

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи
бакалавра

на тему: **Комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система для
контролю параметрів газових свердловин**

Виконала: студентка 4 курсу, групи ЗМТ-22

Спеціальності: 152 «Метрологія та інформаційно-
вимірювальна техніка»

Михайлів Юлія Олександрівна

(прізвище та ініціали)

Керівник: професор кафедри ІВТ

доктор технічних наук, професор

Пількевич І.А.

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

Рецензент: _____

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

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ЖИТОМИРСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
Факультет комп'ютерно-інтегрованих технологій, мехатроніки і робототехніки
Кафедра інформаційно-вимірювальних технологій

Спеціальність 152 «Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри інформаційно-
вимірювальних технологій

д.т.н., професор Подчашинський Ю.О.

« _____ » _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу бакалавра

Студентка _____ Михайлів Юлія Олександрівна

1. Тема роботи: Комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система для контролю параметрів газових свердловин

Керівник роботи: професор кафедри ІВТ доктор технічних наук, професор
_____ Пількевич І.А.

затверджена наказом по університету від « 06 » травня 2026 р. № 221/с

2. Термін здачі закінченої роботи на кафедру « 10 » червня 2026р.

3. Вихідні дані до роботи: об'єкт дослідження – комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система для контролю параметрів газових свердловин параметр вимірювання – витрата газу, тиск, температура та рівень у технологічному обладнанні. Основна наведена похибка датчиків тиску повинна бути в межах 1%. Основна відносна похибка датчиків температур і сигналізаторів рівня повинна бути в межах 0,5 %.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які підлягають розробці)
аналіз технологічного процесу і параметрів куща газових свердловин, розробка структурної схеми, вибір елементної бази системи, розробка алгоритму роботи системи, розрахунок метрологічних характеристик, безпека життєдіяльності та охорона праці

5. Перелік графічного матеріалу (з точним визначенням обов'язкових креслень)
структурна схема, функціональна схема, схема підключень, блок-схема алгоритму роботи системи

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

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Узгодження технічного завдання	25.02.26 – 15.03.26	Виконано
2	Огляд та аналіз технологічного процесу і параметрів куща газових свердловин	25.02.26 – 15.03.26	Виконано
3	Аналіз вимог до компонентів системи	16.03.26 – 15.04.26	Виконано
4	Вибір засобів вимірювання	16.04.26 – 24.04.26	Виконано
5	Розробка структурної схеми	25.04.26 – 09.05.26	Виконано
6	Розробка алгоритмічного забезпечення системи	10.05.26 – 24.05.26	Виконано
7	Розрахунок метрологічних характеристик	25.05.26 – 03.06.26	Виконано
9	Оформлення пояснювальної записки та презентаційного матеріалу	03.06.26– 17.06.26	Виконано

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)

Михайлів Ю.А.

(прізвище та ініціали)

Пількевич І.А.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

В даній кваліфікаційній роботі розроблено комп'ютеризовану інформаційно-вимірювальну систему для контролю параметрів газових свердловин.

Система може застосовуватись у системах контролю, управління та збору даних на різних підприємствах газовидобутку. Дана система дозволить збільшити продуктивність, підвищити точність та надійність вимірів, скоротити кількість аварій. Область застосування: нафтогазова галузь.

Ключові слова: комп'ютеризована система, газ, вимірювання, програмований логічний контролер.

ABSTRACT

In this qualification work a computerized information and measurement system for monitoring gas well parameters was developed.

The system can be used in control, management and data collection systems at various gas production enterprises. This system will increase productivity, improve the accuracy and reliability of measurements, and reduce the number of accidents. Scope: oil and gas industry.

Keywords: computerized system, gas, measurements, programmable logic controller.

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота представлена пояснювальною запискою в обсязі 86 сторінок формату А4, записка містить вступ, основну частину, що складає десять розділів, висновки, список використаних джерел та додатки. Темою роботи є розробка комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи для контролю параметрів газових свердловин.

Перший розділ містить основні завдання та вимоги до системи, а саме: умови експлуатації, технічні характеристики, вимоги до метрологічних характеристик та показників надійності.

Другий розділ містить аналіз параметрів газових свердловин. Виконано аналіз параметрів куща газових свердловин. Розглянуто технологічний процесу на газоконденсатному родовищі і склад технологічного обладнання.

У третьому розділі виконано аналіз вимог до компонентів системи.

У четвертому розділі виконано розробку структурної та функціональної схеми комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи.

П'ятий розділ містить опис обчислювальних та вимірювальних засобів системи. На основі вибраної елементної бази розроблено електричну схему підключень елементів системи.

У шостому розділі виконано проектування шафи системи контролю.

Сьомий розділ містить огляд розробленого алгоритмічного забезпечення комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи для контролю параметрів газових свердловин.

Восьмий розділ містить розрахунок метрологічних характеристик системи.

Дев'ятий розділ містить розрахунок показників надійності комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи.

Десятий розділ містить аналіз питань безпеки життєдіяльності та охорони праці при роботі з системою.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1.ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ	9
2. АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН	10
2.1. Дослідження у газових свердловинах.....	10
2.2. Аналіз параметрів куща газових свердловин.....	11
2.3. Склад технологічного обладнання ГКР	12
2.4. Опис технологічного процесу на ГКР	13
3. АНАЛІЗ ВИМОГ ДО КОМПОНЕНТІВ СИСТЕМИ.....	16
3.1. Призначення АСТ ТП ГКР.....	16
3.2. Цілі та завдання АСТ ТП КГС.....	18
3.3. Вимоги до технічного забезпечення	20
3.4. Вимоги до метрологічного забезпечення	21
4. РОЗРОБКА СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ СИСТЕМИ	22
5. ЕЛЕМЕНТНА БАЗА СИСТЕМИ	28
5.1. Вибір контролерного обладнання КГС.....	28
5.1.1. Модуль блоку живлення PS 307	31
5.1.2. Інтерфейсний модуль ІМ 153-2HF	32
5.1.3. Модуль аналогового введення (AI) SM 331	33
5.1.4. Модулі дискретного введення (DI) SM 321	34
5.1.5. Модулі дискретного вивода (DO) SM 322.....	35
5.1.6. Модулі аналогового вивода (AO) SM322.....	36
5.1.7. Комунікаційний процесор CP 341	36
5.1.8. Мережеве обладнання	37
5.1.9. Засоби віддаленої комунікації	39

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ								
Вим	Лист	№ докум.	Підпис	Дата									
Розроб.		Михайліє Ю.О.			Комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система для контролю параметрів газових свердловин Пояснювальна записка				Лім.	Лист	Листів		
Перевір.		Пількевич І.О.									6	73	
Реценз.									Державний університет «Житомирська політехніка», гр. ЗМТ-22				
Н. Контр.		Пількевич І.О.											
Затверд.		Подчашинський Ю											

5.2. Комплектація АРМ оператора	41
5.3. Вибір вимірювальних пристроїв	42
5.3.1. Датчики тиску.....	42
5.3.2 Сигналізатор рівня	45
5.3.3. Рівномір.....	46
5.3.4. Перетворювач температури	47
5.3.5. Витратомір	49
5.4. Обладнання ПАСіЗ	51
5.4.1. Засоби контролю загазованості	51
5.4.2 Устаткування охоронно-пожежної сигналізації	53
6. ПРОЕКТУВАННЯ ШАФИ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ	58
6.1. Характеристики шафи системи контролю	58
6.2. Схема електрична підключень живлення шафи АСУ ТП	59
6.3. Схема електрична підключень заземлення шафи АСТ ТП	60
7. РОЗРОБКА АЛГОРИТМУ ТА ПРОГРАМИ РОБОТИ СИСТЕМИ	63
7.1. Конфігурування Hardware контролерної станції	63
7.2 Постановка задачі тарування	67
7.2 Алгоритм підтримки рівня рідини	70
8. РОЗРАХУНОК МЕТРОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК.....	71
9. РОЗРАХУНОК ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ	78
10. БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОХОРОНА ПРАЦІ.....	80
ВИСНОВКИ	83
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	84
ДОДАТКИ 87	

ВСТУП

Специфіка сучасного ринку нафтогазовидобувного комплексу, природно-кліматичні умови та соціальна інфраструктура районів видобутку змушують безперервно шукати шляхи підвищення рентабельності виробництва, удосконалення процесу управління та планування. При цьому в загальному випадку, основними способами збільшення ефективності підприємств є оптимізація та модернізація виробництва, зниження виробничих витрат та технологічних витрат енергоносіїв, збільшення достовірності та швидкості отримання інформації, необхідної для прийняття управлінських рішень.

Автоматизація технологічних процесів та автоматизоване управління є сьогодні одним з основних шляхів досягнення наступних довготривалих цілей:

- ефективності всіх технологічних процесів основного та допоміжного виробництва;
- переважної орієнтації на безлюдні енергозберігаючі технології;
- безпеки технологічних процесів та обслуговуючого персоналу;
- виконання вимог щодо захисту навколишнього середовища.

Сьогодні відбулися суттєві зміни у галузі газовидобутку, що викликали подальше вдосконалення концептуальних засад автоматизації.

Серед них слід зазначити:

- використання розподілених систем управління на базі мікропроцесорних програмованих логічних контролерів, промислових комп'ютерів та передового програмного забезпечення SCADA-систем;
- вимір та облік руху газу повинен мати найвищий пріоритет за своєю значущістю та повинен проводитися переважно масовими методами;
- інтеграція систем автоматизації із системами оперативно-диспетчерського управління виробництвом та адміністративно-господарського управління підприємством.

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

1.1. Підстава для розробки, призначення та галузь застосування

Підставою для розробки є завдання на дипломне проектування.

Комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система призначена для контролю параметрів газових свердловин.

Потрібно розробити структурну схему системи та вибрати елементну базу, розробити електричну схему підключень функціональних блоків системи. Виконати розробку алгоритмічного забезпечення та оцінити похибку каналу вимірювання.

Початок розробки – лютий 2026 р. Кінець розробки – червень 2026 року.

1.2. Умови експлуатації

1.2.1. Температура зовнішнього середовища від 0 до +45 °С

1.2.2. Відносна вологість не більше 80%

1.2.3. Атмосферний тиск 600-800 мм. рт. ст.

1.2.4. Хімічно активні речовини присутні.

1.2.5. Характер роботи неперервний

1.3. Вимоги до технічних характеристик

1.3.1. Об'єкт розробки – комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система.

1.3.2. Система вимірює і контролює параметри: тиск газу в газопроводі; температуру газу в газопроводі; щільність газу; масу газу; вміст води у продукції свердловин.

1.3.3. Діапазон вимірювання тиску 0,5 ... 1 г/см³;

1.3.4. Точність вимірювання $\pm 0,4$ %;

1.4. Вимоги до надійності

1.4.1. Система є що відновлюється, не резервується, ремонтпридатною. Наробіток на відмову складає не менше 20000 годин.

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

2. АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

2.1. Дослідження у газових свердловинах

При дослідженнях у газових свердловинах проводять [1]:

– вимірювання статичного тиску на гирлі (зразковими манометрами) та визначення пластового тиску (обов'язково глибинним манометром і тільки у крайніх випадках (свердловини з горизонтальними ділянками стовбура) можливий розрахунок по статичному тиску у гирлі);

– визначення дебіту газу і конденсату на трьох прямих та одному зворотному режимах роботи свердловини (при низьких видобувних характеристиках на трьох прямих і одному зворотному) з визначенням фільтраційно-ємнісних характеристик розкритого продуктивного пласта, коефіцієнтів фільтраційних опорів при вибійної зони, побудовою індикаторної діаграми та вибором оптимального режиму експлуатації свердловини, за винятком низько дебітних свердловин. Дослідження починати з встановлення технологічного режиму з мінімальним дебітом з подальшим його нарощуванням. Постійно стежити за виносом частинок породи-колектора та наявністю у продукції свердловини пластової води. У разі їх появи слід припинити подальше нарощування дебіту та обмежити кількість режимів дослідження;

– вимірювання динамічного тиску на гирлі (зразковими манометрами) і визначення вибійного тиску (глибинними манометрами або за розрахунком);

– реєстрація кривої відновлення тиску;

– вимірювання температури на вибої і по стволу свердловини;

– визначення кількості і складу твердих домішок та води, що виноситься;

– відбір проб газу і конденсату для визначення їх хімічного складу, а також визначення наявності корозійних компонентів (сірководню, вуглекислого газу – в газі, органічних кислот – у рідкій фазі);

Газоконденсатні дослідження:

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– для газоконденсатних свердловин - проведення відбору проб газу та конденсату сепарації, рекомбінування та проведення комплексу термодинамічних досліджень пластової газоконденсатної системи на установці фазової рівноваги;

– при розкритті декількох продуктивних пластів - проведення комплексу геофізичних досліджень для з'ясування інтервалів газовіддачі кожного пласта або їх відсутності.

2.2. Аналіз параметрів куща газових свердловин

Об'єктом дослідження є куш газових свердловин (КГС). Розрахункова продуктивність складає 18 тис. м³/год.. Основні характеристики продукції свердловин наведені нижче у табл. 2.1 Компонентний склад газу та конденсату на газоконденсатному родовищі (ГКР) представлений у табл. 2.2.

Таблиця 2.1 Основні характеристики продукції свердловин

Характеристика	Значення	Розмірність
Щільність газу, що надходить від свердловин	0,569	кг/м ³
Вміст води у продукції свердловин	100	%
Температура продукції із свердловини	30	°С
Питома теплоємність при постійному тиску (C _p)	2,21	кДж/(кг·К)
Температура точки роси за вуглеводнями (ТТР _{ув}) при абсолютному тиску від 2,5 до 7,5 МПа, °С, не вище:	20	°С
Показник стисливості газу (Z)	0,879	-
Дебіт свердловини №115	3000,0	м ³ /год
Дебіт свердловини №116	2500	м ³ / год
Дебіт свердловини №117	3500	м ³ / год
Дебіт свердловини №118	4000	м ³ / год
Дебіт свердловини №119	3000	м ³ / год
Дебіт свердловини №120	2000	м ³ / год

Таблиця 2.2 Компонентний склад газів та конденсату на ГКР

Компоненти	Газ сепарації	Газ дегазації	Стаб. конденсат	Пластовий газ
CH_4	90,73	59,10	-	89,20
C_2H_6	3,44	9,23	-	3,43
C_3H_8	2,12	18,71	0,92	2,22
ізо- C_4H_{10}	0,40	4,74	2,42	0,46
н- C_4H_{10}	0,44	5,24	5,89	0,56
C_5H_{12}	0,23	2,27	90,77	1,59
N_2	2,32	0,29	-	2,28
He	0,02	-	-	0,02
CO_2	0,30	0,42	-	0,29

Свердловини знаходяться на глибині близько двох тисяч чотирьохсот метрів.

