статистичної обробки може бути ширшим, тут згадано тільки ті, які доцільно використовувати під час статистичної ідентифікації елементів ГТС.

Необхідність аналізу різко виділених спостережень обумовлена тим, що неправильні спостереження диспетчерських параметрів можуть спотворювати статистичний матеріал у цілому.

Контроль незалежності спостережень викликаний тим, що у випадку невиконання цієї умови якість моделі різко погіршується через корелювання стовпців у матриці диспетчерської інформації. Тут, зазвичай, застосовують метод низхідних і висхідних серій.

Ідентифікація компресорних станцій і лінійних ділянок має самостійне значення для здійснення децентралізованого керування транспортом газу. Проте, використовуючи параметри моделей технологічних дільниць, можна побудувати модель газопроводу в цілому. Якщо розглядати МГ як лінію послідовної перекачки, то оператор, який описує газопровід, як динамічний об'єкт залишеться у вигляді  $A=A_n\{A_{n-1}(\dots(A_i(x))\dots)\}$ , тобто є суперпозицією операторів, які описують технологічні елементи.

Запишемо рівняння для послідовних ЛД і КС. Припускається, що шляхові надходження й відбори газу зосереджені на виходах КС. Тоді маємо:

$$P_{ni} = \alpha_i P_{esci} + \beta_i Q_{i-1} \text{ - для } n_i\text{-ї КС,} \quad (3.3)$$

$$P_{esci} = \gamma_i P_{ni-1} + \delta_{i-1} Q_{i-1} \text{ - для } (i-1)\text{-ї ЛД.}$$

Вважаючи, що дільниця газопроводу починається з  $n$ -ї КС, запишете граничні умови у вигляді:  $Q_0=Q_{MG}$  - подача газу в систему;  $P_0 = P_{MG}$  - тиск на вході системи.

Вихідною моделюючою змінною газопроводу вважаємо тиск на вході газорозподільної станції (ГРС).

Із рівняння (3.3) для тисків нагнітання на двох послідовних КС маємо:

$$P_{ni} = b_{i-1} Q_{i-1} + a_{i-1} P_{ni-1}$$

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вважаючи, таким чином, керуючими змінними процесу транспорту газу значення тисків нагнітання  $P_{ni}$ , зв'яжемо вихідну змінну газопроводу з керуючою змінною:

Виписавши ряд співвідношень для  $k = 1 \dots n$  і використавши позначення  $y = P_{грс}$ ,  $x_i = P_{ni}$ , одержимо:

$$y_1 = B_1 + A_1 x_1,$$

$$y_2 = B_2 + A_2 x_2$$

.....

$$y_n = B_n + A_n x_n,$$

звідки

$$y = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n B_k + \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n A_k x_k .$$

Здійснемо ще одне перетворення:

$$A_k (N1-1) \frac{1}{n} \prod_{j=k+1}^n a_j (N1-1) .$$

У кінцевому виді одержимо на кожному такті:

$$y(N1) = A_0 (N1-1) + \sum_{i=1}^n A_i (N1-1) x_i (N1) . \quad (3.4)$$

Вид одержаної моделі газопроводу (4.4) відповідає загальному виду (3.1) адекватних моделей ГТС, проте параметри  $A_i$ , у рівнянні не уточнюються безпосередньо за даними диспетчерської інформації, а перераховуються кожного разу після того, як проведена адаптація моделей нижнього рівня.

### 3.3 Розрахунок надійності автоматичної системи керування

Надійність автоматичної системи керування (АСК) є критичним чинником для забезпечення безперебійної та безпечної роботи об'єктів газотранспортної інфраструктури. Зокрема, на газорозподільних станціях (ГРС), де відбувається зниження тиску, облік, очищення, а іноді й підігрів

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

природного газу, автоматизація процесів вимагає високого рівня експлуатаційної надійності [5].

