

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ЖИТОМИРСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
Факультет комп'ютерно-інтегрованих технологій, мехатроніки і
робототехніки
Кафедра робототехніки, електроенергетики та автоматизації
ім. проф. Б.Б. Самотокіна

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи магістра
на тему: Модуль керування установкою сепарації газу розподіленої
автоматизованої системи керування підготовки природного газу

Виконав студент 2 курсу, групи АТ-28м
спеціальності 174 “Автоматизація,
комп'ютерно-інтегровані технології
та робототехніка”
Майор В.Ю.

(прізвище та ініціали студента)

Керівник: канд. техн. наук,
старший викладач кафедри
Підтиченко О.В.

(науковий ступінь, вчене звання, посада,
прізвище та ініціали)

Рецензент: доктор техн. наук, професор
завідувач кафедри інформаційно-
вимірювальних технологій
Подчашинський Ю.О.

(науковий ступінь, вчене звання, посада,
прізвище та ініціали)

Житомир – 2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ “ЖИТОМИРСЬКА ПОЛІТЕХНІКА”
Факультет комп’ютерно-інтегрованих технологій, мехатроніки і
робототехніки
Кафедра робототехніки, електроенергетики та автоматизації
ім. проф. Б.Б. Самотокіна

Спеціальність 174 “Автоматизація, комп’ютерно-інтегровані технології
та робототехніка”

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
робототехніки, електроенергетики
та автоматизації
ім. проф. Б.Б. Самотокіна
к.т.н., доц. Громовий О.А.

«_____» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу магістра

Студент _____ Майор Володимир Юрійович _____

1. Тема роботи: Модуль керування установкою сепарації газу розподіленої автоматизованої системи керування підготовки природного газу
Затверджена Наказом по університету від «12» листопада 2024 р. № 646/с
2. Термін здачі закінченої роботи на кафедру «10» грудня 2024 р.
3. Вихідні дані до роботи: загальна характеристика процесу роботи установки підготовки природного газу, технічна документація на ПЛК фірми Siemens
4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які підлягають розробці)
аналіз технологічного процесу низькотемпературної сепарації установки комплексної підготовки природного газу, аналіз об’єкту автоматизації, дослідження існуючих методів вдосконалення технологічного процесу, пропозиції по автоматизації системи, функціональна схема автоматизації, вибір засобів автоматизації, структурна та електрична принципова схеми системи керування, алгоритм роботи системи керування
5. Перелік презентативного матеріалу (з точним визначенням обов’язкових слайдів/креслень)
функціональна схеми автоматизації, структурна схема системи керування, електрична принципова схема, алгоритм роботи системи, панель візуалізації роботи системи.

6. Консультанти з кваліфікаційної роботи магістра із зазначенням розділів роботи, що їх стосуються

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Технічна частина	Підтиченко О.В.	10.10.24	

7. Дата видачі завдання 10.10.2024 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Збір та аналіз літературних джерел за темою дипломної роботи та відомих технічних вирішень задачі	10.10.2024 – 17.10.2024	
2.	Ознайомитись з устаткуванням, експериментальними та теоретичними методиками	17.10.2024 – 30.10.2024	
3.	Організація технологічного процесу роботи установки підготовки природного газу	30.10.2024 – 14.11.2024	
4.	Розробка функціональної та структурної схем системи	14.11.2024 – 20.11.2024	
5.	Вибір засобів автоматизації. Розробка електричної принципової схеми.	20.11.2024 – 25.11.2024	
6.	Розробка алгоритму роботи автоматизованої системи керування	25.11.2024 - 03.12.2024	
7.	Оформлення проекту	03.12.2024 - 10.12.2024	

Студент

_____ (підпис, дата)

Майор В.Ю.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис, дата)

Підтиченко О.В.

_____ (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1. АНАЛІЗ ОБ’ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ	6
1.1. Особливості компонування технологічних схем газових промислів	6
1.2. Технологічна схема установки комплексної підготовки газу	11
1.3. Технологічна схема установки низькотемпературної сепарації	15
1.4. Призначення системи	18
1.5. Мета та задачі роботи.....	20
2. РОЗРОБКА ФУНКЦІОНАЛЬНОЇ ТА СТРУКТУРНОЇ СХЕМ	21
2.1. Опис розробленої технологічної схеми	21
2.2. Розробка функціональної схеми системи	23
2.3 Розробка структурної схеми.....	25
3. ЕЛЕКТРИЧНА ПРИНЦИПОВА СХЕМА	30
3.1. Вибір контролерного обладнання	31
3.2. Засоби вимірювання температури.....	35
3.3. Засоби вимірювання тиску	39
3.4. Засоби вимірювання витрат	42
3.5. Засоби вимірювання та аналізу газу.....	45
3.6. Засоби вимірювання рівня.....	48
3.7. Вибір виконавчих пристроїв	51
3.8. Схема з’єднання модулів і контролерів.....	52
3.9. Розробка кабельної проводки	53
4. АЛГОРИТМ РОБОТИ СИСТЕМИ.....	55
4.1. Алгоритм збору даних	55
4.2. Розробка схеми інформаційних потоків	56
4.3. Середовище розробки програмного забезпечення для ПЛК	57
4.4. Розробка програмного забезпечення.....	59
4.5. Розробка панелі візуалізації	61
ВИСНОВКИ.....	63
ДОДАТКИ.....	67

АНОТАЦІЯ

У даній дипломній роботі виконано розробку модуля керування установкою сепарації газу розподіленої автоматизованої системи керування підготовки природного газу. В ході роботи були вибрані необхідні технічні засоби автоматизації, зокрема модулі ПЛК, датчики та виконавчі пристрої.

Система виготовлена з урахуванням рівня сучасної елементної бази, що дозволило значно зменшити апаратні затрати та енергію споживача.

Розроблено функціональну, структурну та електричну принципову схеми автоматизованої системи, вибрано сучасну елементну базу, приведено алгоритм роботи контролера і створено програмне забезпечення для контролера та інтерфейс для панелі візуалізації.

ABSTRACT

In this thesis, a control module for the gas separation unit of a distributed automated natural gas treatment control system was developed. During the work, the necessary automation hardware was selected, including PLC modules, sensors, and actuators.

The system was designed using modern componentry, which significantly reduced hardware costs and energy consumption.

A functional, structural, and electrical schematic of the automated system was developed, modern components were chosen, the controller operation algorithm was created, and software for the controller and an interface for the visualization panel were implemented.

ВСТУП

Сучасні автоматизовані системи є невід'ємною складовою будь-яких технологічних процесів у всіх галузях промисловості. Їх впровадження у виробництво має низку переваг, серед яких можна виділити основні:

- підвищення безпеки;
- покращення контролю над технологічними процесами;
- значне зростання продуктивності;
- підвищення ефективності виробництва;
- забезпечення стабільної якості продукції;
- усунення ризику помилкових рішень або дій з боку людини, що мінімізує або повністю виключає можливість аварій;
- зменшення кількості неякісної продукції;
- скорочення чисельності працівників у різних сферах виробництва.

Окрім цього, сучасні автоматизовані системи дозволяють дистанційно керувати та контролювати технологічні процеси без втрати високої точності. Це сприяє зменшенню техніко-економічних витрат та підвищенню загальної ефективності виробничих процесів.

На сьогодні більшість установок для комплексної підготовки газу функціонують під керуванням автоматизованих систем, які оснащені різноманітним обладнанням та забезпечують повний набір функцій для контролю й управління технологічними процесами та параметрами. Ці системи відповідають усім вимогам, які висуваються до сучасних автоматизованих технологій.

1. АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ

1.1. Особливості компонування технологічних схем газових промислів

До основних вимог щодо організації збору та підготовки продукції свердловин належать:

а) автоматизоване вимірювання обсягів нафти, газу і води для кожної свердловини;

б) забезпечення герметичності збору продукції на всьому шляху її транспортування - від свердловини до магістрального нафтопроводу;

в) доведення нафти, газу і пластової води до стандартів товарної продукції на технологічному обладнанні, а також автоматичний облік і передача її товаротранспортним організаціям;

г) досягнення високих економічних показників, зокрема зниження капітальних витрат, металоємності та експлуатаційних витрат;

д) можливість введення в експлуатацію окремих частин родовища з повною утилізацією нафтового газу ще до завершення будівництва всього комплексу споруд;

е) надійність роботи технологічного обладнання та можливість його автоматизації;

є) виготовлення основних вузлів та обладнання системи збору у блоковому виконанні з повною автоматизацією технологічних процесів.

Нафта, газ і вода від гирла свердловин, розташованих на території родовища, транспортуються викидними лініями до системи збору та транспортування. Ця система являє собою комплекс обладнання і розгалужену мережу трубопроводів, прокладених на території родовища (наземно, підземно, над водою або під водою), які призначені для збору продукції свердловин і її доставки до центрального пункту підготовки нафти.

З пунктів підготовки нафта надходить до нафтопереробних заводів, а газ — до газопереробних підприємств або безпосередньо до споживачів.

Пластова вода, видобута разом із нафтою, спрямовується до очисних споруд, а потім — до нагнітальних свердловин для подальшого використання.

Системи збору та транспортування, залежно від умов експлуатації, повинні забезпечувати:

- збір і вимірювання продукції свердловин;
- відділення (сепарацію) нафти від газу;
- видалення води та механічних домішок із нафти;
- транспортування нафти від збірних і вимірювальних установок до промислових резервуарних пунктів;
- зневоднювання, знесолення і стабілізацію нафти, що включає вилучення легких вуглеводнів;
- видалення небажаних домішок із газу;
- облік видобутої нафти і газу та їх передачу транспортним організаціям.

Значна частка води в нафті знаходиться у вигляді водо-нафтової емульсії. Її утворення відбувається через інтенсивне перемішування продукції свердловини під час підйому на поверхню і транспортування по промислових комунікаціях. Ця емульсія характеризується:

- високою стійкістю (агрегатною та кінематичною);
- значною дисперсністю (розмір крапель 10–100 мкм);
- підвищеною в'язкістю, що може в десятки разів перевищувати в'язкість чистої нафти або води.

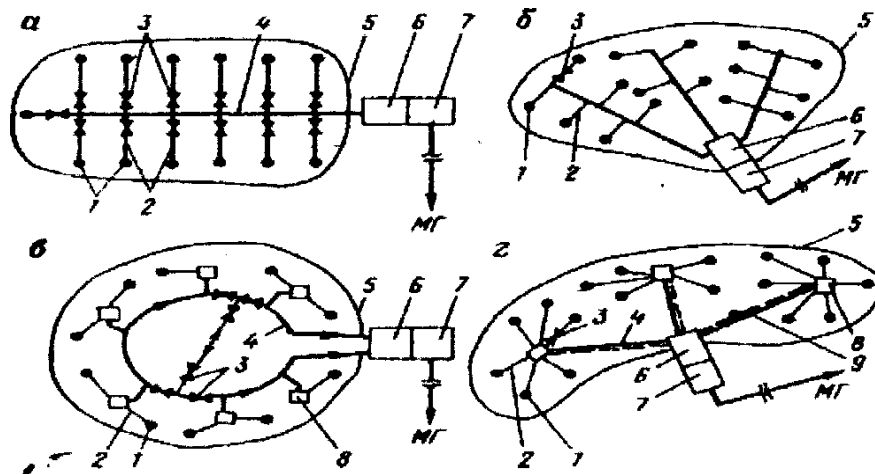
Висока стійкість нафтових емульсій зумовлюється природними поверхнево-активними речовинами (ПАР), які утворюють на поверхні крапель адсорбційні оболонки з високою структурною в'язкістю, що стабілізують емульсію. Основними компонентами природних емульгаторів є смоли, асфальтени та парафіни. Додатково захисні оболонки включають дрібні частинки породи, глиняного розчину, солі нафтових кислот і важкі метали. З часом міцність оболонок крапель підвищується через подальший процес адсорбції ПАР на межі фаз.

Для руйнування водо-нафтової емульсії та відокремлення води насамперед необхідно знизити стійкість захисного шару крапель. Це досягається введенням у емульсію поверхнево-активних речовин (ПАР) або деемульгаторів. Завдяки вищій активності порівняно з природними емульгаторами, молекули деемульгатора витісняють їх із поверхні розподілу фаз, знижуючи поверхневий натяг. У результаті створюються умови для злиття крапель води та їх збільшення, що полегшує відділення.

Системи збору та підготовки нафти, газу і води класифікують за такими ознаками:

- за кількістю свердловин, що обслуговуються первинними нафтозбірними установками;
- за герметичністю: закриті (герметичні) та відкриті системи;
- за характером руху продукції у збірних трубопроводах;
- за типом промислових технологічних процесів, що застосовуються для підготовки продукції.[1].

Елементи газозбірної мережі є універсальними для різних родовищ і зазвичай включають фонтанну арматуру, яка встановлюється на свердловинах, газовідвідні лінії (маніфольди, шлейфи) для транспортування газу від свердловин, вимикальні засувки газозбірних колекторів, що забезпечують контроль і регулювання потоків газу, конденсатопроводи для транспортування виділеного газового конденсату, установки комплексної підготовки газу (УКПГ), які виконують очищення, осушення, сепарацію та інші процеси підготовки газу перед його подальшим використанням або транспортуванням(рис. 1.1).



А - лінійна; б - променева; в - кільцева; г - групова; 1 - свердловина; 2 - шлейфи; 3 – відключаючі засувки; 4 - газозбірний колектор; 5 - контур газоносності родовища; 6 — промислова газорозподільна станція; 7 - головні споруди; 8 - групові пункти збору газу; 9 - конденсатопровід; МГ - магістральний газопровід;

Рис. 1.1. Система збору газу:

Форма газозбірних колекторів залежить від конфігурації родовища (продовгувате чи кругле), розташування свердловин, кількості й характеристик продуктивних горизонтів, а також схеми осушування, очищення і обліку газу зі свердловин. Назва газозбірної системи визначається формою газозбірного колектора. Якщо газозбірний колектор представлений однією прямою лінією, схема збору називається лінійною (рис. 1.1, а), коли ж газозбірні колектори сходяться у вигляді променів до центрального збірного пункту, схема називається променевою системою (рис. 1.1, б). При кільцевій системі газозбірний колектор огинає площу газоносного родовища (рис. 1.1, в). Групову систему збору застосовують за наявності групових пунктів сепарації газу (рис. 1.1 г).

Вибір системи збору базується на необхідності забезпечення безперебійної подачі газу споживачам, маневреності, зручності

обслуговування газозбірної мережі та мінімізації витрат на будівництво й експлуатацію.

- Кільцева система є найманевренішою, оскільки дозволяє ізолювати пошкоджені ділянки за допомогою вимикальної арматури, забезпечуючи безперебійну роботу мережі.
- Групова система краще підходить для обслуговування свердловин, сепараторів і автоматизації процесів. Вона використовує високотискові шлейфи малого діаметра (100–500 мм). Якщо кількість свердловин на родовищі мала, групова система може перетворитися на безколекторну.

Для багатопластових родовищ із різними пластовими тисками часто застосовують роздільний збір газу через окремі газозбірні мережі. Також окремі мережі використовуються, якщо газ із певного продуктивного горизонту містить значну кількість конденсату, сірководню чи вуглекислого газу [4].

Схема збору газу і конденсату представлена на рис. 1.2. працює наступним чином:

1. Газ із свердловини (1) надходить по шлейфу (2) на УКПГ. Тут здійснюється повна обробка газу для підготовки до транспортування, включаючи очищення від механічних домішок, видалення води і конденсату.
2. Очищений газ із виходу всіх УКПГ збирається в промисловий газозбірний колектор (3), звідки транспортується в магістральний газопровід (МГ).
3. Виділений конденсат по конденсатопроводу (4) направляється на завод із переробки конденсату.

У деяких районах родовища газ піддається лише збору та сепарації на установках первинної підготовки газу (УППГ). Повна обробка газу здійснюється централізовано на головних спорудах (ГС), які поєднані з установками комплексної підготовки газу.