Продукція, що добувається, від свердловин на установку комплексної підготовки газу (УКПГ) подається шлейфами, тиск в яких близько 15 МПа.

2.3. Склад технологічного обладнання ГКР

До складу технологічного та експлуатаційного обладнання ГКР входять [2]:

- експлуатаційна колона;
- технологічний трубопровід;
- фонтанна арматура;
- гребінка;
- сепаратор;
- дренажна ємність;
- ємність підземна;
- щитова КВП;
- електрощитова;
- обладнання контролю параметрів;

– виконавчий механізм.

2.4. Опис технологічного процесу на ГКР

Збір продукції з кущів свердловин проводиться за колекторно-променевою схемою, яка включає в себе 7 самостійних колекторів діаметром 200-300 мм, за якими газорідинна суміш від кущів свердловин надходить на установку комплексної підготовки газу і конденсату (УКПГіК).

Кущ свердловин - це горизонтальний майданчик, з розміщеними на ньому: газові свердловини, естакада технологічних трубопроводів, обладнання фонтанної арматури, вузол сепарації, вузол для газоконденсатних досліджень і робіт з вимірювання дебітів свердловин, засоби автоматизації та контролю, зв'язку [3].

Продукція виробляючих свердловин по насосно-компресорним трубам переходить у боковий верхній відвід фонтанної арматури, далі переходить через регульований дросель і по теплоізованим трубопроводам від горизонтальних свердловин, похилих і від вертикальних свердловин потрапляє на розподільну гребінку, яка дозволяє:

- 1) направити газ на освоєння свердловини після її капітального ремонту;
- 2) направити потік вибраної свердловини куща на газоконденсатні дослідження та вузол заміру дебіту;
- 3) здійснювати продування вибраної свердловини куща на факел;
- 4) об'єднати потоки всіх свердловин куща.

Технологічний робочий тиск газу після дроселя для різних кущів свердловин не перевищує 8,3 МПа, температура +5 ... +39 °С.

Від кущів свердловин природний газ за індивідуальними газопроводами-шлейфами надходить на вузол входу шлейфу, де розподіляється на 3 модулі підготовки газу.

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

Для усунення гідратоутворення у свердловинах на регулювальному дроселі фонтанної арматури та в газопроводах передбачено дозоване введення метанолу. Точки введення:

- 1) затрубний простір свердловин – тиском до 16 МПа;
- 2) у робочу лінію свердловин – до дроселя фонтанної арматури – тиском до 16 МПа;
- 3) у газопровід-шлейф на виході від куща - тиском до 14,9 МПа.

Подача метанолу виконується централізовано - по трубопроводній системі від блоку дозування інгібітору.

Продування свердловин при освоєнні проводиться по технологічних трубопроводах високого тиску на факельну комору, що являє собою обваловану ділянку землі. Розмір та конструкція комори дозволяє локалізувати полум'я. На технологічному трубопроводі монтується діафрагмовий вимірювач критичної течії для розпилення рідкої фази [5].

Технологічною схемою облаштування кущів свердловин реалізована система блокувань клапанами - відсікачами і запобіжними пристроями, що працюють при виникненні аварійних ситуацій, а також при зменшенні і зниженні тиску в газопроводі-шлейфі.

Ґрунтуючись на вимогах до якості підготовлюваного газу, на установці комплексної підготовки газу УКПГ здійснюється найбільш прийнятний спосіб підготовки товарної продукції – низькотемпературна сепарація. Плановані на тривалий період режими роботи газових свердловин (підтримка досить високих гирлових тисків) зумовлюють доцільність застосування низькотемпературної сепарації для підготовки газу. Підключення свердловин до УКПГ - колекторно-променеве та виконано з урахуванням балансу витрат газу по модулю підготовки газу.

У свердловинах кущів наявна нафтова рідина. В наслідок цього на кущах розташований сепаратор для первинної сепарації. Процес сепарації здійснюється в одну ступінь. У середині сепаратора присутні відбійники,

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

заспокійники та крапле відбійники. Сепаратор забезпечує відокремлення від газу нафтової та краплинної рідини. Газ відводиться з сепараторів через штуцер, який встановлений на верхній кришці. Кількість газу, що виходить з сепаратора, заміряється витратоміром. На лінії виходу газу з сепараторів встановлюється регулятор тиску «до себе», який забезпечує підтримку необхідного тиску в сепараторі. На сепараторі передбачено контроль рівня накопиченої рідини і контроль тиску у сепараторі. Відокремлена рідина через дросель відводиться у дренажну ємність.

Для виключення гідравлічного удару в трубопроводах, необхідно, щоб клапани скидання рідини із фільтр-сепаратора і сепаратора виконували плавне (поступове) відкриття, яке, у свою чергу, визначається при пуско - налагоджувальних роботах спільно з автоматизованою системою телеметрії технологічним процесом (АСТ ТП) [6].

Для можливості визначення характеристик кожної свердловини окремо передбачено періодичне проведення замірних операцій. З цією метою гребінка, обладнується замірним колектором. Дана операція із заміру продукції окремої свердловини проводиться за допомогою резервного сепаратора, який має вузол обліку на лінії виходу газу. Контрольний замір дебіту свердловин проводиться один раз на місяць.

Для контролю внутрішнього тиску в сепараторі він обладнаний датчиком тиску, який дублюється манометром.

Все технологічне обладнання має захисні запобіжні клапани від перевищення тиску в апаратах. Скидання від клапанів централізовано прямує на свічки розсіювання.

Передбачено лінії скидання тиску газу з апаратів і зі струн гребінки, які заводяться в лінії скидання на свічку від запобіжних клапанів.

Регулююча та відсічна трубопровідна арматура, підключена до АСТ ТП, має ручне дублювання.

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

3. АНАЛІЗ ВИМОГ ДО КОМПОНЕНТІВ СИСТЕМИ

3.1 Призначення АСТ ТП ГКР

АСТ ТП ГКР є автономною системою. В АСТ ТП КГС використовуються комунікаційні та програмно-технічні засоби, які дозволяють реалізувати управління обладнанням та контроль параметрів КГС. Функції управління та контролю в АСТ ТП виконуються в реальному масштабі часу цілодобово. АСТ ТП ГКР функціонує цілодобово та цілорічно і дозволяє забезпечити наступні режими [7]:

- автоматизований з дистанційним централізованим контролем та управлінням;
- автоматичний;
- ручний.

В автоматизованому режимі управління технологічними процесами здійснюється черговим оператором з АРМ оператора АСТ ТП КГС, якого у свою чергу контролює черговий інженер технолог. Автоматизований режим роботи АСТ ТП КГС здійснюється при пуску та виведенні додатково встановлюваного обладнання та обладнання на режими роботи, що відповідають регламентам.

В автоматичному режимі система забезпечує оптимальний режим роботи технологічного обладнання КГС, що відповідає регламенту, з урахуванням поточного стану обладнання та із заданою продуктивністю.

В автоматичному режимі здійснюється керування операторами АСТ ТП КГС з АРМ оператора, встановлених в операторній.

У ручному режимі управління обладнанням і технологічними процесами проводиться експлуатаційним персоналом за допомогою безпосереднього впливу вручну на виконавчі механізми, переведення з дистанційного управління на ручне, або відключення від дистанційного застосування. При цьому проводиться автоматизований контроль стану

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

режимних параметрів і виконавчих механізмів. Ручний режим використовується при обмеженнях функціонування системи внаслідок відключення частини програмно-технічних засобів АСТ ТП КГС і при проведенні ремонтних робіт.

Основним режимом роботи АСТ ТП КГС є автоматизований режим, при якому необхідна постійна присутність оперативного чергового персоналу.

У даній розробці передбачено контроль наявності гранично допустимих концентрацій горючих газів у повітрі диспетчерської. Оповіщення про наявність загазованості виконується на технологічному майданчику у вигляді звукової та світлової сигналізації, та на АРМ оператора. Система контролю загазованості є автономною функціональною підсистемою, яка в свою чергу є частиною АСТ ТП КГС.

Також у рамках проекту передбачено систему охоронно-пожежної сигналізації (ОПС). Оповіщення про виникнення пожежі виконується за допомогою світлової та звукової сигналізації за місцем виникнення. Також оповіщення у вигляді сигналізації надходить на АРМ оператора та диспетчерську службу пожежогасіння. Також передбачено захист від помилкового спрацювання систем ОПС.

При порушенні контрольованих параметрів КГС і при виході значень за перед аварійні межі спрацьовує попереджувальна аварійна сигналізація та захист (ПАСіЗ), що призводить до закриття відповідних відсічних клапанів, і оповіщення експлуатаційного персоналу в операторній.

Для контролю правильної експлуатації обладнання КВПіА та АСУ розроблена база даних, яка реалізує контроль проведення технічного обслуговування (ТО) і калібрування, а також реалізує передачу інформації про поточний стан обладнання та його переміщення.

Внаслідок віддаленості технологічного об'єкта комунікації між АРМ оператора, контролерним обладнанням та виконавчими механізмами

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

проводиться через бездротовий зв'язок, через сервер АСУ ТП, через спеціальні модеми.

Призначення майданчика:

- виробництво збору продукції свердловин;
- виконання первинної сепарації продукції свердловин;
- зниження тиску свердловин;
- виведення газу та рідини до точок збору та підготовки газу та газоконденсату.

АСТ ТП КГС забезпечує:

- контроль параметрів КГС;
- автоматичне та автоматизоване управління процесами КГС;
- здійснення контролю за технічним станом елементів системи АСТ ТП КГС;
- здійснення контролю повітряного середовища та протипожежної безпеки;
- організацію бази даних, формування архіву, добової та змінної відомості.

3.2 Цілі та завдання АСТ ТП КГС

Основною метою автоматизації є перетворення КГС на автоматизовану виробничу ланку, яка працює в автоматичному режимі під управлінням власної системи автоматичного управління слідуючи завданням вищого рівня управління з мінімальною кількістю обслуговуючого персоналу.

Іншими цілями створення системи АСТ ТП КМР є:

- забезпечення безпечного та ефективного технологічного процесу добутку, первинної сепарації та просування газу до наступних технологічних

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

ліній з можливістю безперервного контролю технологічних параметрів та оперативного управління у штатних та позаштатних ситуаціях;

- зниження збитків за рахунок запобігання аварійним ситуаціям та оперативній локалізації аварійних ділянок.

Поставлена мета досягається за рахунок:

- реалізації дистанційного контролю та управління шляхом створення спеціального автоматизованого робочого місця оперативного персоналу (панель оператора КГС);

- застосування систем телеметрії на базі використання сучасних сертифікованих програмно-технічних засобів з високою експлуатаційною надійністю;

- використання уніфікованих засобів автоматизації та телеметрії, програмно-технічного комплексу та інтерфейсів взаємодії різних рівнів управління.

Основними завданнями автоматизації КГС є:

- забезпечення надійної та ефективної роботи КГС за рахунок оптимального управління режимами роботи технологічного обладнання, відповідно до вимог технологічних регламентів, попередження аварійних ситуацій, прогнозування, знаходження та усунення відхилень;

- зниження матеріально-технічних ресурсів, непродуктивних втрат і скорочення експлуатаційних витрат, виконання поставлених завдань за обсягами газу, що подається споживачам;

- підвищення безпеки експлуатації КГС;

- забезпечення автоматичного захисту споживача від перевищення або зниження тиску газу на виході КГС;

- передача інформації про роботу КГС на локальний пункт контролю та управління, розташований на УКПГ;

- забезпечення протиаварійного та протипожежного захисту КГС, включаючи відключення КГС в аварійних ситуаціях;

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– контроль за діями персоналу;

АСТ ТП КГС забезпечує виконання всіх комплексів операцій із захисту обладнання, контролю та управління КГС, включаючи обмін інформацією із системою управління вищого рівня.

3.3. Вимоги до технічного забезпечення

Апаратура, що встановлюється на відкритих майданчиках повинна бути стійкою до впливу вологості 85 % і більше при температурі 35 °С і температур від –50 °С до +50 °С.

Програмно-технічний комплекс автоматизованої системи має допускати можливість розвитку, нарощування та модернізації системи. Комплекс повинен мати можливість резервування по каналам введення/виведення від 20 % і більше.

Датчики, які використовуються в системі, необхідно підбирати у відповідності до вимог вибухобезпеки. Чутливі елементи датчиків, які стикаються з агресивним середовищем, повинні бути вироблені із корозійностійких матеріалів, або повинні бути використані роздільники середовищ. Рекомендується використовувати апаратуру з іскробезпечними ланцюгами.

Показники надійності датчиків загальнопромислового призначення необхідно підбирати, ґрунтуючись на кращих показниках світового рівня та зразках вітчизняних виробів, а саме:

– час напрацювання на відмову має становити не менше ста тисяч годин;

– термін служби має становити не менше десяти років.

Ступінь пиловологозахисту технічних засобів повинна бути не менше IP56.

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Контролери повинні мати модульну архітектуру, яка дозволяє вільне компонування каналів вводу/виводу. При необхідності введення сигналів із датчиків, що знаходяться у вибухонебезпечному середовищі, крім використання модулів з іскробезпечними входними ланцюгами, допускається використовувати зовнішні бар'єри іскробезпеки, розміщені в окремому конструктиві.

3.4. Вимоги до метрологічного забезпечення

Терміни проведення калібрування та повірки необхідно складати відповідно до нормативних документів та рекомендацій описаних у експлуатаційних документах на обладнання. Проведення цих операцій проводять особи, які мають відповідну кваліфікацію і допуск до проведення цих робіт.

Основна наведена похибка датчиків тиску повинна бути в межах 1%, а для фільтрів не більше 0,2 %.

Основна відносна похибка датчиків температур і сигналізаторів рівня повинна бути в межах 0,5 %.