Зробимо розрахунок надійності на прикладі газорозподільної станції. Надійність ГРС, а відповідно, і нормальне функціонування промислових і побутових споживачів газу залежить від правильного вибору обладнання, засобів контролю і автоматизації, методів монтажу і експлуатації. В зв'язку з цим передбачені міри по підвищенні надійності ГРС, які зводять до мінімуму можливість нових відмов, які приводять до зриву газопостачання. Так як відмови та збої елементів є випадковими подіями, то в основі методів розрахунку показників надійності лежить математичний апарат теорії ймовірності.

Основною оцінкою надійності є ймовірність безвідмовної роботи ймовірність того, що в заданому інтервалі часу і в системі не виникає відмова. Ймовірність безвідмовної роботи визначається за формулою:

$$P(t)=P(T\geq t). \quad (4.5)$$

Оцінка ймовірності відмови елемента в момент часу  $t$  описується формулою:

$$Q(t)=Q(T<t). \quad (4.6)$$

де  $Q(t)$  - функція, яка показує ймовірність того, що елемент вийде з ладу раніше від моменту часу  $t$ .

З попередніх формул (3.5) і (3.6) очевидно, що:

$$P(t)+Q(t) = 1. \quad (3.7)$$

Оскільки при малих проміжках, тому для оцінки характеристик надійності часу ймовірності безвідмовної роботи близькі до 1 і мало різняться одна від одної, тому для оцінки характеристик надійності застосовуємо густину розподілу часу безвідмовної роботи, яка визначається за формулою:

$$f(t) = \frac{dQ}{dt} = -\frac{dP}{dt}.$$

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відношення  $\frac{f(t)}{P(t)}$  характеризує інтенсивність відмов і одержало назву  $\lambda$ -характеристики.

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)}. \quad (3.8)$$

Ця оцінка є основою для характеристики надійності елементів:

$$\lambda(t) = const, \quad (3.9)$$

$$P(t) = e^{-\lambda t}, \quad (3.10)$$

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t}, \quad (3.11)$$

$$f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda t}, \quad (3.12)$$

$$T = \frac{1}{\lambda}. \quad (3.13)$$

Визначення показників надійності системи будемо проводити окремо по контурах регулювання. Для аналізу надійності системи складається логічна схема розрахунку надійності.

Розглянемо контур регулювання температури газу на виході теплообмінника. Логічна схема розрахунку надійності цього контура приведена на рис.3.2.

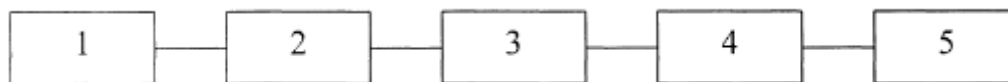


Рисунок 3.2 – Структурна логічна схема розрахунку надійності контура регулювання температури газу: 1-давач температури; 2 - мікропроцесорний контролер; 3 - електропневмоперетворювач; 4 - виконавчий механізм; 5 - регулюючий орган

Послідовне з'єднання елементів в системі застосоване тому, що відмова будь-якого із них приводить до відмови всього контуру.

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибираємо характеристики інтенсивності відмов кожного елемента контуру:

- для датчика температури (ТХА)  $\lambda = 80 \cdot 10^{-6}$ , год<sup>-1</sup>;
- для мікроконтролера (МК-25-3)  $\lambda = 2 \cdot 10^{-6}$ , год<sup>-1</sup>;
- для електропневмоперетворювача (ЕПП-1211)  $\lambda = 10 \cdot 10^{-6}$ , год<sup>-1</sup>;
- для виконавчого механізму (ПОУ-7)  $\lambda = 27 \cdot 10^{-6}$ , год<sup>-1</sup>;
- для регулюючого органу  $\lambda = 32 \cdot 10^{-6}$ , год<sup>-1</sup>.

Знайдемо інтенсивність відмов контуру за формулою:

$$\lambda = \sum_{i=1}^N \lambda_i, \quad (4.14)$$

де  $N$  – кількість елементів у контурі.

