

Національний університет «Полтавська політехніка
імені Юрія Кондратюка»
Навчально-науковий інститут інформаційних технологій та робототехніки
Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій

Пояснювальна записка

до магістерської роботи
магістр
(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему:

**«Впровадження автоматичної системи моніторингу свердловин
для більш ефективного керування технологічним процесом
підземного зберігання газу»**

Виконав: студент 2 курсу, групи 601-мМЕ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
(цифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Крайнів О.М.
(прізвище та ініціали)

Керівник Кожушко Г. М.
(прізвище та ініціали)

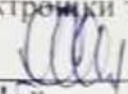
Рецензент Лактіонов О.І.
(прізвище та ініціали)

Полтава - 2025

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Інститут Навчально-науковий інститут інформаційних технологій та
робототехніки
Кафедра Автоматики, електроніки та телекомунікацій
Рівень вищої освіти Магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри автоматичної,
електроніки та телекомунікацій


« 13 » 09 2025 р.
О.В. Шефер

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Крайнсу Олексію Миколайовичу

1. Тема проекту (роботи) «Впровадження автоматичної системи моніторингу свердловин для більш ефективного керування технологічним процесом підземного зберігання газу»»

керівник проекту (роботи) Кожушко Григорій Мефодійович, д.т.н., професор
затверджена наказом вищого навчального закладу від “03” 09. 2025 року
№ 1025-ф.а.

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 22.12.2025 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Технічний паспорт об'єкта дослідження

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Провести аналіз існуючих рішень щодо автоматизації моніторингу свердловин, запропонувати схему автоматизації моніторингу газової свердловини, створити математичну модель оптимізації процесу вибору параметрів для ефективного налаштування контролера, провести вибір обладнання для запропонованого рішення, провести експеримент. Висновки по роботі.

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

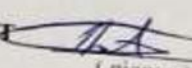
- 1) Актуальність, мета та задачі розроблення;
- 2) Генеральний план об'єкта дослідження з позначенням будівель та споруд;
- 3) Функціональна схема моніторингу одного шлейфу газової свердловини;

- 4) Загальна структурна схема автоматизованої системи моніторингу газових свердловин;
- 5) Плакати дослідної частини.
- 6) Висновки.

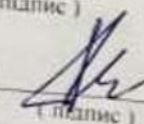
6. Дата видачі завдання 15.09.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів магістерської роботи	Термін та обсяг виконання етапів роботи			Примітки (плакати)
		Термін	Категорія	Обсяг	
1	Аналіз систем автоматизації нафтогазових промислів	07.10.25		15%	Пл. 1
2	Розрахунок і вибір елементів силової частини і схеми керування	21.10.25	I	25%	Пл. 2
3	Опис вимог до рівня обладнання для автоматизації гілки газової свердловини	04.11.25		40%	Пл. 3
4	Розрахунок та вибір вимірювальних перетворювачів (датчиків)	11.11.25		50 %	Пл. 4
5	Розрахунок та вибір програмованого логічного контролера	18.11.25	II	60%	Пл. 5
6	Розробка структурної схеми системи автоматичного керування об'єкта дослідження	25.11.25		70%	Пл. 6,7
7	Розробка математичної моделі системи керування	09.12.25		90%	Пл. 8,9
8	Оформлення пояснювальної записки	22.12.25	III	100%	Пл. 10

Магістрант 
(підпис)

Крайнів О.М.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи 
(підпис)

Кожушко Г.М.
(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП

1. АНАЛІЗ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦІЇ НАФТОГАЗОВИХ ПРОМИСЛІВ

1.1 Стан нафто-газових промислів в Україні

1.2 Аналіз існуючих систем автоматизації нафтових і газових промислів

1.3 Опис технологічного процесу об'єкта дослідження

2. РОЗРАХУНОК І ВИБІР ЕЛЕМЕНТІВ СИЛОВОЇ ЧАСТИНИ І СХЕМИ КЕРУВАННЯ

2.1 Опис вимог до рівня обладнання для автоматизації гілки газової свердловини

2.2 Розрахунок та вибір вимірювальних перетворювачів (датчиків)

2.3 Розрахунок та вибір лічильника газу

2.4 Розрахунок та вибір програмованого логічного контролера

3 РОЗРОБКА СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ

3.1 Розробка структурної схеми системи автоматичного керування об'єкта дослідження

3.2 Розробка математичної моделі системи керування

3.3 Метрики для дослідження якості системи керування

4 МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ

4.1 Обґрунтування вибору програмного забезпечення для моделювання динамічних систем.

4.2 Розробка математичної моделі об'єкта керування та його окремих підсистем.

4.3 Створення імітаційної моделі системи автоматичного керування.

4.4 Аналіз результатів моделювання в сталому, перехідному та граничному режимах роботи.

4.5 Оцінка якості процесу керування

ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТКИ

ВСТУП

Нафтогазова промисловість сьогодні відіграє головну роль не лише у паливно-енергетичному комплексі України, а й усієї світової економіки загалом. Достатній рівень розвитку нафтогазового комплексу є важливою умовою сталого розвитку будь-якої країни.

Війна в Україні призводить до відчутних економічних проблем у світі. Так, під час неформального саміту у Версалі лідери ЄС прийняли рішення про економічну й енергетичну незалежність Європи від росії, радикальне скорочення імпорту енергоресурсів із росії та істотне розширення європейської оборони. Проте зростання цін на енергоносії впливає також і на ЄС. Повномасштабне вторгнення російської федерації 24 лютого 2022 р. негативно вплинуло на українську енергетику. Об'єкти енергетичної інфраструктури є одними з головних цілей росії завдяки їх економічному, гуманітарному й геополітичному значенню. Станом на 2023 рік світовий енергетичний ландшафт змінився повністю. Світ зіткнувся зі зростанням цін, на геополітичному тлі, джерелом якого є енергетична безпека, що неабияк вплинуло на споживачів. До того ж, враховуючи нестабільність цін і ресурсів, нині в центрі уваги світова залежність від споживання викопного палива.

Даний напрямок розвитку світової економіки робить важливим контекстом діяльності нафтогазового комплексу України впровадження нових технологій та інновацій.

Паливно-енергетичний комплекс України - це складна система матеріального виробництва, сукупність багатьох підсистем, що охоплюють видобуток, перетворення, розподіл, зберігання та споживання енергоносіїв. Окреме місце у даному комплексі належить газовій промисловості. Підземні сховища газу дозволяють спростити екстремальні періоди споживання газу через видобування такої кількості, якої не вистачає, чи, навпаки, нагнітання надлишку газу в підземелля. Цей механізм дає змогу забезпечити роботу газотранспортної системи з продуктивністю, яка близька до номінальної. Таким чином, підземні сховища газу - це головний резерв виробничих потужностей у газовій галузі

України. 7 квітня 2023 р. Національна комісія з державного регулювання у сфері енергетики і комунальних послуг, (НКРЕКП) погодила сертифікацію АТ «Укртрансгаз» як оператора системи зберігання природного газу.[1]

Впровадження автоматичної системи моніторингу свердловин значно підвищує ефективність керування технологічним процесом підземного зберігання газу, забезпечуючи контроль, безпеку та оптимізацію операцій. Такі системи дозволяють здійснювати дистанційний моніторинг і управління, мінімізуючи людський фактор та зменшуючи експлуатаційні витрати.

Системи автоматичного моніторингу дозволяють:

- отримувати дані в режимі реального часу, забезпечуючи точніші вимірювання тиску, температури та інших параметрів у свердловинах;

- оперативно аналізувати геофізичні дані та параметри експлуатації, що допомагає виявляти застійні зони, контролювати динаміку просування газоводяного контакту та оптимізувати режими закачування й відбору газу;

- визначати оптимальні параметри для максимальної енергоефективності;

- оперативно реагувати на аварійні ситуації та проводити превентивне обслуговування;

- скорочувати необхідність у частих виїздах на об'єкти для збору даних, що знижує витрати на обслуговування і транспорт.

- економити ресурси та знижувати втрати газу.

- накопичувати, систематизувати та аналізувати дані за весь період експлуатації підземного сховища газу.

Мета роботи: підвищення ефективності керування технологічним процесом підземного зберігання газу.

Завдання роботи:

- 1) провести аналіз існуючих рішень щодо автоматизації моніторингу свердловин з метою ефективного керування технологічним процесом підземного зберігання газу;

- 2) запропонувати схему автоматизації моніторингу газової свердловини;

3) створити математичну модель оптимізації процесу вибору параметрів для ефективного налаштування контролера;

4) провести вибір обладнання для запропонованого рішення;

5) провести експеримент.

Об'єкт дослідження – підземне сховище газу.

Предмет дослідження – технологічний процес підземного зберігання газу.

На сьогодні питання відновлення енергетичної галузі для України є одним із пріоритетних. В умовах бойових дій та обмеженості ресурсів постають питання які б могли оптимізувати енергетичну систему шляхом впровадження інноваційних розробок із автоматизації процесів.

1 АНАЛІЗ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦІЇ НАФТОГАЗОВИХ ПРОМИСЛІВ

1.1 Стан нафто-газових промислів в Україні

Історія розвитку нафтогазової промисловості України цікава та багатограна. Видобуток та використання нафти і газу на території сучасної України здійснювався з давніх-давен. На Кримському півострові ще у III столітті нашої ери видобували нафту та використовували її для господарських потреб.

У становленні та розвитку нафтогазової індустрії України особливе місце посідає Прикарпаття. Тут постали перші в Європі і в Україні нафтові промисли, які спочатку були примітивними, пізніше перетворилися на індустріальні. У 1771 році на промислі Слобода-Рунгурська (Івано-Франківська область) почалася промислова розробка нафти, у 1820 році розпочався інтенсивний видобуток нафти у районі міста Борислав.

Промислова розробка покладів Дашавського родовища призвело не тільки до розвитку видобування, а й транспортування природного газу. В цей період, (1927-1929 р.р), були побудовані газопроводи Дашава – Стрий – Дрогобич Стрий – Миколаїв – Львів. Саме з території України здійснювалися й перші у світі експортні поставки природного газу між державами. З 1945 року український природний газ із Дашавського та Опарського родовищ почали постачати до Польщі. Газ із українських родовищ постачався також до Росії, Білорусі, Чехословаччини, Австрії.[2]

З 1964 року бере свій початок підземне зберігання газу в Україні. Тоді було введено в експлуатацію перше українське газове сховище Олишівське. До якого було закачано природний газ. У 1983 році було введено в експлуатацію одне із найбільших, і дотепер у світі, підземне сховище газу Більче-Волицьке.

Нафтогазова промисловість України - це галузь, де завжди впроваджувались інноваційні технології.

Сьогодні основними нафтогазовими промислами в Україні є три нафтогазоносні регіони: Східний, Західний та Південний.

Східний нафтогазоносний регіон України розташований на лівобережжі Дніпра та охоплює Чернігівську, Сумську, Полтавську, Дніпропетровську, Харківську, Луганську та частково Донецьку області. Він є найбільшою нафтогазоносною областю країни і зосереджує значні запаси вуглеводнів: близько 85% усіх запасів природного газу та 61% видобувних запасів нафти України.

Західний нафтогазоносний регіон України – це найстаріший та один із найголовніших нафтогазовидобувних регіонів країни, розташований на заході України. Він охоплює території Закарпатської, Львівської, Івано-Франківської, Чернівецької, Вінницької, Тернопільської та Рівненської областей. Регіон поділяється на чотири нафтогазоносні області:

- Волино-Подільську (переважно газові родовища);
- Передкарпатську (найбільш насичена родовищами, включає як газові (Більче-Волицька зона), так і нафтові (Бориславсько-Покутський район);
- Карпатську (має нафтові родовища);
- Закарпатську (газові родовища).

Південний нафтогазоносний регіон України охоплює Причорноморсько-Кримську нафтогазоносну провінцію. Він включає територію Західного та Північного Причорномор'я, Північного Приазов'я, Кримського півострова, а також українські частини Чорного й Азовського морів. До повномасштабного вторгнення Росії та анексії Криму у 2014 році, Південний регіон вважався перспективним для розвідки і видобутку нафти й газу. У регіоні було відкрито 46 родовищ, що становило 10,2% від загальної кількості родовищ в Україні. Найбільш перспективними вважалися запаси в українській частині шельфу Чорного моря. Зокрема, значні поклади вуглеводнів були виявлені на північно-західному шельфі. Після окупації Криму в 2014 році, а потім захоплення Росією значної частини Північного Приазов'я і шельфу Чорного моря у 2022 році, Україна втратила контроль над більшістю розвіданих запасів вуглеводнів у цьому регіоні. Це значно вплинуло на енергетичний потенціал країни.[3]

Станом на листопад 2025 року нафтогазова промисловість України переживає значні виклики, спричинені повномасштабним вторгненням Росії, але при цьому продовжує демонструвати стійкість та навіть зростання видобутку газу.

Російські атаки, особливо в жовтні-листопаді 2025 року, завдали значних ударів по газовій інфраструктурі, що тимчасово знищило до 60% потужностей газовидобутку в Харківській та Полтавській областях. Ці обстріли змусили Україну звернутися по допомогу до міжнародних партнерів. Попри агресію, Україна змогла збільшити видобуток природного газу протягом 2023–2024 років.

Більшість великих родовищ нафти в Україні, особливо у Дніпровсько-Донецькому басейні, виснажені на 70–80%. Це вимагає значних інвестицій у розробку нових, глибших покладів.

Метою України є стати "газовим сейфом" для Європи, використовуючи свої значні потужності для зберігання газу та нарощування власного видобутку.

1.2 Аналіз існуючих систем автоматизації нафтових і газових промислів

Автоматизація виробництва – це процес у розвитку виробництва, при якому значна частина функцій управління та контролю, що раніше виконувалася людиною, передається системам автоматичного контролю та керування. Автоматизація – це основа сучасної промисловості, генеральний напрям технічного прогресу. Головна мета автоматизації виробництва полягає у підвищенні ефективності праці, поліпшенні якості продукції, створенні умов для найбільш оптимального використання всіх ресурсів виробництва. Інтенсифікація промислового виробництва пов'язана зі створенням вискоелективних автоматизованих систем керування технологічних процесів (АСКТП). Такі системи призначені для формування і реалізації керуючих функцій для впливу на технологічний об'єкт керування згідно з прийнятим критерієм керування, що характеризує якість роботи цього об'єкта і приймає певні значення залежно від керуючих функцій. [4]

Системи автоматизації нафтової та газової промисловості включають автоматизоване керування процесами видобутку, збору, транспортування та обліку нафтопродуктів. Вони забезпечують підвищення продуктивності, зниження витрат та безпеки завдяки цілодобовій роботі обладнання без безперервних перерв та ручного втручання. Прикладом такої системи є АСКОП для обліку нафтопродуктів, а також автоматизовані насосні станції для збору нафти, наприклад, БКНС. Вони дозволяють дистанційно керувати обладнанням і здійснювати моніторинг у реальному часі, мінімізуючи людське втручання в небезпечні процеси.

Ключові технології та компоненти систем автоматизації нафтової та газової промисловості:

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition - диспетчерське управління та збір даних) - це система, яка дозволяє здійснювати віддалене управління і збір даних з установок, датчиків і контролерів по всьому промислу. Вона забезпечує операторів повною картиною виробничих процесів.

Датчики та інтернет речей (IoT) - мережа інтелектуальних датчиків, яка збирає в реальному часі дані про тиск, температуру, рівень рідини, витрати та інші параметри. Ці дані аналізуються для оптимізації роботи та прогнозування відмов обладнання.

Програмовані логічні контролери (ПЛК) - є основою автоматизованих систем, які керують окремими процесами, такими як контроль тиску в свердловині або робота насосів.

Штучний інтелект (ШІ) та аналітика - використовується для прогнозування поведінки родовищ, виявлення аномалій у даних та оптимізації процесів буріння та видобутку.

Цифрові двійники (Digital Twins) - віртуальні копії реальних об'єктів, таких як свердловини чи трубопроводи, які дозволяють моделювати та аналізувати різні сценарії, оптимізувати конструкції та виявляти потенційні проблеми.

Роботизовані системи - роботи та дрони використовуються для інспекцій у небезпечних зонах, обслуговування обладнання та виконання складних завдань, що підвищує безпеку персоналу.

Системи екстреного відключення (ESD) - це автоматизовані системи, які реагують на критичні ситуації, такі як витік газу або різкий стрибок тиску, і виконують швидке і безпечне відключення обладнання.

Автоматизація технологічних процесів нафтогазових промислів відбувається на етапах видобутку (контроль роботи свердловин, оптимізація інтенсифікації видобутку, управління підводним обладнанням і моніторинг пласта), транспортування (контроль та управління роботою трубопроводів, виявлення витоків, автоматизація компресорних станцій), переробки (автоматизація технологічних процесів підготовки нафти та газу до транспортування, що забезпечує необхідну якість продукції) та моніторингу навколишнього середовища (використання автоматизованих систем для відстеження погодних умов, виявлення витоків та запобігання екологічним інцидентам).

Автоматизація процесів нафтогазових промислів має наступні переваги:

- зменшення присутності людей у небезпечних зонах завдяки використанню роботів, дронів та автоматичних систем безпеки;
- оптимізація виробничих процесів, підвищення точності, зменшення часу простоїв та покращення видобутку;
- зниження операційних витрат завдяки меншому споживанню енергії, запобіганню аварій і мінімізації людського фактору;
- можливість постійного моніторингу та прогнозування відмов допомагає запобігти виходу із ладу обладнання та забезпечити безперебійну роботу.

Станом на 2025 рік автоматизація нафтогазових промислів переживає значну трансформацію, керовану поєднанням технологічного прогресу та економічних і екологічних викликів. Галузь відходить від простих систем моніторингу до повністю інтегрованих, інтелектуальних систем, які

використовують штучний інтелект, машинне навчання, промисловий інтернет речей і цифрових двійників. Це дозволяє не лише підвищити ефективність і безпеку, а й оптимізувати процеси в режимі реального часу. Штучний інтелект та машинне навчання широко застосовуються для оптимізації буріння, прогнозування відмов обладнання та спрощення виробничих процесів. Ці технології допомагають знижувати операційні витрати та підвищувати безпеку завдяки аналізу даних і прогнозній аналітиці. Промисловий інтернет речей дозволяє в режимі реального часу відстежувати стан нафтопроводів, резервуарів та бурових установок за допомогою датчиків. Це допомагає запобігати витокам, зменшувати витрати на технічне обслуговування та надає операторам кращий контроль над параметрами продуктивності. Хмарні та периферійні обчислення дають можливість обробляти дані в реальному часі безпосередньо біля джерела, що зменшує затримки та покращує швидкість ухвалення рішень. Це особливо важливо для віддаленого моніторингу та управління активами. Оскільки галузь рухається в напрямку більш чистої енергії, системи автоматизації відіграють важливу роль у безперешкодній інтеграції відновлюваних джерел енергії в існуючі системи.