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

4. РОЗРОБКА СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ СИСТЕМИ

Структура комплексу технічних засобів АСТ ТП КГС базується на наступних основних принципах сучасної концепції побудови АСТ [8]:

- розподілена структура підсистеми обробки та збору інформації;
- відкрита архітектура інформаційної взаємодії різноманітних компонентів системи;
- централізоване, ієрархічне управління та контроль обладнанням та установками КГС;
- високий ступінь готовності та простота обслуговування програмно-технічних засобів;
- оптимізація розподілу функцій збору інформації та контролю;
- малий час ремонту;
- вибіркове резервування та самодіагностика компонентів АСТ.

Відкрита архітектура має на увазі доповнення системи новими технічними засобами при мінімальних витратах на стикування з існуючим комплексом технічних засобів або заміну морально застарілих компонентів системи.

АСТ ТП КГС організована на спеціалізованому програмному забезпеченні, яке забезпечує автоматизоване виконання функцій АСТ ТП КГС.

Нижній рівень - рівень, що виконує формування керуючого впливу на виконавчі механізми по командам від АРМ, а також збір, первинну обробку та передачу інформації по каналу зв'язку на верхній рівень.

Середній рівень (контролерний) має у своєму складі локальний контролер і виробляє виконання операцій усередині контролера.

Верхній рівень (інформаційно-обчислювальний) включає в себе комунікаційний контролер, який відіграє роль концентратора, а також комп'ютер та сервер бази даних, які об'єднані в локальну мережу Ethernet.

Проектована АСТ ТП КГС виконана у вигляді трьох рівневої системи:

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

- нульовий рівень – польових контрольно-вимірювальних приладів та автоматики;
- перший рівень – контролерний;
- другий рівень – АРМ оператора, диспетчерський рівень (SCADA-система), архівування.

Для зв'язку між елементами АСТ ТП КГС передбачено використання комунікаційних технологій, заснованих на відкритих міжнародних стандартах.

На нижньому рівні АСТ ТП здійснюється виконання наступних функцій:

- автоматичне перемикання окремого технологічного обладнання при аварійних відхиленнях параметрів;
- отримання та перетворення інформації про параметри роботи технологічного обладнання:
- можливість дистанційного переведення технологічних середовищ на аварійну ємність та аварійну зупинку всієї технологічної установки або технологічного обладнання з АРМ оператора;
- автоматичне регулювання рівня середовища у технологічному обладнанні;
- автоматичний контроль протипожежного стану на об'єкті з виведенням результатів контролю на АРМ оператора;
- автоматичний контроль стану повітряного середовища на технологічному об'єкті з висновком результатів контролю на АРМ оператора.

На середньому рівні АСТ ТП виконується виконання наступних функцій:

- виконання заданих режимів роботи технологічного обладнання, включаючи організацію алгоритмів автоматичного регулювання технологічного процесу, виконання графіків вимикання/вмикання обладнання;

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

- обробка інформації про стан технологічного процесу;
- отримання та відправлення на верхній рівень АСТ ТП даних про значення, що характеризують режими роботи обладнання;
- контроль стану технологічного обладнання;
- виконання технологічних блокувань та захистів.

Середній рівень АСТ ТП КГС є розподіленою системою управління, у складі якої є центральний процесор забезпечення безпеки та протиаварійного захисту SIMATIC S7-400 F/H.

При втраті зв'язку з вищим рівнем пристрої керування нижнього рівня продовжують функціонувати в автономному автоматичному режимі за визначеними на момент втрати зв'язку уставками.

На верхньому рівні АСТ ТП здійснюється виконання наступних функцій:

- дистанційна зміна параметрів роботи обладнання;
- опитування з фіксацією в архіві з необхідною періодичністю параметрів основних технологічних параметрів керованих об'єктів та їх сигналів несправностей з їх часовою прив'язкою, системних установок коригованих оператором, граничних значень;
- цілодобовий контроль стану основних технологічних установок та агрегатів;
- передача налагоджувальних та командних сигналів на нижній рівень АСТ ТП;
- прийом та передачу сигналів про виникнення подій чи ситуацій, які вимагають надалі втручання працівників вищого рівня управління;
- формування дистанційних керуючих впливів, які визначають режими роботи технологічного устаткування;
- візуалізації технологічного процесу, на основі даних що генеруються всередині АСТ ТП або одержаних ззовні, включаючи її документування, цифрову індикацію та сигналізацію;

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– ведення архівів даних про дії працівників та події, зміни параметрів, хід процесів; формування на базі цих архівів та видачу за встановленими формами технологічних та інших зведень, звітів, журналів за проміжки часу.

Устаткування верхнього рівня являє собою:

- АРМ інженера;
- АРМ оператора;
- сервер АСУ;
- принтер звітів.

Режим роботи АСТ ТП КГС – безперервний.

АСТ ТП КГС повинна функціонувати у двох режимах:

- інформаційному;
- інформаційно-керуючому.

Інформаційний режим використовується при проведенні робіт з модифікації баз даних як систем управління та контролю рівня верхнього рівня, так і самої АСТ ТП КГС. В інформаційному режимі обов'язково блокуються передачі команд управління на технологічне обладнання.

Інформаційно-керуючий режим забезпечує виконання всіх функцій систем з управління та контролю обладнанням та установками КГС і є основним при штатній експлуатації АСТ ТП КГС.

Перемикання між режимами здійснюється на рівні пульта управління (ПУ) за допомогою встановлення ознаки блокування команд управління, включаючи команди з вищих рівнів.

Структурна схема системи представлена на рис. 4.1., структурна схема системи управління родовищем – на рис. 4.2.

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

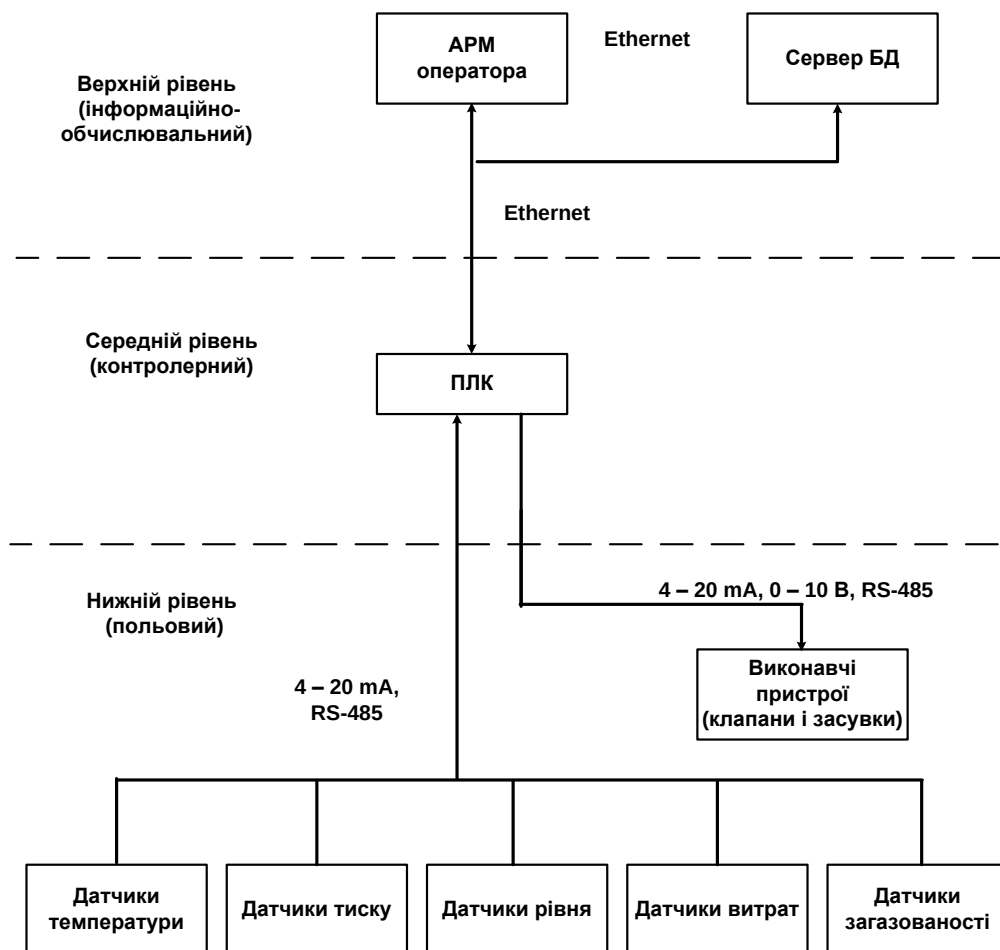


Рис. 4.1. Структурна схема комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи для контролю параметрів газових свердловин

Функціональна схема сепараційного майданчика наведена у графічній частині проекту. Вона відображає у собі технічну позицію засобу автоматизації, його зразкове розташування на технологічному майданчику (обладнання), а також призначення та функцію засобу автоматизації. Також відображаються зв'язки засобу автоматизації із системою запобіжної аварійної сигналізації та захисту шляхом відображення уставок вимірювальних пристроїв та дій виконавчих пристроїв на перевищення аварійних уставок. Схема підключень наведена у графічній частині роботи. Датчики мають уніфікований струмовий сигнал 4-20 мА. Сигнали, що надходять з усіх датчиків і виконавчих механізмів, по контрольним кабелям

надходять у клемні сполучні коробки, звідки вони потрапляють на щит оператора.

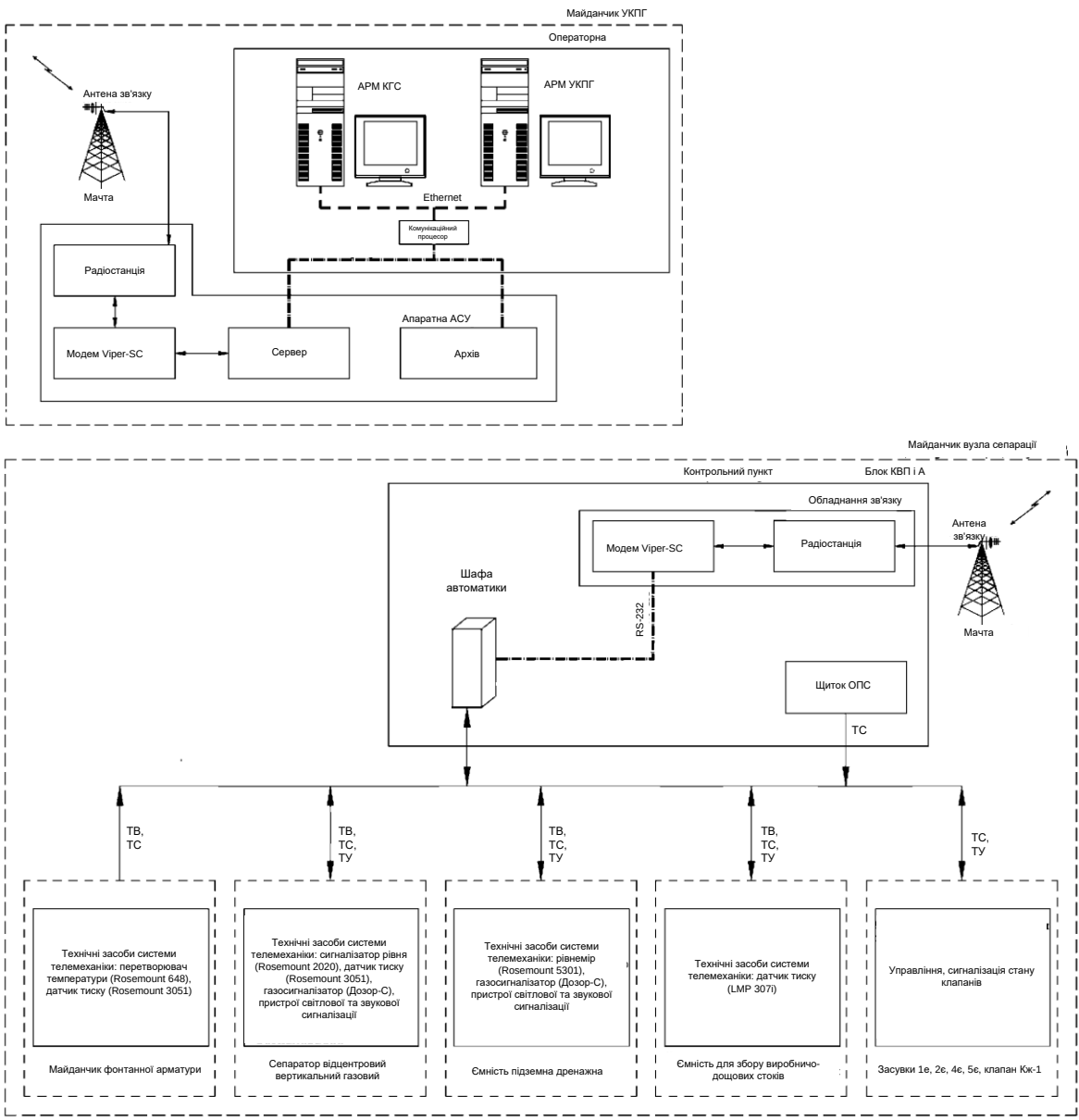


Рис. 4.2 Структурна схема системи управління родовищем

5. ЕЛЕМЕНТНА БАЗА СИСТЕМИ

5.1. Вибір контролерного обладнання КГС

Для керування АСТ ТП КГС застосований програмований логічний контролер (ПЛК) фірми Siemens SIMATIC S7-400 F/H зображений на рис. 5.1.



Рис. 5.1 ПЛК Siemens SIMATIC S7-400 F/H

SIMATIC S7-400 F/H націлені на вирішення завдань управління та регулювання у системах автоматизації. Контролери дають можливість розробляти як автономні системи управління так і системи, що працюють у загальній інформаційній мережі [10].

Основні характеристики контролера фірми Siemens SIMATIC S7-400 F/H:

- можливість застосування стандартних конфігурацій систем введення-виведення;
- резервування всіх основних функцій;
- високий коефіцієнт готовності системи введення-виведення, що забезпечується застосуванням резервованих та перемикальних конфігурацій системи введення-виведення;

- конфігурації на основі двох стандартних або однієї спеціалізованої монтажної стійки;
- гаряче резервування: автоматичне безударне перемикання на резервний блок у разі відмови провідного боку;
- використання резервованих мереж PROFIBUS DP для побудови конфігурацій системи введення-виведення, що перемикаються;
- системи автоматизації для побудови систем протиаварійного захисту.
- без використання додаткових робіт на монтаж ланцюгів введення-виводу систем автоматики безпеки: застосування високонадійного зв'язку через PROFIBUS DP з використанням профілю PROFISafe.
- базується на використанні компонентів S7-400 F/H та станцій розподіленого вводу-вивода ET 200M з модулями систем безпечного управління (F-модулями).
- паралельна підтримка функцій стандартного управління та функцій протиаварійної автоматики.