Підставивши значення, отримаємо:

$$\lambda = (80 + 2 + 10 + 27 + 32) \cdot 10^{-6}, \text{ год}^{-1}$$

$$P(t) = e^{-\lambda t}, \text{ год}^{-1}$$

Час відпрацювання на відмову:

$$T = \frac{1}{151 \cdot 10^{-6}} = 6622, \text{ год.}$$

Ймовірність безвідмовної роботи протягом 2000 год:

$$P(2000) = e^{-151 \cdot 10^{-6} \cdot 2000} = 0,8.$$

Ймовірність відмові протягом 2000 год:

$$Q = 1 - e^{-151 \cdot 10^{-6} \cdot 2000} = 0,2.$$

Частотна відмова протягом 2000 год:

$$f = 151 \cdot 10^{-6} \cdot 0,739 = 1,208 \cdot 10^{-4}.$$

На рис. 3.3 наведено графік залежності ймовірності безвідмовної роботи від часу [4]

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

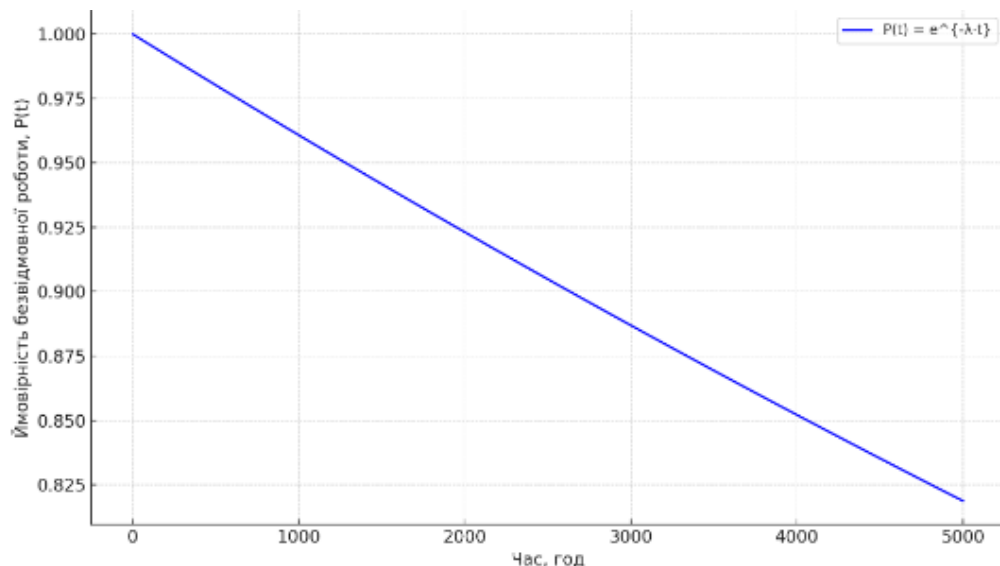


Рисунок 3.3 – Графік залежність ймовірності безвідмовної роботи від часу

На графіку показано, як із часом знижується ймовірність безвідмовної роботи автоматичної системи керування газорозподільної станції. При інтенсивності відмов  $\lambda = 4.0 \times 10^{-5}$  1/год.,  $\lambda = 4.0 \times 10^{-5}$  1/год, ймовірність залишається досить високою до 1000–2000 годин, але потім поступово зменшується, що вказує на потребу в технічному обслуговуванні або резервуванні ключових елементів системи.

### Висновки до розділу

В даному розділі розглянуто керування газотранспортними системами, а також адаптивні моделі елементів газотранспортними системами. Проведена обробка результатів оперативної ідентифікації лінійної та квадратичної моделі КС. Можна зробити висновок, що до доцільності опису КС і ЛД лінійними моделями, починаючи з етапу стратегічної ідентифікації.