Попри значні переваги, автоматизація нафтогазових промислів стикається з кількома ключовими викликами:

1) висока вартість - упровадження передових технологій автоматизації потребує значних початкових інвестицій, що може бути проблемою для деяких компаній;

2) кібербезпека - збільшення кількості взаємопов'язаних систем створює підвищену вразливість до кібератак, вимагаючи надійних заходів безпеки

3) дефіцит кваліфікованих кадрів - для роботи зі складними системами автоматизації необхідний навчений персонал, що створює дефіцит кваліфікованих працівників;

4) інтеграція застарілих систем - інтеграція нових автоматизованих систем у застарілу інфраструктуру може бути складною та дорогою.

Автоматизація підземних газових сховищ (ПГС) — це комплексна інтеграція сучасних систем керування, датчиків і аналітики для оптимізації, підвищення ефективності та безпеки традиційних об'єктів для зберігання газу. Завдяки автоматизації більшість процесів виконуються з мінімальним втручанням людини, що знижує ймовірність помилок та операційні витрати.

Основні аспекти автоматизації ПГС:

1. Системи моніторингу та контролю

Датчики: використовуються для вимірювання в реальному часі таких ключових параметрів, як тиск, температура, швидкість потоку та склад газу.

Системи SCADA/HMI: дають змогу операторам віддалено контролювати та керувати окремими виконавчими механізмами, технологічними установками та цілим процесом зберігання газу, використовуючи візуалізований інтерфейс.

Облік та адміністрація: оператор газосховищ в Україні «Укртрансгаз» впровадив інформаційну платформу з функціоналом для клієнтів, що автоматизує процеси подання заявок, митного оформлення та переведення коштів за послуги.

2. Оптимізація процесів

Управління циклами: автоматизація допомагає оптимізувати цикли закачування та відбору газу, забезпечуючи, щоб газ зберігався та вилучався з оптимальною швидкістю відповідно до коливань попиту.

Прогнозне технічне обслуговування: системи аналітики та машинного навчання аналізують дані, щоб прогнозувати несправності обладнання, що дозволяє проводити технічне обслуговування завчасно, зменшуючи час простою та експлуатаційні витрати.

3. Підвищення безпеки

Реагування на аномалії: моніторинг у реальному часі дозволяє операторам швидко реагувати на будь-які відхилення, запобігаючи витокам або збоєм.

Технічні вимоги: автоматизовані системи гарантують, що обладнання відповідає суворим вимогам щодо герметичності, стійкості до тиску та довговічності.

4. Інтеграція з інфраструктурою

Газотранспортна система (ГТС): автоматизація ПГС є важливою частиною інтегрованої системи управління ГТС, що включає магістральні газопроводи та компресорні станції.

Розподільчі станції: використання автоматизованих газорозподільних станцій підвищує технологічну ефективність, зменшує витрати та знижує вплив на довкілля.

Перевагами автоматизації ПГС є:

- ефективність (зменшення ручного втручання та оптимізація операційних процесів);
- надійність (забезпечення стабільної роботи та безперебійного постачання газу);
- безпека (виявлення потенційних проблем та запобігання аварійним ситуаціям);
- енергонезалежність (зміцнення енергетичної безпеки).

Україна має одну з найбільших мереж ПГС в Європі, керовану АТ «Укртрансгаз». Навіть під час війни, українські сховища функціонують, використовуючи сучасні системи для моніторингу та управління.

Компанія «Нафтогаз» активно співпрацює з міжнародними партнерами, в тому числі з Siemens Energy, для впровадження інноваційних технологій, що включають автоматизацію та декарбонізацію.

У 2023 році «Група Нафтогаз» під'єднала понад 250 свердловин до дистанційної системи моніторингу. Це допомогло знизити втрати газу, зменшити операційні видатки на обслуговування свердловин, в режимі онлайн аналізувати роботу й оперативно реагувати на будь-які зміни. Протягом 2020-2023 років до дистанційного моніторингу було під'єднано 630 свердловин.

Інформація про стан автоматизації підземних газових сховищ (ПГС) в Україні на 2025 рік не є публічною, проте модернізація та автоматизація є одним з пріоритетних напрямків діяльності АТ «Укртрансгаз».

Активна діяльність ведеться на платформі «Укртрансгазу» (I-Platform), де клієнти можуть бронювати потужності онлайн. Цей процес є частиною загальної цифрової трансформації, що дозволяє оптимізувати комерційні процеси.

Після масованих атак у жовтні 2025 року, що пошкодили газовидобувну інфраструктуру, «Нафтогаз» активно займається відновленням та посиленням захисту об'єктів. Автоматизація дозволяє дистанційно контролювати стан об'єктів та реагувати на надзвичайні ситуації.

1.3 Опис технологічного процесу об'єкта дослідження

Підземне сховище газу містить такі об'єкти та системи:

а) свердловини: експлуатаційні; свердловини, що знаходяться у консервації; спостережні; контрольні; геофізичні; п'єзометричні та поглинальна;

б) шлейфи експлуатаційних свердловин;

в) газозбірний пункт (ГЗП):

- ГЗП на 48 свердловин;
- ГЗП на 36 свердловин;
- ГЗП на 32 свердловини;
- ГЗП 4;
- ГЗП 5;
- ГЗП 6;
- ГЗП 7;
- ГЗП 8;

г) установки підготовки газу:

1) установка очищення газу:

- газосепаратор БГО-1, БГО-2;
- газосепаратор БГО-1, БГО-2;
- газосепаратор БГЗ-6, БГЗ-7, БГЗ-8, БГЗ-9;
- газосепаратор ГБ-23-1, ГБ-23-2, ГБ-23-3, ГБ-23-4, ГБ-23-5;
- розділювач фазний Р;
- газосепаратор нафтогазовий НГС;

- газосепаратор нафтогазовий НГС (д);

2) установка осушування газу:

- вузол редукування тиску газу;
- розділювач фазний БР-1;
- газосепаратор сітчастий С-1/1, С-1/2, С-2/1, С-2/2;
- теплообмінник Т-1, Т-2, Т-3, Т-4;
- апарат горизонтальний Е-8;
- газосепаратор сітчастий – С-3;
- ємність дренажна ЕД-2;

3) установки регенерації диетиленгліколю (ДЕГ):

- АПО – апарат повітряного охолодження;
- вузол виміру витрат паливного газу;
- вузол редукування;
- БРІ – блок регенерації інгібітору №1-6;
- Е-3 - ємність для збору рідини після АПО;
- Е-3а – ємність для розділювання конденсату;

г) технологічна насосна ДЕГ;

д) технологічна насосна інгібіторів;

е) технологічна насосна інгібіторів №2;

є) резервуарний парк:

- підземна ємність – ЕД-1а;
- ємність – Е7;
- блок ємностей Е-2, Е-3, Е-4, Е-5, Е-6, Е-7, Е-8, Е-9;
- ємність Е-1;
- підземна ємність Е-А;
- ємність Е-4, Е-4-1;
- ємність Е-5(1), Е-5(2);
- ємність Е-Д;
- ємність Е-6, Е-6-1;
- ємність вертикальна Е-10(1), Е-10(2), Е-10(3);

- ємність ЕД-3;
- ємність Е-14, 15, 16, 17;

ж) технологічні трубопроводи та переходи:

- свіча спалювання газу;

з) пункт вимірювання витрати газу (ПВВГ);

и) компресорна станція;

1) вхідний шлейф КС;

2) вузол очищення газу;

3) розподільчі колектори та режимні трубопроводи із запірною

арматурою;

4) вихідний шлейф КС;

5) компресорний цех (КЦ);

6) блок підготовки паливного, пускового, імпульсного газу (БПППГ);

7) блок охолодження технологічного газу;

8) система оливопостачання КС;

9) системи та засоби автоматизації КС;

10) система охоронної і периметральної сигналізації КС;

11) система телемеханіки і зв'язку КС;

12) пункт вимірювання витрати газу загальностанційний;

13) система енергопостачання КС:

- система зовнішнього електропостачання КС;

- внутрішньомайданчикові електричні мережі КС;

- система блискавкозахисту і заземлення КС;

- система резервного та аварійного електроживлення КС;

- система постійного струму КС;

- система вентиляції та кондиціонування КС.

14) система протикорозійного захисту;

15) будівлі та споруди КС.

Установка підготовки газу (УПГ) включає установки очищення та осушування газу, який надходить із експлуатаційних свердловин, до подальшого

транспортування. Проектна продуктивність установки підготовки газу складає 10 млн.м³/добу.

Компресорна станція включає в себе три газоперекачувальні агрегати типу ГПА-Ц-8А/125-2,2 загальною потужністю 24 МВт.

Генеральний план об'єкта дослідження з позначенням будівель та споруд наведено у Додатку А. Призначення основних виробничих об'єктів об'єкта дослідження наведено у таблиці 1.1:

Таблиця 1.1 - Призначення основних виробничих об'єктів об'єкта дослідження

Ч.ч.	Виробничий об'єкт	Призначення
1	Обв'язка гирла свердловин	<ul style="list-style-type: none"> • герметизація міжтрубних просторів свердловини; • робота свердловини по ліфтовій колоні (НКТ) і, за необхідності, як в виняток, по затрубному простору; • пуск і зупинка свердловини; • можливість закачування пересувними агрегатами реагентів у затрубний і трубний простори свердловини для проведення робіт з інтенсифікації продуктивності, проведення глушіння, тощо; • можливість заміни робочих засувок фонтанної арматури без глушіння свердловини; • можливість проведення досліджень свердловини за допомогою спеціальних пристроїв через лубрикатор
2	Газозбірний пункт на 36, 48 та 32 свердловини	<ul style="list-style-type: none"> • відключення відповідного шлейфа у випадку аварії; • об'єднання вихідних трубопроводів від свердловин у колектор відбору газу; • закачування газу з КС на робочі нитки свердловин; • регулювання штуцером ШР-12 дебіту свердловин; • регулювання кількості свердловин у роботі; • контролювання температури газу
3	БГО-1, БГО-2	сепарація газу від рідини (вуглеводнева емульсія + вода), і механічних домішок

Продовження таблиці 1.1

4	ГБ-23-1, ГБ-23-2, ГБ-23-3, ГБ-23-4, ГБ-23-5 та БГЗ-6, БГЗ-7, БГЗ-8, БГЗ-9	сепарація газу, що надходить із свердловин, для індивідуального заміру дебіту свердловин та кількості рідини, що виноситься
5	Розділювач Р	поділ рідинної фази на: емульсію важких вуглеводнів, вода + ДЕГ після першого ступеню сепарації
6	Сепаратор нафтовий НГС (Д)	дегазація (вивітрювання) газу з нДЕГ після розділювача Р
7	Сепаратор нафтогазовий НГС	дегазація (вивітрювання) газу з нДЕГ після розділювача Р
8	Технологічна насосна ДЕГ	здійснення подачі інгібітора гідратуутворення дозуючими та плунжерними насосами в трубний простір теплообмінників Т-1, Т-2, Т-3, Т-4
9	Технологічна насосна інгібіторів	здійснення подачі інгібітора гідратуутворення дозуючими та плунжерними насосами на УПГ та ГЗП та ФА свердловин. Перекачування інгібіторів
10	Газосепаратори сітчасті С-1/1, С-1/2, С-2/1 та теплообмінники Т-1, Т-2, Т-3, Т-4	призначені для осушування та кінцевого очищення і підготовки газу до транспортування споживачу
11	Розділювач фазний БР-1	поділ рідинної фази на: емульсію важких вуглеводнів, вода + ДЕГ після другого ступеню сепарації
12	Вузол редукування тиску газу	дистанційне регулювання витрати газу
13	Апарат горизонтальний Е-8	дегазація (вивітрювання) природного газу з емульсії важких вуглеводнів після БР-1
14	Газосепаратор сітчастий С-3	дегазація (вивітрювання) природного газу з нДЕГ після БР-1
15	Ємність дренажна ЕД-2	ємність для збору рідини з дренажів С-1/1, С-1/2, С-2/1, С-2/2, Е-8, БР-1
16	Технологічна насосна інгібіторів №2	перекачка інгібітору гідратуутворення на блок Е-5, Е-6, Е-7, Е-8, Е-9
17	Блок Е-2, Е-3, Е-4, Е-5, Е-6, Е-7, Е-8, Е-9	призначений для прийняття концентрованого інгібітору гідратуутворення ДЕГ
18	Установки регенерації ДЕГ	регенерація насиченого ДЕГ і подача в ємності установки технологічних ємностей

Продовження таблиці 1.1

19	Резервуарний парк	призначений для зберігання інгібітору гідратоутворення, дренажу рідини з установок очищення та осушення газу
20	Свічка спалювання газу	призначена для спалювання природного газу продувок та утилізації з установок очищення та осушення газу
21	Пункт вимірювання витрати газу	призначений для вимірювання кількості газу: що поступає з/в магістральний газопровід з та в/з ПСГ; паливного, що обліковується на ГПА та на БПППГ; який споживається котельною та БРІ
22	ГПА	компримування газу
23	АПО	охолодження газу
24	Фільтри-сепаратори	очищення газу від вологи та бруду
25	Блок підготовки ПППГ	Очищення, осушування, підігрівання та редукування газу

Висновок до розділу 1

Нафтогазова промисловість України сьогодні є ключовою не лише у вітчизняній економіці, а й у всій світовій економіці загалом. Окреме місце у паливно-енергетичному комплексі України посідає газова промисловість.

Підземні сховища газу (ПСГ) спрощують періоди максимального споживання газу завдяки видобуванню такої кількості, якої не вистачає, чи нагнітанням надлишку газу в ПСГ. Це забезпечує роботу газотранспортної системи протягом року з високим показником продуктивності.

Війна в Україні стала причиною значних економічних проблем у всьому світі. Об'єкти енергетичної інфраструктури стали одними з головних цілей росії. Російські атаки, особливо в жовтні-листопаді 2025 року, завдали важких ударів по газовій інфраструктурі, що тимчасово знищило до 60% потужностей газовидобутку в Харківській та Полтавській областях.

На сьогодні питання відновлення енергетичної галузі для України є більш, ніж пріоритетним. Бойові дії та обмеженість ресурсів піднімають питання оптимізації енергетичної системи шляхом впровадження інноваційних розробок із автоматизації процесів.

2 РОЗРАХУНОК І ВИБІР ЕЛЕМЕНТІВ СИЛОВОЇ ЧАСТИНИ І СХЕМИ КЕРУВАННЯ

2.1 Опис вимог до рівня обладнання для автоматизації гілки газової свердловини

Для автоматизації газової свердловини використовується комплекс спеціалізованого обладнання, призначеного для моніторингу, контролю та оптимізації процесу видобутку газу.

Ключове обладнання для автоматизації газової свердловини включає:

- 1) вимірювальні перетворювачі (датчики);
- 2) виконавчі механізми;
- 3) автоматизовані запірні та регулюючі клапани (включаючи дроселі) для дистанційного керування потоками;
- 4) пристрої керування насосами (якщо використовуються для відкачування рідини);
- 5) засоби збору та передачі даних:
 - програмовані логічні контролери (ПЛК) або мікропроцесорні контролери для обробки даних від датчиків та реалізації алгоритмів керування;
 - GPRS/GSM модеми або інші засоби зв'язку для передачі даних на віддалений пункт управління;
 - WEB-контролери для віддаленого моніторингу та управління через інтернет.
- 6) програмне забезпечення та системи управління:

SCADA-системи (Supervisory Control and Data Acquisition) — потужні платформні рішення для диспетчерського контролю, збору даних, аналізу, оптимізації процесів та прийняття рішень вищим керівництвом.
- 7) допоміжне обладнання:
 - шафи автоматики та керування з елементами електроавтоматики та пневмоавтоматики;

- джерела безперебійного живлення для забезпечення надійної роботи систем контролю.

Впровадження такого комплексу обладнання дозволяє оптимізувати продуктивність, забезпечити безпеку експлуатації та знизити витрати газу.

Особливості автоматизації об'єктів нафтогазової промисловості:

- 1) забезпечення надійної безперебійної роботи об'єктів через високий ступінь відповідальності роботи;
- 2) залежність режимів роботи об'єктів від зміни якості нафти або газу;
- 3) територіальна розрізненість об'єктів і координування їх роботи з одного центру управління;
- 4) забезпечення економічної роботи обладнання насосних та компресорних станцій, які є великими споживачами електричної енергії;
- 5) збереження працездатності при аварійних ситуаціях на певних ділянках системи.

Засоби автоматизації виконують такі функції:

- автоматичної сигналізації, що висвітлює роботу обладнання;
- автоматичного блокування, контролю та захисту обладнання;
- автоматичного керування.[4]

Вимоги до обладнання для автоматизації газової свердловини в Україні регламентуються низкою нормативно-правових актів, зокрема Правилами безпеки в нафтогазодобувній промисловості (НПАОП 11.1-1.01-08, а також нові версії від 2023 року), Правилами технічної експлуатації систем газопостачання та іншими державними стандартами (ДСТУ).

Основні вимоги до такого обладнання включають:

- 1) вибухозахист (ЕХ-виконання): обладнання повинно бути сертифіковане для роботи у вибухонебезпечних зонах, які класифікуються відповідно до ймовірності присутності вибухонебезпечних сумішей (природний газ, газовий конденсат);
- 2) надійність та безвідмовність: системи автоматизації повинні забезпечувати високий рівень надійності, оскільки їх відмова може призвести до

аварійних ситуацій (потрібно передбачати автоматичне відключення обладнання або свердловини при аварійних відхиленнях робочих параметрів);

3) функції безпеки: обладнання має включати системи протиаварійного захисту (ПАЗ), які автоматично реагують на критичні параметри, забезпечуючи безпечну зупинку процесу або його переведення в безпечний стан;

4) стійкість до агресивного середовища: обладнання повинно бути стійким до корозії та впливу агресивних компонентів видобутої продукції (сірководень, вуглекислий газ, пластова вода);

5) метрологічні характеристики: вимірювальні прилади (датчики тиску, температури, витратоміри, газоаналізатори) мають забезпечувати високу точність вимірювань для коректного обліку видобутку та ефективного управління процесом;

6) сумісність та інтеграція: елементи системи автоматизації (датчики, контролери, виконавчі механізми) повинні бути сумісними та легко інтегруватися в загальну систему диспетчерського контролю та управління (SCADA-систему).