Програмовані контролери SIMATIC S7-400 F/H націлені на забезпечення безпеки та побудови систем протиаварійного захисту. При виникненні позаштатних ситуацій подібні системи реагують і виробляють переведення всього устаткування, що захищається, або його частини в безпечні стани, які забезпечують надійний захист навколишнього середовища і обслуговуючого персоналу.

Поряд із завданнями забезпечення безпеки та протиаварійного захисту, програмовані контролери S7-400 F/H вміють вирішувати і стандартні завдання управління. У системі введення-виведення контролерів є можливість використовувати змішаний склад PROFIsafe модулів, F- і модулів стандартного призначення. Конфігурування та програмування всієї системи проводиться з використанням одного і того ж набору інструментальних засобів.

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Підтримка функцій забезпечення безпеки та протиаварійного захисту.
Резервування лише на рівні CPU. Необхідний набір компонентів:

- два центральні процесори CPU 414-4H/ CPU 417-4H з F-Runtime ліцензією;
- F модулі введення/виведення;
- по два інтерфейсні модулі IM 153-2 на станцію, станції ET 200M;
- дві лінії PROFIBUS DP.

У разі відмови CPU, лінії PROFIBUS DP або з інтерфейсного модуля IM 153-2 система залишається у працездатному стані. У разі відмови станції ET- 200M або сигнального модуля доступ до каналів введення/виведення припиняється. F модулі переходять у пасивні стани.

S7- знаходять застосування для побудови систем забезпечення безпеки та протиаварійного захисту, які відповідають вимогам:

- ступінь безпеки SIL 1 ... SIL 3 по IEC 61508;
- категорій безпеки 1 ... 4 по EN 954-1;
- класів безпеки AK 1 ... AK 6 по DIN V 19250/DIN V VDE 0801.

Функції забезпечення безпеки S7-400 F/H розподілені між F/ PROFIsaf модулями системи введення/виводу та F секцією програми центрального процесора.

Сигнальні модулі проводять моніторинг вихідних і вхідних сигналів, проводять перевірку їх на відповідність один одному, застосовують для перевірки працездатності випробувальні сигнали.

Центральний процесор виконує перевірку правильності функціонування систем, виконуючи функції самодіагностики, перевіркою результатів виконання команд, логіки та хронології виконання програми. Також він перевіряє працездатність системи введення/виведення шляхом посилення тестових сигналів.

При знаходженні помилок у роботі системи все обладнання переводиться в безпечні стани.

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

S7-400 F/H програмуються аналогічними способами, що й інші системи SIMATIC S7. Для програмування стандартних завдань управління можна використовувати всі можливості пакета STEP 7 [11].

5.1.1. Модуль блоку живлення PS 307

Блоки живлення призначені для формування вихідної напруги живлення = 24В, яка необхідна для живлення центральних процесорів та ряду різних модулів контролера [12].

Блоки живлення PS 307 застосовують для свого функціонування вхідну напругу ~120 В або ~230 В. Всі блоки живлення мають можливість застосовуватися як для живлення вихідних та вхідних ланцюгів контролера, так і для живлення внутрішніх ланцюгів контролера.

Модуль встановлюється на стандартну профільну шину DIN S7-300 у крайній лівій позиції. Праворуч від блока живлення встановлюється інтерфейсний модуль (у стійках розширення) або модуль центрального процесора. Підключення до інтерфейсного модуля або центрального процесора здійснюється за допомогою силової перемички, що входить до комплекту поставки кожного блока живлення.

На лицьовій панелі модуля знаходяться:

- вимикач;
- індикатор вихідної напруги = 24В;
- перемикач вибору рівня вхідної напруги;
- термінал для підключення захисного заземлення, кабелю вихідної напруги та кабелю вхідної напруги.

Модулі здатні зберігати працездатність в діапазоні температур від мінус 25 до плюс 60 °С. Інші модулі здатні працювати в діапазоні температур від 0 до плюс 60 °С.

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.1.2. Інтерфейсний модуль IM 153-2HF

Інтерфейсний модуль IM 153-2HF (рис. 5.2) розрахований на підключення станції ET 200M до мережі PROFIBUS DP із електричними (RS 485) каналами зв'язку та виконання функцій стандартного веденого пристрою [13].



Рис. 5.2 Інтерфейсний модуль IM 153-2HF

IM 153-2 також можливо використовувати для підключення станцій ET 200M до резервованих мереж PROFIBUS DP та реалізації систем розподіленого введення-виводу резервованих контролерів. Модулі містять функцію постачання телеграм відмітками часу і дати синхронізації. Також здійснюється підтримка функцій тактової синхронізації.

Також інтерфейсні модулі дають можливість підключати станцію ET 200M до програмованих контролерів SIMATIC S7, які працюють під управлінням пакету Redundancy.

Станція ET 200M має можливість працювати в конфігураціях системи розподіленого введення-виводу резервованих систем автоматизації SIMATIC S7 які перемикаються (з резервуванням каналів зв'язку) або одно каналних (без резервування каналів зв'язку). У першому випадку станція

комплектуються тільки інтерфейсними модулями IM 153-2 HF, у другому - будь-якими інтерфейсними модулями IM 153.

5.1.3. Модуль аналогового введення (AI) SM 331

Для зчитування в АСТ аналогових сигналів використовуються модулі SM 331 (рис. 5.3), що застосовуються в комплексі з програмованими логічними контролерами SIMATIC S7 і станціями розподіленого вводу-вивода SIMATIC ET 200M. Зовнішній вигляд модуля аналогового введення представлено на рис. 5.3.



Рис. 5.3 Модуль аналогового введення 8M 331

Модулі введення аналогових сигналів формують цифрові значення миттєвих значень аналогових величин шляхом виконання аналого-цифрового перетворення вхідних аналогових сигналів контролера. Ці значення застосовуються центральним процесором у процесі виконання програми [14].

Різні модифікації модулів введення аналогових сигналів SM331 дають можливість використовувати датчики з уніфікованими сигналами сили струму та напруги, термометри опору, датчики опору та термопарі.

Модулі SM 331 характеризуються такими показниками:

– конфігурується, роздільна здатність від 9 до 15 біт плюс знак;

- можливість переривань: модулі мають можливість формувати переривання при досягненні вимірюваним параметром граничних значень, а також формувати діагностичні переривання;
- можливість використання великої кількості модулів для вимірювання різних видів аналогових сигналів на різних межах вимірювання. У багатоканальних модулях дозволяється виконання індивідуального налаштування різних каналів на вимір вибраного виду аналогового сигналу з вибраною межею вимірів. Вибір виду аналогового сигналу здійснюється апаратно з допомогою відповідної схеми підключення датчика модулів чи вибору виду вхідного сигналу. Вибір межі вимірювання здійснюється програмним шляхом використовуючи "Hardware Configuration" STEP 7;
- діагностика: модулі мають можливість переправляти в центральний процесор значний обсяг діагностичної інформації.

5.1.4. Модулі дискретного введення (DI) SM 321

Для зчитування в АСТ дискретних сигналів застосовуються модулі SM321 (рис. 5.4), які використовуються у складі програмованих логічних контролерів SIMATIC S7, а також станцій розподіленого вводу-виводу SIMATIC ET 200M [15].



Рис. 5.4 Модуль дискретного введення SM 321

Модулі введення дискретних сигналів мають можливість працювати як з безконтактними датчиками BERO, так і з контактними датчиками, що підключаються за 2-провідними схемами. Вони розраховані на перетворення вхідних дискретних сигналів контролера на його внутрішні логічні сигнали.

5.1.5. Модулі дискретного вивода (DO) SM 322

Для виведення із АСТ дискретних сигналів застосовуються модулі SM 322, які використовуються у складі програмованих логічних контролерів SIMATIC S7, а також станцій розподіленого вводу-виводу SIMATIC ET 200M [16].

Існують модифікації модулів, які дають можливість проводити пряме підключення проміжних комутаційних апаратів або виконавчих пристроїв.

Модулі виводу дискретних сигналів виконують перетворення внутрішніх логічних сигналів контролера в його вихідні дискретні сигнали. Вони здатні керувати магнітними пускачами, сигнальними лампами, засувками тощо.

При керуванні ланцюгами з низькими струмами витоку ланцюг навантаження може комутуватися таким чином, щоб виключити формування помилкового сигналу включення. Зовнішній вигляд модуля дискретного виводу представлений на рис. 5.5.



Рис. 5.5 Модуль дискретного виводу SM 322

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

5.1.6. Модулі аналогового виводу (АО) SM322

Модулі виводу аналогових сигналів розраховані на цифро-аналогове перетворення внутрішніх цифрових величин контролера SIMATIC S7 у його вихідні аналогові сигнали [17].

Модулі характеризуються такими показниками:

- діагностика: модулі мають можливість переправляти в центральний процесор значний обсяг діагностичної інформації;
- підтримка переривань: при появі помилок модулі мають можливість формування переривання для центрального процесора;
- вихідні сигнали сили струму і напруги: вибір типу аналогового сигналу здійснюється програмним способом для кожного вихідного каналу;
- роздільна здатність від 12 до 15 біт.

Зовнішній вигляд модуля аналогового виводу представлений на рис. 5.6.



Рис. 5.6 Модуль аналогового виводу SM 332

5.1.7. Комунікаційний процесор CP 341

Комунікаційний процесор CP 341 надає швидкісний обмін даними через PtP інтерфейс, при цьому розвантажує центральний процесор контролера від виконання комунікаційних завдань. Його можливо

використовувати в програмованих контролерах SIMATIC S7-300 та станціях розподіленого вводу-вивода ET 200M [18].

Модуль має три модифікації, які відрізняються типом застосовуваного послідовного інтерфейсу:

- RS 232C;
- стандартна 20 мА струмова петля;
- RS 422/RS 485.

PtP з'єднання можна встановлювати з:

– системами автоматизації SIMATIC S7/S5, а також системами інших фірм-виробників;

- модемами;
- системами управління роботами;
- сканерами і т.п.

Зовнішній вигляд комунікаційного процесора CP 341 зображено на рис. 5.7.



Рис 5.7 Комунікаційний процесор CP 341

5.1.8. Мережеве обладнання

Керовані комутатори серії SCALANCE X-200 (рис. 5.8) призначені для формування зіркоподібних, лінійних і кільцевих топологій Industrial Ethernet зі швидкістю обміну даними 10/100 Мбіт/с.

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

Міцні PROFINET-сумісні з'єднувачі RJ45 промислового виконання, які забезпечують міцну фіксацію кабелів, що підключаються [19].

Міцний малорозмірний металевий корпус для встановлення на стандартну профільну шину S7-300.

Залежно від типу комутатора підключення мережевих станцій виконується через оптичні або електричні порти Industrial Ethernet.



Рис. 5.8 Керовані комутатори серії SCALANCE X-200

Наявність діагностичних світлодіодів на корпусі (обмін даними, стан системи зв'язку, наявність живлення).

Застосування резервованих ланцюгів живлення.

Формування сигналів про появу помилок за допомогою сигнального налагоджувального контакту.

Підтримка SNMP доступу, PROFINET діагностики, вбудований сервер і автоматична розсилка повідомлень для виконання дистанційної сигналізації та діагностики через мережу.

У типовому варіанті модулі монтуються в шафі управління спільно з станціями, що підключаються до мережі. Модуль також має можливість монтуватися поза шафами керування.

5.1.9. Засоби віддаленої комунікації

Для побудови зв'язку між контролерним обладнанням та диспетчерською станцією по бездротовому каналу необхідний радіо модем, що забезпечує безперебійну роботу та якісну передачу даних в обидва боки.

Пристрої Viper-SC 100/200/400 є захищеними IP-маршрутизаторами з великою кількістю інтерфейсів і додаткових функцій, які випускаються і розробляються компанією CalAmp (США). Модеми розраховані на побудову захищених стаціонарних та рухомих технологічних радіомереж обміну даними по IP-протоколу. Модеми дають можливість створювати в діапазонах УВЧ технологічні радіомережі різної конфігурації та масштабу із суцільною зоною покриття. Також вони здатні конфігуруватися для роботи в якості мосту або маршрутизатора і працювати як звичайний ретранслятор, який працює за принципом «прийняв - запам'ятав - переправив» або радіо модем.

Встановлення подібних функціональних можливостей дозволяє будувати технологічні радіомережі з високонадійною інфраструктурою, що сама налаштовується, в яких маршрути передачі повідомлень мають можливість гнучко підлаштовуватися в умовах відмов і збоїв окремих частин радіомережі. Реалізація роботи по IP-протоколу і висока, якщо порівнювати з радіо модемами попереднього покоління, вихідна потужність забезпечила можливість використання пристрою для створення як рухомих, так і стаціонарних радіомереж не складної конфігурації з високою пропускнуою здатністю та ступенем автоматизації [20].

Модеми мають вбудовану функцію виявлення та автоматичного пошуку аналогічних пристроїв, які працюють у зоні доступності на певних радіочастотах, що дає можливість застосовувати їх для побудови радіомереж типу MESH. Якщо відбувається втрата сигналу від основного радіо модему мережі, то кожен пристрій може автоматично змінити напрямок доставки

повідомлення і передати його через найближчий радіо модем (ретранслюватися).

Основні можливості:

- Пристрої мають вбудований Web - сервер, який забезпечує просте програмне налаштування основних параметрів (швидкість обміну даними, крок сітки радіочастот, і вхідну потужність). Оновлювати програмне забезпечення можна дистанційно по радіоканалу.

- Побудова вузько смугових захищених стаціонарних технологічних радіомереж обміну даними нового покоління з підвищеною пропускнуою спроможністю, які дозволяють реалізувати перспективну схему комутації з підвищеною відмово стійкістю і надійністю і функціонують за IP-протоколом.

- Пристрої дають можливість підключати зовнішні комп'ютер і керуючі контролери за інтерфейсами RS-232 (інформаційний порт і порт для налаштування та діагностики) та Ethernet.