Проведемо розрахунок надійності контуру регулювання температури по основному і допоміжному каналу. Згідно проведених розрахунків можна зробити висновок, що контур регулювання температури володіє досить високими надійними показниками.

## 4 РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ В SCADA-СИСТЕМИ

### 4.1 Основні функції SCADA-системи в транспортуванні газу

Сучасна газотранспортна інфраструктура є складним технічним комплексом, ефективне функціонування якого неможливе без автоматизації. Для забезпечення надійної, безпечної та енергоефективної роботи систем транспортування природного газу застосовуються SCADA-системи (Supervisory Control and Data Acquisition) — системи диспетчерського керування та збору даних у реальному часі [8].

Основні функції SCADA-системи в транспортуванні газу:

1) Моніторинг параметрів процесу.

Система забезпечує постійний контроль основних технологічних параметрів: тиску в різних точках газопроводу, температури, витрати газу, складу газової суміші (за допомогою газоаналізаторів), точки роси та наявності домішок.

2) Збирання та збереження даних.

Інформація з польових приладів передається на центральний сервер, де зберігається в базі даних для подальшого аналізу, формування звітів та аварійної історії.

3) Керування обладнанням.

SCADA-система дозволяє дистанційно керувати: компресорними агрегатами (вмикання, вимикання, регулювання навантаження), запірно-регулюючою арматурою (засувками, клапанами), установками підготовки газу.

Типова структура автоматизованої системи:

– польовий рівень: датчики тиску, температури, витрати, рівня, газоаналізатори, виконавчі механізми (електроприводи, ПД-регулятори).

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– проміжний рівень: програмовані логічні контролери (ПЛК), які здійснюють локальне управління та обробку сигналів.

– верхній рівень (SCADA): сервер збору даних, операторське робоче місце з мнемосхемами, програмне забезпечення для візуалізації та керування.



Рисунок 4.1 – Структура технічного забезпечення системи SCADA

При побудові верхнього рівня АСУТП можуть бути задіяні не всі компоненти, наведені на рис. 4.1. У найпростішому випадку може бути задіяний тільки один ПК, тоді він буде виконувати одночасно роль сервера і АРМ.

SCADA-система надає програмне забезпечення для створення та функціонування АРМ, зв'язку з СЗД, створення звітів і відображення загального стану об'єкта управління. По суті, для відображення загального стану використовуються ті ж засоби, що і для АРМ, тільки тут відображається система в цілому і відсутні функції управління.

Система контролю та управління також дозволяє автоматизувати багато процесів, що зменшує ризик помилок оператора та покращує ефективність

роботи обладнання. Вона також дозволяє операторам виконувати свої завдання здалеку, що забезпечує більшу гнучкість у роботі.

Для авторизації у системі необхідно ввести логін та пароль адміністратора. Нижче наведено головний екран системи (рис. 4.2).

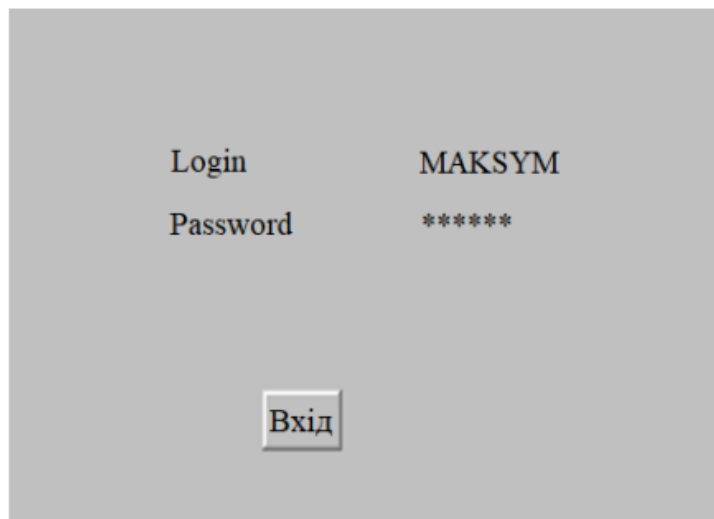


Рисунок 4.2 –Головне вікно

Після введення правильного логіну та пароля, за натисканням на кнопку «Вхід», переходимо у вікно «Схема КС» (рис.4.3).