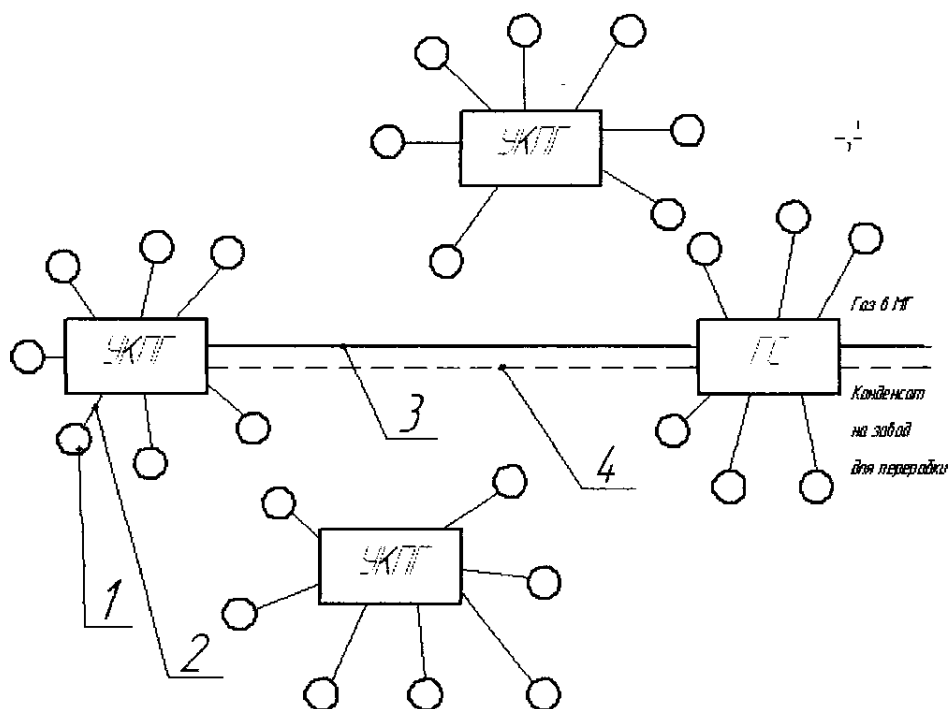


Рис. 1.2 Схема збору газу і конденсату

1.2. Технологічна схема установки комплексної підготовки газу

Підготовка газу на УКПГ-1 Юліївського нафто-газового кущового родовища (НГКР) здійснюється за допомогою методу низькотемпературної сепарації. При цьому для вилучення з газу скраплених вуглеводнів здійснюється охолодження товарної продукції свердловин шляхом його дроселювання і сепарації холодного потоку в сепараторах, розділення суміші (вуглеводневий конденсат і пластової води, метанол) на складові, вивітрювання конденсату та зберігання в ємнісному парку для його підготовки до подальшого транспортування конденсатопроводом чи за допомогою автоцистерн[2].

Із загального колектора установки вимикаючих пристроїв газ може направлятися на основну або змірну лінію сепараційної установки УКПГ-1, де відбувається подальша обробка та підготовка газу для транспортування. Вибір лінії залежить від типу обробки, яку необхідно провести: основна лінія забезпечує основний процес сепарації, а змірна лінія використовується для здійснення контрольних вимірювань та моніторингу параметрів газу.

Газ із загального колектора установки вимикаючих пристроїв надходить до вертикальних сепараторів С-1-1 та С-1-2, де відбувається відокремлення газу від рідини (конденсату та води). Відсепарований газ з цих сепараторів переходить до сепараторів С-2-1 та С-2-2 (ГБ-23), де здійснюється доочищення природного газу від залишків вологи та вуглеводневого конденсату в крапельному вигляді.

Подальше очищення газу відбувається через теплообмінник Т-1 затрубного простору, де газ охолоджується зустрічним потоком газу з С-3 (який проходить трубним простором) до температури $0...-3^{\circ}\text{C}$. Охолоджений газ із теплообмінника Т-1 дроселюється до температури -3°C і направляється до низькотемпературного сепаратора 2-ї ступені С-3 (ГБ-18), де відбувається остаточне відділення рідини, що випала внаслідок охолодження газу.

На даний час газ з установки виробництва (УВП) надходить лише до сепараторів С-1-2 і С-2-2, а сепаратори С-1-1 та С-2-1 закриті через низьку завантаженість технологічної установки, яка обробляє від 300 до 400 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$, оскільки пропускна здатність УКПГ-1 становить 1 млн. $\text{м}^3/\text{добу}$.

Осушений газ із С-3 спрямовується до трубного простору теплообмінника Т-2, де нагрівається зустрічним потоком теплоносія, що проходить затрубним простором, до температури $+5^{\circ}\text{C}$. Потім газ надходить на вузол вимірювання через трубопровід діаметром 200 або 114 мм.

Вузол вимірювання газу складається з трьох ліній:

1. Газ основної лінії.
2. Газ замірної лінії.
3. Газ на автоматизовану газорозподільчу станцію (АГРС "Енергія-1").

На кожній лінії встановлені замірні діафрагми, які фіксують витрату газу, тиск і температуру, а дані виводяться на прилад "Флоутек". Після вимірювання газ із основної та замірної ліній надходить через колектор у пиловловлювач, де очищається від механічних домішок і вологи. Потім газ подається в магістральний газопровід до ТЕЦ-5 (в зимовий період) або в

газопровід Шебелинка-Полтава-Київ через Степове ГКР (в літній період). Рідина з пиловловлювача зливається в ємність Є-6.

Рідина (вуглеводневий конденсат, пластова вода та метанол) із сепараторів С-1-1, С-1-2, С-2-1, С-2-2, С-2-3, С-2-4 спрямовується в роздільну ємність Р-1, де відбувається відділення конденсату від пластової води та метанолу. Конденсат із Р-1 надходить у ємність вивітрювання Є-1, тоді як пластова вода з метанолом транспортується в дегазатор Д-1 і далі в ємність Є-6-1.

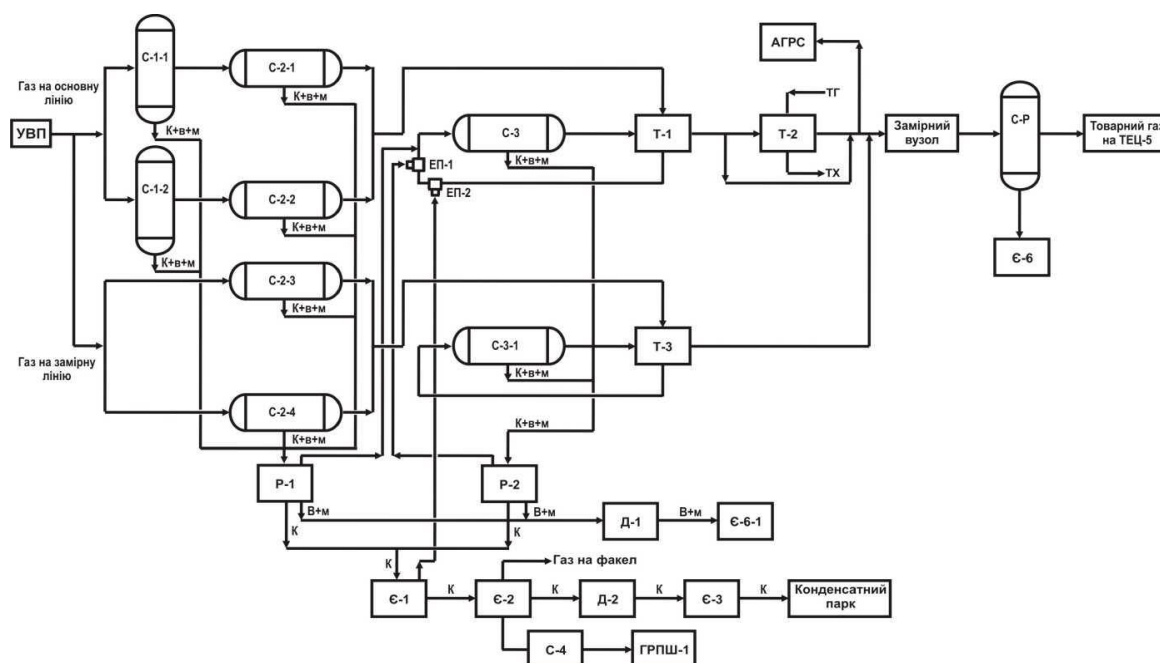
Вуглеводневий конденсат, пластова вода і метанол із низькотемпературних сепараторів С-3, С-3-1 надходить у розділювач Р-2, де здійснюється поділ на суміш пластової води з метанолом та вуглеводневий конденсат. Після розділення конденсат із Р-2 спрямовується в ємність Є-1 для вивітрювання, а вода з метанолом – до дегазатора Д-1, звідки надходить у ємність Є-6-1. Подальше транспортування рідини з Є-6-1 здійснюється на блоки регенерації метанолу (БРМ) УКПГ-2 або очисні споруди.

Ємність Є-1 використовується для поетапного зниження тиску конденсату до 1,6 МПа. Після цього речовина надходить у Є-2, де тиск знижується до 0,6 МПа. Фінальна стадія дегазації проходить у Д-2, де відбувається зниження тиску до атмосферного рівня. Після дегазатора Д-2, конденсат потрапляє в Є-3, після чого транспортується трубопроводом (Ду 150) на зберігання в парк конденсату.

Газ, що утворюється під час дегазації в Р-1, спрямовується назад до низькотемпературного сепаратора С-3. Газ із Р-2 подається на ежектор ЄП-1, де він дотискається високонапірним потоком і повертається в С-3. Газ із Є-1 також надходить на ЄП-2, де дотискається і подається до С-3. Витяжний газ із Є-2 направляється в С-4, а звідти на ГРПШ-1-400 для забезпечення внутрішніх потреб.

Для дренажу рідин із сепараційного обладнання передбачена система трубопроводів, з'єднаних із дегазатором Д-2. Рідина з дренажної системи через Д-2 надходить у Є-3, після чого спрямовується до парку конденсату.

На рис. 1.3 представлена схема установки комплексної підготовки газу (УКПГ-1) Юліївського НГКР. Якість природного газу, який надходить з об'єктів нафтогазовидобутку, безпосередньо впливає на ефективність функціонування всієї газотранспортної системи. Навіть незначне надходження некондиційного газу з одного родовища може негативно позначитися на якості всього обсягу транспортованого газу. Належна очистка газу є ключовим фактором підтримки оптимальної пропускної спроможності газопроводів.



УВП - установка вимикаючих пристроїв; С-1-1, С-1-2, С-2-1, С-2-2, С-3, С-2-3, С-2-4, С-3-1, С-4, С-Р - сепаратори; Р-1, Р-2 - розділювачі рідини; Т-1, Т-2, Т-3 - теплообмінники; К+в+м - конденсат, вода, метанол; Д-1, Д-2 - дегазатори; Є-1, Є-2, Є-3 - ємності вивітрювання; Є-6, Є-6-1- ємності; ЕП-1, 2 - ежекторний пристрій; АГРС “Енергія -1” - автоматизована газорозподільна станція

Рис. 1.3 Технологічна схема установки комплексної підготовки газу
УКПГ-1 Юліївського НГКР

1.3. Технологічна схема установки низькотемпературної сепарації

На УКПГ відбувається процес промислової обробки газу. Для цього застосовуються типові технологічні схеми, зокрема: низькотемпературна сепарація (НТС), осушка газу шляхом абсорбції або адсорбції, а також низькотемпературна абсорбція з використанням конденсату як абсорбенту.

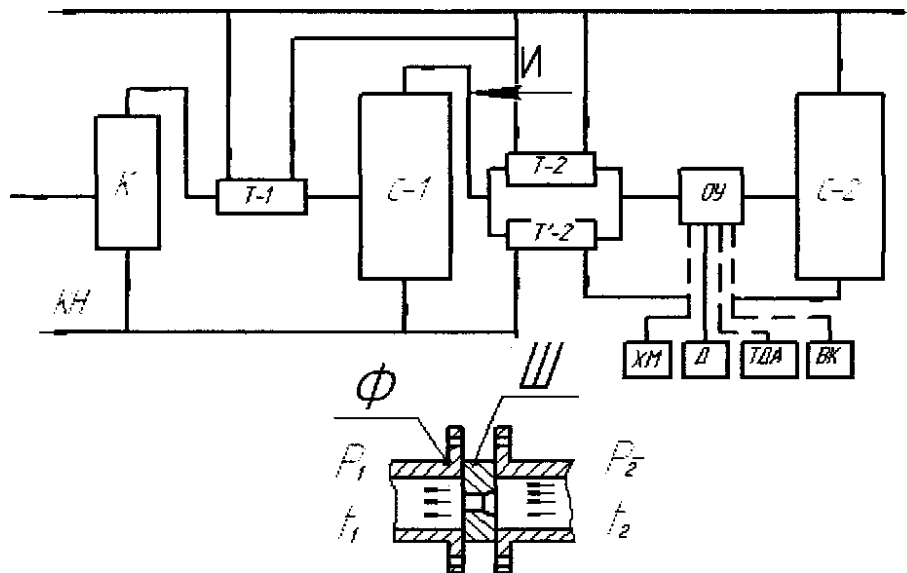
Метою низькотемпературної сепарації є вилучення конденсату, очищення газу від домішок і осушення. Цей процес дозволяє отримати кондиційний газ для подачі в магістральний газопровід (МГ) та забезпечує видобуток нестабільного конденсату.

Схема, наведена на рис. 1.4, демонструє ключові блоки, що складають технологічні ланки установок низькотемпературної сепарації (УНТС). У залежності від конкретної схеми, кожен блок може бути представлений різними типами обладнання.

На першому етапі продукція свердловини проходить через краплевідділювач К, де без зміни температури та тиску відділяється крапельна рідина (вода, конденсат) та механічні домішки. Газова фракція далі охолоджується в теплообміннику Т-1 за допомогою "холодного" газу до температури, за якої ще не утворюються гідрати. Після охолодження відбувається конденсація води та конденсату, які відділяються у першому ступені сепарації (С-1). На виході із С-1 до газового потоку додаються інгібітори гідратуутворення.

Інгібітори гідратуутворення – це речовини, що перешкоджають утворенню гідратів під час видобутку, транспортування та зберігання газу, а також під час первинної обробки газу та нафти. Введення інгібіторів змінює енергетичну взаємодію між молекулами води, знижуючи тиск водяної пари і відповідно температуру, при якій утворюються гідрати. Ці речовини створюють із водою розчини, які не формують гідрати і мають низьку температуру замерзання.

Окрім цього, інгібітори вбирають водяну пару з газу, знижуючи точку роси. Як інгібітори застосовують метанол (етиловий спирт), діетиленгліколь (ДЕГ), хлористий кальцій, а також електроліти, зокрема хлористий літій і алюміній.



К - крапле відбійник; Т-1, Т-2, Т-2 - теплообмінники; С-1, С-2 - сепаратори; ОУ- охолоджувальні пристрої; Д - дросель; ТДА - турбодетандерний агрегат; ТД - турбодетандер; ХМ - холодильні машини; ВК - вихрова камера; КН - конденсат нестабільний; Ф - фланець; Ш - штуцер (дросель); ТБС - турбокомпресор; СГ - сухий газ; МГ - магістральний газопровід; P_1 , та t_1 - тиск і температура на вході; $p_{2,12}$, та T_2 - тиск і температура на виході; a - коефіцієнт Джоуля-Томпсона; k - показник адіабати; І - введення інгібітору гідратуутворення

Рис. 1.4. Схема низькотемпературної сепарації газу на УКПГ:

У теплообміннику Т-2 газ охолоджується за допомогою потоку "холодного" газу, а також конденсатом. Процес охолодження може здійснюватися не тільки "холодним" газом, але й іншими холодоагентами, такими як вода, повітря, пропан-бутан, аміак тощо [3].

Після попереднього (допоміжного) охолодження, що підвищує ефективність низькотемпературної сепарації (НТС), газ подається до пристроїв та установок

основного охолодження (ОУ). ОУ забезпечують досягнення необхідної температури для проведення сепарації газу на другому, кінцевому етапі в сепараторі С-2. Для охолодження газу в ОУ застосовуються різні процеси, обладнання та установки.

Дроселювання – це процес зниження температури газу при зменшенні його тиску без виконання роботи та теплообміну. Величина зниження температури визначається різницею тисків до та після розширення газу ($p_x - p_2$) і відома як ефект Джоуля-Томпсона. Дроселювання (Д) здійснюється за допомогою штуцерів (Ш).