Радіомережі на обладнанні Viper-SC це ідеальне рішення для створення систем управління телемеханікою на розподілених об'єктах управління і збору даних в електроенергетиці, нафтогазовій галузі і на підприємствах видобувної промисловості. Зовнішній вигляд модему представлений на рис. 5.9.



Рис. 5.9 Зовнішній вигляд радіо модему Viper-SC

5.2. Комплектація АРМ оператора

Управління АСТ ТП КГС здійснюється за допомогою людино-машинного інтерфейсу з АРМ оператора, який включає:

- промисловий комп'ютер;
- монітор;
- маніпулятор типу “миш”;
- клавіатура;
- звукові колонки;
- принтер звітів.

Зовнішній вигляд типового АРМ оператора представлений на рис.

5.10.



Рис. 5.10 Диспетчерська станція оператора (АРМ)

Робоча станція HP Z420 (рис. 5.11) має характеристики з такими показниками [21]:

- інтелектуальне шасі, яке не потребує інструментів для доступу до внутрішнього об'єму;
- чіпсет IntelC602 та процесори Intel Xeon з тактовою частотою до 3,7 ГГц;

- підтримка графіки PCIe Gen3, яка має можливість модернізації професійними графічними платами NVIDIA та AMD;
- 700-ватний блок живлення з ККД 88%;
- Підтримка 8 процесорних ядер;
- Підтримка до 8 моніторів;
- підтримка SATA та SAS RAID;
- конфігурація без ПБХ та броньованих вогнезахисних складів та з сертифікацією ENERGY STAR®
- 4-канальна архітектура пам'яті та 8 слотів DIMM, які мають загальний об'єм до 64 ГБ при тактовій частоті 1500 МГц.



Рис. 5.11 Робоча станція HP Z420

5.3. Вибір вимірювальних пристроїв

5.3.1. Датчики тиску

Для контролю тиску вибираємо датчик тиску Rosemount 3051.

Застосування в проекті АСТ ТП КМР:

- контроль тиску газу в апараті (сепараторі);
- контроль тиску у фонтанній арматурі (буфер, затруб).

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

Особливості: Exia - іскробезпечні датчики для ланцюгів класу "ia"; використовують HART-протокол для передачі даних; самодіагностика; захист від перехідних процесів та вхідних перешкод [22];



Рис. 5.12 Датчик тиску Rosemount 3051

Сигнал: 4.. 20 мА Exia HART; 0-5 мА;

Похибка аналогового сигналу: 0.075%;

Міжповірочний інтервал: 5 років;

Середовище робоче: газові суміші, нафтопродукти, газ, рідини;

Тип вимірювання: тиск;

Діапазон вимірюваного тиску: від -101,3 КПа (мінімально) до 27689 кПа (максимально);

Діапазон температур робочого середовища: -45 +150 °С;

Матеріал корпусу: тантал, нержавіюча сталь;

Ступінь пиловологозахисту: IP66;

Вибухозахист: Датчики тиску Rosemount 3051 мають вибухозахисне виконання виду вибухозахисту "іскробезпечний електричний ланцюг" з рівнем іскробезпеки електричного ланцюга "ia", що пропускають HART-сигнал;

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Надійність: гарантійний термін 3 роки; середній термін служби 12 років; напрацювання на відмову - 150000 год;

Живлення: 12-42 В (10,5-42,4 В) - для вихідного сигналу 4-20 мА від іскробезпечних ланцюгів блоків живлення (бар'єрів), які мають вигляд вибухозахисту "іскробезпечний електричний ланцюг" з рівнем іскробезпеки електричного ланцюга "іа" для вибухонебезпечних сумішей групи ІІС за ГОСТ Р 51330.0 і пропускають HART-сигнал.

Для контролю рівня вибираємо датчик тиску LMP 307i (рис. 5.13)

Застосування в проекті АСТ ТП КМР:

Вимірювання рівня в ємності збору виробничо-дощових стоків тензометричним методом вимірювання.



Рис. 5.13 Датчик тиску LMP 307i

Особливості: Ехіа - іскробезпечні датчики для ланцюгів класу "іа"; захист від перехідних процесів та вхідних перешкод [23];

Сигнал: 4.. .20 мА;

Середовище робоче: газові суміші, нафтопродукти, газ, рідини;

Тип вимірювання: тиск;

Діапазон вимірюваного тиску:

– від 0 КПа (мінімально) до 25кПа (максимально);

Діапазон температур робочого середовища: -20. +70 ° С;

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

Похибка аналогового сигналу: $\pm 0.5\%$;

Міжповірочний інтервал: 4 роки;

Матеріал корпусу: тантал, нержавіюча сталь;

Ступінь пиловологозахисту: IP66;

Вибухозахист: Датчики тиску LMP 307i мають вибухозахищене виконання виду вибухозахисту "іскробезпечний електричний ланцюг" з рівнем іскробезпеки електричного ланцюга "ia";

Надійність: гарантійний термін 3 роки; середній термін служби 8 років; напрацювання на відмову - 100000 год;

Живлення: 12-42 В (10,5-42,4 В) - для вихідного сигналу 4...20 мА від іскробезпечних ланцюгів блоків живлення (бар'єрів), які мають вигляд вибухозахисту "іскробезпечний електричний ланцюг" з рівнем іскробезпеки електричного ланцюга "IA" для вибухонебезпечних сумішей групи ІІС.

5.3.2. Сигналізатор рівня

Для сигналізації рівня вибираємо датчик-сигналізатор рівня Rosemount 2120 (рис. 5.14)

Застосування у проекті АСТ ТП КГС: сигналізація рівня у сепараторі (гранично-високий та гранично-низький);

Тип сигналізатора: вібраційний;

Довжина чутливого елемента (вилки): 150 мм;

Сигнал: реле "сухий контакт" 24 В.;

Параметр середовища:

- температура -40...+150°C;

- побічний тиск 16 МПа;

Швидкодія: можливість вибору варіанта затримки перемикання (0,3, 1, 3, 10, 30 сек.), Для регулювання можливості помилкових спрацьовувань;

Ступінь пиловологозахисту: IP66;

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

Особливості: Exia - іскробезпечні датчики для ланцюгів класу "ia"; 1 точка контролю [24];



Рис. 5.14 - Вібраційний сигналізатор рівня Rosemount 2120

Вибухозахист: Вид вибухозахисту «іскробезпечний електричний ланцюг» з рівнем «особовозрілонебезпечний», має маркування вибухозахисту «1ExdIICT6»;

Міжповірочний інтервал: 1 рік.

5.3.3. Рівномір

Для вимірювання рівня вибираємо радарний рівнемір Rosemount 5301 (рис. 5.15).

Застосування у проекті АСТ ТП КГС: вимірювання рівня ємності підземної дренажної;

Тип датчика: хвилеводний радарний рівнемір для вимірювання рівня та розділу фаз;

Особливості: Exia - іскробезпечні датчики для ланцюгів класу "IA"; використовують HART-протокол для передачі даних; індикація на датчику; підвищена електромагнітна сумісність [25];

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

Довжина зонда: 4,3 м;



Рис. 5.15 Хвильоводний радарний рівнемір Rosemount 5301

Сигнал: 4-20 мА із цифровим сигналом на базі протоколу HART;

Верхня межа рівня, що вимірюється: 0,2 м;

Похибка за аналоговим сигналом: $\pm 0.3\%$;

Інтервал оновлення: 1 оновлення за секунду;

Ступінь пиловологозахисту: IP66;

Вибухозахист: Вид вибухозахисту ««0ExiaIICT4»».

Міжповірочний інтервал: один рік;

Живлення 30 В - для вихідного сигналу 4...20 мА від іскробезпечних ланцюгів блоків живлення (бар'єрів).

5.3.4. Перетворювач температури

Для вимірювання температури вибираємо бездротовий вимірювальний перетворювач температури Rosemount 648 (рис. 5.16) [26].

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Застосування в проекті АСТ ТП КГС: вимірювання температури продукції свердловини, що проходить через фонтанну арматуру;

Тип датчика: термоперетворювач опору з перетворенням вхідного сигналу в уніфікований;

Тип зв'язку з контролером: бездротовий зв'язок через бездротовий шлюз;

Похибка аналогового сигналу: $\pm 0.25\%$;



Рис. 5.16 Бездротовий вимірювальний перетворювач температури
Rosemount 648

Ступінь пиловологозахисту: IP66;

Вибухозахист: Вид вибухозахисту «1СExiaIICT4».

Міжповірочний інтервал: 3 роки;

Живлення: 7,2 В - для вихідного сигналу 4.. 20 мА від іскробезпечних модулів блоків живлення з терміном служби до 10 років.

Для передачі сигналів з бездротового датчика в модуль введення сигналів використовується бездротовий шлюз 1420 (рис. 5.17). Він управляє зв'язком і безпекою, а також дає можливість бездротовим приладам, що само організуються, зв'язуватися один з одним. Шлюз є точкою входу для передачі даних від бездротових приладів, які потім перетворюються на

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

формат, сумісний з іншими системами. Через мережу Ethernet або послідовне з'єднання можлива системна інтеграція за допомогою Modbus, OPC, TCP/IP.



Рис. 5.17 Бездротовий шлюз 1420

Бездротовий шлюз 1420 дозволяє користувачам отримувати вимірювання значення, які раніше не збиралися [27].

5.3.5. Витратомір

Для контролю витрат газу вибираємо витратомір Rosemount 3051S (рис. 5.18).

Застосування у проекті АСТ ТП КГС: контроль витрати газу виході сепаратора.

Тип датчика: діафрагмовий.

Особливості: Exia - іскробезпечні датчики для ланцюгів класу "ia"; застосовують HART - протокол для самодіагностики; передачі даних [28];

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сигнал: 4-20 мА, HART з можливістю вибору пріоритету за вимірюваним параметром;



Рис. 5.18 Витратомір Rosemount 3051S

Середовище: агресивні середовища, газові суміші, газ;

Діапазон робочих температур середовища: -50 - +230 °С; -50 - +80 °С

- зовнішнє середовище;

Діапазон вимірюваної витрати: 0,063...805 см³/хв;

Похибка за аналоговим сигналом: ± 0.75%;

Граничний тиск: 10 МПа;

Ступінь пиловологозахисту: IP66

Вибухозахист: Вид вибухозахисту «іскробезпечний електричний ланцюг» з маркуванням по вибухозахисту 0ExiaIICT4/T5;

Надійність: напрацювання на відмову - 150 000 год; середній термін служби – 12 років;

Міжповірочний інтервал: 1 рік;

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

5.4. Обладнання ПАСіЗ

5.4.1. Засоби контролю загазованості

Для контролю рівня небезпечних концентрацій газів, пар легкозаймистих рідин був обраний газосигналізатор газоаналізатор Дозор-С [29].



Рис. 5.19 Газосигналізатор Дозор-С

Сигналізатор-аналізатор газів "Дозор-С" стаціонарний призначений для:

1. Безперервного та автоматичного контролю різних газів у повітрі приміщень та відкритих просторах;
2. Видачі світлової та звукової сигналізації, а також комутації зовнішніх електричних кіл при перевищенні встановлених значень концентрації;
3. Перетворення вимірюваного значення концентрації (об'єму) речовини у вихідний сигнал постійного струму (для сигналізаторів, що мають струмовий вихідний сигнал);
4. Перетворення вимірюваного значення концентрації (об'єму) речовини та стану порогових пристроїв у вихідний цифровий сигнал

інтерфейсу RS 232 або RS 485 (для сигналізаторів, що мають вихідний цифровий сигнал);

5. Видавання сигналу для блокування зовнішніх електроланцюгів при відключенні живлення сигналізатора.

Список газів, що підтримуються сигналізатором-аналізатором газів Дозор-С:

- Горючі гази - метан, пропан, бутан...
- Пари горючих рідин - гексан, пари бензину, спирти, розчинники...
- CO - оксид вуглецю
- CO₂ - вуглекислий газ
- Cl₂ - хлор
- O₂ - кисень
- H₂ - водень
- H₂S - сірководень
- NO - оксид азоту
- NO₂ - діоксид азоту
- CH₄ - метан
- NH₃ - аміак
- SO₂ - сірчистий газ
- SF₆ - елегаз

Переваги стаціонарного сигналізатора-аналізатора "Дозор-С"

- мікропроцесорна система обробки інформації, а також самодіагностики;
- інтегрована світлова та звукова сигналізація на кожен вимірювальний канал;
- цифровий відліковий пристрій концентрації газу;
- автоматичне підстроювання "нуля";
- перешкодно захищена лінія зв'язку "Датчик-БЖС";
- можливість керування зовнішніми виконавчими пристроями;
- наявність струмових та цифрових виходів;

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

- можливість одночасного контролю до вибухонебезпечних концентрацій та ГДК шкідливих газів (CO, SO₂ та ін.).

5.4.2. Устаткування охоронно-пожежної сигналізації

Пульт контролю та управління Варта ВПУ – це професійний виносний пульт для дистанційного управління та моніторингу стану приймально-контрольних панелей пожежної сигналізації (рис. 5.20). Забезпечує повне дублювання функцій основного пульта управління з можливістю винесення на значну відстань від основного приладу[30].

Переваги:

- Повне дублювання функцій – відображення стану, налаштувань та управління режимами роботи приладу
- Гнучкість розміщення – до 100 м при живленні від приладу, до 1000 м з окремим джерелом живлення
- Інформативний дисплей – рідкокристалічний індикатор 4×20 символів для детального відображення інформації
- Зручне управління – повнофункціональний блок кнопок для виконання всіх операцій
- Наочна індикація – 16 світлодіодів загальної індикації стану системи
- Надійна конструкція – металевий корпус для установки в приміщеннях різного призначення
- Простота підключення – інтерфейс RS-485 кабелем "вита пара"

Функціональні можливості:

- Відображення поточного стану всіх шлейфів та пристроїв системи
- Перегляд та зміна налаштувань приладу

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

- Управління режимами роботи (постановка/зняття з охорони, скидання тривоги)
- Моніторинг несправностей та технічного стану обладнання
- Виконання тестування та діагностики системи
- Програмування параметрів роботи приладу

Особливості роботи:

- Можлива затримка реакції на натискання клавіш (1-1,5 с) через дистанційне підключення
- Необхідність контролю виконання команд за змінами на дисплеї
- Цілодобовий безперервний режим роботи
- Синхронізація індикації з основним пультом приладу

Варіанти живлення:

- **Від приладу** – підключення до виходу "Вих.24" блоку БКУ-832, відстань до 100 м
- **Окреме джерело** – використання зовнішнього джерела 10-30 В поруч з ВПУ, відстань до 1000 м



Рис. 5.20 Пульт контролю та управління (ПКУ) "Варта ВПУ "

Прилад приймально-контрольний (ППК) охоронно-пожежний «Сигнал-20М» (рис. 5.21) розрахований на:

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

- контроль 20 областей пожежної, охоронної, тривожної сигналізації;
- прийому сповіщень від активних, автоматичних і ручних пасивних, і чотирьох провідних охоронних або пожежних сповіщувачів, з нормально-розімкнутими або нормально-замкнутими внутрішніми контактами;
- управління світловими та звуковими сповіщувачами;
- відправлення повідомлень і прийому команд з інтерфейсу RS-485 на мережевий контролер ("С2000М " чи комп'ютер де встановлено ПЗ АРМ "Оріон");
- відправлення оповіщень "Несправність" та "Пожежа" на пульт пожежної частини.