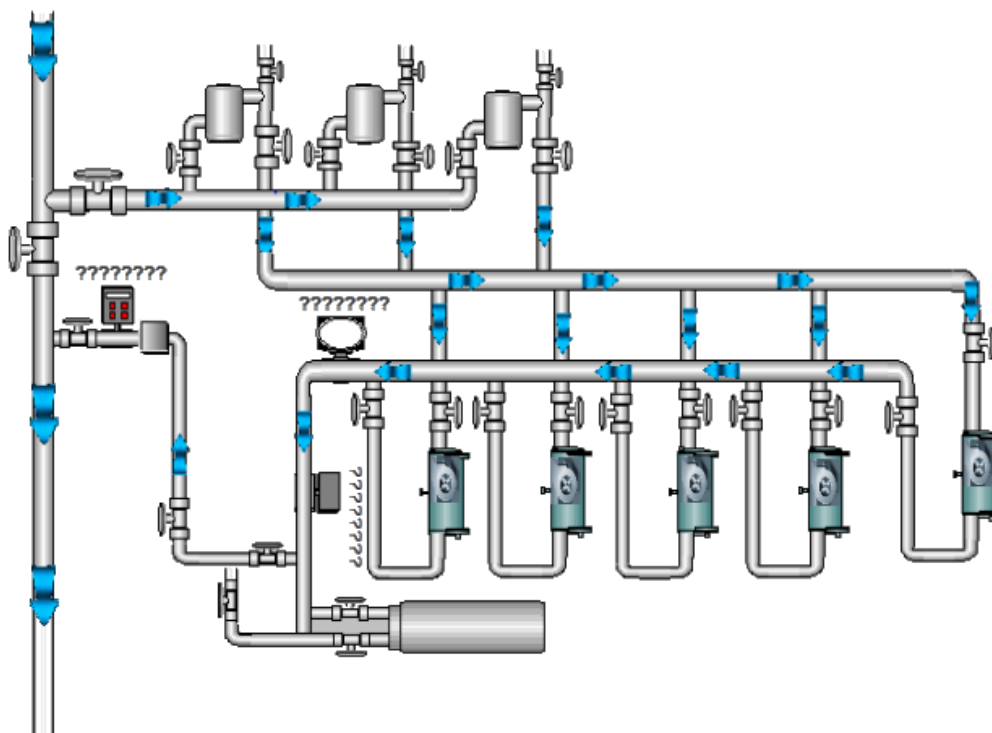


Рисунок 4.3 – Схема КС

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

В автоматичному режимі клапана відкриваються за прописаною умовою (рис. 4.4).