Адіабатичне розширення – процес, під час якого виконується зовнішня робота, призводить до зниження температури газу. На відміну від дроселювання, це зниження залежить від співвідношення тисків p_x / p_2 , а не їх різниці. Процес здійснюється в турбодетандерних агрегатах (ТДА), що складаються з турбодетандера (ТД) і турбокомпресора (ТК). Газ надходить у ТД при тиску p_x і температурі T_1 , де, виконуючи роботу обертання лопаток, розширюється до тиску p_2 , що спричиняє зниження його температури до T_2 . На одному валу з ТД встановлено колесо турбокомпресора ТК. Після проходження сепаратора С-2 та теплообмінників "сухий" газ (СГ) стискається в ТК і спрямовується в магістральний газопровід (МГ). Енергія, отримана в результаті розширення газу, використовується для стиснення та подачі відсепарованого газу в газопровід. Тиск після ТК зазвичай нижчий, ніж на вході в ТД, через витрати енергії на охолодження газу та механічні втрати в агрегаті

Охолодження газу за допомогою холодильних машин (ХМ) відбувається наступним чином. У компресорах ХМ відбувається стиснення парів аміаку, їх конденсація, після чого рідкий аміак охолоджується та накопичується в ємностях-ресиверах. Потім через редуктор, де тиск знижується з 1,5 до 0,17 МПа, аміак спрямовується в теплообмінник Т-2. У цьому випадку Т-2 виконує роль "випарника-холодильника", де аміак кипить і випаровується при температурі $-23\text{ }^{\circ}\text{C}$, охолоджуючи газ до $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Пари

аміаку, що утворюються, повертаються в компресори, завершуючи холодильний цикл.

Вихровий ефект, що інколи застосовується для охолодження, передбачає розділення газового потоку на "холодний" і "гарячий" при розширенні у вихровій камері (ВК). Газ потрапляє у ВК через тангенціальне сопло зі швидкістю звуку, викликаючи обертальний рух всередині камери. Внутрішні шари газу охолоджуються через розрядження, а зовнішні, які контактують зі стінками камери, нагріваються. У результаті до 80% газу може охолоджуватися на 20-70 °С.

Зниження температури газу на кожні 0,1 МПа зниження тиску становить:

- 0,3 °С на штуцері;
- 0,4 °С у вихровій камері;
- 2-3 °С у турбодетандері;
- 8-10 °С у гвинтовому детандері.

Після охолодження газу в ОУ одним із зазначених методів, відбувається сепарація в другому ступені С-2. На виході із С-2 отримують кондиційний газ, який надходить безпосередньо в магістральний газопровід (МГ) або частково пропускається через теплообмінники Т-2 та Т-1.

Нестабільний конденсат (КН) спрямовується на установки стабілізації, де доводиться до необхідних параметрів.

1.4. Призначення системи

Установка комплексної підготовки газу методом низькотемпературної сепарації являє собою сукупність технологічного обладнання, об'єктів і допоміжних систем, які взаємопов'язані та призначені для збору й обробки газорідних сумішей. У процесі обробки виділяються газ, газовий конденсат та інші вуглеводні. [5].

Призначення установки комплексної підготовки газу є підготовка газу за допомогою методу низькотемпературної сепарації. Процес підготовки стабільного конденсату здійснюється через послідовну дегазацію та вивітрювання в ємностях з масообмінною секцією та підігрівом.

Установка комплексної підготовки газу призначена для очищення та підготовки газу методом низькотемпературної сепарації. Процес підготовки конденсату здійснюється через послідовну дегазацію та вивітрювання в ємностях, обладнаних секціями для масообміну та підігрівом.

До складу УКПГ входить різноманітне обладнання, яке забезпечує очищення, осушення, охолодження та транспортування газу. Основне завдання установки полягає у підвищенні тиску низьконапірного газу вивітрювання з подальшою його утилізацією та підготовкою газу перед подачею на наступні етапи технологічного процесу. Метод НТС дозволяє розділити газоконденсатну суміш на осушений газ і нестабільний конденсат. Основний принцип цього методу базується на проходженні газового потоку через три ступені сепарації, які відрізняються умовами поділу, що сприяють максимальному виділенню рідкої фази та конденсації вуглеводнів.

Автоматизована система управління технологічним процесом (АСУ ТП) має відповідати ряду вимог і включати всі необхідні функції для автоматизації роботи:

- Вимірювальне обладнання, виконавчі механізми та інші польові пристрої повинні бути розраховані на експлуатацію в складних умовах з обов'язковим захистом від вибуху, пилу та вологи не нижче рівня IP 66.
- Обладнання повинно підтримувати уніфікований струмовий сигнал в межах 4-20 мА та підтриску HART-протоколу.
- Програмований логічний контролер (ПЛК) має бути модульним, з можливістю гарячої заміни модулів, і запасом каналів вводу/виводу не менше 20 %. Контролер повинен мати можливість для розширення та модернізації системи.

1.5. Мета та задачі роботи

Основними завданнями створення автоматизованої системи управління технологічного процесу низькотемпературної сепарації на установці комплексної підготовки газу є:

- скорочення втрат газового конденсату та покращення якості газу за рахунок оптимізації процесу низькотемпературної сепарації;
- точне виконання вимог технологічного регламенту, виключення помилкових дій оперативного виробничого персоналу при веденні технологічного процесу, а також пуску та зупинки обладнання;
- поліпшення умов праці виробничого персоналу за рахунок централізації робочих місць, різноманітного та зручного подання оперативної інформації;
- підвищення безпеки технологічних процесів за рахунок високонадійних засобів сигналізації, блокувань та захисту з мінімальним періодом реагування;
- реалізація дистанційного контролю та управління всією системою з АРМ оператора.

Метою даної дипломної роботи є розробка модуля керування установкою сепарації газу розподіленої автоматизованої системи керування підготовки природного газу на основі ПЛК з використанням сучасного, ефективного, та надійного обладнання.

Для досягнення поставленої мети необхідно:

1. Проаналізувати технологію видобутку газу на етапі його сепарації.
2. Обрати об'єкт автоматизації, визначити керовані параметри, розробити функціональну схему автоматизації.
3. Обрати елементи автоматики, розробити структурну схему системи керування.
4. Обрати елементну базу контролера, розробити схему електричну принципову.
5. Розробити алгоритм роботи контролера.
6. Розробити програмне забезпечення для контролера та панель візуалізації

До складу основного обладнання УКПГ входить:

- вхідний сепаратор С;
- роздільник першого ступеня Р1;
- рекуперативний теплообмінник "газ-газ" Т1;
- низькотемпературний сепаратор НТС;
- роздільник другого ступеня Р2;
- вивітрювач В1.

Схема, наведена на рис. 2.1 працює за наступним принципом. Газорідинна суміш із газоконденсатних свердловин надходить трубопроводом до вхідного сепаратора С1, де здійснюється поділ на газ та рідину. Після відокремлення газу у сепараторі, він спрямовується до рекуперативного теплообмінника Т1 для попереднього охолодження. В теплообміннику газ охолоджується за рахунок контакту з осушеним і охолодженим газом, що надходить із низькотемпературного сепаратора (НТС).

Після цього охолоджений газ через трубопровід подається на вхід ежектора де тиск знижується внаслідок дросельного ефекту, що сприяє зниженню температури, одночасно в ежекторі відбувається змішування газу, що надходить із теплообмінника, та газу вивітрювання із роздільника другого ступеня Р2.

Після ежектора охолоджений і змішаний газ за допомогою трубопроводу надходить до низькотемпературного сепаратора НТС. Далі в низькотемпературному сепараторі НТС газ проходить остаточну стадію сепарації, а також відділення рідини для підвищення якості газу. Далі з низькотемпературного сепаратора (НТС) охолоджений газ трубопроводом надходить до споживача через рекуперативний теплообмінник Т1, попутно охолоджуючи газ, що надходить з вхідного сепаратора.

У роздільник першого ступеня Р1 по патрубках перетікає рідина, що відокремилася в результаті поділу у вхідному сепараторі С1. У цьому роздільнику рідина розділяється на конденсат і водно-метаноловий розчин.

Рідина з НТС разом із конденсатом із роздільника першого ступеня Р1 спрямовується трубопроводами до роздільника другого ступеня Р2. У роздільнику другого ступеня Р2 рідина поділяється на конденсат, який по трубопроводу подається у вивітрювач В1, і насичений метанол, який у свою чергу йде на повторне використання.

Газ, що виділяється в роздільнику Р2 подається на ежектор.

Газ проходить процес підігріву та дегазації, після чого надходить на подальшу підготовку, а утворений газ використовується для власних потреб.

Для запобігання утворенню гідратів під час підготовки газу в технологічній схемі передбачено додавання інгібітора гідратоутворення.

2.2. Розробка функціональної схеми системи

При проектуванні систем автоматизації технологічних процесів або окремих ділянок технологічного процесу усі технічні рішення з автоматизації повинні бути відображені у функціональних схемах.

Основним технічним документом, що визначає структуру технологічного процесу, є функціональна схема АС. Функціональна схема АС є візуалізацією технологічного процесу з деталізацією всіх етапів та особливостей. Вона демонструє взаємозв'язки між засобами вимірювання, контролю та управління, дозволяючи відстежити всі елементи системи та їх функціональне призначення.

Виходячи з вимог та правил до оформлення та створення функціональних схем, такі схеми створюються у вигляді креслень, на яких схематично зображують технологічні об'єкти та обладнання за допомогою певних умовних позначень. Також на кресленнях зображують щити керування та комунікаційні зв'язки між всіма елементами схеми.

The diagram illustrates a gas processing system. Raw gas (Сирий газ) enters from the bottom left, passing through a pressure-reducing valve (PT 52, PE 51) into a separator (C1). An inhibitor (Інгібітор гідратування) is injected into the line before C1. The gas then flows through a heat exchanger (T1) and into a high-pressure separator (HTC). The HTC has multiple outlets: one to a flare (Ежектор) via a valve (OE 11, QI 12), another to a separator (P1) via a valve (M, LCV 11), and a third to a separator (P2) via a valve (M, LCV 11). The P1 separator has a bottom outlet to a water separator (Водометанол) and a top outlet to a flare (Ежектор) via a valve (M, LCV 11). The P2 separator has a top outlet to a flare (Ежектор) via a valve (M, LCV 11) and a bottom outlet to a flare (Ежектор) via a valve (M, LCV 11). The system is equipped with numerous instruments: pressure transmitters (PT), pressure elements (PE), temperature transmitters (TT), temperature elements (TE), level transmitters (LT), level elements (LE), and flow transmitters (FT). A table on the right provides the specific data for these instruments.

1	2	3	11	4	5	6	12	7	8	10	9	13	14	15	16	17	18	19
МПа	С°	МПа	%	С°	МПа	С°	%	М³/ч	%	МПа	%	МПа	%	МПа	%	МПа	%	%
PA 13	TA 13	PA 23	TA 23	PA 33	TA 33	PA 43	TA 43	FA 13	LA 13	PA 23	LA 23	PA 33	LA 33	PA 43	LA 43	PA 53	LA 53	OR 13
PR 14	TR 14	PR 24	TR 24	PR 34	TR 34	PR 44	TR 44	FR 14	LR 14	PR 24	LR 24	PR 34	LR 34	PR 44	LR 44	PR 54	LR 54	OR 14
PT 12	TE 12	PT 22	TE 22	PT 32	TE 32	PT 42	TE 42	TT 12	TE 12	PT 22	TE 22	PT 32	TE 32	PT 42	TE 42	PT 52	TE 52	OR 19
FT 12	TE 12	FT 22	TE 22	FT 32	TE 32	FT 42	TE 42	TT 12	TE 12	PT 22	TE 22	PT 32	TE 32	PT 42	TE 42	PT 52	TE 52	OR 19
OE 11	QI 12	OE 21	QI 22	OE 31	QI 32	OE 41	QI 42	OE 51	QI 52	OE 61	QI 62	OE 71	QI 72	OE 81	QI 82	OE 91	QI 92	OR 19
LE 11	LT 12	LE 21	LT 22	LE 31	LT 32	LE 41	LT 42	LE 51	LT 52	LE 61	LT 62	LE 71	LT 72	LE 81	LT 82	LE 91	LT 92	OR 19
LCV 11	M 11	LCV 21	M 21	LCV 31	M 31	LCV 41	M 41	LCV 51	M 51	LCV 61	M 61	LCV 71	M 71	LCV 81	M 81	LCV 91	M 91	OR 19

Рис. 2.2 Функціональна схема системи

2.3 Розробка структурної схеми

Структурна схема автоматизованої системи показує основні функціональні блоки та зв'язки між ними.

У представленій роботі об'єктами контролю та управління є обладнання блоку підготовки газу низькотемпературної сепарації, виходячи з цього необхідно розробити автоматизовану систему, яка здатна контролювати та керувати технологічними процесами низькотемпературної сепарації.

Структурна схема комплексу технічних засобів автоматизованої системи контролю та управління технологічним процесом, розроблена за трирівневою архітектурою, наведена на рис. 2.3. та у додатку Б.

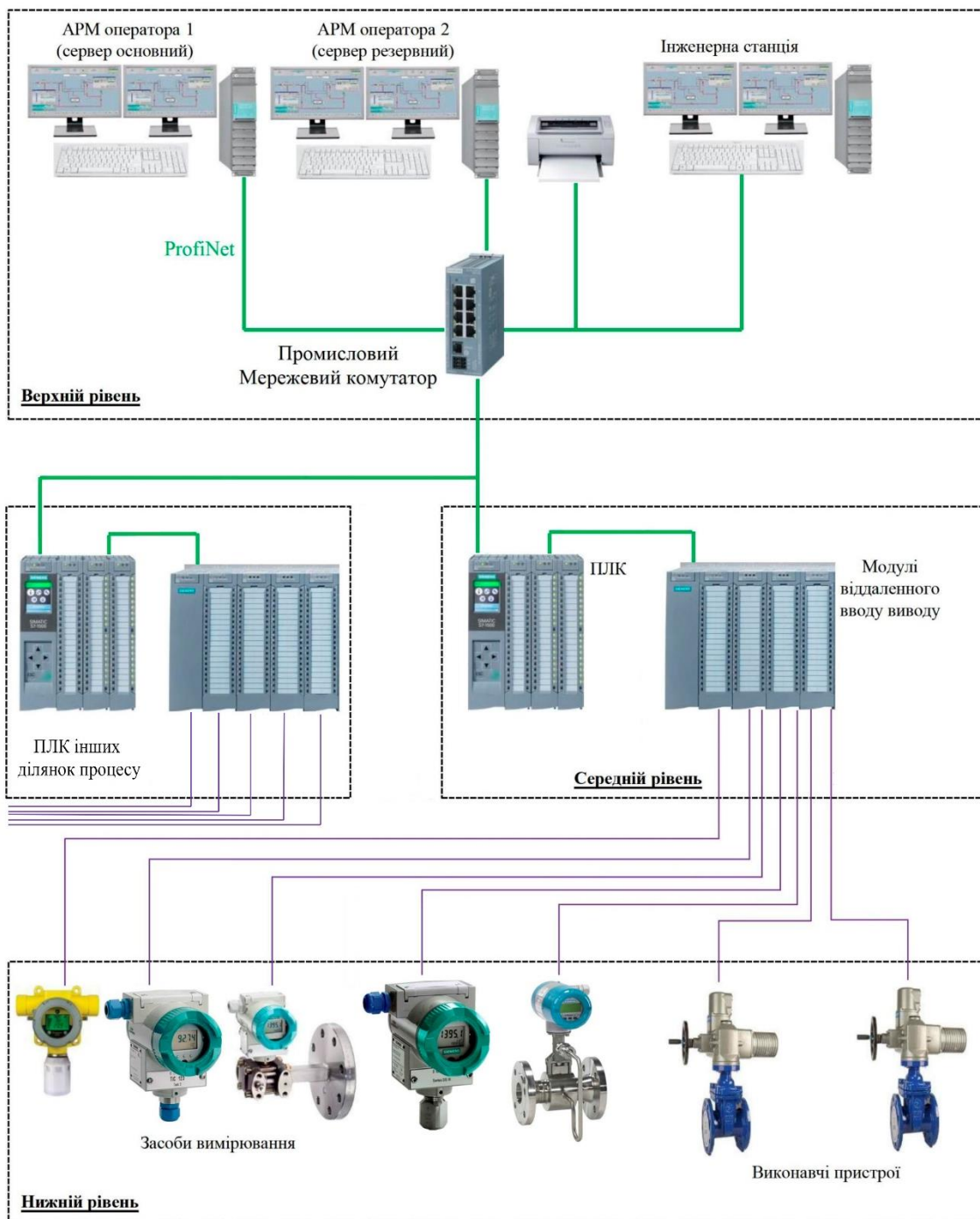


Рис. 2.3 Структурна схема системи

Верхній рівень – це рівень промислових серверів, операторських станцій, SCADA-системи та мережевого обладнання. Цей рівень забезпечує управління і моніторинг технологічних процесів, а також інтеграцію з нижніми рівнями, де здійснюється збір, обробка та візуалізація даних про параметри, що контролюються.