7) відповідність нормативним документам: усі компоненти мають відповідати вимогам чинних в Україні нормативних документів, стандартів та мати відповідні сертифікати;

8) експлуатаційна документація: на системи газопостачання та обладнання необхідно складати експлуатаційні паспорти, в яких зазначаються технічні характеристики, дані про ремонт, реконструкцію та заміну обладнання.

Дотримання цих вимог є обов'язковим для забезпечення безпечної та ефективної експлуатації газових свердловин.

2.2 Розрахунок та вибір вимірювальних перетворювачів (датчиків)

Вимірювальний перетворювач (датчик) – це елемент автоматики, потрібний для перетворення контрольованої величини у вихідний сигнал, найбільш зручний для дистанційної передачі, обробки та зберігання.

Класифікація датчиків

За принципом дії датчики поділяються на:

- модуляторні (енергія вхідного сигналу діє на додатковий електричний ланцюг, змінюючи його параметри);
- генераторні (відбувається перетворення енергії будь-якого роду в електричну).

Модуляторні перетворювачі діляться на три великі групи – *омічні* (вихідним сигналом датчиків є активний опір R), *індуктивні* (вихідним сигналом датчиків є індуктивний опір XL) та *ємнісні* (вихідним сигналом датчиків є ємнісний опір XC).

Омічні датчики поділяються на:

а) *тензорезистивні* (основа принципу дії - явище тензоефекту - зміна електричного опору провідникового матеріалу під час його механічної деформації);

б) *терморезистивні* (терморезистори) (їх дія пов'язана зі здатністю деяких матеріалів змінювати свій опір унаслідок зміни температури);

в) *фоторезистивні* (дія базується на властивостях деяких напівпровідникових матеріалів змінювати провідність під дією світла);

г) *іонні* (використовуються для вимірювання концентрацій рідин та газів).[4]

Для автоматизації моніторингу гілки газової свердловини використовується комплекс різних типів датчиків, які вимірюють ключові технологічні параметри, а також забезпечують безпеку експлуатації.

Основними параметрами, що підлягають автоматизованому моніторингу, є:

- *тиск* (пластовий, в лініях, на гирлі свердловини).
- *температура* (пласта, газу на різних етапах, обладнання).
- *витрата/дебіт* газу (об'ємна або масова витрата).
- *склад* газу (концентрація метану, домішок, таких як сірководень, вуглекислий газ, вологість).

- *рівень рідини* (конденсату, води) у сепараторах чи інших ємностях.

Вибір конкретного типу датчика залежить від діапазону вимірювання, точності, умов експлуатації (температура, тиск, агресивність середовища) та вимог до вибухозахисту.

При виборі датчиків для газової свердловини слід враховувати:

1) вибухозахист: усе обладнання повинно мати відповідний рівень вибухозахисту (EX-сертифікацію), оскільки середовище є потенційно вибухонебезпечним;

2) стійкість до корозії: газ може містити агресивні домішки (сірководень, вуглекислий газ), тому матеріали датчиків мають бути хімічно стійкими;

3) клас точності та надійність: для забезпечення точного технологічного контролю та безпеки потрібні високоточні та надійні прилади;

4) умови експлуатації: температурний діапазон, вологість, вібрації та інші зовнішні фактори.

5) інтеграція в АСУ ТП: датчики повинні мати стандартні вихідні сигнали для підключення до системи автоматизації та збору даних.

Виходячи із вищевикладеного, для реалізації проекту автоматичної системи моніторингу свердловин з метою більш ефективного керування технологічним процесом підземного зберігання газу обрано терморезистивний термоперетворювач опору з вихідним сигналом по протоколу HART HCX 50M, вибухозахищеного виконання, діапазон вимірювання від -50°C до $+150^{\circ}\text{C}$, номінал – TCM-HART-1-3-50M-B, модель 1-3 виробництва ПРАТ «ТЕРА» м.Чернігів (Україна). [5] Тензорезистивний перетворювач надлишкового тиску STG700 серії SmartLine з вихідним сигналом по протоколу HART, вибухозахищеного виконання, діапазон вимірювань від 0,1МПа до 210МПа, номінал – STG770, виробник – Honeywell (США). [6]



Рис. 2.1 - Термоперетворювач опору модель 1-3 виробництва ПРАТ «ТЕРА» м.Чернігів (Україна)



Рис. 2.2. - Перетворювач надлишкового тиску STG700 серії SmartLine, виробник Honeywell (США)

Обране обладнання належить до високоцінового сегменту, відповідає усім вказаним критеріям і параметрам, є оптимальним для використання в умовах об'єкта дослідження.

2.3 Розрахунок та вибір лічильника газу

Для автоматизації моніторингу видобутку на гирлі газової свердловини використовуються промислові типи лічильників газу, які забезпечують високу точність, надійність та можливість інтеграції в автоматизовані системи збору даних (SCADA).

Основні типи лічильників газу, що застосовуються для цих цілей:

Ультразвукові лічильники газу (УЗЛГ) - вимірюють час проходження ультразвукового сигналу через потік газу. Перевагами таких лічильників є висока точність, широкий динамічний діапазон вимірювань, відсутність рухомих частин, що підвищує надійність та зменшує потребу в обслуговуванні, а також можливість роботи з високими тисками та витратами. Підходять для комерційного обліку газу. Використовуються у автоматизованих системах моніторингу видобутку на свердловинах завдяки своїй здатності передавати дані в режимі реального часу.

Турбінні лічильники газу - вимірюють швидкість потоку газу за допомогою обертової турбіни. Об'єм газу визначається кількістю обертів турбін. До їхніх переваг належать висока точність при великих постійних витратах і надійність. Цей тип лічильників добре зарекомендував себе в промисловості. Часто використовуються на промислових об'єктах з високим та стабільним потоком газу.

Роторні лічильники газу використовують два ротори, що обертаються синхронно, для вимірювання фіксованого об'єму газу за один оберт. Мають компактні розміри, високу точність при малих та середніх витратах, менш чутливі до змін щільності газу. Підходять для об'єктів, де потрібна точність обліку при змінних режимах роботи.

Коріолісові лічильники (витратоміри) - вимірюють масову витрату газу, використовуючи ефект Коріоліса (уявну силу інерції, яка виникає в обертовій системі відліку і впливає на рухомі об'єкти, змушуючи їх відхилятися від початкової траєкторії). Витратоміри мають дуже високу точність вимірювання як маси, так і об'єму, нечутливі до параметрів потоку (тиск, температура), можливість одночасного вимірювання щільності. Використовуються для високоточного комерційного обліку та критичних застосувань.

Для автоматизації моніторингу всі ці типи лічильників оснащуються електронними коректорами об'єму газу та/або комунікаційними модулями, що

дозволяють дистанційно передавати дані про об'єм, тиск, температуру та інші параметри до централізованих систем управління.

При виборі типу лічильника для автоматизації процесу моніторингу газової свердловини варто звертати увагу також на наступні параметри:

- *діапазон вимірювань (G-типорозмір)* - необхідно обрати лічильник з відповідною номінальною пропускною здатністю (м³/год), виходячи з очікуваного потоку газу з конкретної свердловини;

- *метрологічні характеристики:*

- точність: лічильник повинен забезпечувати високу точність вимірювань (клас точності), що є критичним для комерційного обліку та моніторингу видобутку;

- стабільність: прилад повинен стабільно працювати в умовах змінних параметрів газу (тиск, температура, склад).

- *можливості автоматизації та зв'язку:*

- наявність імпульсного виходу або цифрових інтерфейсів (для підключення до систем автоматизації (АСУ ТП) лічильник повинен мати виходи, що дозволяють дистанційно знімати показники підтримку бездротових технологій);

- сумісність з коректорами об'єму газу (для точного обліку необхідно використовувати електронні коректори об'єму газу, які приводять вимірний об'єм до стандартних умов)

- *умови експлуатації:*

- стійкість до агресивного середовища (газ зі свердловини може містити домішки, тому матеріали лічильника мають бути корозійностійкими;

- вибухозахищене виконання (ЕХ-виконання)

Остаточний вибір повинен ґрунтуватися на детальному технічному завданні, що включає очікувані параметри потоку, тиск, температуру, вимоги до точності та інтеграції в існуючу систему автоматизації.

Зважаючи на ці критерії, для реалізації проекту автоматичної системи моніторингу свердловин з метою більш ефективного керування технологічним процесом підземного зберігання газу обрано промисловий ультразвуковий лічильник газу FIOSONIC виробництва компанії Pietro Fiorentini (Італія).



Рис.2.3 - Ультразвуковий лічильник газу FIOSONIC

Ультразвуковий лічильник газу FIOSONIC має наступні характеристики:

- корпус: кована сталь ASTM A350 LF Cl.1, підходить для вибухонебезпечних місць;
- діапазон тиску: до 153 бар;
- робоча температура газу: від -30 °C до +80 °C;
- з'єднання: ANSI 150/300/900 RF/RTJ відповідно до ASME B16.5, PN16/25/40 відповідно до EN 1092-1
- точність: до 0,5% із заводським калібруванням, до 0,2% із калібруванням потоку під високим тиском.[7]

Обраний лічильник належить до високого цінового сегменту, відповідає усім вищевказаним критеріям та вимогам, є оптимальним для використання в умовах об'єкта дослідження.

2.4 Розрахунок та вибір програмованого логічного контролера

Програмований логічний контролер (ПЛК) — це електронний пристрій, призначений для автоматичного керування технологічними процесами та обладнанням. ПЛК приймає сигнали від датчиків і сенсорів, аналізує їх відповідно до закладеної програми, а потім формує керуючі сигнали для виконавчих механізмів.

Основна ідея роботи ПЛК полягає у циклічному опитуванні вхідних сигналів, обробці даних згідно з програмою та формуванні відповідних вихідних сигналів. Кожен цикл роботи ПЛК складається з кількох етапів:

1. Зчитування даних (отримання ПЛК інформації з датчиків).
2. Обробка (виконання програми, записаної користувачем).
3. Формування виходів (прийняття рішення).
4. Очікування наступного циклу.

Ключові елементи будь-якого ПЛК:

- центральний процесор (CPU) (виконання логічних обчислень та керування всіма процесами контролера);
- блок живлення (забезпечення стабільного енергопостачання системи);
- вхідні та вихідні модулі (I/O) (прийняття сигналів від сенсорів і передача команди на виконавчі пристрої);
- пам'ять (збереження програми користувача, даних про стан системи, параметри та логи подій);
- інтерфейси зв'язку;
- програмне забезпечення.

Класифікації програмованих логічних контролерів:

Компактні (малі) ПЛК - це пристрої з фіксованим набором входів і виходів, які підходять для локальних завдань. Вони використовуються у системах HVAC, агротехнологіях, малих автоматизованих лініях.

Модульні ПЛК - це контролери, які складаються з окремих модулів: CPU, живлення, входи/виходи, комунікаційні інтерфейси. Використовуються для середніх і великих систем.

Розподілені системи керування - це складні системи, що складаються з кількох взаємопов'язаних ПЛК, які керують різними ділянками одного виробництва. Вони взаємодіють між собою через промислові мережі й забезпечують централізований моніторинг.

Впровадження ПЛК надає низку вагомих переваг:

1. *Гнучкість програмування* - суттєву скорочення часу і витрат на модернізацію обладнання.
2. *Висока надійність* - ПЛК працюють у надскладних умовах.
3. *Швидкість реагування* ПЛК здатні миттєво обробляти сигнали завдяки мікропроцесорній архітектурі, що важливо для динамічних процесів.
4. *Можливість інтеграції* - ПЛК легко поєднуються з панелями оператора (HMI), датчиками, приводами, системами SCADA.
5. *Діагностика та моніторинг* - ПЛК фіксує аварії, збої, попереджає про несправності й передає дані на центральний сервер або диспетчерський пункт.
6. *Економічна ефективність* - зменшуються простой, оптимізуються процеси та енергоспоживання, швидка окупність. [8]

При виборі ПЛК для автоматизації газової свердловини слід врахувати кількість необхідних входів/виходів, умови експлуатації (вибухозахист), обсяг пам'яті, час сканування, вимоги до живлення та монтажу, а також надійність та бренд виробника. Важливо вибрати ПЛК з сертифікацією для вибухонебезпечних зон, відповідним набором аналогових та дискретних входів/виходів для датчиків (тиск, температура, витрата) та виконавчих механізмів (клапани).

Ключові критерії вибору:

1. Сертифікація та безпека

Вибухозахист (ATEX/IECEx) - це найважливіший фактор. Обладнання повинно бути сертифіковане для роботи у вибухонебезпечних зонах (Zone 1 або Zone 2, залежно від класифікації ділянки), щоб запобігти займанню газу.

Функціональна безпека (SIL) - ПЛК має відповідати стандартам функціональної безпеки (наприклад, IEC 61508 або IEC 61511), часто з рейтингом SIL 2 або SIL 3, для забезпечення надійної роботи систем аварійного відключення (ESD).

2. Умови експлуатації

Діапазон температур - контролер повинен стабільно працювати в широкому діапазоні температур, характерних для кліматичних умов регіону розташування свердловини.

Стійкість до вібрацій та корозії - обладнання має бути розраховане на експлуатацію в умовах вібрації від обладнання та потенційно агресивного середовища.

Клас захисту (IP) - високий ступінь захисту від пилу та вологи (наприклад, IP65 або IP66) є обов'язковим для зовнішнього або напіввідкритого розміщення.

3. Технічні характеристики

Кількість точок вводу/виводу (I/O) - визначають точну кількість і типи датчиків (тиск, температура, потік, рівень газу) та виконавчих механізмів, які потрібно підключити; враховують потребу в аналогових та дискретних сигналах, а також можливість подальшого масштабування системи.

Комунікаційні можливості - ПЛК повинен підтримувати стандартні промислові протоколи зв'язку (наприклад, Modbus RTU/TCP, Profibus, Ethernet/IP, HART) для інтеграції з системами SCADA, HMI та іншими пристроями.

Надійність та час безвідмовної роботи – необхідно обирати контролери від перевірених виробників з високою репутацією, які пропонують надійні рішення для критичних застосувань.

5. Додаткові фактори

Віддалений моніторинг - можливість віддаленого доступу та діагностики є важливою для зменшення часу простою та витрат на обслуговування.

Програмне забезпечення - зручне та функціональне програмне забезпечення для програмування та налагодження спрощує впровадження та експлуатацію системи.

Підтримка та обслуговування - наявність кваліфікованої технічної підтримки та сервісних центрів в Україні або поблизу є значною перевагою.

Провідні світові виробники Siemens, Allen-Bradley (Rockwell Automation), Schneider Electric пропонують обладнання, що відповідає суворим вимогам цієї галузі. Модулі фірми Siemens серії S7-300/400/1500 є спеціалізованими для нафтогазу.

Враховуючи усі вказані критерії, для реалізації мети та завдань роботи обрано ПЛК Siemens SIMATIC S7-1500. Програмований логічний контролер Siemens SIMATIC S7-1500 - це високопродуктивне модульне рішення, призначене для автоматизації завдань середньої та високої складності в різних галузях промисловості. Має широкий спектр функцій та інновацій, що дозволяє підвищити продуктивність та ефективність. Контролери SIMATIC s7-1500 мають високу швидкість обробки даних та широкі можливості інтеграції. Вони оснащені потужними процесорами, що дозволяє обробляти великі обсяги інформації в реальному часі. Контролери підтримують різні комунікаційні протоколи, що забезпечує легку інтеграцію з іншими системами та пристроями.

Окрім технічних характеристик, SIMATIC S7-1500 має розширені функції діагностики та обслуговування. Це дозволяє вчасно виявляти та усувати несправності, знижуючи час простою обладнання.

Модулі Siemens S7-1500 пропонують ряд унікальних переваг, що роблять їх незамінними у сфері автоматизації:

- високопродуктивні;
- надійні;
- мають гнучкі конфігурації;
- легко інтегруються з іншими системами, підтримують різні протоколи та стандарти;
- мають розширені діагностичні функції;
- зручні у програмуванні;
- енергоефективні.



Рис.2.4 - ПЛК Siemens SIMATIC S7-1500

Контролери серії SIMATIC S7-1500 є модульними конструкціями. [14]

Основні технічні характеристики та можливості SIMATIC S7-1500:

- модульна конструкція: система складається з центрального процесора (CPU), модулів вводу/виводу, комунікаційних модулів та інших компонентів, які монтуються на профільну рейку.
- висока продуктивність: центральні процесори S7-1500 відрізняються високою швидкістю виконання команд і великим обсягом пам'яті для користувацьких програм і даних.
- комунікаційні можливості: всі ЦП мають вбудований інтерфейс PROFINET IO IRT для обміну даними в режимі реального часу. Також доступні додаткові модулі для підключення до мереж PROFIBUS та Industrial Ethernet.
- інтегровані функції: контролери підтримують широкий спектр функцій, включаючи керування рухом (Motion Control), функції забезпечення безпеки (Safety Integrated) та захисту від несанкціонованого доступу.
- умови експлуатації: багато контролерів можуть працювати в широкому діапазоні температур (від $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$) і на висоті до 5000 м над рівнем моря.
- програмування: програмування здійснюється в інтегрованому середовищі TIA Portal (Totally Integrated Automation Portal), яке забезпечує зручність розробки та діагностики.

Обраний ПЛК належить до високовартісного обладнання, проте інтуїтивний інтерфейс, зручні інструменти програмування і спектр функцій та

інновацій для підвищення продуктивності й ефективності робить їх ідеальним вибором.

Висновок до розділу 2

Впровадження комплексу обладнання для автоматизації газової свердловини дозволяє оптимізувати продуктивність, забезпечити безпеку експлуатації та знизити витрати газу.

Автоматизація об'єктів нафтогазової промисловості особлива тим, що має високий ступінь відповідальності роботи об'єктів та залежність режимів роботи об'єктів від зміни якості нафти або газу. Територіальна розкиданість об'єктів породжує необхідність координування їх роботи з одного центру. Необхідно забезпечувати найбільш економічну роботу обладнання насосних та компресорних станцій та забезпечувати збереження працездатності при аварійних ситуаціях на окремих ділянках системи.

Вимоги до обладнання для автоматизації газової свердловини в Україні регламентуються низкою нормативно-правових актів, зокрема Правилами безпеки в нафтогазодобувній промисловості (НПАОП 11.1-1.01-08, а також нові версії від 2023 року), Правилами технічної експлуатації систем газопостачання та іншими державними стандартами (ДСТУ).