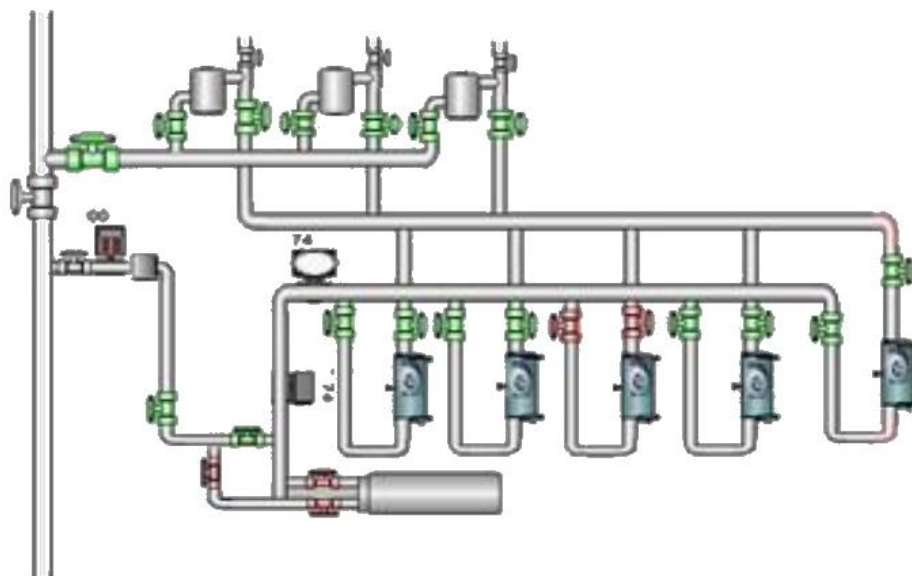


Рисунок 4.4 – Автоматичний режим роботи

На рис. 4.5 показано схему роботи газопоршневого компресора (ГПК).

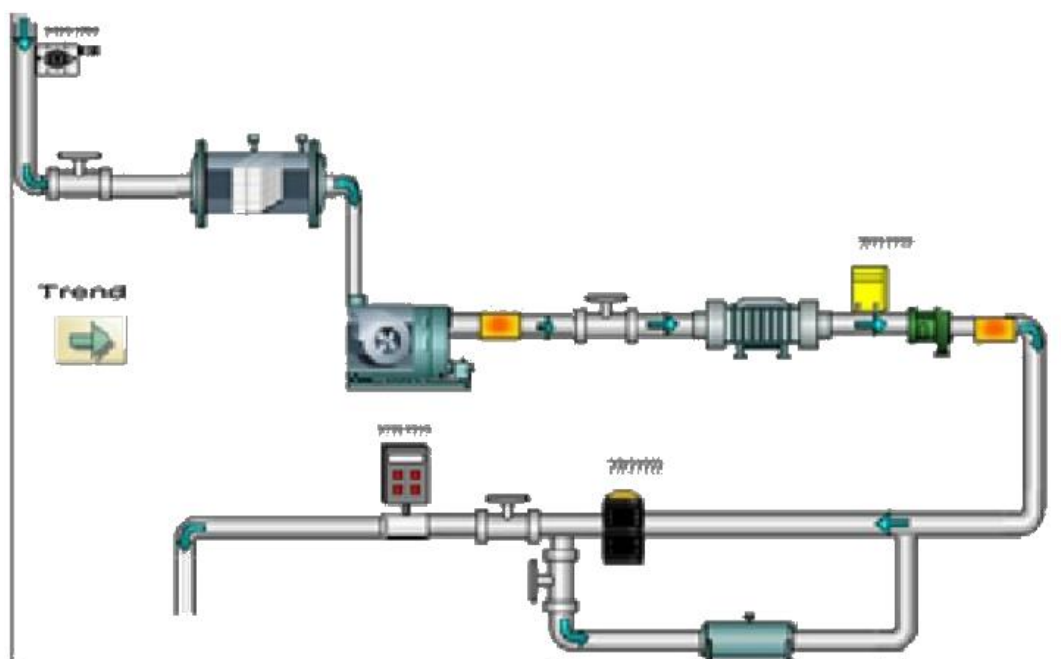


Рисунок 4.5 – Схема ГПК

В автоматичному режимі клапани відкриваються за прописаною умовою (рис. 4.6).