Ключовою особливістю верхнього рівня є залучення оператора або диспетчера, який виконує функції контролю та управління за допомогою людино-машинного інтерфейсу (HMI – Human Machine Interface). Це дозволяє своєчасно реагувати на зміни в технологічному процесі, забезпечуючи безперервність та ефективність роботи системи.

SCADA-система є ключовим елементом верхнього рівня автоматизації, представляючи собою спеціалізоване програмне забезпечення, яке встановлюється на персональні або промислові комп'ютери, розташовані в диспетчерських пунктах або операторських залах. Основне призначення SCADA полягає у контролі та моніторингу роботи периферійних пристроїв, таких як датчики, вимірювальні прилади та мікропроцесорна техніка, а також у керуванні виконавчими механізмами та регулюючими органами.

Сучасні SCADA-системи забезпечують виконання таких важливих функцій:

- Візуалізація технологічного процесу для наочного представлення поточних параметрів;
- Збір і обробка даних з подальшим поданням у зрозумілому вигляді операторам;
- Архівація інформації та її стиснення для довготривалого зберігання й подальшого аналізу.

Завдяки таким можливостям, SCADA-система сприяє підвищенню ефективності та надійності управління технологічними процесами.

Під час роботи SCADA-система отримує дані від пристроїв нижнього рівня, аналізує їх та порівнює зі встановленими параметрами технологічного процесу. У разі відхилення показників від допустимих норм система миттєво інформує оператора за допомогою світлової або звукової сигналізації, текстових повідомлень на екрані чи зміни кольорової індикації на більш контрастну. У таких ситуаціях оператор зобов'язаний оперативно відреагувати та вжити відповідних заходів для нормалізації процесу.

Незалежно від реакції оператора, SCADA-система виконує постійний моніторинг і запис усіх подій, змін параметрів, дій оператора та аварійних ситуацій. Цей журнал подій дозволяє проводити аналіз роботи системи, виявляти причини неполадок і підвищувати ефективність управління.

Основні завдання верхнього рівня SCADA-системи включають:

- **Візуалізацію процесу** для наочного спостереження за поточним станом обладнання та технологічного процесу;
- **Протоколювання та архівацію подій** для створення детальної історії роботи системи;
- **Отримання даних із периферійних пристроїв** для забезпечення актуальної інформації про стан обладнання;
- **Синхронізацію часу** для точного відстеження та фіксації подій у реальному часі;
- **Генерацію звітів та протоколів** про стан системи та перебіг технологічних процесів;
- **Довготривале зберігання інформації** та підтримку баз даних для подальшого аналізу.

На промислових комп'ютерах верхнього рівня встановлено операційну систему Microsoft Windows та програмне забезпечення TIA Portal V12 виробництва Siemens AG.

Середній рівень - це рівень, на якому розташовуються головним чином ПЛК, програмовані лічильники та реле, пускорегулююча апаратура та інша мікропроцесорна техніка. Основна функція цього рівня – прийом даних від польових пристроїв, їх обробка та передача на верхній рівень. Крім того, середній рівень генерує сигнали управління, які направляються на нижній рівень для виконання конкретних операцій. Усі пристрої середнього рівня функціонують відповідно до заздалегідь запрограмованих алгоритмів, що визначають послідовність і логіку їхньої роботи.

Нижній рівень представлений польовими пристроями, такими як датчики, виконавчі механізми, клапани та інше обладнання, що

безпосередньо контролює та регулює параметри технологічного процесу. Ці пристрої забезпечують збирання даних про стан системи та виконання команд управління з вищих рівнів автоматизації.

Таким чином, взаємодія між рівнями дозволяє створити комплексну систему управління технологічними процесами, де кожен рівень виконує свою роль, забезпечуючи ефективність, надійність та стабільність роботи всієї системи.

3. ЕЛЕКТРИЧНА ПРИНЦИПОВА СХЕМА

Для впровадження автоматизованої системи управління важливо правильно підібрати засоби вимірювання, виконавчі механізми та програмно-технічні рішення. У цьому розділі проводиться аналіз та вибір компонентів, які забезпечать ефективне функціонування системи.

Контролер відіграє ключову роль у системі автоматизації, виконуючи функції управління згідно з заданим алгоритмом. Він використовує дані, що надходять від вимірювальних приладів, і формує керуючі сигнали для виконавчих механізмів.

При виборі контролерного обладнання пріоритет надається таким критеріям:

- Функціональні можливості – контролер повинен підтримувати широкий спектр функцій для виконання складних алгоритмів управління.
- Обсяг пам'яті – достатній для зберігання програм та обробки великих обсягів даних у реальному часі.
- Швидкодія – висока швидкість обробки сигналів забезпечує оперативне реагування на зміни параметрів процесу.
- Простота програмування – наявність інтуїтивного середовища розробки та підтримка мов програмування, зручних для інженерів.
- Відмовостійкість – стабільна робота навіть у разі збоїв або несприятливих умов експлуатації.
- Надійність – тривалий термін служби та стійкість до механічних, температурних та електричних навантажень.
- Модульність конструкції – можливість додавання або заміни модулів без необхідності повної заміни контролера.
- Гаряча заміна – можливість заміни окремих модулів під час роботи системи без зупинки процесу.
- Масштабованість – контролер повинен мати можливість розширення та підключення додаткових модулів.

- Діагностика – підтримка функцій самодіагностики та моніторингу стану обладнання.

- Робота в мережах вводу-виводу – підтримка локальних та розподілених систем вводу-виводу для інтеграції з периферійними пристроями.

- Комунікаційні інтерфейси – наявність портів для зв'язку з іншими пристроями через стандартизовані протоколи.

Ці параметри забезпечують створення надійної та ефективної системи автоматизації, яка відповідає вимогам сучасного виробництва.

Вимірювальні прилади мають забезпечувати точний контроль параметрів технологічного процесу. Особливу увагу приділяють датчикам та приладам, які мають уніфікований струмовий сигнал 4-20 мА, оскільки цей стандарт гарантує стабільність сигналу на великих відстанях. Важливим критерієм є наявність вибухозахисту та стійкість до агресивних умов експлуатації.

Виконавчі механізми безпосередньо впливають на об'єкт керування, здійснюючи регулювання технологічних параметрів. Підбір цих пристроїв здійснюється з урахуванням роботи в складних умовах, таких як підвищена вологість, температура або агресивні середовища. Виконавчі пристрої мають бути надійними та мати високий ступінь герметичності.

Комплексний підхід до підбору обладнання дозволяє створити надійну та ефективну систему автоматизації, здатну працювати в екстремальних умовах та забезпечувати безперебійний контроль і регулювання технологічних процесів.

3.1. Вибір контролерного обладнання

Для вибору контролерного обладнання були розглянуті контролери наступних виробників:

- Siemens AG;
- Schneider Electric;

- Allen-bradley.

Порівняльні характеристики контролерів представлені таблиці 3.1

Таблиця 3.1. Порівняльні характеристики контролерів

Виробник	Siemens AG	Schneider Electric	Allen-Bradley
Сімейство	SIMATIC S7-1500	Modicon	ControlLogix 5580
Модель	CPU 1513-1 PN	Modikon 580	1756-L81ES
Підтримка резервування	Так	Так	Так
Час обробки ЦП	0,01 мкс	0,08 мкс	0,06 мкс
Кількість модулів вводу-виводу	2048	2048	2048
Наявність вбудованих модулів I/O	Так	Ні	Ні
Підтримка гарячої заміни модулів	Так	Так	Ні
Мови програмування, що підтримуються			
LAD	Так	Так	Так
FBD	Так	Так	Так
STL	Так	Так	Так
SCL	Так	Так	Так
CFC	Так	Так	Так
GRAPH	Так	Так	Так
Час напрацювання на відмову	615000 годин	600000 годин	500000 годин

Порівняльний аналіз показує, що представлені контролери мають схожі показники.

В результаті підбору програмованого контролера був обраний контролер серії SIMATIC S7-1500, стандартний CPU 1513-1 PN [8], виробництва Siemens AG, оскільки він має такі переваги:

- робоча пам'ять об'ємом 300 Кб для програм та 1,5 Мб для даних, що забезпечує достатній обсяг для виконання, зберігання та завантаження програмних блоків та алгоритмів;
- процесор підтримує використання мікрокарти пам'яті (MMC) з об'ємом до 32 Гбайт, яка може бути використана для зберігання проектів, архівів та як завантажувана пам'ять у разі довготривалого знеструмлення енергозалежної пам'яті;
- CPU 1513-1 PN забезпечує можливість підключення до 32 модулів розширення, що дозволяє масштабувати систему відповідно до вимог проекту;
- процесор не має вбудованих входів та виходів, але забезпечує високу гнучкість завдяки підключенню зовнішніх модулів введення/виведення;
- CPU 1513-1 PN має інтегровані засоби захисту від несанкціонованого доступу до програмного забезпечення та даних користувача;
- наявність вбудованої діагностичної системи, яка генерує та зберігає до 1000 останніх повідомлень про помилки та події, що значно спрощує обслуговування та усунення несправностей;
- у разі знеструмлення CPU 1513-1 PN зберігає всі критично важливі дані в енергонезалежну пам'ять і автоматично відновлює роботу після повернення живлення;
- процесор має велику кількість вбудованих математичних функцій, що полегшує виконання складних обчислювальних задач;

- підтримка всіх мов програмування за стандартом МЭК 61131-3-2016;
- відповідає вимогам "Загальних правил вибухобезпеки для вибухопожежонебезпечних нафтохімічних та нафтопереробних виробництв", що дозволяє його використання в системах протиаварійного автоматичного захисту технологічного обладнання;
- підтримує резервування модулів з можливістю їхньої "гарячої" заміни.

CPU 1513-1 PN має модульну конструкцію і може мати такі основні види модулів:

- вхідних аналогових чи двопозиційних каналів (ВК);
- вихідних керуючих струмових чи дискретних каналів (КК);
- процесорний (ПР);
- комунікаційний (МК);
- модуль живлення (ПП);
- панель керування (ПУ).

Зовнішній вигляд контролера CPU 1513-1 PN представлений рис. 3.1.



Рис. 3.1. Зовнішній вигляд контролера CPU 1513C-1 PN

Центральний процесор Siemens 1513-1 PN є універсальним рішенням для створення систем автоматизації різного рівня складності. Його відмінними рисами є висока швидкість обробки даних і оперативне реагування на зміни технологічних параметрів. Завдяки вбудованим дискретним та аналоговим входам/виходам, 1513-1 PN може функціонувати як автономний контролер без додаткових модулів розширення.

Процесор оснащений інтерфейсами PROFINET, що відкриває широкі можливості для застосування у розподілених системах введення-виведення. Це дозволяє процесору працювати як ведучий або підлеглий пристрій у мережевій структурі, а також інтегруватися у складні промислові системи.

1513-1 PN призначений для керування промисловими установками з розподіленою архітектурою. Завдяки великому обсягу оперативної пам'яті, він здатний вирішувати задачі автоматизації середнього рівня складності. Датчики та виконавчі механізми можуть бути підключені безпосередньо до вбудованих входів/виходів процесора, що спрощує конфігурацію та знижує витрати на додаткове обладнання.

PROFINET IO забезпечує можливість інтеграції процесора в системи розподіленого вводу-виводу, що дозволяє використовувати його як локальний вузол або контролер верхнього рівня з підлеглою підсистемою, побудованою на базі мереж PROFINET.

Цей процесор ідеально підходить для автоматизації виробничих процесів, систем моніторингу та управління технологічними лініями, завдяки високій надійності, продуктивності та простоті інтеграції в існуючі промислові мережі.

3.2. Засоби вимірювання температури

Для вибору засобів вимірювання температури було проведено порівняльний аналіз серед нижчеперелічених виробників:

- SIEMENS;

- KROHNE;
- ENDRESS + HAUSER.

Результати порівняння занесені до таблиці 3.2.

Таблиця 3.2. Порівняльний аналіз засобів вимірювання температури

Критерій вибору	Siemens SITRANS 7NG3130	KROHNE OPTITEMP TRA/TCA-F23	ENDRES+ HAUSER Omnigrad T TR24
Вимірювані середовища	агресивне середовище, газ, рідина	агресивне середовище, газ, рідина	газ, рідина
Діапазон вимірів	від -100 до 200 °C	від -50 до 600 °C	від -50 до 400 °C
Погрішність	0,15 %	0,25 %	0,25 %
Вихідний сигнал	від 4 до 20мА	від 4 до 20мА	від 4 до 20м А
Вибухозахищеність	Ex, Exd	Ex, Exd	—
Вологозахист	IP68	IP68	IP67

Як засоби вимірювання температури було обрано SITRANS TF 7NG3130 від виробника Siemens AG [9].

Зовнішній вигляд SITRANS TF показано рис. 3.2.



Рис. 3.2 Зовнішній вигляд SITRANS TF

Датчик температури SITRANS TF є програмованим вимірювальним перетворювачем, який забезпечує високоточне вимірювання температури шляхом реєстрації змін електричного опору при зміні температури.

Конструкція датчика включає сенсор, термометр опору та цифровий дисплей для відображення результатів вимірювань, налаштувань та повідомлень про стан приладу.

SITRANS TF призначений для безперервної роботи у складних експлуатаційних умовах, що дозволяє використовувати його на промислових об'єктах з підвищеними вимогами до надійності та стійкості до зовнішніх факторів.

Корпус SITRANS TF виготовлений із інструментальної сталі (0 80 мм) та забезпечений захисним склом. У захисну трубу з інструментальної сталі з різьбовим з'єднанням G $\frac{1}{2}$ монтується температурний датчик. За рахунок використання інструментальної сталі при виготовленні захисних труб досягається висока хімічна стійкість, що означає високий рівень захисту температурного датчика зовнішніх впливів.

На звороті корпусу розміщуються клеми для підключення живлення за допомогою струмової петлі від 4 до 20 мА. Підключення здійснюється через роз'єм відповідно до EN 175301-803A.

На передній стороні корпусу знаходиться п'ятирозрядний дисплей під скляною кришкою. Під дисплеєм розташовані три клавіші, призначені для налаштування SITRANS TF. Над дисплеєм розташовані один зелений та один червоний світлодіод для індикації стану приладу.

Розміри корпусу SITRANS TF 7NG3130 наведено на рис. 3.3.