Рис. 5.21 ППК "Сигнал-20м"

Прилад забезпечує:

- ручне або дистанційне керування вихідними реле;
- визначення шлейфових з'єднань по команді від мережевого контролера або вручну;
- зняття з охорони або постановка на охорону довільних груп шлейфів, які об'єднані одним паролем користувача;
- підключення резервного введення електроживлення до додаткового входу;

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

– контроль на коротке замикання та цілісності ланцюга підключення оповіщувачів з виходів реле.

Живлення приладу здійснюється за допомогою двох (основний та резервний) або одного резервованого джерела живлення постійного струму з напругою від 10,2 до 28,0 В [31].

Ручні пожежні сповіщувачі ИПР-1 (рис. 5.22) розраховані на безперервну цілодобову роботу в системах пожежогасіння та пожежної сигналізації при роботі у складі з приймально-контрольними пристроями. Вони дають можливість передачі в шлейф сигналізації тривожного сповіщення [32].



Рис. 5.22 Зовнішній вигляд ручного сповіщувача ИПР-1

Сповіщувач пожежний Артон СПД-3 (рис. 5.23) необхідний для виявлення загорянь, що супроводжуються виникненням диму у спорудах різного призначення та закритих приміщеннях будівель. При появі диму він створює електричний сигнал про пожежу, що реєструється приймально-контрольним приладом. Розрахований на безперервну та цілодобову роботу з ППК, які сприймають сигнал про спрацювання пожежного сповіщувача у вигляді стрибкоподібного зменшення внутрішнього опору та забезпечують напругу живлення у шлейфі в діапазоні 9...28 В [33].

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56



Рис. 5.23 Зовнішній вигляд пожежного сповіщувача Артон СПД-3

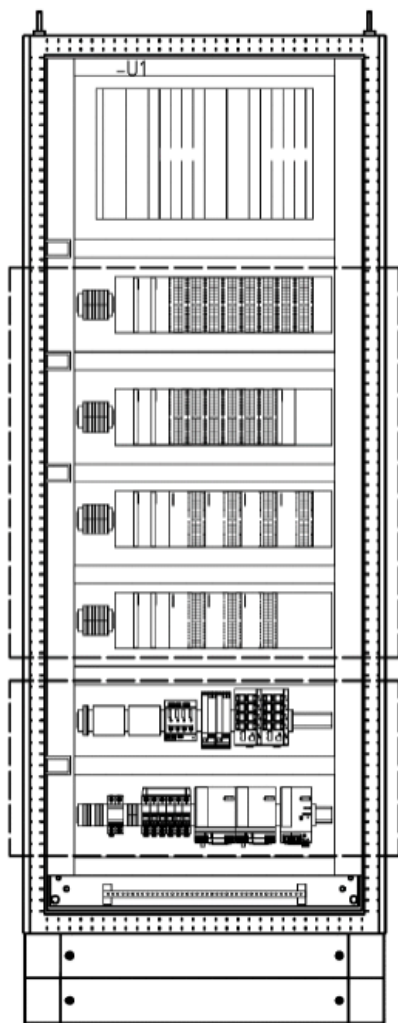
Спрацьовування сповіщувача відбувається шляхом увімкнення вбудованого оптичного індикатора. Має вбудований захист від перевантаження під час спрацьовування, який обмежує пропускання струму через сповіщувач розміром не більше 30 мА.

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

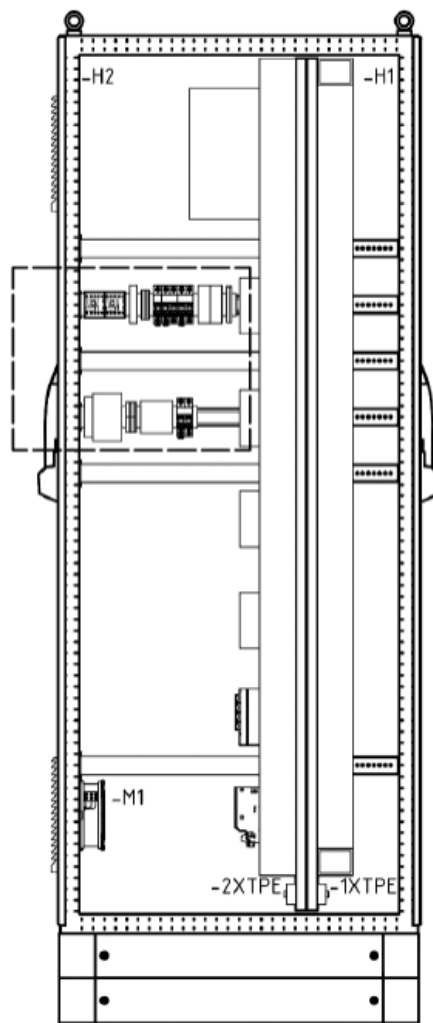
6. ПРОЕКТУВАННЯ ШАФИ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ

6.1. Характеристики шафи системи контролю

Шафа системи контролю виконана на основі шафи лінійної TS8 фірми Rittal [34]. Схема загального вигляду шафи системи контролю показана на рис. 6.1.



Вигляд спереду



Вигляд збоку

Рис. 6.1 Схема загального вигляду шафи системи контролю

Параметри шафи системи контролю (ШхГхВ): 800 мм х 800 мм х 2000 мм;

Вага шафи: 290 кг;

Особливості монтажу: шафа системи контролю поставлена на цоколь, висота якого складає 100 мм; ввід кабелю розташований знизу; шафа розрахована для установки на підлогу зі знімними панелями;

Ступінь пиловологозахисту: IP 55;

Спосіб захисту людини від ураження електричним струмом: класифікується як виріб класу 0І;

Споживана потужність шафи системи контролю: не більше 3000 Вт;

Шафа системи контролю обладнана замком для обмеження доступу та датчиком відкриття дверей, також обладнана системою освітлення, включення якої відбувається при відкритті дверей шафи. Також шафа системи контролю обладнана системою припливно-витяжної вентиляції з автоматичними терморегуляторами, які необхідні для контролю та регулювання певного діапазону робочих температур усередині шафи.

Розміщення технічних засобів шафи проводиться наступним чином:

- обладнання середнього рівня АСТ ТП (шафа системи контролю, джерело безперебійного живлення шафи) встановлюються в приміщеннях, що обігріваються;
- шафа системи контролю та джерело безперебійного живлення встановлюються в апаратній будівлі операторного об'єкта. АРМ інженера та АРМ оператора розміщуються в операторній.

6.2. Схема електрична підключень живлення шафи АСТ ТП

Організація живлення шафи системи контролю проводиться за схемою, яка показана на рис. 6.2. Живлення шафи системи контролю

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

здійснюється від джерела безперебійного живлення. Живлення джерела безперебійного живлення виконується від існуючих електричних мереж.

У шафі системи контролю живлення споживачів виконується двома джерелами живлення постійної напруги 24 В [34]. Живлення комутаторів здійснюється двома окремими джерелами живлення постійної напруги 24 В які також живляться від джерела безперебійного живлення. Паралельна робота джерел живлення (резервування) реалізується за рахунок модуля резервування у комплексі з 4-х каналним модулем діагностики цілісності ланцюгів живлення.

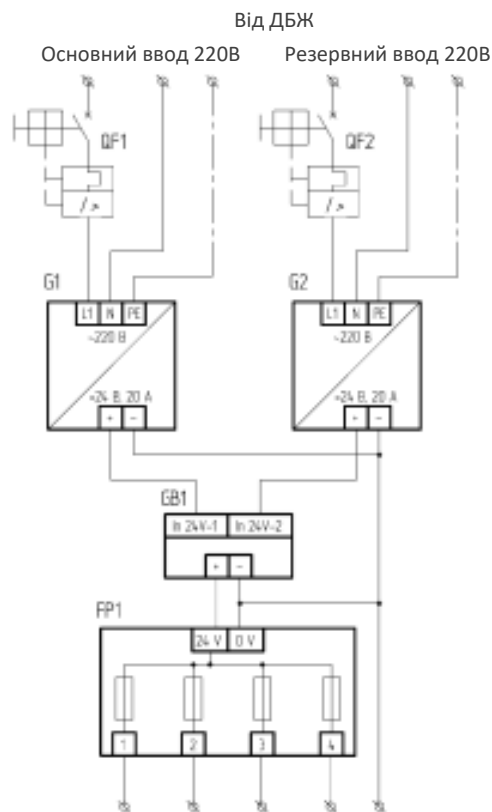


Рис. 6.2 Організація живлення шафи системи контролю

6.3. Схема електрична підключень заземлення шафи АСТ ТП

У шафі системи контролю передбачено дві шини заземлення: шина інструментального заземлення, яка з'єднана із заземлювачем

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

інструментального заземлення та ізолювана від шафи і шина захисного заземлення, з'єднана з металевим корпусом шафи. До шини приєднуються заземлюючі контакти засобів автоматизації, джерел постійного струму та вимірювальних приладів, а також екрани контрольних кабелів системи автоматизації. Схема заземлення шафи системи контролю зображена на рис. 6.3.

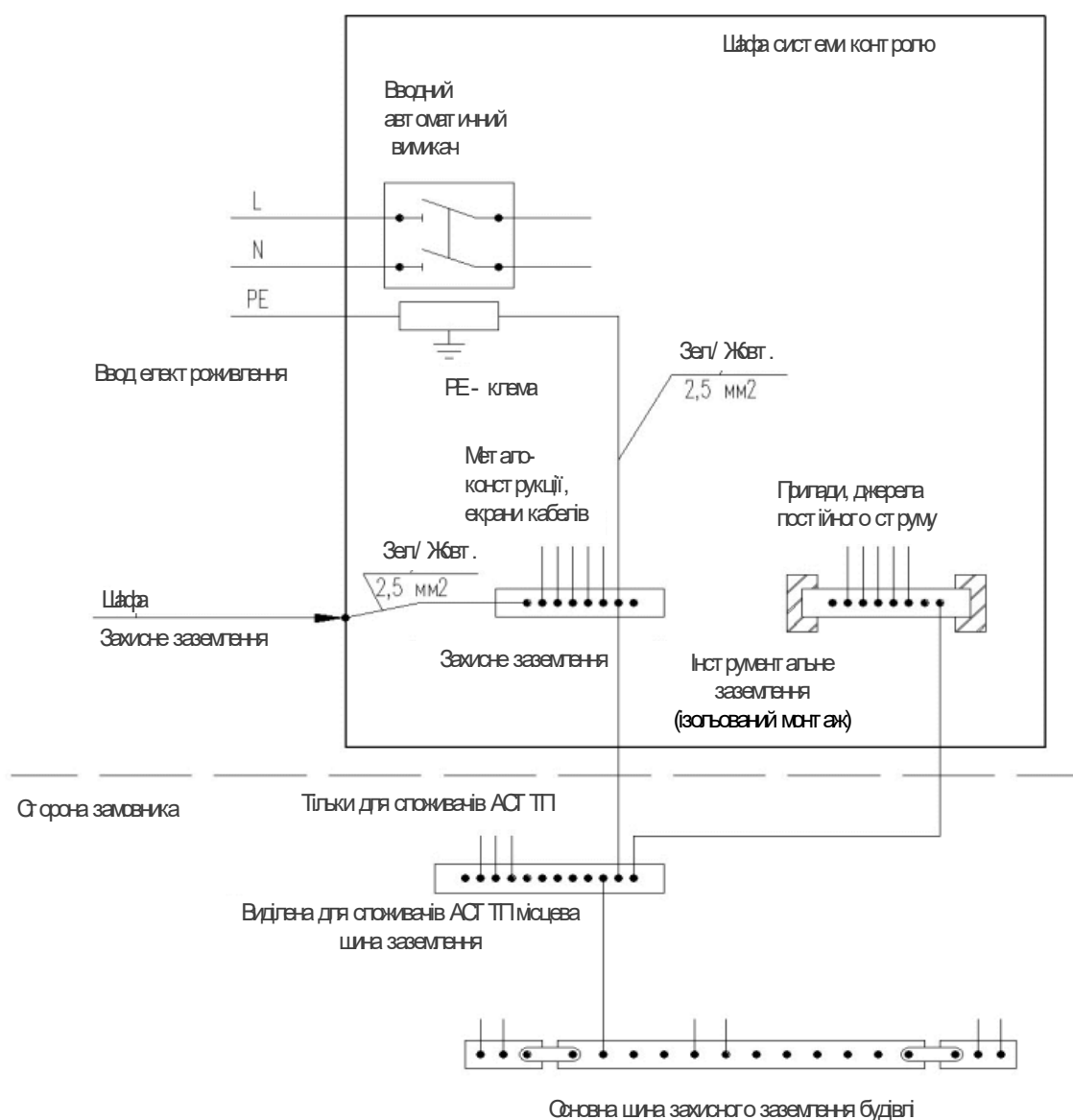


Рис. 6.3 Схема заземлення шафи системи контролю

Дві системи заземлення ізольовані одна від одної на всьому протязі до штучних заземлювачів та прикріплені в одній точці безпосередньо у місці під'єднання до заземлюючого пристрою. Це передбачено для вирівнювання потенціалів «нульової» точки електричних схем та корпусів електроустаткування. Лінії введення заземлюючих провідників та конструкція заземлювального пристрою входять до об'єму проектування електротехнічної частини проекту відповідних об'єктів.