Згідно вимог до такого обладнання для реалізації мети і завдань роботи було обрано вибухозахищене, надійне обладнання, стійке до агресивного середовища. Вимірювальні прилади (датчики тиску, температури, лічильник) здатні забезпечувати високу точність вимірювань для ефективного управління процесом; елементи системи автоматизації (датчики, контролери) сумісні та легко інтегруються в загальну систему диспетчерського контролю та управління (SCADA-систему).

Усі обрані компоненти відповідають вимогам чинних в Україні нормативних документів, стандартів та мають відповідні сертифікати.

3 РОЗРОБКА СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ

3.1 Розробка структурної схеми системи автоматичного керування об'єкта дослідження

Діючий стандарт конструкторської документації визначає чотири види схем: електричні, гідравлічні, пневматичні та кінематичні. Ці схеми в свою чергу поділяються на структурні, функціональні, принципові та схеми з'єднань (монтажні).

Структурна схема визначає основні функціональні частини пристрою, їх призначення і взаємозв'язок.

Функціональна схема (ФС) – основний документ, що визначає функціонально-блочну структуру окремих частин автоматичного контролю, регулювання й управління технологічним процесом. ФС показують оснащення об'єкта управління приладами і засобами автоматизації. Технологічне обладнання на ФС повинне відповідати дійсній конфігурації, але зображуватися спрощено. Крім технологічного обладнання, на ФС зображують трубопроводи (води, пари, газу, повітря, палива та ін.). [4]

Структурна схема системи автоматичного керування (САК) моніторингу гілки газової свердловини є ієрархічною і включає кілька рівнів, що забезпечують збір даних, їх обробку, прийняття рішень та виконання керуючих дій.

Загальна структурна схема САК моніторингу газової свердловини.

Система складається з таких основних блоків:

- об'єкт керування (газова свердловина та її наземна інфраструктура/гирло);
- польовий рівень (нижній): датчики та виконавчі механізми;
- рівень збору та обробки даних (середній): програмовані логічні контролери (ПЛК) або станції збору даних (RTU);
- рівень моніторингу та диспетчеризації (верхній): SCADA-система та операторська станція;

- канали зв'язку між рівнями.

Деталізація компонентів

1. Об'єкт керування

Гирло свердловини - місце встановлення фонтанної арматури, де контролюються основні параметри.

Гілка/трубопровід - ділянка транспортування газу від свердловини.

Пласт/вибій - підземна частина, параметри якої (тиск, температура) також можуть відслідковуватися за допомогою занурюваних датчиків.

2. Польовий рівень (датчики та виконавчі механізми)

Датчики

Датчики тиску - для вимірювання тиску на гирлі, в затрубному просторі та на різних ділянках трубопроводу.

Датчики температури - для вимірювання температури газу на гирлі та в навколишньому середовищі.

Витратоміри (лічильники газу) - для вимірювання дебіту (об'єму видобутку) газу.

Датчики складу газу (газоаналізатори) - для визначення наявності домішок (наприклад, H_2S , CO , вологи).

Датчики рівня рідини/конденсату - у разі скупчення рідини в стовбурі чи шлейфі.

Датчики вібрації та положення - для моніторингу стану обладнання (наприклад, запірної арматури).

Виконавчі механізми:

Автоматизовані запірні клапани/дроселі: Для регулювання або перекриття потоку газу (наприклад, для підтримки стабільного режиму роботи або аварійного відключення).

Пристрої протиаварійного захисту (ПАЗ).

3. Рівень збору та обробки даних (ПЛК/RTU)

Програмований логічний контролер (ПЛК) або віддалений термінал (RTU):

- приймає сигнали від усіх датчиків польового рівня;
- здійснює первинну обробку, фільтрацію та перетворення даних⁴
- реалізує алгоритми керування та регулювання (наприклад, ПД-регулювання витрати або тиску);
- видає керуючі сигнали на виконавчі механізми;
- забезпечує локальну сигналізацію та захист.

4. Рівень моніторингу та диспетчеризації (SCADA)

SCADA-система (Supervisory Control and Data Acquisition):

- збір даних з усіх ПЛК/RTU об'єкта⁴
- відображення інформації про стан свердловини у зручному графічному вигляді (мнемосхеми);
- архівація даних (історія параметрів, подій, аварій);
- надання інтерфейсу оператору для зміни завдань та режимів роботи (з можливістю діагностики та перегляду історії);
- генерація звітів та аварійних сповіщень.

6. Канали зв'язку

Промислові мережі - для зв'язку між польовим рівнем та ПЛК (наприклад, Modbus, Profibus).

Мережі передачі даних - для зв'язку між ПЛК/RTU та верхнім рівнем SCADA (наприклад, Ethernet, радіозв'язок, GPRS/LTE).

Принцип роботи системи: дані від датчиків (тиск, температура, витрата тощо) надходять на ПЛК, де обробляються. На основі цих даних та заданих параметрів (уставок), ПЛК автоматично генерує керуючі сигнали для виконавчих механізмів (наприклад, відкриває або закриває дросель для регулювання дебіту). Вся інформація передається на верхній рівень (SCADA) для моніторингу оператором та довгострокового зберігання.

Згідно завдань дослідження була розроблена загальна структурна схема автоматизованої системи моніторингу газових свердловин (Рис.3.1).

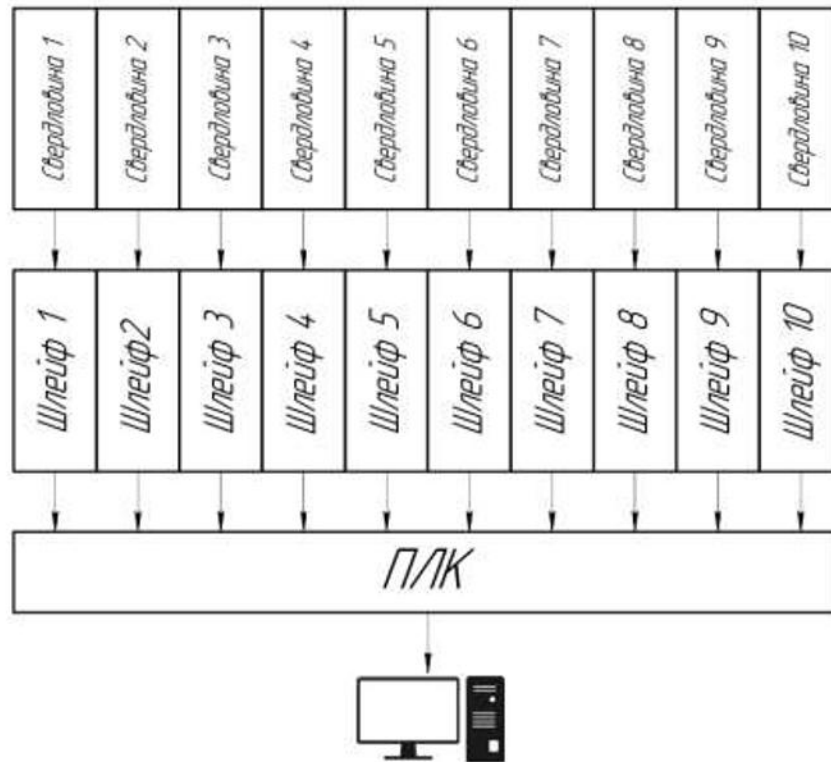
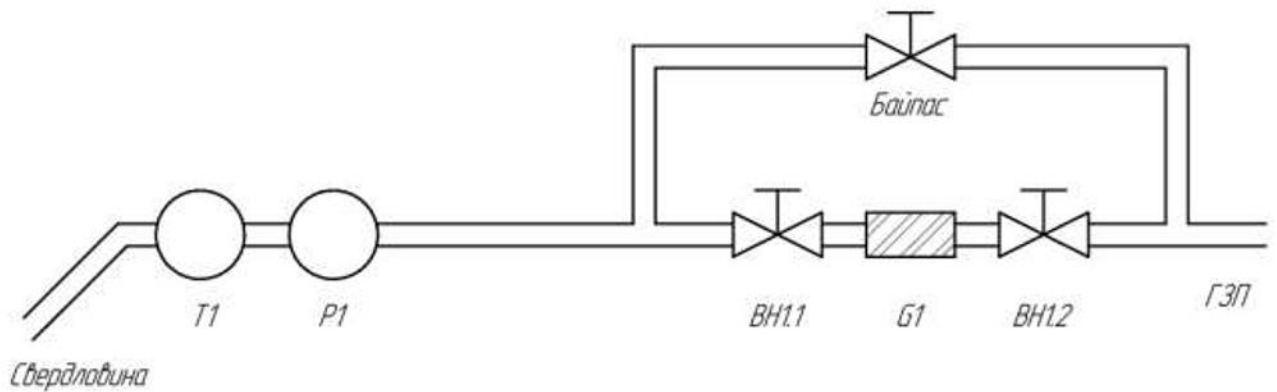


Рис.3.1 – Загальна структурна схема автоматизованої системи моніторингу газових свердловин

Відповідно до даної схеми, об'єкт дослідження містить 10 газових свердловин до/із яких відбувається закачування/відбір газу до відповідного шлейфу. У шлейфах проводяться вимірювання необхідних параметрів, які передаються на ПЛК. ПЛК обробляє отримані параметри, результат обробки передається на монітор оператора. При зміні параметрів тиску та температури, які виходять за межі вставок (попереджувальних та аварійних) оператор виконує дії відповідно регламенту та інструкцій.

Окремо розроблена функціональна схема моніторингу шлейфу газової свердловини об'єкта дослідження.



*T1 – температурний датчик, P1 – датчик тиску,
G1 – лічильник газу, ВН1.1 – вентиль, ВН1.2 – вентиль, ГЗП –*

Рис.3.2 - Функціональна схема моніторингу шлейфу газової свердловини об'єкта дослідження

Функціональна схема відображає розташування вимірювальних приладів у межах одного шлейфу газової свердловини об'єкта дослідження. Газовий шлейф дообладнується температурним датчиком, датчиком тиску і газовим лічильником. Вбудовані у лічильник датчики температури і тиску здійснюють додатковий контроль температури і тиску газу.

3.2 Розробка коду алгоритму роботи програмованого логічного контролера

Для написання коду алгоритму роботи ПЛК Siemens SIMATIC S7-1500 використовується спеціалізоване програмне забезпечення TIA Portal.

TIA Portal (Totally Integrated Automation Portal) - це комплексне програмне середовище від компанії Siemens, призначене для інтегрованого інжинірингу в галузі промислової автоматизації. Воно об'єднує всі необхідні інструменти для планування, програмування, введення в експлуатацію та обслуговування систем автоматизації в єдиній платформі.

Основні функції та компоненти

TIA Portal забезпечує уніфікований підхід до різних завдань автоматизації, інтегруючи такі програмні продукти:

SIMATIC STEP 7 - програмне забезпечення для програмування контролерів (PLC), зокрема серій S7-1200, S7-1500, S7-300/400;

SIMATIC WinCC - система візуалізації та людино-машинного інтерфейсу (HMI) для розробки інтерфейсів оператора та SCADA-систем;

SINAMICS Startdrive: Інструмент для конфігурування та введення в експлуатацію систем приводів Siemens;

SIMOTION SCOUT TIA / SIMOCODE ES - програмне забезпечення для керування рухом (motion control) та пристроями захисту двигунів.

Використання TIA Portal має низку ключових переваг:

- підвищення ефективності інжинірингу - забезпечує єдине робоче середовище та послідовний робочий процес для всіх компонентів автоматизації, що скорочує час розробки;

- централізоване управління даними - дані, створені один раз, доступні в усіх редакторах, а зміни автоматично оновлюються по всьому проєкту, мінімізуючи помилки;

- масштабованість - підходить як для невеликих автономних машин, так і для великих складних виробничих систем.

- готовність до Industry 4.0 - надає функції цифрового планування, інтегрованого інжинірингу та прозорі експлуатації для переходу до цифровізованого виробництва.

Системні вимоги для встановлення TIA Portal включають процесор: Intel® Core™ i5 або потужніший, оперативна пам'ять (RAM): 16ГБ (мінімум 8ГБ, 32ГБ для великих проєктів), жорсткий диск: SSD з об'ємом вільної пам'яті не менше 50 ГБ. Операційна система: Windows10 або Windows11 (64-розрядна версія), також підтримуються відповідні версії Windows Server.

Більшість ПЛК для програмування використовують одну із п'яти мов:

- 1) Instruction List, IL - список інструкцій: текстова мова, команди якої схожі на команди мови асемблер, є мовою низького рівня;

2) Ladder Diagram, LD - релейні діаграми, або релейно-контактні схеми: графічна мова програмування, що представляє собою програмну інтерпретацію релейно-контактних схем;

3) Function Block Diagram, FBD - функціональні блокові діаграми: графічна мова, кожен функціональний блок якої являє собою якусь підпрограму;

4) Sequential Function Chart, SFC - послідовні функціональні діаграми: графічна мова, програма складається з певної кількості станів і умов переходу між ними;

5) Structured Text, ST - структурований текст: текстова мова, схожа на Pascal.

Для написання коду ПЛК застосовують також мови програмування C/C++, асемблер, C#, Visual Basic. [11]

Комплексне програмне середовище від компанії Siemens TIA Portal підтримує різні мови програмування ПЛК. Для розробки коду алгоритму роботи ПЛК Siemens SIMATIC S7-1500 обрано мову релейних діаграм Ladder Diagram, LD, також відому як мова релейно-контактних схем.

Мова LD була розроблена як заміна традиційних електромеханічних релейних схем керування, що зробило її дуже інтуїтивно зрозумілою та легкою для освоєння електриками й техніками, які вже мали досвід роботи з апаратними схемами. Програми LD візуально нагадують електричні схеми з двома вертикальними шинами живлення (ліва – фаза, права – нейтраль) і горизонтальними "сходінками" (rung) між ними, що містять логічні елементи, такі як контакти та котушки реле. Вона чудово підходить для реалізації булевої логіки, блокувань, послідовного керування та простих систем автоматизації.

Будучи частиною стандарту IEC 61131-3, мова LD підтримується переважною більшістю виробників ПЛК (Siemens, Schneider Electric) і програмних середовищ розробки.

Етапи розробки коду алгоритму роботи ПЛК Siemens SIMATIC S7-1500 відповідно до мети і завдань роботи:

1. Обробка даних температурних датчиків, передача повідомлень до системи диспетчеризації, керування та збору даних (SCADA-систему).

Закачування/відбір газу ведеться при температурі в межах від 8°C до 16°C. Вихід за межі цих параметрів - це аварійні ситуації. Температурні показники в межах 8-9°C та 15-16°C є підставою для повідомлення про попередження, яке буде відображено у вікні SCADA-системи (Рис. 3.4). Алгоритм коду обробки даних буде аналогічним для кожного із 10 температурних датчиків. Код обробки даних одного температурного датчика та передачі повідомлень до системи диспетчеризації, керування та збору даних наведено на рис. 3.3:

Network 1: Обробка даних температурного датчика T1

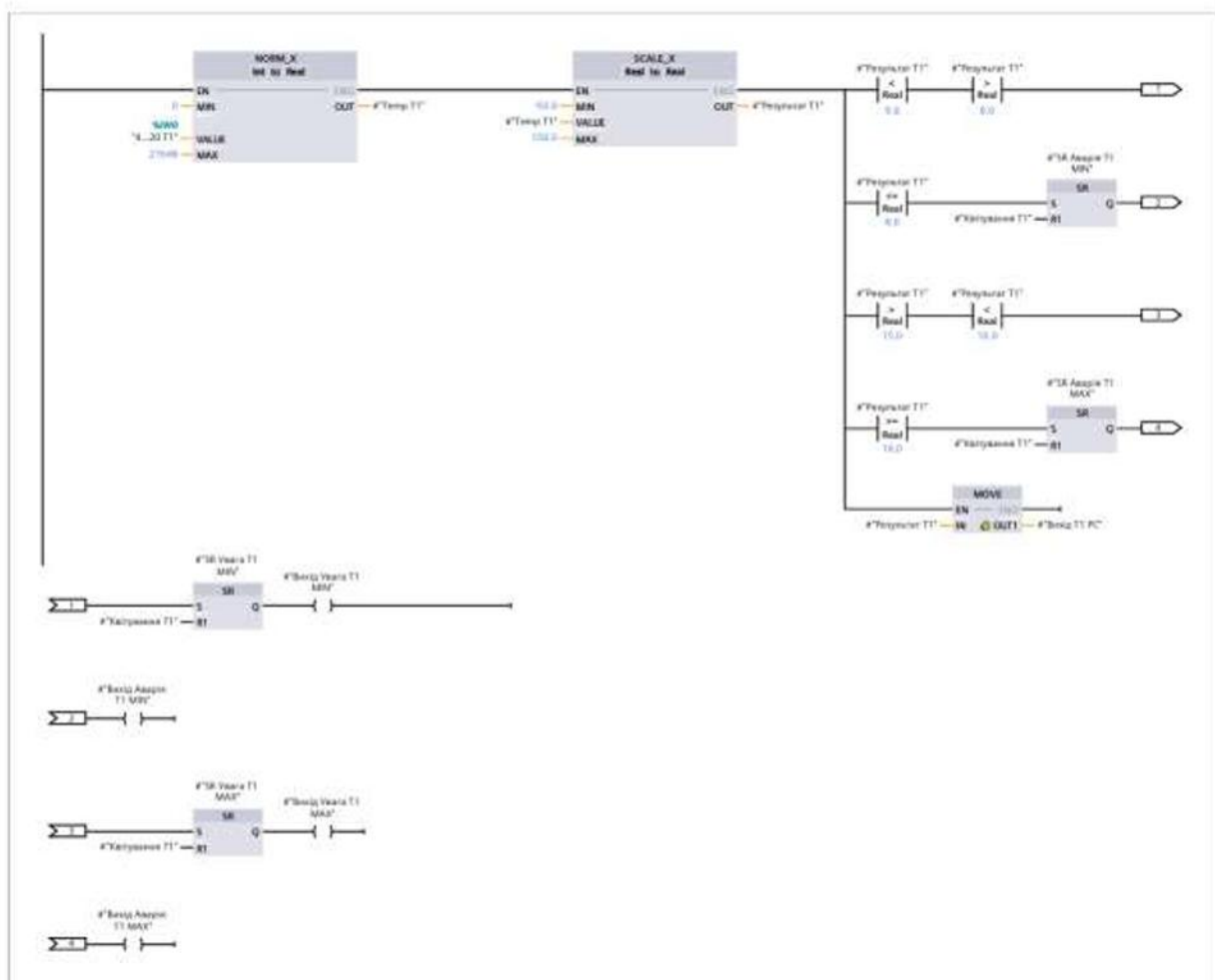


Рис. 3.3 - Код обробки даних температурного датчика та передача повідомлень до системи диспетчеризації, керування та збору даних

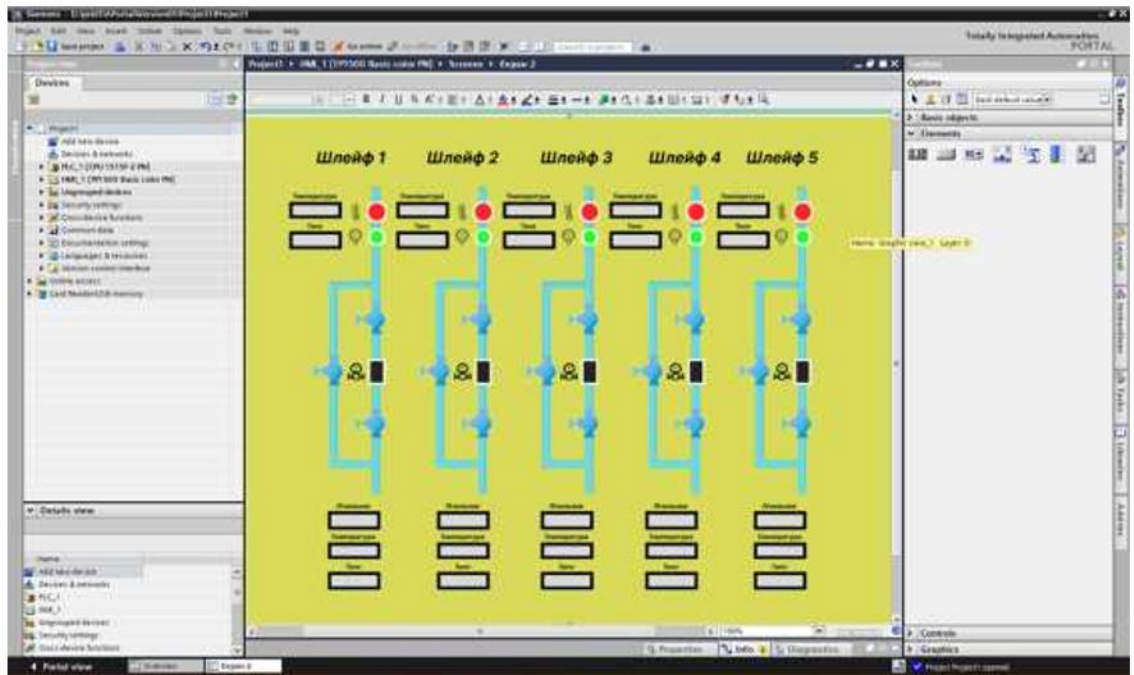


Рис.3.4 – Розробка вікна SCADA-системи

2. Обробка даних датчиків тиску, передача повідомлень до системи диспетчеризації, керування та збору даних (SCADA-систему).