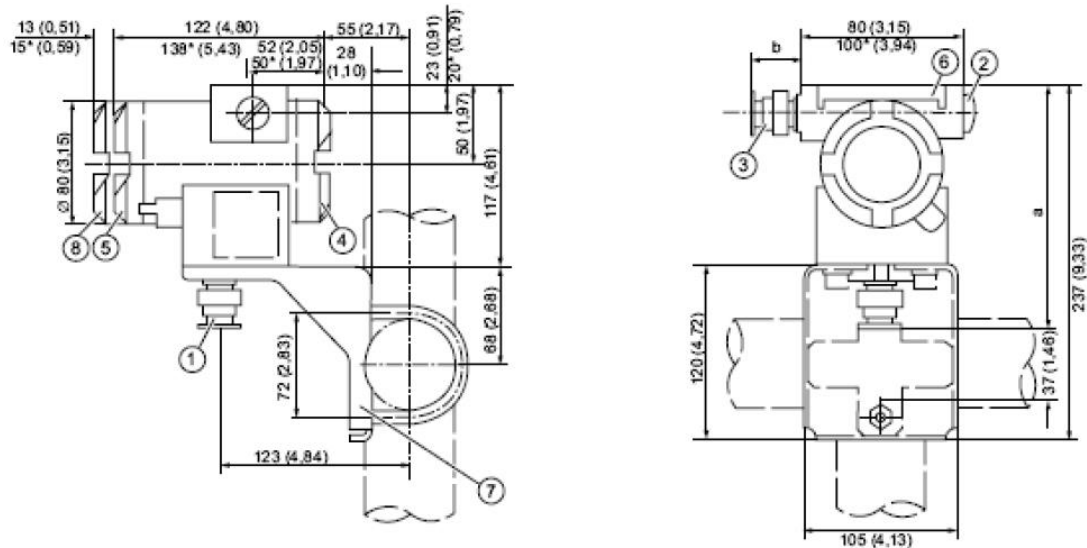


Рис. 3.3. Розмір корпусу SITRANS TF у мм (дюймах)

Технічні характеристики SITRANS TF наведено у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3. Основні технічні характеристики SITRANS TF

Діапазон температур	від -100 до 200 °C
Межа допустимої похибки	$\pm 0,15 \%$
Напруга живлення	від 12 до 36 В
Вибухозахист	0Ex ia IIC від T1 до T6 Ga X
Вихідний сигнал	от 4 до 20мА + HART
Ступінь захисту	IP 68
Середнє напрацювання на відмову	50000

3.3. Засоби вимірювання тиску

Засоби вимірювання тиску є датчиком, який складається з первинного перетворювача тиску, різних елементів обробки сигналу, пристрою виведення сигналу, а також деталей корпусу для герметичного з'єднання датчика з об'єктом вимірювання.

Сьогодні на ринку існує величезна кількість засобів вимірювання тиску, які можуть мати принципові відмінності один від одного, це діапазони вимірювань, точність, умови експлуатації, масогабаритні характеристики, а також характеристики, що мають пряму або непряму залежність від принципу перетворення вимірюваного тиску в електричний сигнал.

Для вибору засобів вимірювання тиску було проведено порівняльний аналіз серед перелічених нижче виробників:

- SIEMENS Sitrans P DS III;
- ENDRESS + HAUSER DELTABAR FMD78.

Результати порівняння занесені до таблиці 3.4.

Таблиця 3.4. Порівняльний аналіз засобів вимірювання тиску

Критерій вибору	Sitrans P DS III	DELTABAR FMD78
Вимірюване середовище	Газ, рідина	Газ, рідина
межа вимірів	Від 0,01 до 350 бар	Від 0,4 кПа до 16МПа
похибка	0,075 %	0,1 %
Вихідний сигнал	Від 4 до 20мА +HART	Від 4 до 20мА +HART
Вибухозахист	Ex / Exd	Ex / Exd
Температура навколишнього середовища	Від мінус 60 до 150 °С	Від мінус 40 до 85 °С
Вологозахист	IP 68	IP65

У результаті проведеного аналізу було обрано датчик тиску Sitrans P DS III, оскільки він має високий рівень захисту, необхідні вихідні сигнали, може застосовуватися при вимірюванні тиску в агресивних середовищах та в умовах як дуже високої, так і дуже низької температури [10]. Крім цього перетворювач тиску Sitrans P DS III має ряд відмінних рис:

- Швидкодія – миттєва реакція на зміни тиску завдяки надзвичайно короткому часу відгуку.
- Довговічність і надійність – висока якість виконання гарантує тривалий термін служби навіть у складних умовах експлуатації.
- Стійкість до навантажень – стабільна робота під впливом хімічних і механічних факторів.
- Універсальність – застосовується для вимірювання тиску в агресивних і неагресивних середовищах: пара, рідини, газу.
- Розширена діагностика – вбудовані функції діагностики та симуляції дозволяють оперативно оцінювати стан пристрою та імітувати роботу для тестування системи.
- Зручність обслуговування – заміна вимірювального елемента або електронного модуля без необхідності повторного калібрування.
- Точність і стабільність – мінімальна похибка та висока довготривала стабільність вимірювань.
- Високоякісні матеріали – контактуючі з робочим середовищем частини виготовлені з нержавіючої сталі, Hastelloy, золота, монелю, танталу, що забезпечує захист від корозії та агресивних середовищ.
- Широкий діапазон вимірювань:
- Висока точність – забезпечує вимірювання з мінімальною похибкою.
- Гнучке налаштування – можливість налаштування за допомогою клавіш керування або інтерфейсам HART, PROFIBUS PA, FOUNDATION Fieldbus.

Зовнішній вигляд перетворювача показаний рис. 3.4



Рис. 3.4. Датчика тиску Sitrans P DS III

Sitrans P DS III - це цифровий датчик тиску, що забезпечує високу точність вимірювання та зручність експлуатації завдяки зрозумілому інтерфейсу. Налаштування пристрою виконується як за допомогою кнопок керування, так і за допомогою інтерфейсу HART, PROFIBUS PA або FOUNDATION Fieldbus.

Вимірювальний перетворювач Sitrans P DS III може використовуватись у промислових середовищах з великими хімічними та механічними навантаженнями. Електромагнітна сумісність у діапазоні від 10 кГц до 1 ГГц дозволяє використовувати DS III у зонах з високим електромагнітним випромінюванням.

Розміри перетворювача Sitrans P DS III наведені на рис. 3.5.

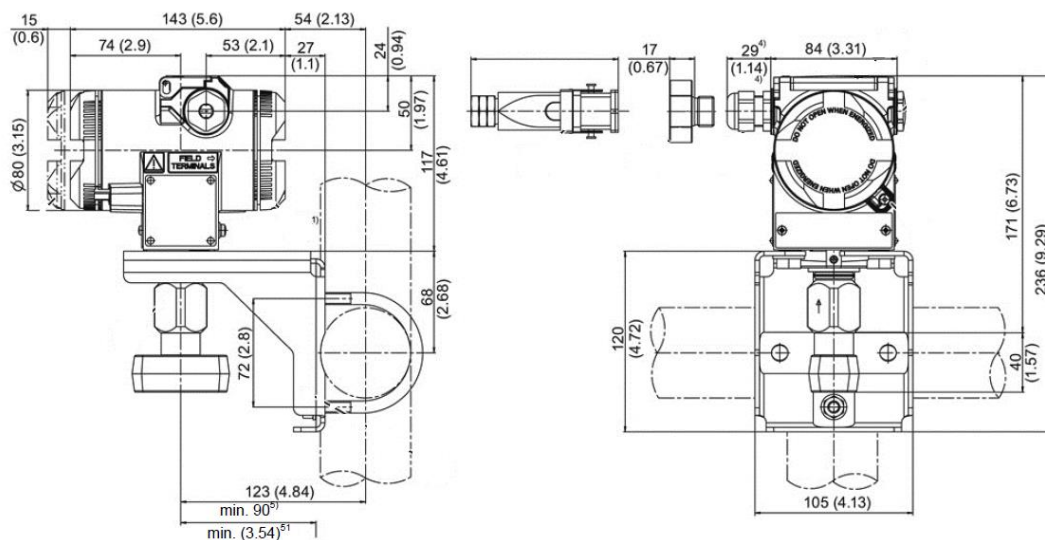


Рис. 3.5. Розміри датчика Sitrans P DS III у мм (дюймах)

3.4. Засоби вимірювання витрат

Витратомір - це прилад, призначений для вимірювання кількості рідких або газоподібних речовин, що проходять через поперечний переріз трубопроводу. Основна функція витратоміра полягає у фіксації об'єму або маси речовини, яка транспортується за одиницю часу.

Фактично, витратоміри дозволяють виконувати як миттєві вимірювання, що відображають поточну витрату, так і інтегральні вимірювання, які показують сумарну кількість речовини, що пройшла за певний період.

Для вибору засобів вимірювання витрати було проведено порівняльний аналіз серед перелічених нижче виробників:

- SIEMENS AG Sitrans FX300;
- Krohne Optiflux 2300 C;
- Rosemount 8800 D.

Результати порівняння занесені до таблиці 3.5.

Таблиця 3.5. Порівняльний аналіз засобів вимірювань витрати

Критерій вибору	Sitranс FX300	Optiflux 2300 C	8800D
похибка	± 1 %	± 1 %	± 1 %

Вихідний сигнал	Від 4 до 20 мА + HART	Від 4 до 20 мА + HART	Від 4 до 20 мА + HART
Вибухозахист	Ex dib [ia Ga] IIC T4 Gb	Ex, Exd	Ex, Exd
Температура середовища	Від -50 до 100 °С	Від -40 до 50 °С	Від -40 до 50 °С
Показання тиску, температури та витрати в одній точці	Так	-	-

В результаті проведеного аналізу було обрано витратомір **Sitrans FX300** від компанії **SIEMENS AG** [11], оскільки цей прилад має низку переваг, які забезпечують високу точність вимірювань та зручність в експлуатації.

Основні переваги пристрою:

- Працює за двопровідною схемою та підтримує комунікацію за протоколом HART.
- Температурна компенсація інтегрована як стандартна функція, що підвищує точність вимірювання.
- Вбудовані модулі компенсації температури та тиску дозволяють автоматично коригувати показники щільності без додаткових налаштувань.
- Одночасне вимірювання тиску, температури та витрати в одній точці знімає необхідність встановлення додаткових датчиків.
- Дозволяє здійснювати прямий підрахунок енергетичних показників потоку.
- Висока надійність досягається завдяки технології обробки сигналу Intelligent Signal Processing (ISP), що забезпечує стабільні показники навіть за умов зовнішніх перешкод.

- Корпус виготовлений із нержавіючої сталі методом зварювання, що гарантує стійкість до корозійних процесів, високого тиску та температурних коливань.
- Сенсор не потребує регулярного технічного обслуговування, що знижує експлуатаційні витрати.
- Простота введення в експлуатацію завдяки функції plug & play, яка виключає необхідність додаткових кабельних підключень.
- Мінімальний рівень падіння тиску під час експлуатації сприяє збереженню енергії та стабільності роботи системи.

Додатково слід зазначити, що Sitrans FX300 є оптимальним вибором для роботи в складних промислових умовах завдяки своїй довговічності та надійності. Його використання дозволяє значно спростити процес моніторингу та управління витратами середовищ з мінімальними втратами точності та ефективності.

Зовнішній вигляд витратоміра SITRANS FX300 показаний рис. 3.6.



Рис. 3.6. Зовнішній вигляд витратоміра SITRANS FX300

Витратомір SITRANS FX300 – це високопродуктивний перетворювач, розроблений для точного вимірювання масової та об'ємної витрати газів, парів і рідин. Завдяки запатентованим технологіям компанії Siemens, пристрій демонструє високу стійкість до механічних навантажень, хімічно агресивних середовищ і електромагнітних завад. Це забезпечує відповідність промисловим стандартам і дозволяє використовувати витратомір у складних умовах та на небезпечних виробничих об'єктах.

SITRANS FX300 є універсальним рішенням для роботи у різних середовищах. Пристрій оснащений інтегрованими функціями компенсації температури та тиску, що підвищує точність і стабільність вимірювань навіть за змінних умов експлуатації. Його застосування дозволяє ефективно контролювати витрати середовищ, забезпечуючи надійність і довговічність роботи в промислових установках.

Основні технічні характеристики витратоміра наведені у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6. Технічні характеристики витратоміра SITRANS FX300

Вимірюване середовище	Газ, пара, рідина
Ступінь захисту	IP67 (NEMA 6)
принцип вимірювання	Вихровий
Температура вимірюваного середовища	Від -200 до 400 °C
Похибка	± 1 %
Вихідний сигнал	від 4 до 20мА + HART
Вибухозахист	Ex dib [ia Ga] IIC T4 Gb
Температура навколишнього середовища	Від -50 до 70 °C

3.5. Засоби вимірювання та аналізу газу

Газоаналізатор призначений для безперервного контролю концентрації токсичних газів і кисню в навколишньому середовищі. Для стаціонарного моніторингу був обраний прилад Sensepoint XCD RFD [13], який забезпечує комплексний контроль за рівнем горючих і токсичних газів, а також кисню в

потенційно вибухонебезпечних умовах – як у приміщеннях, так і на відкритих ділянках.

Основні переваги та особливості:

- Універсальність у сфері газового моніторингу;
- Використання перевірених електрохімічних сенсорів Surecell™;
- Відповідність міжнародним стандартам безпеки та якості;
- Висока точність виявлення газів і швидка реакція на зміни концентрації;
- Можливість встановлення датчика на відстані до 30 метрів від трансмітера;
- Дисплей із триколірним підсвічуванням для візуальної ідентифікації стану.

Газоаналізатор Sensepoint XCD RFD розроблений для роботи з віддаленими датчиками горючих газів, що дозволяє розташовувати сенсори у важкодоступних або зонах із підвищеною температурою (до 150 °C). Трансмітер можна монтувати окремо у зручному місці для легкого доступу до дисплея та керування через інтерфейс користувача.

Sensepoint XCD RFD сумісний із широким спектром сенсорів Honeywell Analytics, зокрема, каталітичними та інфрачервоними датчиками Sensepoint XCD. Ця конфігурація підходить для промислових об'єктів, де необхідно забезпечити надійний контроль газового середовища, гарантуючи безпеку навіть у складних умовах експлуатації.

Зовнішній вигляд газоаналізатора Sensepoint XCD показаний на рис. 3.7.



Рис. 3.7. Зовнішній вигляд газоаналізатора Sensepoint XCD

Газові детектори Sensepoint XCD забезпечують комплексний контроль рівня горючих і токсичних газів, а також кисню в потенційно вибухонебезпечних середовищах, як усередині приміщень, так і на відкритих майданчиках. Завдяки зручному РК-дисплею та магнітним перемикачам, користувачі можуть змінювати налаштування детектора без необхідності розкривати корпус пристрою. Це дозволяє здійснювати обслуговування однією особою, що значно скорочує час і витрати на технічну експлуатацію.

Детектори постачаються в попередньо налаштованому вигляді та оснащені двома програмованими реле сигналізації, одним програмованим реле несправності, стандартним виходом 4-20 мА з можливістю вибору режиму живлення та інтерфейсом MODBUS RS-485 для інтеграції в автоматизовані системи управління.

Sensepoint XCD є надійним рішенням для безперервного моніторингу та забезпечення безпеки в промислових умовах. Простота використання та універсальність роблять ці детектори ідеальним вибором для об'єктів із підвищеними вимогами до газового аналізу та захисту.

3.6. Засоби вимірювання рівня

Для реалізації цієї роботи найбільш доцільним рішенням є використання рівнеміра.

Одним із оптимальних варіантів для вимірювання рівня в резервуарах є застосування гідростатичного перетворювача рівня, який вирізняється надійністю, точністю, широким діапазоном вимірювань та стійкістю до складних умов експлуатації. Принцип роботи гідростатичного рівнеміра базується на вимірюванні тиску або перепаду тиску в рідині. Гідростатичний тиск викликає деформацію чутливого елемента, яка перетворюється в аналоговий струмовий сигнал.

Гідростатичні рівнеміри можуть застосовуватись у закритих резервуарах та ємностях, що працюють під тиском. У такому випадку одна мембрана з'єднується з резервуаром, а друга – з точкою вимірювання надлишкового тиску. Це дозволяє ефективно працювати з в'язкими рідинами та в умовах високого тиску. Пристрої демонструють високу стійкість до хімічних і механічних навантажень, зберігаючи надійність і точність вимірювань.

Для реалізації даної роботи було обрано гідростатичний перетворювач SITRANS P500 виробництва SIEMENS AG [12], оскільки він має низку переваг:

- Вимірювання рівня в середовищах із агресивними парами, рідинами та газами.
- Розширений функціонал діагностики та симуляції.
- Мінімальна похибка вимірювання.
- Незалежне налаштування діапазону від 0,01 до 70 бар.
- Висока точність і стабільність протягом тривалого часу.
- Тривалий термін експлуатації та висока якість виконання.
- Надійна робота навіть при значних хімічних та механічних навантаженнях.