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

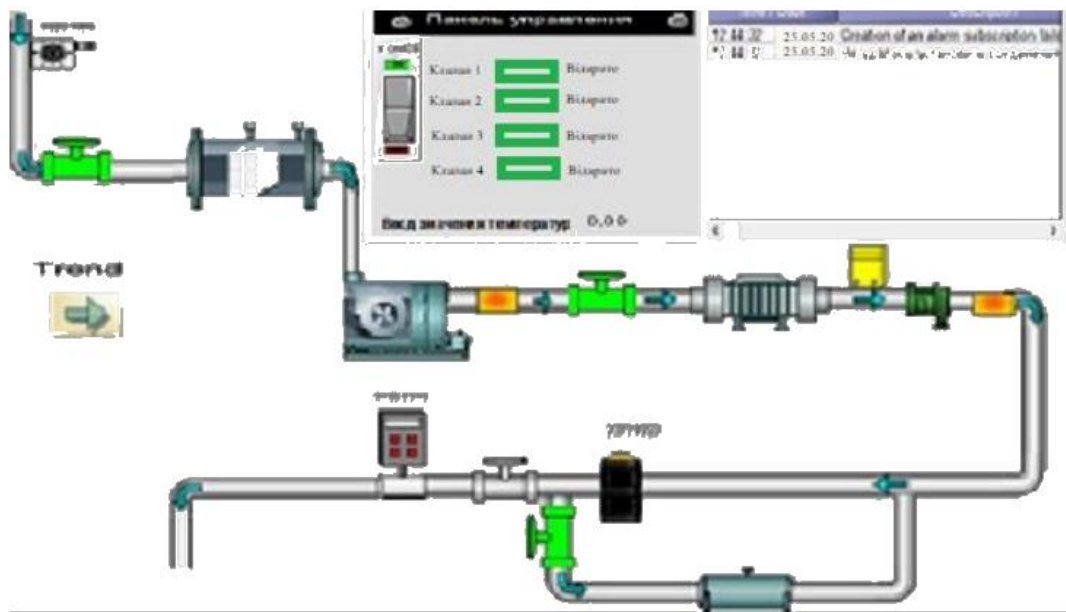


Рисунок 4.6 – Схема в автоматичному режимі роботи ГПК

У ручному режимі клапана відкриваємо згідно з умовою (рис. 4.7).

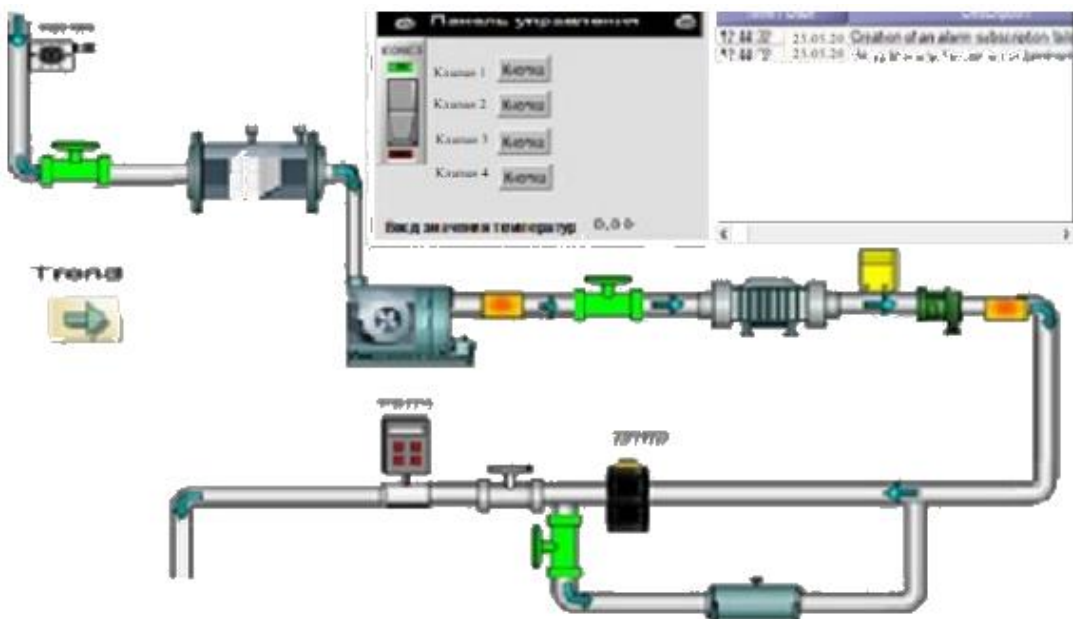


Рисунок 4.7 – Схема в ручному режимі роботи ГПК

На тренді подано графічні зміни значень показань датчиків (рис. 4.8).