Закачування/відбір газу ведеться при показниках тиску від 69 до 87 кг/м². Вихід за межі цих параметрів - це аварійні ситуації. При показниках тиску в межах 69-74 кг/м², а також в межах 82-87 кг/м² система має повідомляти попередження, яке буде відображено у вікні SCADA-системи. Алгоритм коду обробки даних буде аналогічним для кожного із 10 датчиків тиску. Код обробки даних одного датчика тиску та передачі повідомлень до системи диспетчеризації, керування та збору даних наведено на рис. 3.5:

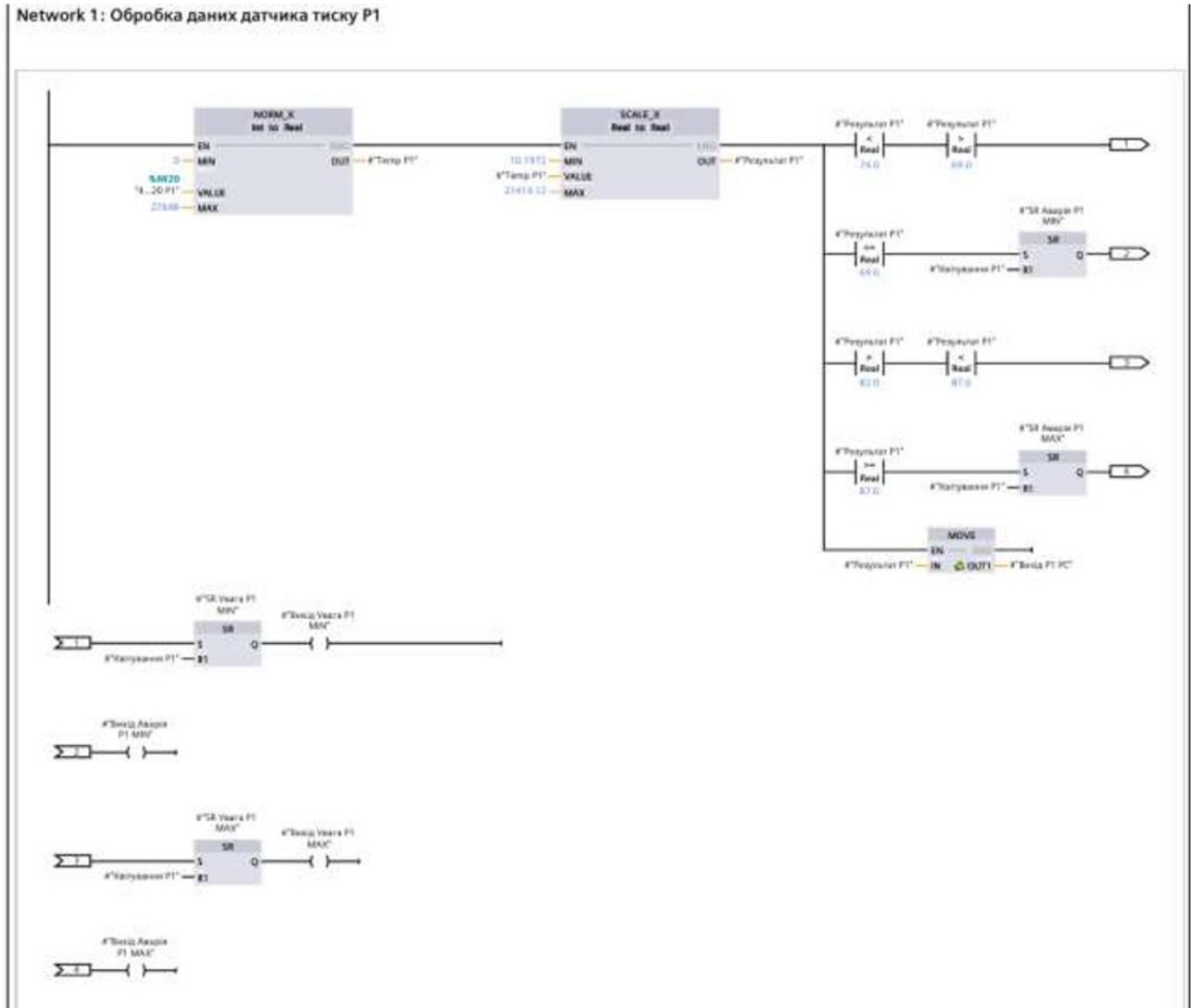


Рис. 3.5 - Код обробки даних датчика тиску та передачі повідомлень до системи диспетчеризації, керування та збору даних

3. Обробка даних датчиків температури і тиску, вбудованих у лічильник, передача повідомлень до системи диспетчеризації, керування та збору даних (SCADA-систему). Алгоритм коду обробки даних буде аналогічним для кожного із 10 вбудованих у лічильники датчиків температури і тиску:

Фрагмент коду обробки даних лічильника та передачі повідомлень до системи диспетчеризації, керування та збору даних наведено на рис. 3.7:

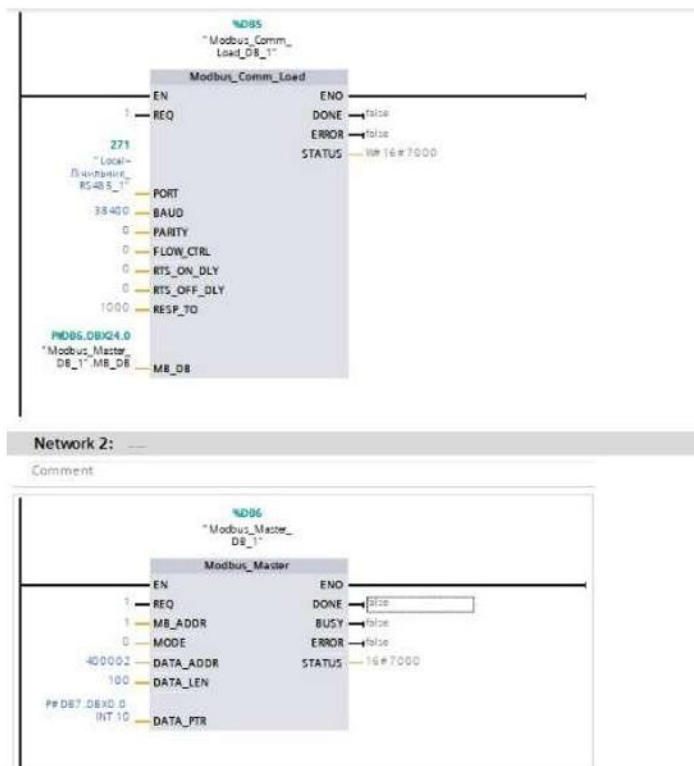


Рис. 3.7 – Фрагмент коду обробки даних лічильника та передачі повідомлень до системи диспетчеризації, керування та збору даних

3.3 Розробка математичної моделі системи автоматичного керування об'єкта дослідження

Для аналізу наявних систем керування й синтезу нових необхідна наявність їхнього математичного опису (математичної моделі).

Математичні моделі систем керування включають два види опису стану: *статичний* і *динамічний*. Режим роботи систем, в якому керування і всі проміжні величини не змінюються в часі, називається статичним (сталим) і описується рівняннями статички вигляду $y=F(u,f)$, в якому відсутній час t . Відповідні їм графіки називаються статичними характеристиками. Статична характеристика ланки з одним входом u може бути представлена кривою $y=F(u)$. Якщо ланка має другий вхід по збуренню f , то статична характеристика задається сімейством кривих $y=F(u)$ при різних значеннях f , або $y=F(f)$ при різних u (рис. 3.8):

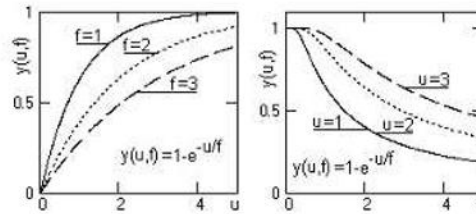


Рис. 3.8 – Статистичні характеристики

Математичною моделлю динамічної системи прийнято називати сукупність аналітичних виразів і алгоритмів, які однозначно визначають розвиток процесів в системі, тобто її рух. Залежно від типу сигналів розрізняються *неперервні* і *дискретні* моделі систем. Залежно від використовуваних операторів – *лінійні* і *нелінійні*, *часові* і *частотні* моделі.[9]

З метою розробки тестового прототипу моделі для дослідження базових функцій системи керування використаємо теорію множин, щоб провести опис формальної постановки завдання. Дано система керування газової свердловини (1):

$$S = \{D, A, C, M\}, \quad (1)$$

де D – множина датчиків $\{d_1, d_2, \dots, d_n\}$;

A – множина виконавчих механізмів $\{a_1, a_2, \dots, a_n\}$;

C – контролер із множиною алгоритмів дій;

M – модуль моніторингу диспетчера.

Завдання полягає у пошуку оптимальної функції керування виконавчими механізмами залежно від параметрів датчиків (2):

$$F^* = \arg \min_{\{F \in \mathbb{F}\}} J(F), \quad (2)$$

де F^* – оптимальна функція керування;

$\arg \min$ – аргумент мінімуму;

$F \in \mathbb{F}$ – умова, що функція належить множині допустимих функцій;

$J(F)$ – цільовий функціонал якості.

Відомо, у якості датчиків використовуються наступні. Тензорезистивний перетворювач надлишкового тиску STG700 серії SmartLine з вихідним сигналом по протоколу HART, вибухозахищеного виконання, діапазон вимірювань від 0,1МПа до 210МПа, номінал – STG770.

Терморезистивний термоперетворювач опору з вихідним сигналом по протоколу HART НСХ 50М, вибухозахищеного виконання, діапазон вимірювання від -50°C до +150°C, номінал – TCM-HART-1-3-50М-В, модель 1-3.

Зважаючи на це модель цільового функціоналу якості має вигляд (3):

$$J(F) = w_1 \cdot J_p + w_2 \cdot J_t + w_3 \cdot J_e + w_4 \cdot J_s, \quad (3)$$

J_p – стабільність тиску;

J_t – контроль температури;

J_e – енергоефективність;

J_s – безпека системи;

w_i – вагові коефіцієнти.

Щоб знайти оптимальну функцію (3) використано Sequential Least Squares Programming. Цей метод мінімізує значення $J(F)$ за умови $0 \leq \text{valve_position} \leq 100$. Квазіньютонівський метод для необмежених задач (Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno) та метод прямого пошуку (Nelder-Mead).

Метод *Sequential Least Squares Programming (SLSQP)*, або послідовного програмування найменших квадратів, є одним із найпоширеніших та найефективніших алгоритмів для розв'язання задач нелінійного програмування (NLP) з обмеженнями. Він базується на загальному підході, який називається Sequential Quadratic Programming (SQP) (послідовне квадратичне програмування). Основна ідея методу SQP/SLSQP полягає в перетворенні

складної нелінійної задачі оптимізації на послідовність простіших підзадач квадратичного програмування (QP). На кожній ітерації алгоритм лінеаризує функції обмежень і будує квадратичну модель цільової функції (функції, яку потрібно мінімізувати або максимізувати) навколо поточної точки. Отримана підзадача квадратичного програмування (оптимізація квадратичної функції з лінійними обмеженнями) розв'язується за допомогою ефективних числових методів. Отриманий розв'язок підзадачі використовується для визначення напрямку та величини кроку до наступної ітераційної точки. Процес повторюється до досягнення конвергенції (оптимального рішення).

SLSQP є конкретною реалізацією сімейства методів SQP. Він використовує квазіньютонівський метод Ган-Пауелла (Han–Powell) з BFGS-оновленням для апроксимації гессіана функції Лагранжа, що дозволяє уникнути обчислення других похідних аналітично, спрощуючи реалізацію. Метод SLSQP також включає алгоритм лінійного пошуку (line search) для гарантування глобальної збіжності, незалежно від початкової точки. Він широко використовується в програмному забезпеченні, наприклад, у бібліотеці SciPy для Python, завдяки своїй надійності та ефективності при вирішенні широкого кола практичних завдань.

Квазіньютонівські методи є потужним класом алгоритмів для розв'язання задач нелінійної оптимізації без обмежень. Вони використовуються для пошуку локальних мінімумів цільової функції. Основна ідея цих методів полягає в апроксимації (наближенні) матриці Гессе (матриці других частинних похідних) цільової функції, використовуючи лише інформацію про градієнт (перші *похідні*) на кожній ітерації. Це дозволяє уникнути обчислення та обернення самої матриці Гессе, що може бути обчислювально дорогим. На кожній ітерації k , квазіньютонівський метод генерує нову точку x_{k+1} за формулою:

$$x_{k+1} = x_k - \alpha_k \beta_k^{-1} \nabla f(x_k), \quad (4)$$

де $\nabla f(x_k)$ — градієнт функції f у точці x_k ,

β_k — апроксимація матриці Гессе в точці x_k ,

α_k — розмір кроку (коефіцієнт, знайдений за допомогою пошуку по прямій). [11]

Метод BFGS (Broyden–Fletcher–Goldfarb–Shanno) є одним із найбільш відомих та широко використовуваних квазіньютонівських методів, є одним із найефективніших і найпопулярніших.

Ключові особливості методу BFGS:

- використання лише перших похідних: BFGS використовує тільки інформацію про градієнт (перші похідні) функції для побудови апроксимації оберненої матриці Гессе;

- апроксимація матриці Гессе оновлюється на кожній ітерації за допомогою формули оновлення рангу 2, яка є ефективною та підтримує позитивну визначеність матриці, що гарантує напрямок спуску;

- широко застосовується в машинному навчанні.[12]

Метод прямого пошуку Нелдера-Міда (Nelder-Mead) — це широко застосовуваний евристичний алгоритм, який використовується для знаходження локального мінімуму (або максимуму) функції у багатовимірному просторі, коли похідні функції невідомі або їх важко обчислити. Метод Нелдера-Міда є методом прямого пошуку, що означає, що він оптимізує функцію шляхом порівняння значень функції в різних точках без використання інформації про градієнт. Ключовим елементом алгоритму є симплекс — геометрична фігура з $n+1$ вершинами в n -вимірному просторі (наприклад, трикутник на площині, тетраедр у тривимірному просторі).

Алгоритм ітеративно змінює форму та положення симплекса, щоб "рухатися" до області з меншими значеннями функції. На кожній ітерації виконується одна з операцій над найгіршою (з найбільшим значенням функції) вершиною симплекса:

- відбиття (Reflection) - найгірша точка відбивається через центроїд решти вершин;

- розтягнення (Expansion) - якщо відбита точка виявилася кращою за найкращу, симплекс розтягується в цьому напрямку для прискорення збіжності;

- стиснення (Contraction) - якщо відбита точка все ще не є достатньо хорошою, симплекс стискається (або всередину, або назовні, залежно від результатів);

- зменшення (Shrinkage) - якщо жодна з попередніх операцій не дала результату, весь симплекс стискається до найкращої точки.

Ці кроки повторюються до тих пір, поки симплекс не "стиснеться" до точки локального мінімуму або не буде досягнутий інший критерій зупинки.

Основна перевага методу полягає в тому, що він не вимагає обчислення градієнтів, що робить його корисним для негладких або "шумних" функцій. Порівняно простий для програмування, добре працює для задач оптимізації з невеликою кількістю змінних (зазвичай менше 10).