Заземлювачі повинні бути встановлені на майданчику об'єкта поза зоною розтікання захисного струму заземлювачів контуру заземлення силового обладнання. Заземлювальний пристрій контуру інструментального заземлення повинен мати електричний опір не більше 4 Ом. Від заземлюючого пристрою заземлюючі провідники проводяться у приміщення. Відстань між захисними заземлювачами та заземлювачами сигнального заземлення об'єкта має становити не менше 20 му.

Захисне заземлення має бути виконане відповідно до ПУЕ.

Сталеві лотки повинні бути заземлені приєднанням до контуру захисного заземлення "РЕ".

З'єднання заземлюючих провідників з шинами «РЕ» та «SE» виконується болтовими з'єднаннями. Жили заземлюючих провідників закінчуються лудженими мідними наконечниками відповідного типорозміру. Прокладання заземлювальних провідників до шафи керування виконується у лотках:

- для системи «SE» – у лотках сигнальних кабелів даної шафи;
- для системи «РЕ» – в лотках з кабелями живлення даної шафи.

Заземлювачі сигнального заземлення повинні мати розміри не менше зазначених для заземлювачів захисного заземлення та виконуватися з такого ж матеріалу, що й заземлюючі провідники.

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

7. РОЗРОБКА АЛГОРИТМУ ТА ПРОГРАМИ РОБОТИ СИСТЕМИ

7.1. Конфігурування Hardware контролерної станції

Опис конфігурації устаткування станції контролера можна назвати початковим етапом у створенні проекту алгоритмічного забезпечення комп'ютеризованої системи. Ця процедура необхідна для того, щоб модуль центрального процесора контролера ідентифікував застосовувані протоколи зв'язку, а також периферійні модулі. Зокрема, конфігурація, що описується, є програмною складовою, тому записується безпосередньо у центральний процесор.

Основні особливості вибраного Hardware:

- комунікаційні модулі CP443-1PE, які застосовуються для зв'язку серверів та контролерів по мережі Profinet, для збільшення надійності з'єднання мають по два Profinet-канали кожен;

- в якості модулів розширення станції застосовуються ET-200 M з лінійки Simatic S7-300 та відповідні вхідні модулі цієї лінійки, в умовах застосування станції 400-ї серії; даний підхід до проектування вважається найефективнішим з погляду співвідношення результуюча вартість/продуктивність проекту;

- у проекті застосовується так звана Н-станція (контролер версії CPU 414-4N), де «Н» означає його гаряче резервування. Отже, застосування контролера Н-серії означає проектування резервованої станції.

Безпосереднє проектування алгоритмічної частини проекту починається із запуску утиліти Simatic Manager та створення чистого проекту. Далі у проект вибирається Н-станція. На рис. 7.1 зображено вікно менеджера під час додавання контролерної станції до проекту [11].

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

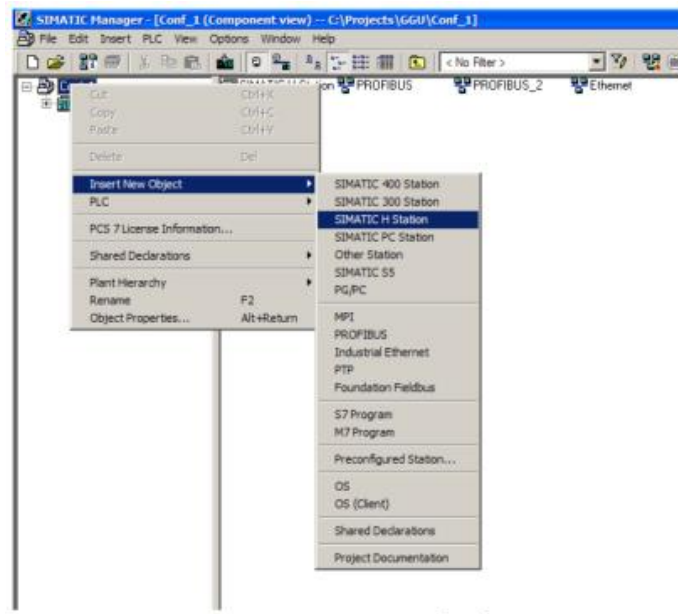


Рис.7.1 Конфігурування контролерної станції, що резервується,
Simatic 414-4H

При виборі модулів центрального процесора, налаштовується Profibus-мережа модуля (рис. 7.2).

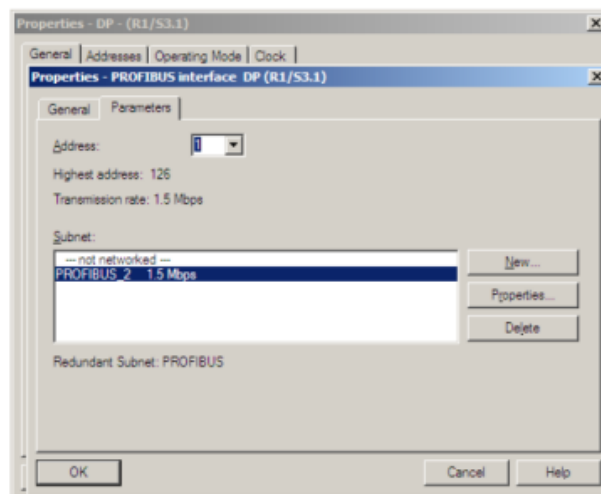


Рис. 7.2. Налаштування мережі Profibus DP

Після конфігурування мережі Profibus у вікні проекту HW Config з'являться Profibus-шини, на які з бібліотек PROFIBUS DP/ET 200 M

додаються модулі розширення ІМ 153-2, а також відповідні модулі, як зображено на рис. 7.3.

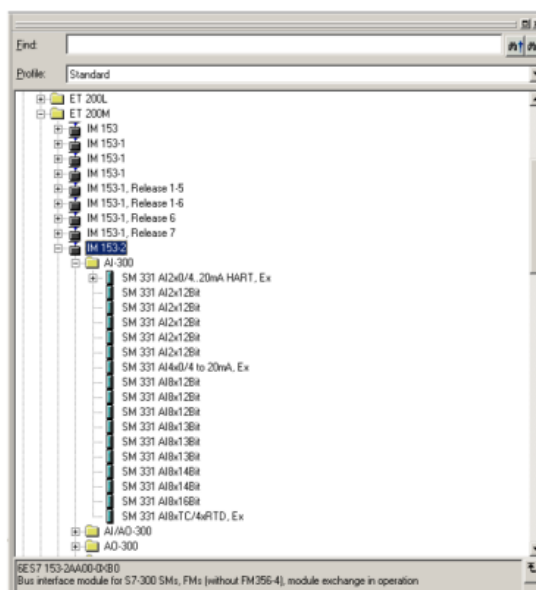


Рис. 7.3. Бібліотека компонентів Simatic PCS

На даному етапі конфігурування обладнання станції завершено. На рис. 7.4 зображено результуючий вид обладнання HW Config.

Налаштування мережі виконується за допомогою утиліти NetPro, яка викликається кнопкою Configure Network на панелі інструментів. Діалогове вікно Options/Set PG/PC Interface, зображене на рис. 7.5, необхідно для вибору мережевої карти станції верхнього рівня, за допомогою якої програма працює з контролером - більше того, без виконання цієї процедури неможливо «залити» конфігурацію обладнання сам контролер.

Завершена на цьому етапі схема конфігурації топології промислової мережі зображено на рис. 7.6.

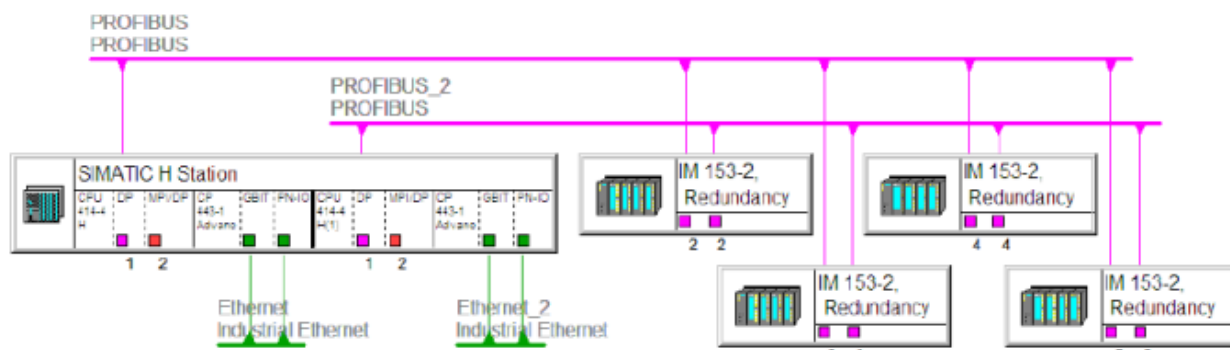


Рис. 7.6 Топологія промислової мережі проекту АСТ КМР

7.2. Постановка задачі тарування

Сепараційні ємності КГС мають специфічну форму, через що рівень рідини/газу в ємності знаходиться в нелінійній залежності від об'єму рідини/газу у ній.

Ця нелінійна залежність визначається емпіричним шляхом для дискретних значень обсягу/рівня і представлена у таблиці 7.1.

Завдання полягає у розробці та реалізації алгоритму перерахунку обсягу середовища в її рівень у сепараторах КМС для безперервного речовинного безлічі входних значень рівня, а також алгоритму перерахунку рівня середовища у її обсяг.

Це завдання вирішується для подальшої передачі обсягу середовища в сепаратор на верхній рівень.

Розглянемо математичний опис алгоритму перерахунку рівня середовища в об'єм із застосуванням тарувальної таблиці.

Таблиця 7.1. Тарувальна таблиця для сепараторів КГС

Рівень у сепараторі, м	Об'єм середовища у сепараторі, м ³
0	0
0,2	0,49
0,4	1,34
0,6	2,38
0,8	3,52
1	4,71
1,2	5,9
1,4	7,05
1,6	8,08
1,8	8,93
2	9,43

Виконаємо лінеаризацію залежності об'єму середовища від рівня для проміжних вхідних даних – рівень середовища, значення яких знаходяться між сусідніми рядками тарувальної таблиці. Залежність об'єму середовища від її рівня в сепараторі $V(L)$ виражатиметься функцією (7.1).

$$V(L) = \left(\frac{L - L_M}{0,2} \right) \cdot (V_6 - V_M) + V_M \quad (7.1)$$

де: L_M – сусіднє менше значення рівня, згідно з тарувальною таблицею;

V_M – значення об'єму, яке відповідає L_M за тарувальною таблицею;

V_6 – значення об'єму, на одну позицію більше V_M за тарувальною таблицею.

Для зворотного перетворення буде використовуватись аналогічний алгоритм.

Створюється файл вихідного коду для блоку даних, що містить, надалі, тарувальну таблицю мовою SCL.

Вікно середовища програмування зображено на рис 7.7. Вікно моніторингу змінних блоку даних – на рис. 7.8.

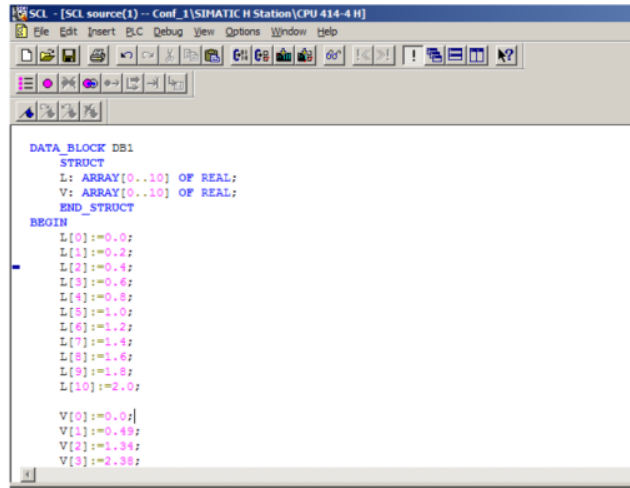


Рис. 7.7. Вікно середовища програмування мовою SCL

Address	Name	Type	Initial value	Actual value	Comment
0.0	L[0]	REAL	0.000000e+000	0.0	
4.0	L[1]	REAL	0.000000e+000	0.2	
8.0	L[2]	REAL	0.000000e+000	0.4	
12.0	L[3]	REAL	0.000000e+000	0.6	
16.0	L[4]	REAL	0.000000e+000	0.8	
20.0	L[5]	REAL	0.000000e+000	1.0	
24.0	L[6]	REAL	0.000000e+000	1.2	
28.0	L[7]	REAL	0.000000e+000	1.4	
32.0	L[8]	REAL	0.000000e+000	1.6	
36.0	L[9]	REAL	0.000000e+000	1.8	
40.0	L[10]	REAL	0.000000e+000	2.0	
44.0	V[0]	REAL	0.000000e+000	0.0	
48.0	V[1]	REAL	0.000000e+000	0.49	
52.0	V[2]	REAL	0.000000e+000	1.34	
56.0	V[3]	REAL	0.000000e+000	2.38	
60.0	V[4]	REAL	0.000000e+000	3.52	
64.0	V[5]	REAL	0.000000e+000	4.71	
68.0	V[6]	REAL	0.000000e+000	5.9	
72.0	V[7]	REAL	0.000000e+000	7.05	
76.0	V[8]	REAL	0.000000e+000	8.08	
80.0	V[9]	REAL	0.000000e+000	8.93	

Рис. 7.8. Моніторинг значень блоку даних з тарувальною таблицею

Для створення алгоритму, який описує залежність, розглянуту в формулі (7.1) створюється ще один вихідний файл.

Алгоритм протестований при різних вхідних значеннях. На рис. 7.9 наведено приклад тесту у вікні розробки чартових діаграм.

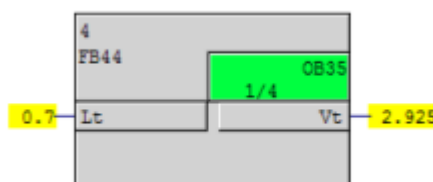


Рис. 7.9 Приклад тесту алгоритму тарування

Як видно з рис.7.9 , при вхідному значенні рівня 0.7 м., аналітичний обсяг середовища у сепараторі становить 2.925 м³, який відповідає аналітичній залежності (7.1).

7.3. Алгоритм підтримки рівня рідини

Як канал вимірювання виберемо канал вимірювання рівня рідини сепараторі. Для цього каналу розробимо алгоритм підтримки рівня рідини. Розроблений алгоритм представлено на рис. 7.10.