Рисунок 4.8 – Тренд графічних змін значень показань давачів

### Висновок до розділу

Проаналізовано основні функції SCADA-системи в транспортуванні газу. Розроблено систему контролю та управління технологічним процесом із застосуванням SCADA-системи Genesis32. Розроблена система може застосовуватись у системах контролю, управління та збору даних.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Розглянуто основні елементи магістрального газопроводу: лінійні споруди; компресорні станції (КС); газорозподільні станції (ГРС); пункти виміру витрати газу, а також адаптивні моделі елементів газотранспортними системами.

Проведена обробка результатів оперативної ідентифікації лінійної та квадратичної моделі КС. Можна зробити висновок, що до доцільності опису КС і ЛД лінійними моделями, починаючи з етапу стратегічної ідентифікації.

Проведемо розрахунок надійності контуру регулювання температури по основному і допоміжному каналу. Згідно проведених розрахунків можна зробити висновок, що контур регулювання температури володіє досить високими надійними показниками.

Розроблено систему контролю та управління технологічним процесом із застосуванням SCADA-системи Genesis32. Розроблена система може застосовуватись у системах контролю, управління та збору даних.

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Гуменюк І. В. Сучасний стан та перспективи розвитку газотранспортної системи України / І. В. Гуменюк, С. І. Герасимчук // Вісник НТУ «ХП». – 2022. – №4(1394). – С. 38–44.
2. Михалків В. Б. Проектування і експлуатація газопроводів навч. посіб. / В.Б. Михалків. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2018. – 183 с.
3. Бондаренко Г. А. Компресорні станції : підручник / Г. А. Бондаренко, Г. В. Кирик. – Суми: Сумський державний університет, 2016. – 385 с.
4. Лук'яненко І. Г. Автоматизовані системи управління на об'єктах газотранспортної галузі: [навч. посіб.] / І. Г. Лук'яненко, А. П. Карпенко. – Київ: НУХТ, 2020. – 178 с.
5. Горбійчук М.І., Чигур Л.Я. Теорія автоматичного керування. Нелінійні системи. Лабораторний практикум, ІФНТУНГ, 2024. – 84 с.
6. Горбійчук М.І. Теорія алгоритмів, числові методи та програмні засоби моделювання: [навч. посібник] / М.І. Горбійчук, В.М. Гарасимів: ІФНТУНГ, 2021. – 299 с.
7. Шавранський М.В. Методи і алгоритми ідентифікації та прогнозування в умовах невизначеності: Лабораторний практикум. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2023. – 60 с.
8. Simple SCADA [Електронний ресурс]. – 2020. - Режим доступу до ресурсу: <https://simple-scada.com/help/manual/index.html>

					БР.АКП – 53.00.00.000 ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: “Аналіз параметрів і властивостей САК транспортування природного газу”.

Обсяг пояснювальної записки: 55 аркушів

Перелік графічних матеріалів:

1. БР.АКП-53.00.00.001— Схема магістрального газопроводу
2. БР.АКП-53.00.00.002 — Загальна схема керування режимами роботи газоперекачувальних агрегатів.
3. БР.АКП-53.00.00.003 — Структура ідентифікації об’єктів магістральних газопроводів за даними спостереження.
4. БР.АКП-53.00.00.004 — Схеми лінійної ділянки МГ і вузла трубопроводу.
5. БР.АКП-53.00.00.005— Технологічна схема компресорної станції з поршнеvim ГПА
6. БР.АКП-53.00.00.006 — Структура технічного забезпечення системи SCADA.