- Можливість незалежної заміни вимірювального осередку та електронної частини
- Компоненти, що контактують із технологічним середовищем, виготовлені з довговічних матеріалів, таких як нержавіюча сталь, монель, тантал і золото.

Зовнішній вигляд SITRANS P500 показаний на рис. 3.8.



Рис. 3.8 Зовнішній вигляд датчика SITRANS P500

Основні технічні характеристики SITRANS P500 наведено у таблиці 3.7.

Таблиця 3.7. Основні технічні характеристики SITRANS P500

Вимірювані середовища	газ; рідина
Інтервал виміру	Від 1,25 до 1250 мбар (від 0,125 кПа до 125 кПа)
Основна наведена похибка	0,065 %
Нестабільність	0,125 %
Сигнал вихідного струму	від 4 до 20мА
Температура навколишнього	Від -40 до 85 °С

середовища	
Температура вимірюваного середовища	Від -40 до 125 °C
Сигнал несправності	Налаштовується в межах діапазону: Нижня межа: від 3,55 до 3,7 mA Верхня межа: від 21,0 до 23,0 mA
Зв'язок за протоколом	HART / FOUNDATION Fieldbus.
Елементи керування	Кнопки вводу, цифровий дисплей
Сертифікація для систем протиаварійного захисту згідно з ІЕС 61508	
Сертифікати та допуски	Вибухозахист, іскробезпека, вибухонепроникний корпус, пиловибухозахист

Вимірювальні перетворювачі SITRANS P500 вирізняються широкими функціональними можливостями, простотою використання та відповідають найвищим стандартам точності, стабільності та швидкодії.

Процес налаштування здійснюється через зручне меню, яке містить інструкції та підказки. Крім того, інноваційна електронна документація з інтегрованим модулем "Швидке введення" дозволяє оперативно налаштувати пристрій за допомогою комп'ютера або через протокол HART.

SITRANS P500 призначений для роботи в умовах значних хімічних і механічних навантажень, що робить його ідеальним вибором для промислових процесів. Завдяки високій електромагнітній сумісності, він стабільно функціонує в зонах із сильними електромагнітними завадами.

Пристрій може бути встановлений у вибухонебезпечних середовищах завдяки виконанню з іскробезпечним або вибухозахищеним корпусом. SITRANS P500 забезпечує високу надійність і довговічність в експлуатації, що робить його універсальним рішенням для точних вимірювань у різних промислових галузях.

3.7. Вибір виконавчих пристроїв

Виконавчий пристрій – це елемент системи автоматичного керування або регулювання, який впливає на технологічний процес відповідно до отриманих команд. Зазвичай такі пристрої складаються з кількох функціональних компонентів - регулюючого органу та виконавчого механізму, який приводиться в дію регулюючим органом. Окрім цього, подібні пристрої можуть мати додаткові модулі.

В рамках цієї роботи в якості виконавчого механізму буде використовуватись клинова засувка з пружним замиканням AVK 06/30 виробництва AUMA[14].

Зовнішній вигляд виконавчого пристрою показано на рис. 3.9.



Рис. 3.9. Зовнішній вигляд виконавчого пристрою

Виконавчий пристрій забезпечує управління потоками рідких, газоподібних і газорідних середовищ у технологічних процесах. Вони виготовляються у вибухозахищеному виконанні, оснащуються іскробезпечними ланцюгами та системами керування для точного позиціонування і регулювання параметрів виробництва. Залежно від потреб, регулюючі клапани можуть мати прохідний, кутовий або триходовий типи корпусу.

Привід виконавчого механізму забезпечується електродвигуном, який через редуктор передає рух регулюючому органу арматури. Для контролю ходу арматури використовуються опціональні модулі, що фіксують положення та вихідний крутний момент. Кінцеві вимикачі сигналізують про досягнення крайніх положень, після чого система керування зупиняє електродвигун.

Обмін командами між системою автоматизації та пускорегулюючою апаратурою двигуна відбувається через електричні інтерфейси. Це дозволяє забезпечити зворотний зв'язок та контроль роботи пристрою.

Фіксуються відхилення від нормальних режимів роботи, перевищення допустимих значень та потенційні збої. Оператор завчасно отримує попередження про можливі несправності, що дозволяє уникнути аварійних зупинок та знизити ризик простоїв.

Усі події та сигнали класифікуються згідно зі стандартами NAMUR. Дані про налаштування, роботу пристрою та помилки записуються в журналі подій із прив'язкою до часу, що дозволяє аналізувати історію роботи у будь-який момент.

Така система забезпечує безперервний контроль і підвищує надійність роботи обладнання в складних промислових умовах.

3.8. Схема з'єднання модулів і контролерів

Схема з'єднань зовнішніх проводок представлена у вигляді креслення, на якому умовними позначеннями відображаються електричні з'єднання між приладами, встановленими на обладнанні або об'єктах, та засобами автоматизації.

Підготовка таких схем виконується на основі:

- схем автоматизації технологічних процесів;
- електричних схем автоматизації;
- експлуатаційної документації на прилади та засоби автоматизації, що використовуються у проєкті;

- креслень розташування технологічного обладнання.

У межах цього проєкту були розроблені схеми з'єднань для всіх інформаційних параметрів. Документацію з розробленими схемами зовнішньої проводки представлено в додатках В та Г.

Для передачі даних від польових вимірювальних приладів, таких як датчики тиску, температури, витратоміри та газоаналізатори, використовується стандартний струмовий сигнал 4-20 мА. Цей же сигнал застосовується для управління виконавчими механізмами та регулюючими органами.

Передача електричних сигналів від пристроїв вимірювання параметрів (тиску, температури, витрати, аналізу газів) здійснюється за трипровідною схемою, що забезпечує стабільність і точність сигналу.

3.9. Розробка кабельної проводки

Під час розробки кабельної системи було обрано кабель МКЕШ, який відповідає вимогам надійності та безпеки для промислових систем автоматизації.

Розшифровка маркування МКЕШ:

- М – монтажний;
- К – кабель;
- Е – екран із мідних дротів;
- Ш – захисний шланг із ПВХ пластикату.

Кабель МКЕШ складається з багатожильних провідників із луженої міді відповідно до стандарту ГОСТ 22483. Кількість жил може варіюватися від двох до кількох десятків. Кожна жила має полівінілхлоридну (ПВХ) ізоляцію білого або іншого кольору. У деяких випадках захисний екран може виконувати роль загального провідника за умови, що він належним чином заземлений.

Конструкція екрану:

- Сітка з квадратними осередками з луженого мідного дроту.

- Поліамідна або поліетиленфталатна плівка між екраном і струмовідними частинами (крім ізолюваних провідників).

- Зовнішня ізоляція з ПВХ товщиною не менше 0,8 мм.

Електротехнічні характеристики:

- Номінальна змінна напруга – до 500 В (частота до 400 Гц).

- Постійна напруга – до 750 В.

Сфера застосування:

- Стаціонарне прокладання всередині приміщень та поза ними (у кабельних каналах або відкритому ґрунті).

- Використання у вибухонебезпечних зонах.

- Витримує вібраційні навантаження (1-5000 Гц) з прискоренням до 329 м/с^2 (40g).

- Стійкість до багаторазових ударів із прискоренням до 1471 м/с^2 (150g) та одиночних ударів до 981 м/с^2 (100g).

- Лінійні навантаження – до 4905 м/с^2 (500g).

Кліматичні характеристики:

- Відповідає стандарту ГОСТ 15150, кліматичне виконання – УХЛ (помірно-холодний клімат), категорії 2-5.

- Діапазон температур експлуатації – від -50°C до $+50^\circ\text{C}$.

- Електричний опір ізоляції на 1 км довжини при 20°C – не менше 5 МОм.

Кабель МКЕШ не поширює горіння при груповій прокладці, що забезпечує додаткову безпеку в разі пожежі.

4. АЛГОРИТМ РОБОТИ СИСТЕМИ

4.1. Алгоритм збору даних

Для демонстрації прикладу було обрано канал вимірювання температури на входному трубопроводі ежектора. Спеціально для цього каналу було створено алгоритм збору даних який забезпечує точний моніторинг і контроль параметрів. Розроблений у ході реалізації даної роботи алгоритм збору даних з каналу вимірювання рівня на входному трубопроводі ежектора наведено на рис. 4.1. та у додатку Д.

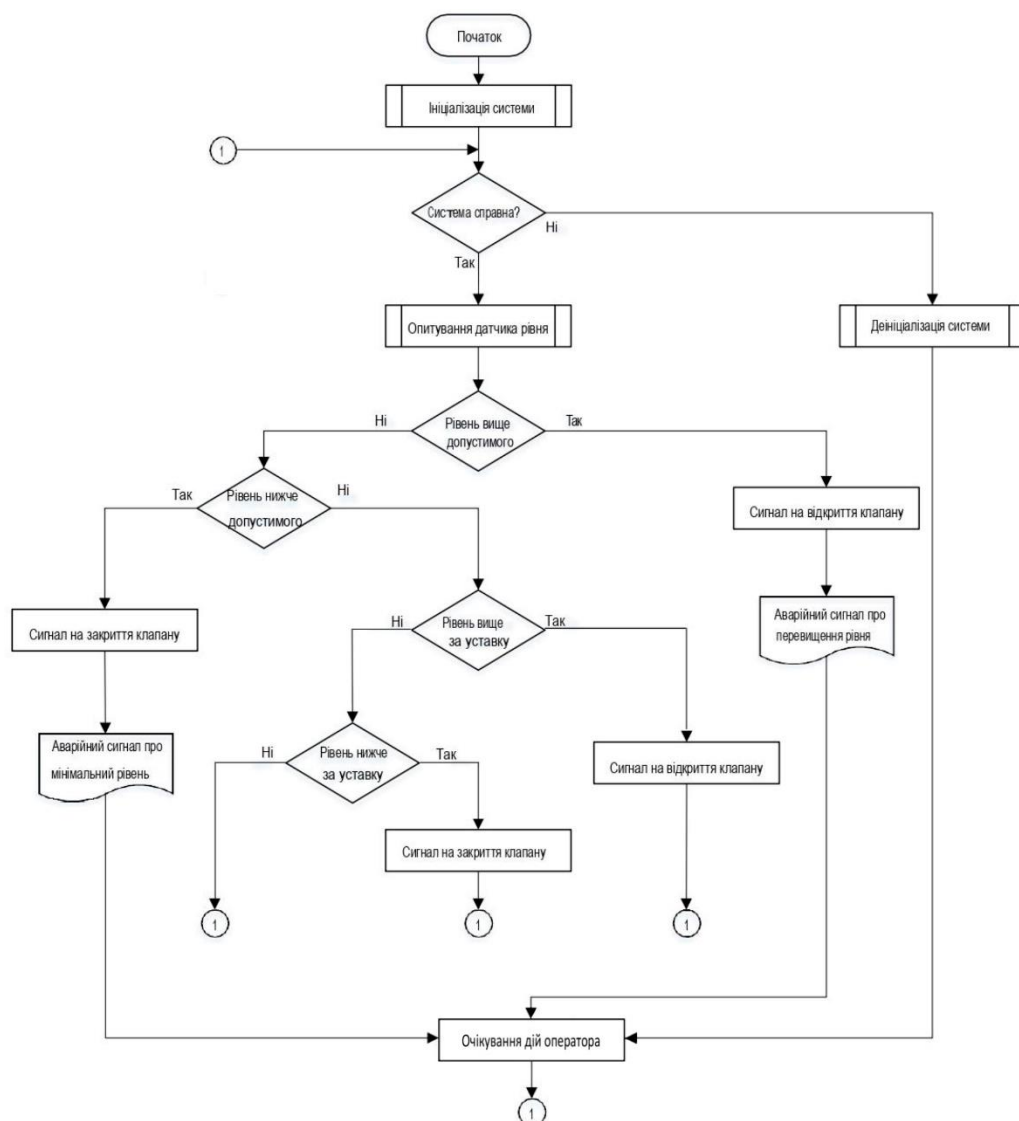


Рис. 4.1. Алгоритм збору даних

4.2. Розробка схеми інформаційних потоків

Схема інформаційних потоків, подана в додатку, включає три рівні збору, обробки та зберігання даних:

1. Верхній рівень – відповідає за архівування та зберігання даних контрольно-вимірювальних засобів (КВЗ). На цьому рівні забезпечується довготривале зберігання історичних даних для аналізу та формування звітів.

2. Середній рівень – рівень поточного зберігання, що виконує функції буферної бази даних. Він приймає інформацію з нижнього рівня та зберігає її для короткострокового використання. Цей рівень також взаємодіє із зовнішніми системами та виконує функцію маршрутизатора, передаючи дані від телемеханіки та автоматики до інтерфейсів робочих місць оператора (АРМ).

3. Нижній рівень – займається збором та первинною обробкою даних, які надходять безпосередньо від фізичних пристроїв (датчиків, виконавчих механізмів, пристроїв введення/виведення). На цьому рівні обробляються аналогові та дискретні сигнали, а також дані з пристроїв перетворення та обчислень.

Опис роботи системи:

- На нижньому рівні дані збираються з фізичних пристроїв та передаються на середній рівень для зберігання та первинної обробки.
- Середній рівень формує інформаційні пакети та передає їх через протокол Ethernet на верхній рівень для подальшого архівування та аналітики.
- Інформаційні звіти генеруються за шаблонами та можуть включати зведення про поточний стан технологічних процесів, продуктивність обладнання або зміни в системі.

Функції системи зберігання історичних даних:

- Постійний запис усіх подій, змін та дій в рамках технологічного процесу.

- Можливість аналізу архівованої інформації для оптимізації виробництва та підвищення ефективності управління.

Схема потоків інформації дозволяє візуально відобразити маршрути передачі даних між різними рівнями системи, забезпечуючи їх наочність та структурованість.

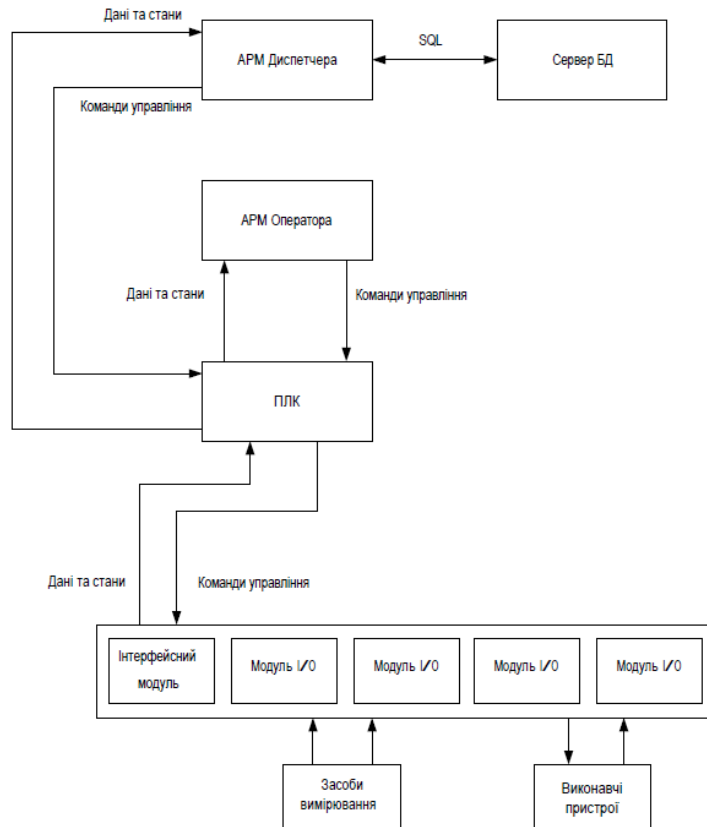


Рис. 4.3 Схема інформаційних потоків

4.3. Середовище розробки програмного забезпечення для ПЛК

Управління розподіленою автоматизованою системою керування підготовки природного газу реалізовано з використанням інтегрованого середовища розробки TIA Portal V12

TIA Portal (Totally Integrated Automation Portal) – інтегроване середовище розробки програмного забезпечення систем автоматизації технологічних процесів від рівня приводів та контролерів до рівня людино-машинного інтерфейсу. Є втіленням концепції комплексної автоматизації

(Totally Integrated Automation) та еволюційним розвитком сімейства систем автоматизації Simatic компанії Siemens AG

TIA Portal V12 – це програмне забезпечення від Siemens, яке призначене для комплексного проектування, програмування та обслуговування систем автоматизації. Воно широко застосовується у промисловості, включаючи металургію, хімічну, фармацевтичну та харчову галузі, а також у водопостачанні, енергетиці, машинобудуванні та автоматизації виробничих ліній. Програма дозволяє розробляти проекти для контролерів SIMATIC, операторських панелей, частотних перетворювачів та інших компонентів автоматизації. Завдяки TIA Portal можна створювати логіку роботи ПЛК, проектувати графічні інтерфейси для керування, налаштовувати мережеві структури та виконувати тестування й діагностику систем.