Метод застосовується в різних областях, включаючи інженерію, машинне навчання (наприклад, для налаштування нейронних мереж) та наукові дослідження. [13]

Проведемо моделювання роботи системи керування мовою програмування Python. У якості вхідних даних використаємо час від початку спостереження (1 вимір на хвилину), тиск у свердловині (0.1 - 210 МПа), температура (-50 - 150 °C), положення регулюючого клапана (0-100%). Графічне представлення результатів моделювання подано на рис. 3.9:

```

ПОРІВНЯННЯ МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ
=====
Результати для P=15.0 МПа, T=90.0°C:
-----
SLSQP      | Клапан:  0.00% | J(F):  0.0000 | Ітерації:  9 | Успіх: True
BFGS       | Клапан:  0.00% | J(F):  0.0000 | Ітерації:  5 | Успіх: False
Nelder-Mead | Клапан:  0.00% | J(F):  0.0000 | Ітерації:  6 | Успіх: True
=====

```

Рис. 3.9 - Порівняння методів оптимізації

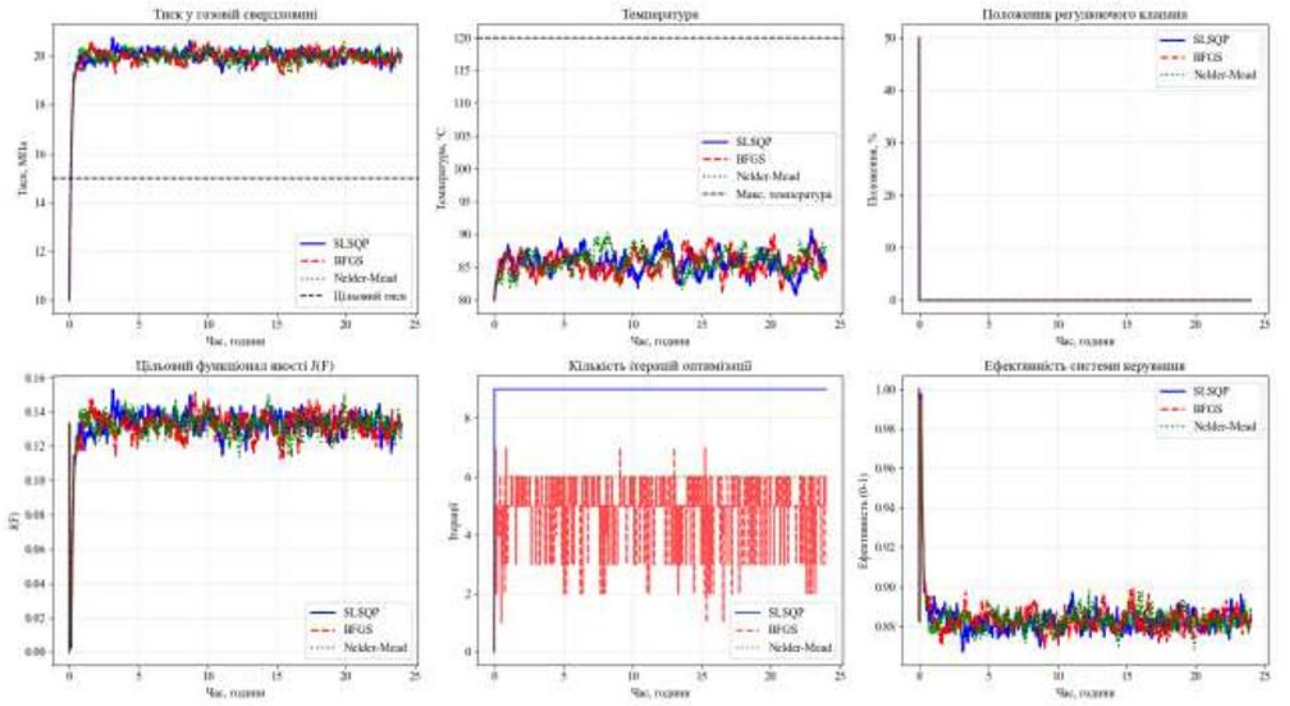


Рис. 3.10 - Порівняння методів оптимізації за ефективністю, кількістю ітерацій, цільовим функціоналом якості, положенням регулюючого клапану

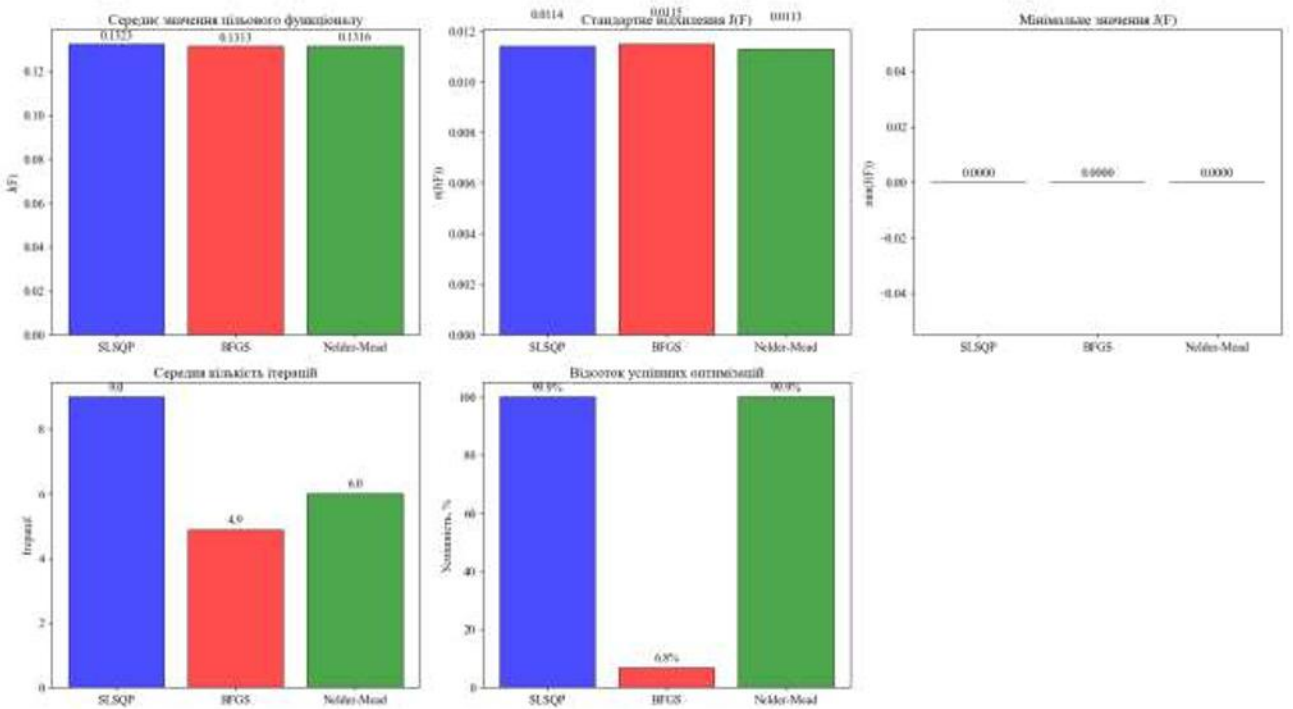


Рис. 3.11 - Статистичне порівняння методів

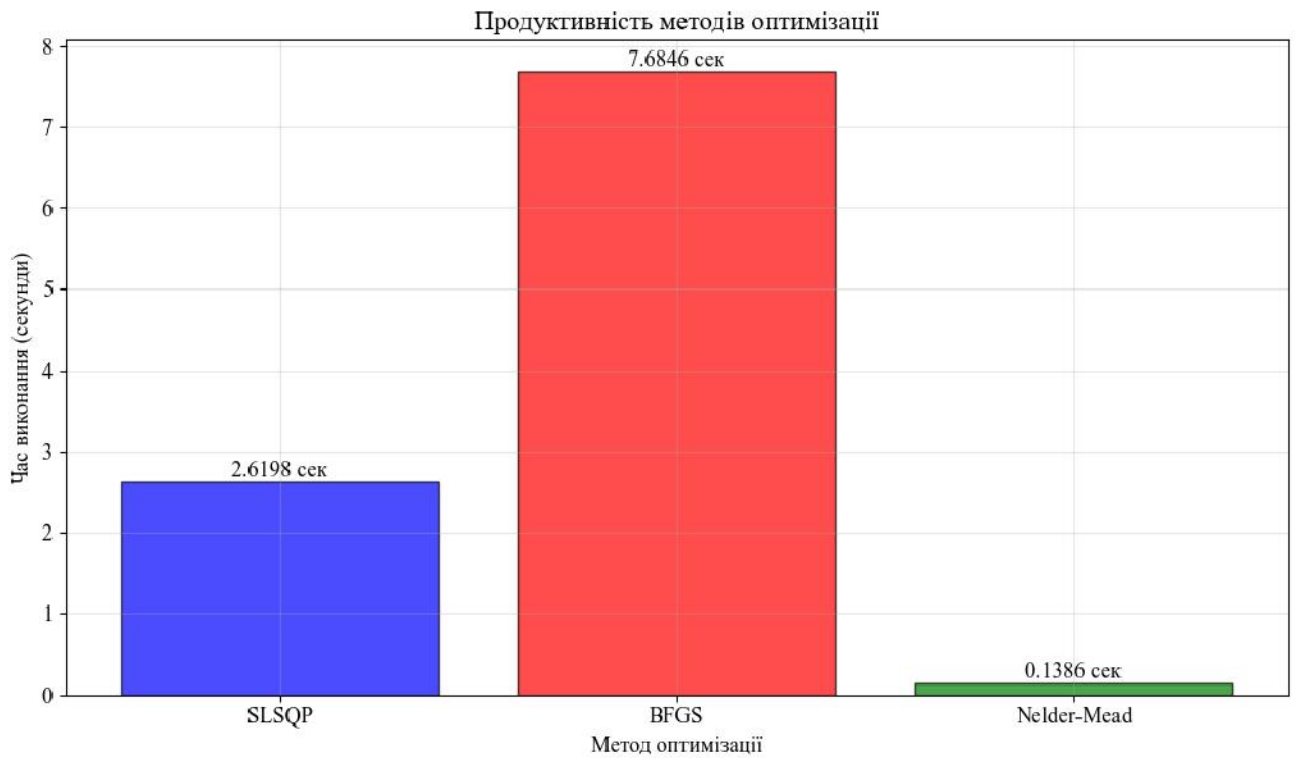


Рис. 3.12 - Продуктивність методів оптимізації

ДЕТАЛЬНА СТАТИСТИКА МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ

SLSQP:

	pressure_MPa	temperature_C	valve_position_%	objective_value \
count	1440.000000	1440.000000	1.440000e+03	1440.000000
mean	19.940528	85.669627	3.472222e-02	0.132295
std	0.635831	1.721679	1.317616e+00	0.011410
min	10.000000	79.945735	0.000000e+00	0.000000
25%	19.848342	84.500475	0.000000e+00	0.129289
50%	20.005728	85.690503	0.000000e+00	0.133481
75%	20.153673	86.782532	4.085621e-14	0.137431
max	20.748861	90.806830	5.000000e+01	0.153303

iterations

count	1440.000000
mean	8.993750
std	0.237171
min	0.000000
25%	9.000000
50%	9.000000
75%	9.000000
max	9.000000

Додаткові метрики:

Стандартне відхилення тиску: 0.636 МПа

Порушень температурного режиму: 0

Відсоток успішних оптимізацій: 99.9%

Середня ефективність: 7.559

BFGS:

```

-----
pressure_MPa temperature_C valve_position_% objective_value \
count 1440.000000 1440.000000 1440.000000 1440.000000
mean 19.904138 85.488812 0.034722 0.131343
std 0.641346 1.614961 1.317616 0.011486
min 10.000000 80.000000 0.000000 0.000000
25% 19.809715 84.322531 0.000000 0.128259
50% 19.973058 85.398083 0.000000 0.132628
75% 20.130206 86.640565 0.000000 0.136805
max 20.678513 90.119841 50.000000 0.151427

```

iterations

count	1440.000000
mean	4.890278
std	0.788496
min	0.000000
25%	5.000000
50%	5.000000
75%	5.000000
max	7.000000

Додаткові метрики:

Стандартне відхилення тиску: 0.641 МПа

Порушень температурного режиму: 0

Відсоток успішних оптимізацій: 6.8%

Середня ефективність: 7.614

Nelder-Mead:

```

-----
pressure_MPa temperature_C valve_position_% objective_value \
count 1440.000000 1440.000000 1440.000000 1440.000000
mean 19.912732 85.817831 0.034722 0.131557
std 0.631723 1.647862 1.317616 0.011306
min 10.000000 80.000000 0.000000 0.000000
25% 19.838596 84.647793 0.000000 0.129041
50% 19.979636 85.835277 0.000000 0.132800
75% 20.121064 86.937354 0.000000 0.136562
max 20.654741 90.211163 50.000000 0.150793

```

```

iterations
count 1440.000000
mean   5.995833
std    0.158114
min    0.000000
25%   6.000000
50%   6.000000
75%   6.000000
max    6.000000

```

Додаткові метрики:

Стандартне відхилення тиску: 0.632 МПа

Порушень температурного режиму: 0

Відсоток успішних оптимізацій: 99.9%

Середня ефективність: 7.601

АНАЛІЗ ПРОДУКТИВНОСТІ МЕТОДІВ

Час виконання для 100 оптимізацій (секунди):

SLSQP : 2.6198 сек

BFGS : 7.6846 сек

Nelder-Mead : 0.1386 сек

Отримані результати моделювання рекомендовано використати для налаштування контролера.

Практичні рекомендації для газової свердловини:

```

PLC_Settings = {
    'optimization_method': 'SLSQP',
    'valve_min_position': 5.0, # Мінімальне відкриття для безпеки
    'valve_max_position': 95.0, # Максимальне відкриття
    'target_pressure': 15.0,
    'max_temperature': 120.0,
    'update_interval': 60 # Оновлювати кожну хвилину
}

```

Промислова система керування газовою свердловиною. Імітація датчиків ПЛК, Імітація зчитування даних (1. ЗЧИТУВАННЯ ДАТЧИКІВ, 2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ, 3. ВИКОНАННЯ КЕРУЮЧОГО ВПЛИВУ, 4. ЛОГУВАННЯ)

3.4 Метрики для дослідження якості системи автоматичного керування об'єкта дослідження

Якість системи автоматичного керування (САК) оцінюється за допомогою набору метрик, які охоплюють її поведінку як у перехідному процесі (як вона реагує на зміни), так і в усталеному режимі (наскільки точно підтримує задане значення).

Основні метрики для дослідження якості САК:

Метрики перехідного процесу - ці метрики описують, як швидко та плавно система досягає нового усталеного стану після збурення або зміни заданого значення:

- час встановлення (*Settling Time, T_s*) - час, необхідний системі, щоб досягти та залишатися в межах певного невеликого відсотка (зазвичай 2% або 5%) від кінцевого усталеного значення;
- час наростання (*Rise Time, Tr*) - час, необхідний вихідному сигналу для переходу від 10% до 90% (або від 0% до 100%) свого кінцевого значення;
- час піку (*Peak Time, Tp*) - час, необхідний для досягнення першого максимального значення (піку);
- перерегулювання (*Overshoot, Mp*) - максимальне відхилення вихідного сигналу за межі його кінцевого усталеного значення, зазвичай виражається у відсотках;
- коливання (*Undershoot*) - максимальне відхилення в протилежний бік (нижче мінімального значення).

Метрики усталеного режиму - ці метрики стосуються точності системи після завершення перехідних процесів:

- статична похибка (*Steady-State Error, Ess*) - різниця між бажаним (заданим) значенням і фактичним виходом системи після того, як перехідний процес закінчився і система працює в усталеному режимі.

- точність (*Accuracy*) - загальна міра того, наскільки близько вихід системи відповідає заданому значенню в усталеному режимі;

Загальні та інтегральні метрики для комплексної оцінки часто використовують інтегральні показники, які об'єднують помилку в часі: n

- інтеграл абсолютної похибки (*Integral of Absolute Error, IAE*):

$$\int_0^T |e(t)| dt;$$

- інтеграл квадрату похибки (*Integral of Squared Error, ISE*):

$$\int_0^T e(t)^2 dt;$$

- інтеграл часу, помноженого на абсолютну похибку (*Integral of Time-multiplied Absolute Error, ITAE*): $\int_0^T t |e(t)| dt.$

Метрики надійності та стійкості:

Запас стійкості (Stability Margin) включає запас за амплітудою (*Gain Margin*) та запас за фазою (*Phase Margin*), які вказують, наскільки близько система знаходиться до межі нестабільності.

Середній час між відмовами (Mean Time Between Failures, MTBF) - метрика надійності, що вказує середній час безвідмовної роботи системи.

Вибір конкретних метрик залежить від вимог до керованого процесу: для одних систем критичною є швидкість (наприклад, промисловий робот), для інших — точність в усталеному режимі (наприклад, система підтримки температури в інкубаторі).

Оцінка якості системи автоматичного керування (САК) моніторингу газової свердловини вимагає використання комплексу метрик, які охоплюють різні аспекти її роботи: операційну ефективність, надійність обладнання, економічні показники та безпеку.

Основні метрики для дослідження якості САК моніторингу газової свердловини:

1. Метрики операційної ефективності. Ці показники вимірюють, наскільки ефективно система виконує свої основні функції моніторингу та контролю.

- *Коефіцієнт експлуатаційної готовності (Availability)* - час, протягом якого система повністю функціональна та доступна для використання, відносно загального часу.

- *Час простою (Downtime)* - загальний час, коли свердловина або система моніторингу не працювала через збої, технічне обслуговування чи інші проблеми.

- *Точність вимірювань (Measurement Accuracy)* - відхилення вимірних параметрів (тиск, температура, дебіт газу, рівень рідини) від їхніх реальних значень. Використовуються статистичні заходи, такі як середня абсолютна похибка (MAE) або середньоквадратична похибка (MSE).

- *Затримка даних (Data Latency)* - час між вимірюванням даних на свердловині та їхнім відображенням в системі моніторингу. Зменшення затримки (з днів до хвилин) є ключовою перевагою автоматизації.

- *Кількість хибних спрацьовувань (False Alarm Rate)* - частота необґрунтованих попереджень або сигналів тривоги, що впливає на довіру операторів до системи.

- *Швидкість реагування на збурення (Response Time to Disturbances)* - як швидко система виявляє та коригує відхилення від заданих параметрів (наприклад, зміни тиску).

2. Метрики надійності та обслуговування обладнання. Ці метрики зосереджені на стані фізичних компонентів системи та потребах в обслуговуванні.

Середній час між відмовами (MTBF - Mean Time Between Failures) - середня тривалість роботи обладнання (датчиків, контролерів, клапанів) між послідовними збоями.

Відсоток виконання планового технічного обслуговування (Planned Maintenance Compliance) - частка запланованих перевірок і сервісних робіт, виконаних вчасно.

Витрати на технічне обслуговування (Maintenance Costs) - загальні витрати, пов'язані з ремонтом та обслуговуванням САК.

3. Економічні метрики. Економічна ефективність є кінцевою метою впровадження САК.

Збільшення видобутку (Production Increase) - кількість додаткового газу, видобутого завдяки оптимізації, досягнутій автоматизованою системою.