TIA Portal поєднує у собі такі програмні пакети:

- SIMATIC STEP 7
- SIMATIC STEP 7 Safety
- SIMATIC WinCC
- SIMATIC WinCC Unified
- SINAMICS Startdrive
- SIMOTION SCOUT TIA
- SIMOCODE ES
- SIRIUS Soft Starter ES
- SIRIUS Safety ES

Основною перевагою TIA Portal є інтеграція всіх етапів проектування в одному середовищі, що значно спрощує процес автоматизації та скорочує час на розробку. Це дозволяє легко інтегрувати всі компоненти системи, ефективно налагоджувати обладнання та швидко знаходити несправності. Сумісність із продукцією Siemens забезпечує зручну інтеграцію та масштабованість проєктів. Простий інтерфейс, візуальне проектування та

гнучкість у налаштуванні систем роблять TIA Portal V12 важливим інструментом для сучасної автоматизації.

4.4. Розробка програмного забезпечення

Розробка програмного забезпечення для ПЛК починається з налаштування апаратної частини в меню Device Configuration де за необхідності можна встановити додаткові модулі, призначити адресу вводу виводу та інше. Конфігурацію системи можна переглянути на рис. 4.4.

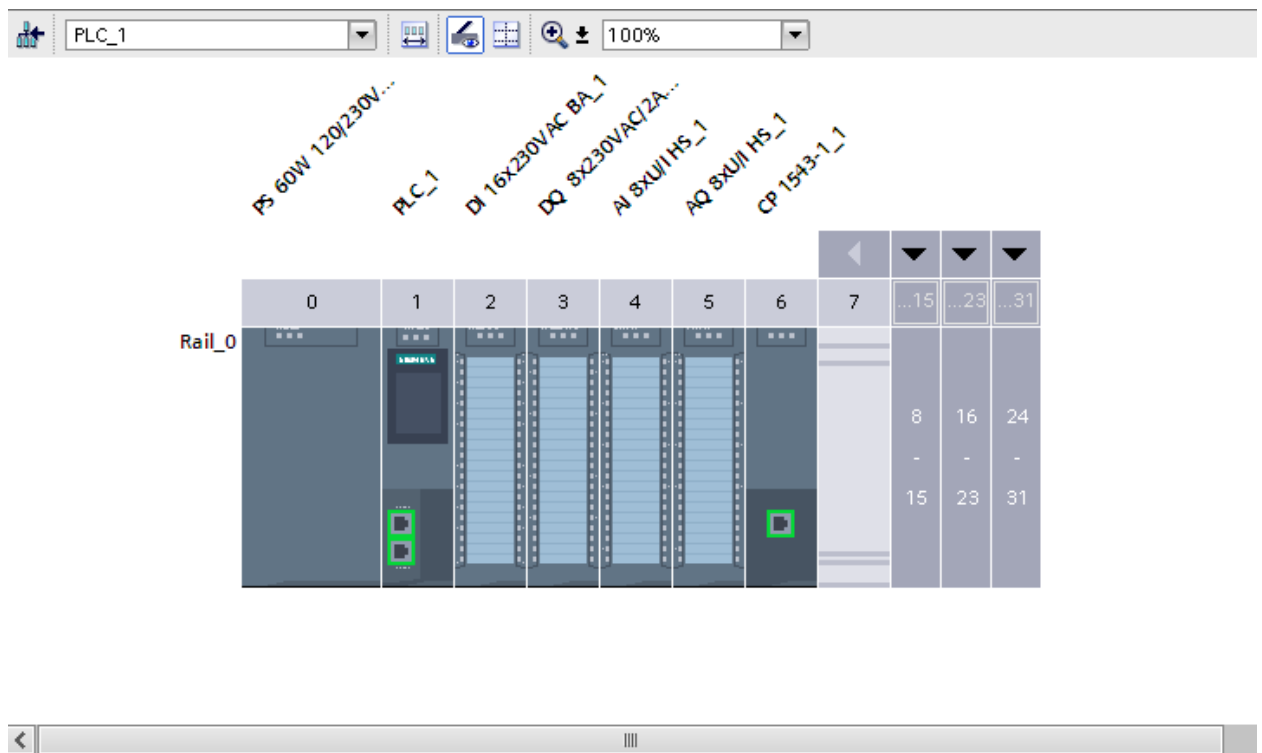


Рис. 4.4. Конфігурація системи

Налаштування мережі підключення виконується у вкладці Devices&network. Також тут можна налаштувати адресу, тип підключення та переглянути інформацію щодо вибраного елемента.

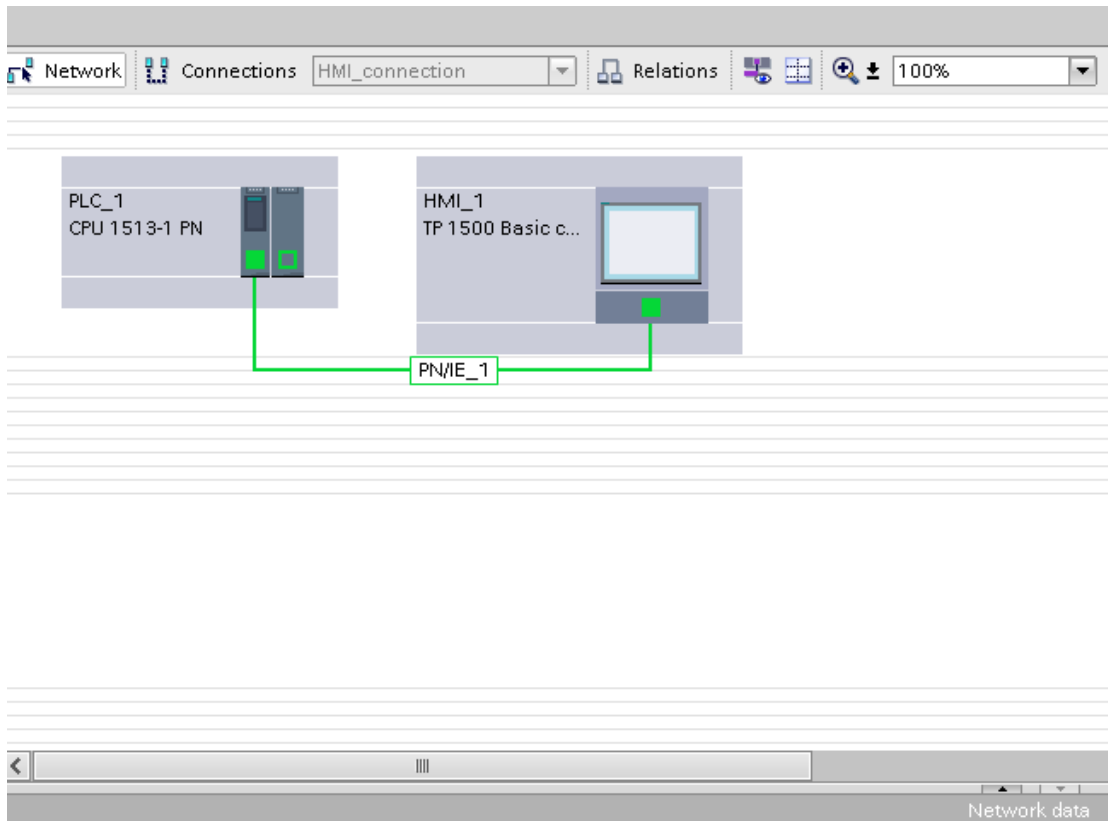


Рис. 4.5. Вікно Devices&network зі створеним проектом

У вкладці Program blocks створюємо блоки в яких буде міститись програма, яка реалізує керування системою

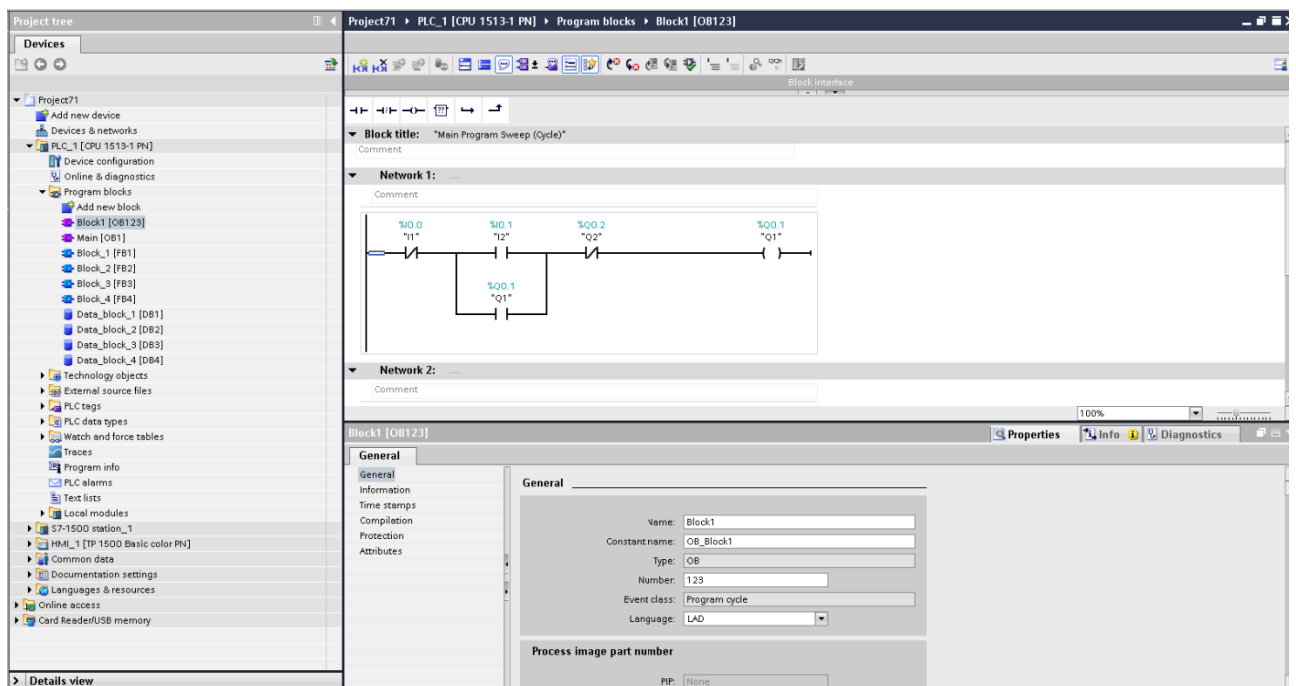


Рис. 4.6. Програма керування системою

4.5. Розробка панелі візуалізації

Панель візуалізації в автоматизованих системах керування (АСУ) необхідна для зручного та ефективного управління технологічними процесами. Вона дозволяє операторам в реальному часі контролювати стан обладнання, відображати важливі параметри, отримувати аварійні повідомлення та швидко реагувати на будь-які зміни або несправності.

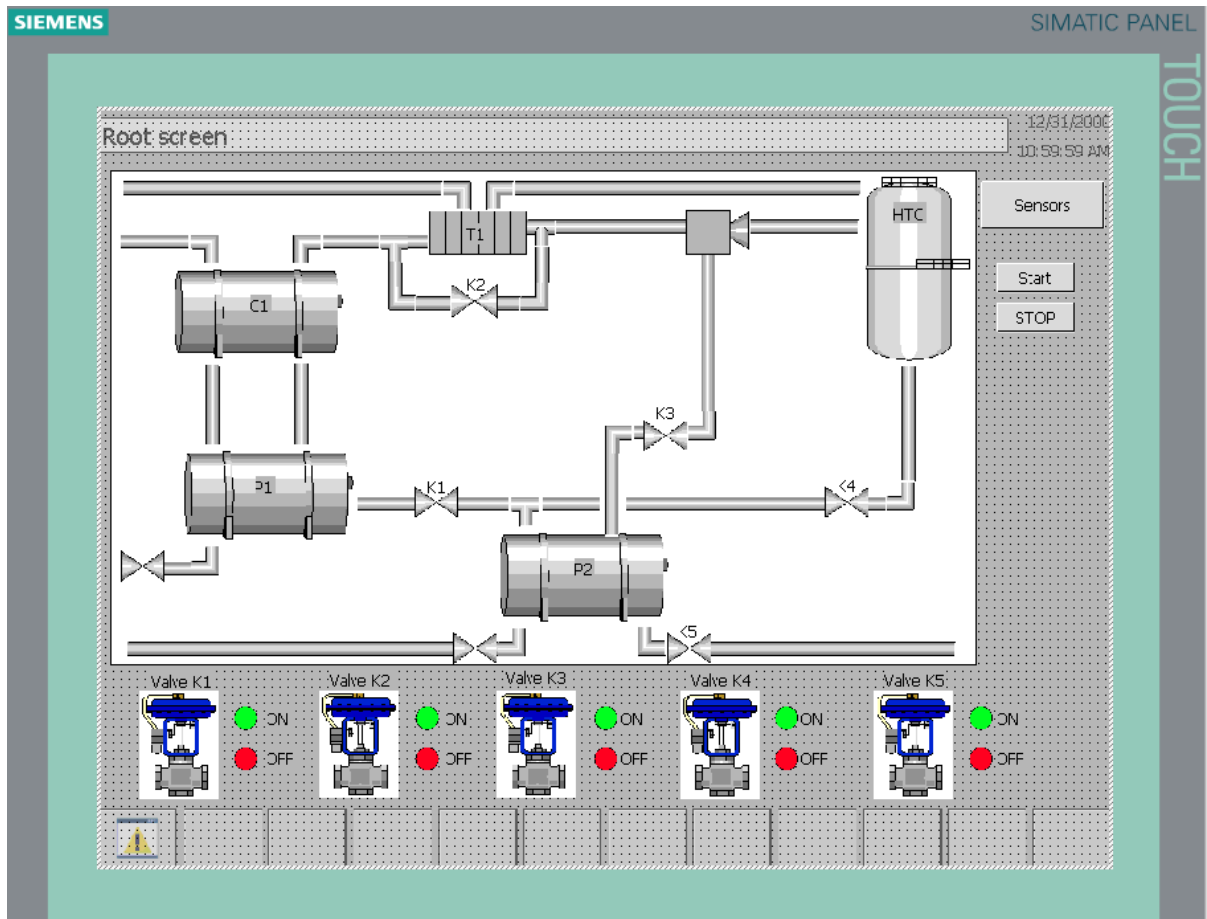


Рис. 4.7. Панель візуалізації з відображенням мнемосхеми системи

В результаті роботи розроблено панель візуалізації для в середовищі TIA Portal завдяки інтегрованому програмному пакету WinCC.

На головному екрані графічно відображено мнемосхему схему, яка включає сепаратори, теплообмінник, запірні клапани з індикацією їхнього стану (ON/OFF) та трубопроводи та напрямки потоків газу. На панелі керування є кнопки "Start" та "Stop", які відповідають за запуск і зупинку процесу.