Зниження операційних витрат (OPEX Reduction) - загальна економія коштів на експлуатації, що є результатом автоматизації (наприклад, зменшення потреби в ручних перевірках).

Рентабельність інвестицій (ROI - Return on Investment) - фінансовий показник, що демонструє прибутковість проекту автоматизації.

4. Метрики безпеки та відповідності стандартам. Безпека є пріоритетом в нафтогазовій галузі.

Показник частоти травм із втратою робочого часу (LTIFR - Lost Time Injury Frequency Rate) - кількість інцидентів, що призвели до втрати робочого часу, на мільйон відпрацьованих людино-годин.

Кількість невідповідностей нормативним вимогам (Incidence of Non-Conformance) - число порушень екологічних, технічних стандартів або норм безпеки.

Частота інцидентів, пов'язаних з контролем свердловини (Well Control Incident Frequency) - кількість випадків неконтрольованого припливу флюїду, які були успішно виявлені та локалізовані системою.

Висновок до розділу 3

Існують загальноприйняті правила складання схем автоматизації. Діючий стандарт конструкторської документації визначає чотири види схем: електричні, гідравлічні, пневматичні та кінематичні. Ці схеми в свою чергу поділяються на структурні, функціональні, принципові та схеми з'єднань. Згідно мети і завдань дослідження були розроблені загальна структурна схема автоматизованої системи моніторингу газових свердловин та функціональна схема моніторингу шлейфу газової свердловини для відображення розташування вимірювальних приладів у межах одного шлейфу.

Розроблено код алгоритму роботи ПЛК у спеціалізованому середовищі TIA Portal мовою LD.

Розроблено тестовий прототип математичної моделі для дослідження базових функцій системи керування з використанням теорії множин. Для знаходження оптимальної функції використано метод Sequential Least Squares Programming, квазіньютонівський метод для необмежених задач (Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno) та метод прямого пошуку (Nelder-Mead).

Розглянуто основні метрики для дослідження якості САК.

4 МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ

4.1 Обґрунтування вибору програмного забезпечення для моделювання динамічних систем

Математичною моделлю динамічної системи називають сукупність математичних співвідношень, що однозначно описують розвиток процесів у системі в часі. Якщо таке співвідношення пов'язує лише вхідні та вихідні координати системи (об'єкта), то такі моделі називають математичними моделями «вхід – вихід». У сучасній теорії керування поряд із моделями «вхід – вихід» застосовують математичні моделі в просторі змінних стану – моделі у векторно-матричному поданні.[10]

Для моделювання динамічних систем існує широкий спектр програмного забезпечення, вибір якого залежить від конкретних завдань, необхідного рівня деталізації та галузі застосування (механіка, електроніка, біологія, економіка тощо).

Комерційне та професійне програмне забезпечення

MATLAB / Simulink. MATLAB є потужним середовищем для числових обчислень та програмування, а Simulink — це графічне середовище для моделювання, симуляції та аналізу динамічних систем, що широко використовується в інженерії та наукових дослідженнях.

ANSYS Motion (раніше Adams) - провідне рішення для моделювання багатотільних динамічних систем (Multibody Dynamics - MBD), що ідеально підходить для складних механічних систем, таких як транспортні засоби або роботи.

AnyLogic - універсальне програмне забезпечення для імітаційного моделювання, яке поєднує системну динаміку, дискретно-подійне та агентне моделювання. Використовується в бізнесі, логістиці та виробництві.

COMSOL Multiphysics дозволяє моделювати системи, що включають декілька фізичних явищ (мультифізика), наприклад, взаємодію механічних, теплових та електричних процесів.

SimulationX / Dymola / MapleSim. Ці програми використовують мову моделювання Modelica, яка є невластивісною, об'єктно-орієнтованою, рівняльно-орієнтованою мовою для динамічного моделювання складних систем з різних доменів.

Безкоштовне та відкрите програмне забезпечення

OpenModelica - середовище з відкритим вихідним кодом для моделювання на основі мови Modelica.

Simantics System Dynamics - Безкоштовне програмне забезпечення з відкритим кодом для системної динаміки, що використовує діаграми "запасів і потоків" (stock & flow) та причинно-наслідкові петлі.

NetLogo - середовище для агентного моделювання, яке часто використовується для симуляції складних адаптивних систем у соціальних та екологічних науках.

GNU Octave - безкоштовна альтернатива MATLAB, що має схожий синтаксис і може використовуватися для числових розрахунків динамічних систем.

Обираючи програмне забезпечення, варто враховувати:

- складність системи - від простих диференціальних рівнянь до багатотільних механізмів або складних соціальних систем;
- методологію моделювання - системна динаміка, дискретно-подійне, агентне або мультифізичне моделювання;
- бюджет - існують як дорогі комерційні рішення, так і потужні безкоштовні альтернативи.

Для реалізації динамічної системи, що відповідає меті і завданням дослідження, було обрано мову програмування Python, середовище програмування VS Code. Python пропонує потужні та гнучкі можливості для моделювання математичних моделей, завдяки великій екосистемі бібліотек, які охоплюють різні аспекти обчислень, аналізу даних та візуалізації.

Основні можливості та бібліотеки Python для моделювання динамічних систем:

1) бібліотеки для чисельних обчислень:

NumPy - фундаментальна бібліотека для роботи з багатовимірними масивами та матрицями, необхідна для ефективних чисельних операцій;

SciPy - надає великий набір наукових інструментів, включаючи оптимізацію, інтегрування, обробку сигналів, лінійну алгебру та статистику, що є критично важливим для багатьох математичних моделей.

2) бібліотека для символьних обчислень:

SymPy: Дозволяє виконувати символьну математику (наприклад, диференціювання, інтегрування, розв'язання рівнянь) замість чисельних наближень, що корисно для аналітичного вивчення моделей.

3) бібліотеки для моделювання та аналізу даних:

Pandas - ефективна бібліотека для маніпулювання та аналізу структурованих даних, що часто використовуються як вхідні дані для моделей або для аналізу результатів;

Scikit-learn - провідна бібліотека для машинного навчання, що містить алгоритми для регресії, класифікації, кластеризації та зменшення розмірності, які самі по собі є складними математичними моделями.

4) бібліотеки для візуалізації:

Matplotlib та Seaborn – це широко використовувані бібліотеки для створення статичних та інтерактивних графіків, діаграм та візуалізацій, що дозволяє інтерпретувати результати моделювання;

Plotly – засіб для створення високоінтерактивних веб-орієнтованих візуалізацій.

Спеціалізовані домени:

TensorFlow та PyTorch – це потужні фреймворки для глибокого навчання, що використовуються для моделювання складних систем, які ґрунтуються на нейронних мережах.

Спеціалізовані бібліотеки:

Python Control Systems Library (python-control.readthedocs.io): ця бібліотека (часто називається просто control) імітує функціональність Control System

Toolbox з MATLAB. Вона ідеально підходить для аналізу та проєктування систем керування зі зворотним зв'язком, включаючи лінійні та деякі нелінійні системи, аналіз стійкості, АЧХ (діаграми Бode, Найквіста) та синтез контролерів (LQR, PID).

PyDy (Python Dynamics) (pydy.readthedocs.io): орієнтована на моделювання систем з багатьма тілами (мультитілесних систем). Вона використовує символічні обчислення SymPy для генерації рівнянь руху, які потім чисельно інтегруються.

Dynamical: пакет для моделювання, симуляції та візуалізації дискретних нелінійних динамічних систем та хаосу, використовуючи pandas та numba для швидких обчислень.

Mesa / AgentPy: якщо ваша динамічна система краще описується взаємодією окремих компонентів (агенти), ці бібліотеки підходять для агентного моделювання (Agent-Based Modeling, ABM).

Для більшості інженерних та наукових задач, пов'язаних з неперервними системами, комбінація NumPy, SciPy та Matplotlib є стандартним і потужним рішенням.

Для роботи безпосередньо з теорією автоматичного керування Python Control буде найкращим вибором.

4.2 Розробка математичної моделі об'єкта керування та його окремих підсистем

Проводимо моделювання роботи системи керування мовою програмування Python, використовуючи чисельні методи оптимізації для пошуку оптимальної функції керування (SLSP, Квазі-ньютонівський метод, симплекс-метод) та наведені вхідні дані.

Вхідні умови. Газовий шлейф містить температурний датчик, датчик тиску і газовий лічильник. Вбудовані у лічильник датчики температури і тиску здійснюють додатковий контроль температури і тиску газу. Робота з газом ведеться в межах температури від 8°C до 16°C і при показниках тиску від 69 до 87 кг/м². Вихід за межі цих параметрів - це аварійні ситуації. При показниках

тиску в межах 69-74 кг/м², а також в межах 82-87 кг/м² система має повідомляти попередження. Температурні показники в межах 8-9°C та 15-16°C також є підставою для попередження.

Реалізовано модель, що включає всі датчики системи автоматичного керування. Модель враховує параметри всіх досліджуваних датчиків.

$J(F) =$

$w_1 \cdot |P - P_{trrt}|/|P_{trrt}| + \# \text{ стабільність тиску}$

$w_2 \cdot |T - T_{trrt}|/|T_{trrt}| + \# \text{ стабільність температури}$

$w_3 \cdot F/100 + \# \text{ енергоефективність}$

$w_4 \cdot I_{warning}(P, T) + \# \text{ штраф за попередження}$

$w_5 \cdot I_{emergency}(P, T) + \# \text{ штраф за аварії}$

$w_6 \cdot I_{safety}(P, T) \# \text{ штраф за небезпеку,}$

де:

$w_1...w_6$ - вагові коефіцієнти

$P = [p_1, p_2]$ - вектор тисків (початок, кінець)

$T = [t_1, t_2]$ - вектор температур (початок, кінець)

$I_{warning}$ - індикаторна функція попереджень

$I_{emergency}$ - індикаторна функція аварій

I_{safety} - індикаторна функція небезпечних станів.

Текст програми моделі:

```
def objective_function(self, valve_position, pressure_vals, temp_vals):
```

```
    J = (self.weights['pressure_stability'] * pressure_stability +
         self.weights['temperature_stability'] * temp_stability +
         self.weights['energy_efficiency'] * energy_efficiency +
         self.weights['warning_penalty'] * warning_penalty +
         self.weights['emergency_penalty'] * emergency_penalty +
         self.weights['safety'] * safety_penalty)
```

```
    return J
```

Результати досліджень наведено на рис. 4.1 – 4.4:

```

КОНФІГУРАЦІЯ СИСТЕМИ ГАЗОПРОВОДУ
=====
Допустимі межі температури: {'min': 8, 'max': 16} °C
Допустимі межі тиску: {'min': 69, 'max': 87} кг/м³
Цільова температура: 12.0 °C
Цільовий тиск: 78.0 кг/м³

ПОЧАТКОВИЙ СТАН СИСТЕМИ:
Статус: normal

ПОРІВНЯННЯ МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ
=====
Тестові дані: Тиск=[75.0, 76.0] кг/м³, Температура=[11.0, 12.0]°C
-----
SLSQP | Клапан: 0.00% | J(F): 0.0184 | Ітерації: 9 | Успіх: True | Ефективність: 0.982
BFGS  | Клапан: 0.00% | J(F): 0.0184 | Ітерації: 5 | Успіх: False | Ефективність: 0.982
Nelder-Mead | Клапан: 0.00% | J(F): 0.0184 | Ітерації: 6 | Успіх: True | Ефективність: 0.982

```

Рис. 4.1- Порівняння методів оптимізації

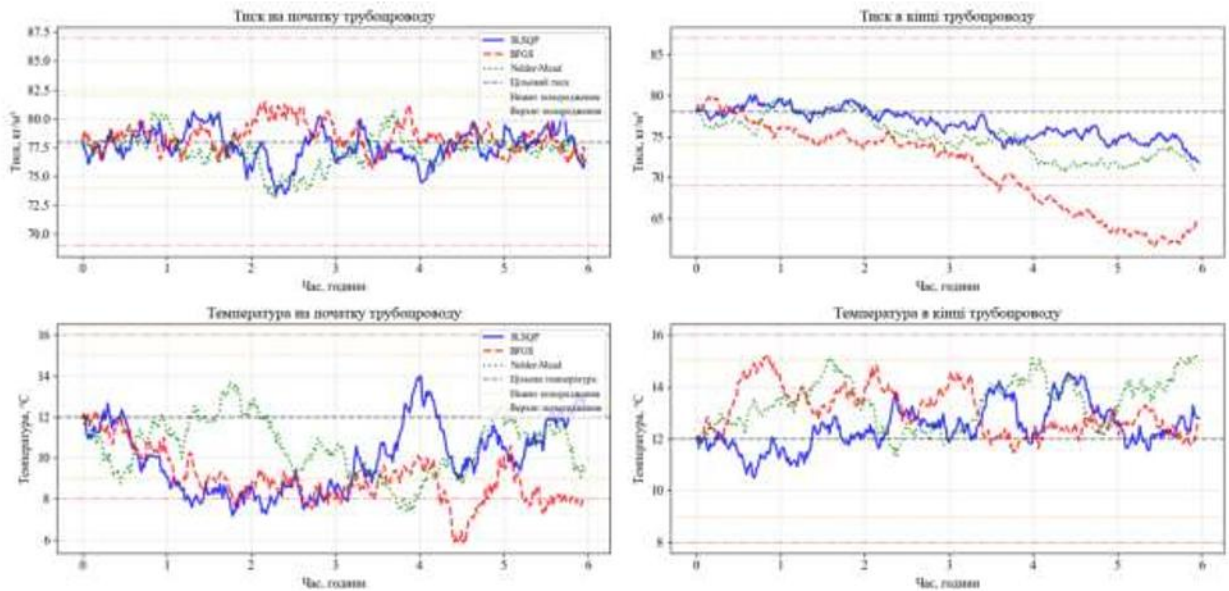


Рис. 4.2 – Імітація моніторингу та керування газопроводом

Порівняння методів оптимізації за ефективністю, кількістю ітерацій, цільовим функціоналом якості, положенням регулюючого клапану

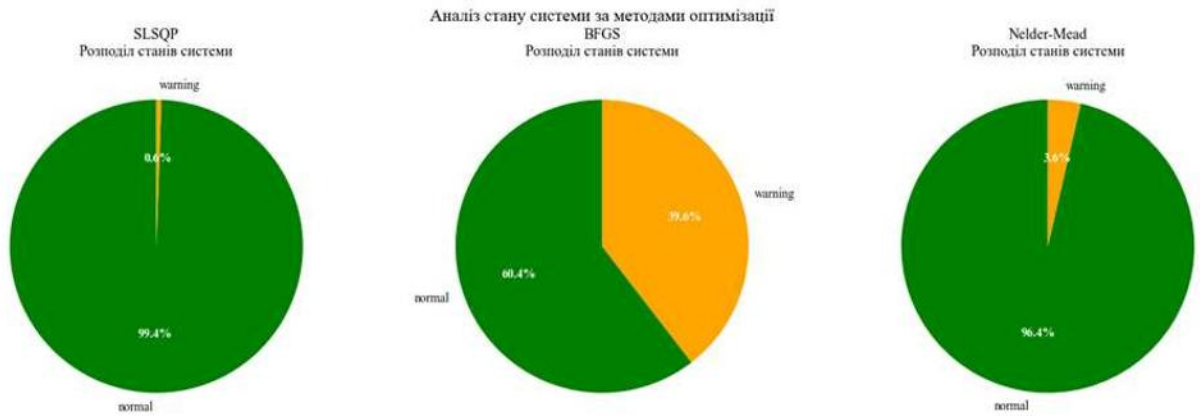


Рис. 4.3 - Статистичне порівняння методів

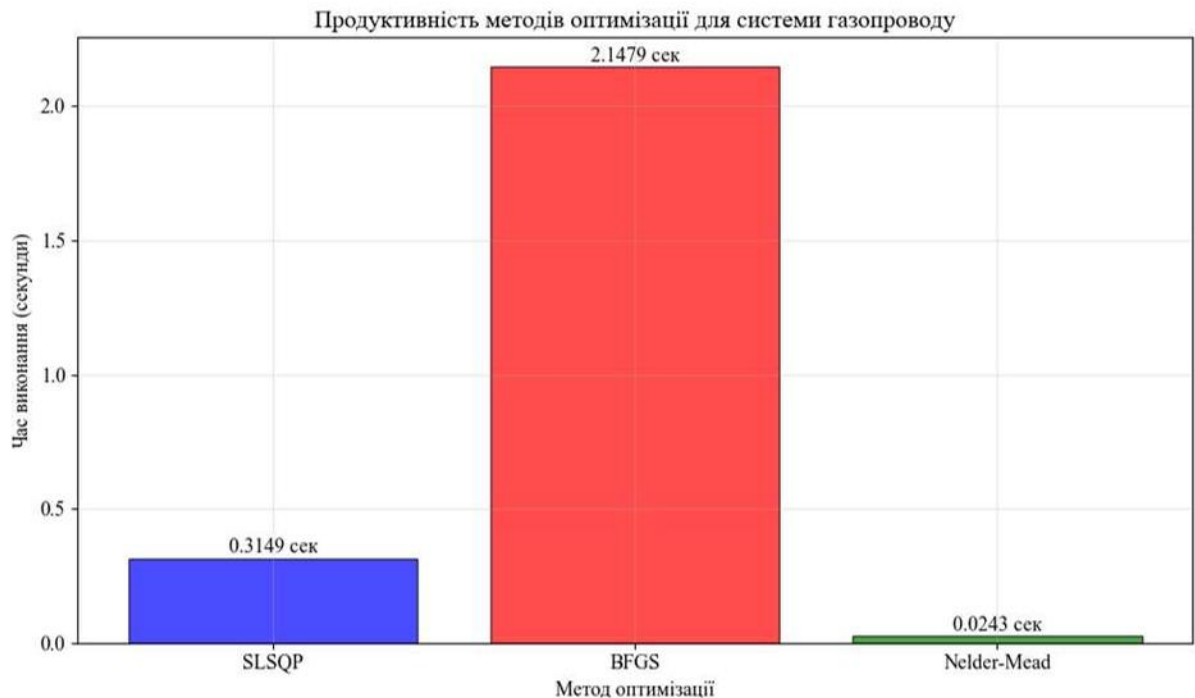


Рис.4.4 - Продуктивність методів оптимізації

4.3 Експериментальне дослідження моделі системи автоматичного керування

Експериментальне дослідження моделі системи автоматичного керування (САК) є ключовим етапом її розробки та впровадження. Воно передбачає використання математичних моделей, фізичних стендів або програмно-апаратних комплексів для оцінки динамічних властивостей, стійкості та якості роботи системи за різних умов.