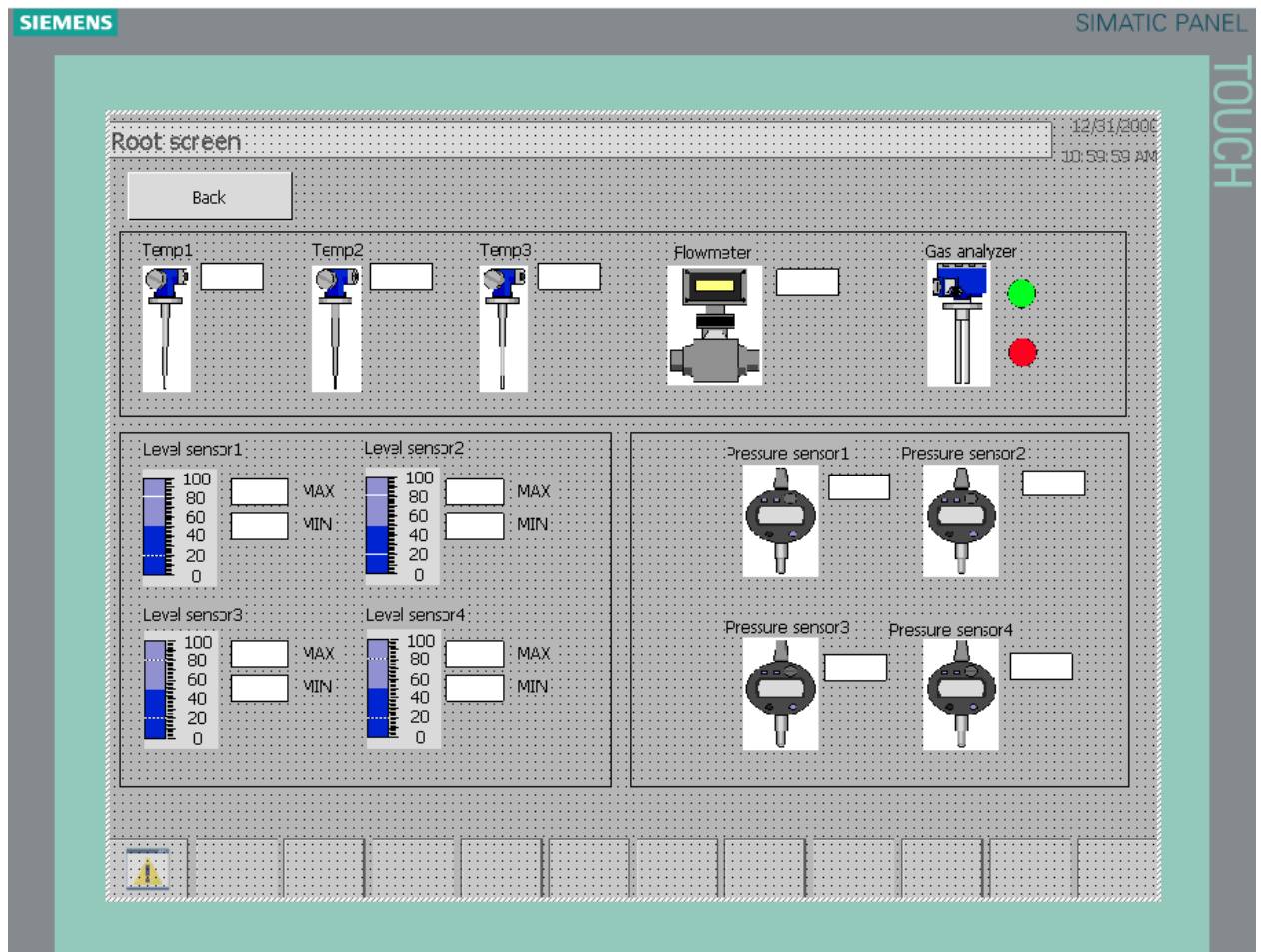


Рис. 4.6. Панель візуалізації

Також розроблено візуалізацію панелі моніторингу датчиків де відображається інформація про температурні датчики, датчики тиску, датчики рівня, витратомір та газоаналізатор з індикацією стану роботи

За допомогою графічного інтерфейсу можна спрощено і наочно відображати складні процеси, використовуючи графіки, діаграми та індикатори. Це підвищує швидкість прийняття рішень і зменшує ймовірність помилок оператора.

Крім того, панелі візуалізації сприяють автоматизації рутинних операцій, дозволяють вести журнали подій та полегшують діагностику системи. Вони можуть інтегруватися з різними пристроями, відображаючи інформацію з ПЛК, датчиків та іншого обладнання, що забезпечує централізоване управління виробничими процесами.

ВИСНОВКИ

В даній дипломній роботі виконано розробку модуля керування установкою сепарації газу розподіленої автоматизованої системи керування підготовки природного газу

Об'єктом розробки та дослідження є технологічний процес низькотемпературної сепарації на УКПГ.

Автоматизована система даного проекту була побудована на базі ПЛК SIMATIC S7-1500 виробництва Siemens AG, для створення . програми керування для контролера та інтерфейсу для панелі візуалізації використано програмне забезпечення TIA Portal V12, виробництва Siemens AG.

Автоматизована система, використана в даному проекті це потужна, універсальна та гнучка система оперативного моніторингу та управління технологічними процесами, виробничими лініями, машинами та установками у всіх секторах промислового виробництва, будь-якого ступеня складності.

Використання спроектованої системи дасть змогу покращити продуктивність, підвищити ефективність установки загалом, знизить кількість аварійних ситуацій, а також підвищить надійність та точність вимірювань.

Розроблено функціональну і структурну схему, вибрано елементну базу системи, розроблено програмне забезпечення для контролера та інтерфейс для панелі візуалізації.

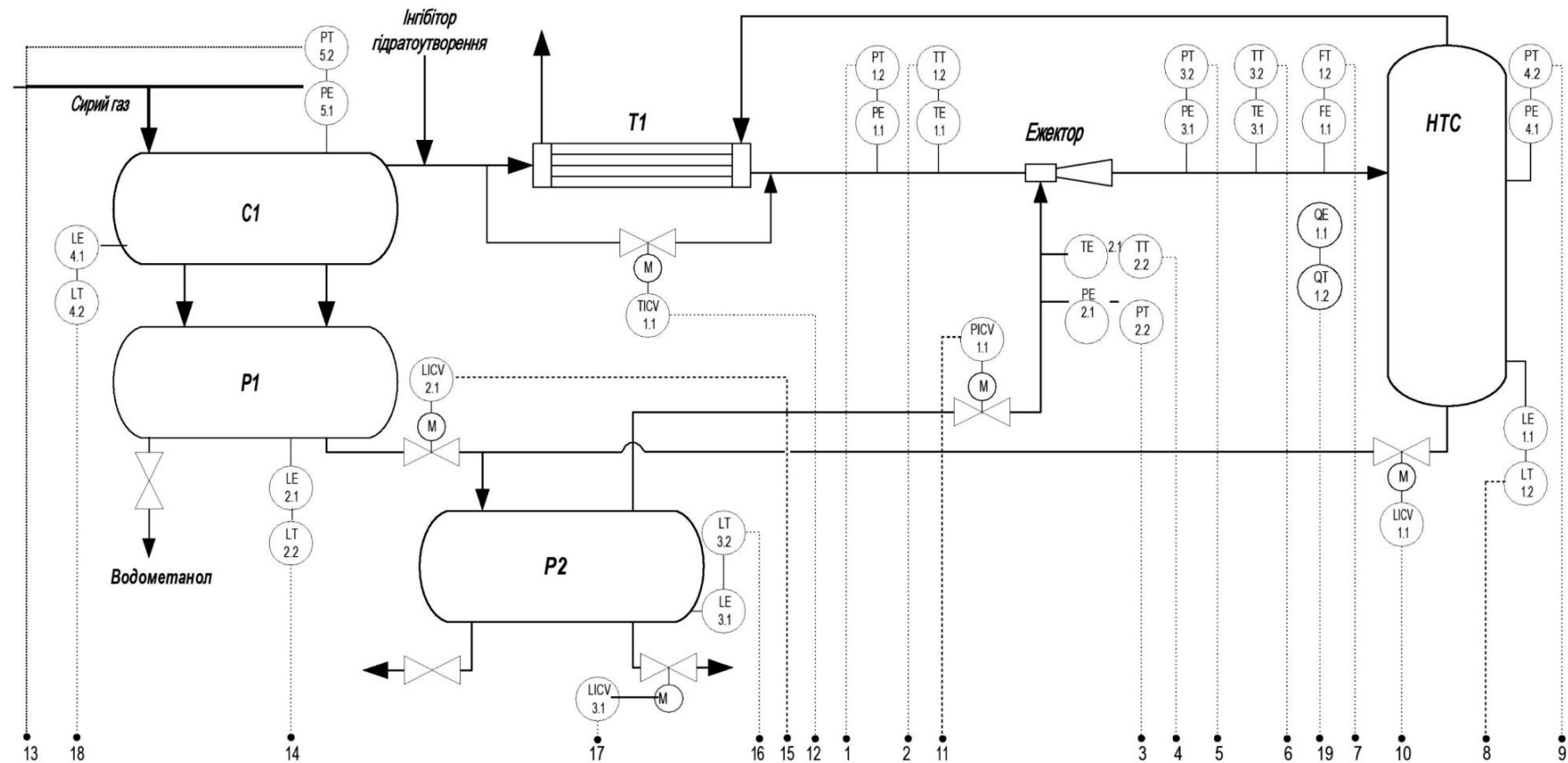
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Акульшин О. І., Акульшин О. О., Бойко В. С., Дорошенко В. М. Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: навч. посіб. Івано-Франківськ: Факел, 2003. 434 с.
2. Горбійчук М.І. Моделювання об'єктів і систем керування в нафтовій та газовій промисловості (Частина II). – Івано-Франківськ, 1999. – 226 с.
3. Гази горючі природні. Визначення вологовмісту і приведення температури точки роси вологи до умовного тиску: СТП 320.30019801.004-2000. [Чинний від 2001-01-31] – К. : НВПІ «Інтерукраїна-софт», Державна компанія «Укртрансгаз», 2015. – 280 с.
4. Білецький В. С. Історія та перспективи нафтогазовидобування / В. С. Білецький, Г. І. Гайко, В. М. Орловський. – Львів: «Новий світ-2000», 2019. – 302 с.
5. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
6. Білецький В. С., Фик М. І. Основи транспорту природних вуглеводнів (підручник). – Харків: НТУ ХПІ, Львів: «Новий Світ- 2000», 2019 – 274 с.
7. Довідник з нафтогазової справи / ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. – Львів, 1996. – 620 с.
8. Каталог продукції компанії Siemens. Контроллери.[Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу:
<https://mall.industry.siemens.com/mall/en/WW/Catalog/Products/10268308?tree=CatalogTree>
9. Каталог продукції компанії Siemens. Датчики температури. [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу:
<https://www.siemens.com/ua/uk/produkty/avtomatyzatsiya-promyslovosti/kontrolno-vymiryvalni-prylady/vymiryuvannya-temperature/sitrans-tf.html>

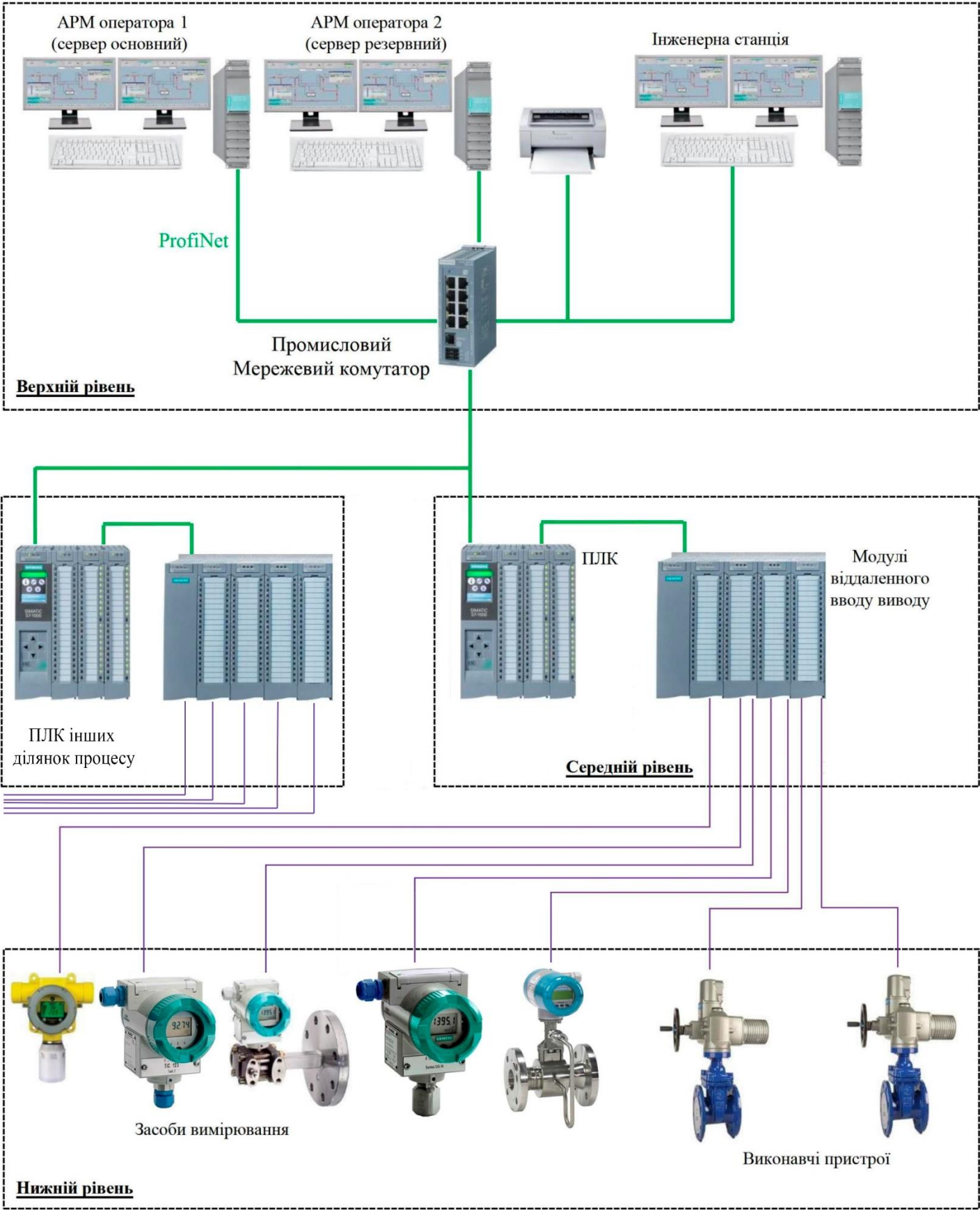
10. Каталог продукції компанії Siemens. Датчики тиску. [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу:
<https://mall.industry.siemens.com/mall/en/WW/Catalog/Products/10364714?tr ee=CatalogTree>
11. Каталог продукції компанії Siemens. Датчики витрат. [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу:
<https://mall.industry.siemens.com/mall/en/WW/Catalog/Products/10042111?tr ee=CatalogTree>
12. Каталог продукції компанії Siemens. Датчики рівня. [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу:
<https://mall.industry.siemens.com/mall/en/WW/Catalog/Products/10364716?tr ee=CatalogTree>
13. Каталог продукції компанії Honeywell. Детектори газу. [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу:
https://www.honeywellanalytics.com/~media/honeywell-analytics/products/sensepoint-xcd/documents/english/12542_sensepoint-xcd_ds01077_v5_0213_ru.pdf?la=en
14. Каталог продукції компанії AUMA. [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу:
<https://www.auma.com/en/produkcija/mnogooborotnye-privody/ehlektroprivod-s-izmenjaemoi-skorostju-auma-seven/>

ДОДАТКИ

Додаток А



	1	2	3	11	4	5	6	12	7	8	10	9	13	14	15	16	17	18	19
	МПа	С°	МПа	%	С°	МПа	С°	%	м³/ч	%	%	МПа	МПа	%	%	%	%	%	%
Шафа блоків	PA 1.3	TA 1.3	PA 2.3		TA 2.3	PA 3.3	TA 3.3		FA 1.3	LA 1.3		PA 4.3	PA 5.3	LA 2.3		LA 3.3		LA 4.3	QA 1.3
Шитові КВПІА	PIR 1.4	TIR 1.4	PIR 2.4	PICV 1.2	TIR 2.4	PIR 3.4	TIR 3.4	TICV 1.2	PIR 1.4	LIR 1.4	LICV 1.2	PIR 4.4	PIR 5.4	LIR 2.4	LICV 2.2	LIR 3.4	LICV 3.2	LIR 4.4	QIR 1.4
моніторинг	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
SCADA реєстрація	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
управління				●				●							●		●		



Додаток Г