Основні етапи експериментального дослідження моделі САК.

Методологія дослідження зазвичай включає три логічно обґрунтованих етапи: підготовку, проведення та обробку даних.

2. Підготовка експерименту:

1) визначення мети: чітке формулювання завдань експерименту (наприклад, перевірка стійкості, оцінка перехідних процесів, ідентифікація параметрів);

2) розробка програми та методики: створення детального плану дій, що включає опис вхідних дій (типові сигнали, такі як ступінчаста, імпульсна або гармонійна дія), послідовність вимірювань, необхідне обладнання та засоби фіксації результатів;

3. Підготовка моделі та обладнання - забезпечення відповідності моделі (математичної, імітаційної або фізичної) реальному об'єкту, калібрування вимірювальних приладів, перевірка техніки безпеки.

4. Проведення експерименту:

1) реалізація вхідних дій - подача тестових сигналів на вхід моделі САК;

2) вимірювання та фіксація даних - систематичне спостереження та запис вихідних і проміжних параметрів системи за допомогою відповідних датчиків та програмного забезпечення.

3) стандартизація умов - забезпечення контрольованих та відтворюваних умов експерименту для підвищення точності результатів.

5. Аналіз та інтерпретація результатів:

1) обробка експериментальних даних - статистичний аналіз отриманих даних, фільтрація шумів, побудова графіків перехідних процесів та частотних характеристик.

2) порівняння з теоретичними даними - зіставлення експериментальних результатів з передбаченнями математичної моделі або вимогами технічного завдання.

3) формулювання висновків та рекомендацій - інтерпретація

результатів, підтвердження або спростування гіпотез, розробка практичних рекомендацій для налагодження або вдосконалення реальної САК.

Методи та засоби дослідження

Математичне моделювання - використання програмних засобів для імітації роботи системи на комп'ютері, що дозволяє досліджувати її поведінку в широкому діапазоні умов без ризику пошкодження обладнання.

Фізичне моделювання - створення лабораторних стендів, які відтворюють ключові фізичні процеси реального об'єкта керування.

Типові ланки - розгляд САК як сукупності типових елементарних ланок для спрощення аналізу її динамічних властивостей.

Планування експерименту - застосування методів теорії планування експериментів, зокрема багатофакторного планування, для зменшення кількості необхідних вимірювань та підвищення їхньої інформативності.

Під час експериментального дослідження розробленої математичної моделі було порівняно методи оптимізації за положенням регулюючого клапану газопроводу.

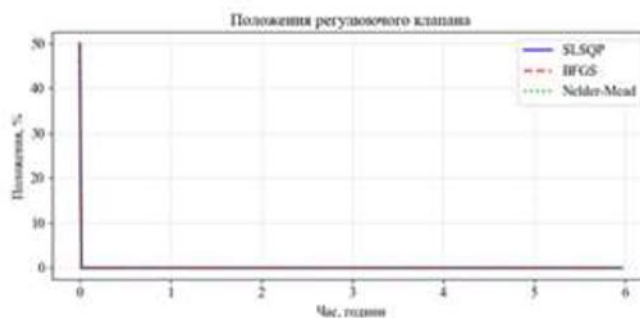


Рис. 4.5 - Порівняння методів оптимізації за положенням регулюючого клапану

Показники ефективності запропонованого рішення згідно розробленої математичної моделі:

ЗВЕДЕНА СТАТИСТИКА

=====

ЗВЕДЕНА ІНФОРМАЦІЯ ПРО СИСТЕМУ

=====

Метод: SLSQP

Середній тиск на початку: 77.62 кг/м³

Середній тиск в кінці: 76.52 кг/м³

Середня різниця тиску: 1.10 кг/м³

Середня температура на початку: 9.96°C

Середня температура в кінці: 12.43°C

Середня різниця температури: -2.47°C

Стани системи:

normal: 357 (99.4%)

warning: 2 (0.6%)

Середня ефективність: 0.976

Успішних оптимізацій: 359/359

Метод: BFGS

Середній тиск на початку: 78.41 кг/м³

Середній тиск в кінці: 71.03 кг/м³

Середня різниця тиску: 7.38 кг/м³

Середня температура на початку: 8.96°C

Середня температура в кінці: 13.07°C

Середня різниця температури: -4.10°C

Стани системи:

normal: 217 (60.4%)

warning: 142 (39.6%)

Середня ефективність: 0.956

Успішних оптимізацій: 10/359

Метод: Nelder-Mead

Середній тиск на початку: 77.25 кг/м³

Середній тиск в кінці: 74.84 кг/м³

Середня різниця тиску: 2.42 кг/м³

Середня температура на початку: 10.56°C

Середня температура в кінці: 13.37°C

Середня різниця температури: -2.82°C

Стани системи:

normal: 346 (96.4%)

warning: 13 (3.6%)

Середня ефективність: 0.978

Успішних оптимізацій: 359/359

4.4 Оцінка якості процесу автоматичного керування (перерегулювання, час регулювання, статична похибка)

Оцінка якості процесу автоматичного керування (АК) передбачає використання різних критеріїв для визначення того, наскільки добре система досягає поставлених цілей. Ці критерії можна розділити на дві основні групи: прямі (визначені за перехідною характеристикою) та непрямі (визначені за частотними характеристиками).

Прямі показники якості (за перехідною характеристикою)

Перехідна характеристика – це реакція системи на ступінчасту зміну вхідного сигналу. Основні показники, що оцінюють за нею:

Час регулювання (або час перехідного процесу) (t_p) - час, необхідний системі для досягнення нового сталого значення і залишання в певній малій околиці цього значення (зазвичай $\pm 5\%$ або $\pm 2\%$ від кінцевого значення).

Перерегулювання (σ) - максимальне відхилення регульованої величини від нового сталого значення, виражене у відсотках від цього значення. Воно вказує на коливальність системи.

Ступінь затухання коливань - швидкість зменшення амплітуди послідовних коливань.

Статична похибка ($x_{ст}$) - різниця між бажаним (заданим) і фактичним сталим значенням вихідної величини після завершення перехідного процесу.

Час наростання - час, за який вихідна величина вперше досягає свого сталого значення або певного його відсотка (наприклад, від 10% до 90%).

Показники ефективності запропонованого рішення згідно розробленої математичної моделі та її дослідження наведено на рис. 4.6:

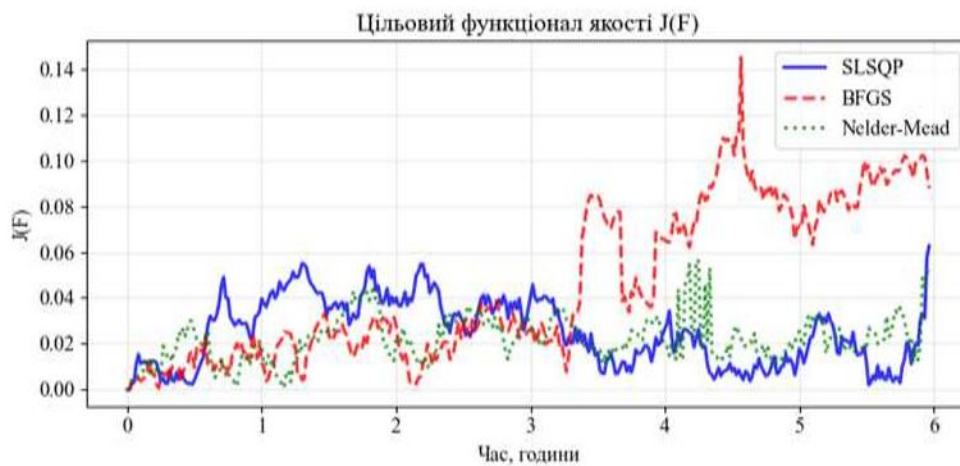


Рис.4.6 - Порівняння методів оптимізації за цільовим функціоналом якості

ТЕСТУВАННЯ ШВИДКОДІЇ МЕТОДІВ

Час виконання для 10 оптимізацій (секунди):

SLSQP : 0.3149 сек (31.49 мс на оптимізацію)

BFGS : 2.1479 сек (214.79 мс на оптимізацію)

Nelder-Mead : 0.0243 сек (2.43 мс на оптимізацію)

Висновок до розділу 4

Для реалізації динамічної системи, що відповідає меті і завданням дослідження, було обрано мову програмування Python, середовище програмування VS Code. Python пропонує потужні та гнучкі можливості для моделювання математичних моделей, завдяки великій екосистемі бібліотек, які охоплюють різні аспекти обчислень, аналізу даних та візуалізації.

Проведено моделювання роботи системи керування мовою програмування Python, використовуючи чисельні методи оптимізації для пошуку оптимальної функції керування (SLSP, Квазі-ньютонівський метод, симплекс-метод) та наявні вхідні дані. Проаналізовано результати моделювання в сталому, перехідному і граничному режимах роботи та зроблена оцінка якості процесу керування.

ВИСНОВКИ

1. На сьогодні питання відновлення енергетичної галузі для України є одним із пріоритетних. Постають питання, які б могли оптимізувати енергетичну систему шляхом впровадження інноваційних розробок із автоматизації процесів.
2. Згідно вимог до газового обладнання для реалізації проекту було обрано вибухозахищене, надійне обладнання, стійке до агресивного середовища. Вимірювальні прилади здатні забезпечувати високу точність вимірювань для ефективного управління процесом; елементи системи автоматизації сумісні та легко інтегруються в загальну систему диспетчерського контролю та управління (SCADA-систему).
3. Відповідно до мети і завдань роботи були розроблені загальна структурна схема автоматизованої системи моніторингу газових свердловин та функціональна схема моніторингу шлейфу газової свердловини.
4. Реалізовано код алгоритму роботи ПЛК мовою програмування LD у спеціалізованому середовищі Tia Portal.
5. Розроблено математичну модель для дослідження базових функцій системи керування.
6. Проаналізовано результати моделювання в сталому, перехідному і граничному режимах роботи та зроблена оцінка якості процесу керування.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Полухін А.В., Редько К.Ю., Селіхова Я.В. Шляхи подолання кризових ситуацій у сфері паливно-енергетичного комплексу в умовах воєнного стану (український досвід). *Економіка. Фінанси. Право*. 2023. №6 С.57–63.
2. Історія галузі та нафтогазу URL: <https://www.naftogaz.com/history-of-the-industry>
3. Нафтогазоносні регіони України URL: https://vue.gov.ua/Нафтогазоносні_регіони_України
4. Єрмілова Н.В. Навчальний посібник з дисципліни «Основи автоматизації об'єктів газової і нафтової промисловості» для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Н.В. Єрмілова; за заг. ред. Н.В. Єрмілової. – Полтава: Національний університет імені Юрія Кондратюка», 2023. – 127 с.
5. Модель 1-3. Виробництво засобів автоматики. ПрАТ ТЕРРА Україна. URL: <https://ao-tera.com/ua/1-3-expld>
6. Давачі надлишкового тиску STG700 серії SmartLine. Elcron Instruments. URL: https://www.elcron.com.ua/product/davachi_tysku/honeywell/smartline-stg700-26
7. Ультразвуковий лічильник газу FIOSONIC. URL: <https://www.fiorentini.com/en/solutions/products/gas-products/gas-meters/industrial-ultrasonic-gas-meters/fiosonic/>
8. Програмовані логічні контролери (ПЛК): серце сучасної автоматизації виробництва. URL: <https://u-misti.lviv.ua/programovani-logichni-kontroleri-plk-serce-suchasnoyi-avtomatizaciyi-virobnictva/>

- **Війна в Україні призводить до значних економічних проблем у всьому світі.**
 - **Об'єкти енергетичної інфраструктури були й залишаються одними з головних цілей росії через їхнє економічне, гуманітарне й геополітичне значення.**
 - **Російські атаки, особливо в жовтні 2025 року, завдали значних ударів по газовій інфраструктурі, що тимчасово знищило до 60% потужностей газовидобутку в Харківській та Полтавській областях.**
-
- На сьогодні питання відновлення енергетичної галузі для України є одним із пріоритетних.
 - В умовах бойових дій та обмеженості ресурсів постають питання, які б могли оптимізувати енергетичну систему шляхом впровадження інноваційних розробок із автоматизації процесів.

- ***Мета роботи:*** підвищення ефективності технологічного процесу підземного зберігання газу.

- ***Завдання роботи:***

- 1) провести аналіз існуючих рішень щодо автоматизації керування технологічним процесом підземного зберігання газу;

- 2) запропонувати схему автоматизації;

- 3) провести вибір обладнання;

- 4) створити математичну модель;

- 5) провести експеримент.

- ***Об'єкт дослідження*** – підземне сховище газу.

- ***Предмет дослідження*** – технологічний процес підземного зберігання газу.

- **Аналіз існуючих рішень щодо автоматизації керування технологічним процесом підземного зберігання газу** *показує використання інтегрованих, часто спеціально розроблених систем, які поєднують традиційні технології автоматизації з сучасними цифровими інструментами.*
- **Сучасні рішення автоматизації керування ПСГ є комплексними, інтегрованими системами, що використовують передові цифрові технології для забезпечення безпечної, ефективної та економічно вигідної експлуатації об'єктів.**
- **Основні виклики та напрямки розвитку:**
 - **інтеграція різнорідних систем:** *необхідність об'єднання застарілого обладнання з сучасними цифровими рішеннями є ключовим викликом.*
 - **робота з великими даними:** *ефективне управління та аналіз великих обсягів даних, що генеруються системами автоматизації та моделювання.*
 - **кібербезпека:** *захист критичної інфраструктури ПСГ від кіберзагроз є пріоритетним завданням.*

Основні вимоги до обладнання для автоматизації газових свердловин включають:

- 1) вибухозахист (ЕХ-виконання);
- 2) надійність та безвідмовність;
- 3) функції безпеки: системи протиаварійного захисту (ПАЗ);
- 4) стійкість до агресивного середовища;
- 5) вимірювальні прилади мають забезпечувати високу точність вимірювань для коректного обліку видобутку та ефективного управління процесом;
- 6) сумісність та інтеграція;
- 7) відповідність нормативним документам;
- 8) експлуатаційна документація.

- Згідно вимог до такого обладнання для реалізації мети і завдань роботи було обрано вибухозахищене, надійне обладнання, стійке до агресивного середовища.
- Вимірювальні прилади (датчики тиску, температури, лічильник) здатні забезпечувати високу точність вимірювань для ефективного управління процесом;
- елементи системи автоматизації (датчики, контролери) сумісні та легко інтегруються в загальну систему диспетчерського контролю та управління (SCADA-систему).

Усі обрані компоненти відповідають вимогам чинних в Україні нормативних документів, стандартів та мають відповідні сертифікати.

Термоперетворювач опору модель 1-3 виробництва ПРаТ «ТЕРА» м.Чернігів (Україна)



терморезистивний термоперетворювач опору
з вихідним сигналом по протоколу HART HCX 50M,
вибухозахищеного виконання,
діапазон вимірювання від -50°C до $+150^{\circ}\text{C}$,
номінал – TCM-HART-1-3-50M-B,

Перетворювач надлишкового тиску STG700 серії SmartLine, виробник Honeywell (США)



тензорезистивний перетворювач надлишкового тиску
з вихідним сигналом по протоколу HART, вибухозахищеного
виконання,
діапазон вимірювань від 0,1МПа до 210МПа,
номінал – STG770

Ультразвуковий лічильник газу FIOSONIC (Італія)



- корпус: кована сталь ASTM A350 LF Cl.1, підходить для вибухонебезпечних місць;
- діапазон тиску: до 153 бар;
- робоча температура газу: від -30 °C до +80 °C;
- з'єднання: ANSI 150/300/900 RF/RTJ відповідно до ASME B16.5, PN16/25/40 відповідно до EN 1092-1
- точність: до 0,5% із заводським калібруванням, до 0,2% із калібруванням потоку під високим тиском.

ПЛК Siemens SIMATIC S7-1500

Основні технічні характеристики та можливості :

- **модульна конструкція**
- **висока продуктивність**
- **комунікаційні можливості:** вбудований інтерфейс PROFINET IO IRT для обміну даними в режимі реального часу, доступні додаткові модулі для підключення до мереж PROFIBUS та Industrial Ethernet.
- **інтегровані функції:** широкий спектр функцій, включаючи керування рухом (Motion Control), функції забезпечення безпеки (Safety Integrated) та захисту від несанкціонованого доступу.
- **умови експлуатації:** може працювати в широкому діапазоні температур (від -30 °C до +60 °C) і на висоті до 5000 м над рівнем моря.
- **програмування:** програмування здійснюється в інтегрованому середовищі TIA Portal (Totally Integrated Automation Portal), яке забезпечує зручність розробки та діагностики.

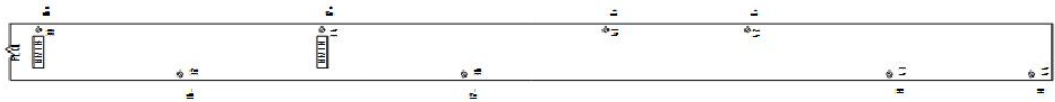


ВНИМАНИЕ! НЕ ПИТЬ И НЕ КУРИТЬ ВО ВРЕМЯ РАБОТЫ

№ 1011.1.100

1011.1.100.0

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10



№	Имя	Апр. №	Изд.	Год
				2002

Сила тока

0,02

Апр. №

02

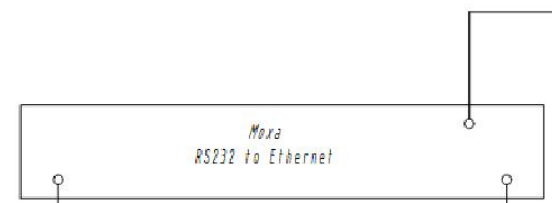
0,02

0,02

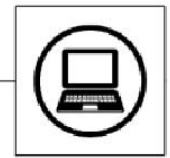
Відомості про виконавця: **Іванчук Т.М.**

№	Датум	Зміст
1	05.02.2024	Зроблено

МІСЦЕВЕ ПІД'ЄМСТВО
РАДІО
КОМУНІКАЦІЙНИЙ МОДУЛЬ, СЕРІЯ: BS422, АСЕР, ДІАГНОСТ, 3968, 001, 055, МОДУЛЬ 010, 05000



Ethernet



Блок комунікації з робочим місцем оператора

3м	К.М.М.	Д.С.	М.В.	Д.С.	Д.С.
----	--------	------	------	------	------

Сторона 001

Адреса	04
--------	----

Версія А3

- Для написання коду алгоритму роботи ПЛК використовується спеціалізоване програмне забезпечення TIA Portal