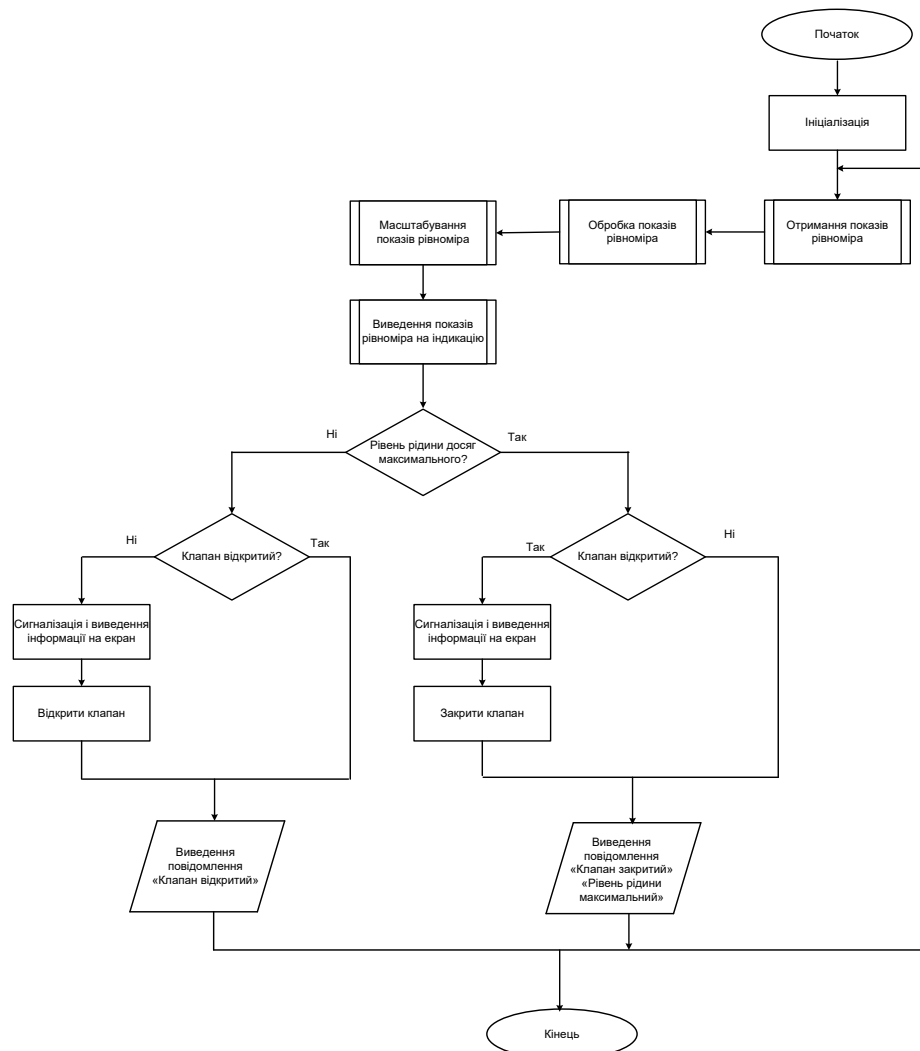


Рис. 7.10. Блок-схема алгоритму вимірювання рівня рідини

8. РОЗРАХУНОК МЕТРОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК

До складу газопроводу входять: споруди з очищення та осушування газу; лінійна частина з усіма переходами через штучні та природні перешкоди та запірною арматурою; компресорні станції з обладнанням з очищення та охолодження газу, що транспортується; сховище газу; проміжні та кінцеві газорозподільні станції для здачі газу споживачеві.

Пропускна здатність газопроводу на добу (в млн. м³/добу) визначається за виразом 8.1:

$$q = Q_{\Gamma} / 365 k_{\text{рік}}, \quad (8.1)$$

де Q_{Γ} – річна пропускна спроможність газопроводу, млрд. м³/рік; $k_{\text{рік}}$ – середньорічний коефіцієнт використання пропускної спроможності газопроводу, $k_{\text{рік}} = k_{\text{нг}} k_{\text{н.д}} k_{\text{р.н}}$; $k_{\text{нг}}$ – коефіцієнт резерву; $k_{\text{н.д}}$ – відносний показник надійності газопроводу; $k_{\text{р.н}}$ – коефіцієнт регулювання нерівномірності споживання.

Пропускна здатність ділянки газопроводу при 0,1013 МПа та 20°C (у млн. м³/добу) визначається за виразом (8.2):

$$q = 105,087 \times 10,2 \times 10^{-6} D^{2,5} \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{\lambda \Delta_{\text{в}} T_{\text{ср}} z_{\text{ср}} l}}, \quad (8.2)$$

де D – внутрішній діаметр газопроводу, мм; $p_{\text{н}}$ і $p_{\text{к}}$ – тиск газу відповідно на початку та в кінці ділянки газопроводу, МПа; λ – коефіцієнт гідравлічного опору; $\Delta_{\text{в}}$ – відносна щільність газу за повітрям; $T_{\text{ср}}$ – середня температура по довжині газопроводу, К; $z_{\text{ср}}$ – середній за довжиною газопроводу коефіцієнт стисливості газу; l – довжина ділянки газопроводу.

Пропускна здатність ділянки газопроводу при різниці відміток його понад 200 м розраховують за виразом 8.3:

$$q = 105,087 \times 10,2 \times 10^{-6} D^{2,5} \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2 (1 - a h_{\text{к}})}{\lambda \Delta T_{\text{ср}} z_{\text{ср}} l \left[1 + \frac{a}{2l} \sum (h_i + h_{i+1}) l_i \right]}}, \quad (8.3)$$

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

де $a = \Delta / (14,64 T_{cp} Z_{cp})$; h_k – відмітка кінцевої точки розрахункової ділянки щодо початкової, м; h_i – відмітка i -ї точки траси щодо початкової, м; l_i – довжина i -ї ділянки, км.

Приймально – здатні операції між сторонами, що беруть участь, здійснюються за допомогою комерційних об'ємних витратомірів, які можуть бути встановлені на лінійній частині газопроводу на вході або виході з компресорної станції або на вході на газорозподільні станції.

Витрату газу вимірюють, як правило, об'ємними лічильниками за умов трубопроводу [35]. Один із можливих витратомірів показаний на рис. 8.1.

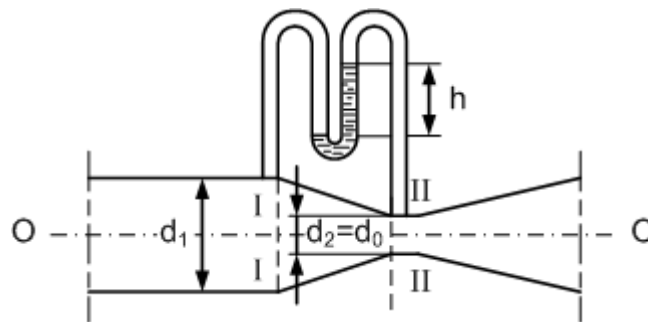


Рис. 8.1 Об'ємний лічильник газу

де d_2 дорівнює d_0 ; d_1 дорівнює діаметру отвору; d_0 дорівнює діаметру струменя

Витрата газу визначається за виразом 8.4.

$$Q = \frac{a\pi}{4} d_2^2 \sqrt{\frac{2gh}{1 - \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^4}}, \quad (8.4)$$

де a – постійна дросельного пристрою, визначається заводом - виробником.

Інші позначення показані на рис. 8.1.

Виведення рівняння (8.4) випливає із рівняння Бернуллі, записаного для перерізів I-I, II-II та площини порівняння O-O. Рівняння Бернуллі ($Z_1 = Z_2$; $\Delta Z = 0$)

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g} + \zeta \frac{V_2^2}{2g}, \quad (8.5)$$

де ζ – коефіцієнт гідравлічного опору.

Оскільки $Q = \text{const}$, $V_1 d_1^2 = V_2 d_2^2$, $V_1 = V_2 (d_2/d_1)^2$, то можна записати:

$$\frac{P_1 - P_2}{\rho g} - \zeta \frac{V_2^2}{g} = h = \frac{V_2^2 - V_1^2}{2g} = \frac{V_2^2 - V_1^1}{2g}$$

Тоді

$$V_2 = \sqrt{\frac{2gh}{1 - \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^4}}$$

що дозволяє записати рівняння 8.4.

У загальному вигляді об'ємну витрату газу визначають за виразом 8.6 [35]:

$$Q = \alpha \varepsilon \frac{\pi d^2}{4} \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}}, \text{ м}^3/\text{сек}, \quad (8.6)$$

де α – коефіцієнт витрати діафрагми; ε – коефіцієнт розширення газу; d – діаметр отвору діафрагми, м; Δ – перепад тиску на діафрагмі, Па; ρ – густина газу, кг/м³.

Запас газу газопроводу зазвичай визначають по ділянках між компресорними станціями і потім підсумовують [35].

Запас газу для одностанкового газопроводу визначають за виразом (8.7):

$$V = \frac{V_r \times P_{cp} \times L \times 293 \times 10,2}{z_{cp} \times 10^6 \times T_{cp}}, \text{ млн. м}^3, \quad (8.7)$$

де V_r – геометричний об'єм ділянки трубопроводу, м³; P_{cp} – середній тиск на ділянці, МПа; L – довжина ділянки, км; T_{cp} – середня температура газу, °К.

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right),$$

$$t_{cp} = t_{rp} + \frac{t_H - t_{rp}}{aL} (1 - e^{-aL}) - D_i \frac{P_H^2 - P_K^2}{2aLP_{cp}} \left[1 + \frac{1}{aL} (1 - e^{-aL}) \right],$$

$$a = 0,225 \times 10^6 \frac{kd_H}{q\Delta C_p \times 10^6},$$

$$e = 2,718,$$

де L – довжина ділянки, км; $t_{гр}$ – температура ґрунту, °С; t_H – початкова температура газу, °С; k – коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту, кДж/м²год град; d_H – зовнішній діаметр ГП, мм; q – добова продуктивність млн. м³/добу (ст. умови); Δ – відносна щільність; C_p – теплоємність газу, кДж/кг град ($C_p \approx 2,51$); D_i – ефект Джоуля-Томпсона, град/МПа.

Визначення стічної втрати газу під час закінчення його з отвору в тилі труби

Розрахунок провадиться з наступних припущень:

1. процес закінчення – зовнішньо адіабатичний, тобто. зовнішнє підведення тепла дорівнює нулю;

2. стан газу визначається рівнянням Клайперона - Менделєєва (8.8)

$$pV_0 = RT \quad (8.8)$$

3. показник зовнішньоадіабатичного процесу $n = k = 1,3$,

де R – постійна газова, дж / кг × град; n – показник політропи; k – показник зовнішньо адіабатичного процесу.

Розрахунок включає визначення наступних величин:

1. критична швидкість закінчення (масова), кг/м²×сек, що визначається за виразом (8.9)

$$U_{кр} = \lambda_{кр} \sqrt{2gP_0 / V_0} \quad (8.9)$$

2. коефіцієнт витрати - швидкісна характеристика витрати газу, що визначається за виразом (8.10)

$$\lambda_{кр} = \frac{P_{кр}}{P_0 \times 2 \times \sqrt{n(n+1)}} = \left[\frac{2}{(n-1)} \right]^{\frac{n}{n-1}} \times \frac{1}{2\sqrt{n(n+1)}}, \quad (8.10)$$

де $P_{кр}$ – критичний тиск, Па; P_0 – початковий тиск, Па.

3. початковий питомий об'єм, що визначається за виразом (8.11)

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

$$V_0 = \frac{RT}{P_0}, \quad (8.11)$$

де R – постійна газова; P_0 , T – початкові температура та тиск газу, тобто. тиск та температура у точці закінчення;

4. критична витрата в секунду, кг/сек, що визначається за виразом (8.12)

$$G = fU_{кр}, \quad (8.12)$$

де f – площа перерізу отвору, m^2 .

Втрати газу під час розриву труби

Втрати газу визначаються [35] за виразом (8.13)

$$q = 283,6 \sum_{i=1}^n \frac{V_i}{T_i} \left(\frac{P_i'}{Z_i'} - \frac{P_i''}{Z_i''} \right) + (Q_{пос} - Q_{відб}) \tau, \text{ тис.м}^3, \quad (8.13)$$

де n – число лінійних кранів на ділянках траси, де є падіння тиску; V_i – геометричний об'єм суміжних ділянок; T_i – середня температура газу даних ділянок; P_i' , P_i'' – тиск на ділянках до аварії та після перекриття кранів, ПА; Z_i' , Z_i'' – те ж для коефіцієнта стисливості газу; $Q_{пос}$ – кількість газу, що надійшло в газопровід від моменту аварії до моменту перекриття кранів, тис. $m^3/хв$; $Q_{відб}$ – кількість газу, відібрана з газопроводу за той же час, тис. $m^3/хв$; τ – час від моменту падіння тиску до моменту перекриття тиску, $хв$.

Розрахунок похибки метрологічного каналу АС

Виконаємо розрахунок похибки вимірювального каналу (ВК) для температури газу. ВК складається з послідовного з'єднаних приладів: Rosemount 648 перетворювач температури; НПСІ-УНТ Нормуючий вимірювальний перетворювач уніфікований; модуль нормалізації сигналів; АЦП AD7170BCPZ-500RL7; Rosemount 1410 бездротовий шлюз; контролер SIMATIC S7-400 F/H.

Структурна схема вимірювального каналу за температурою газу представлена на рис. 8.2.

					MIMT.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

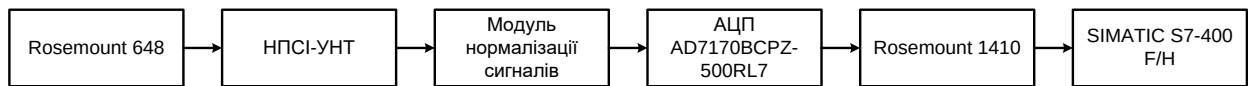


Рис.8.2 - Структурна схема вимірювального каналу

Для нормального закону розподілу випадкових складових похибки у % від нормуючого значення середньоквадратичне відхилення (СКВ) похибок компонентів ВК визначається за формулою (8.14):

$$\sigma = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N Y_i^2}}{\sqrt{3}}, \quad (8.14)$$

де σ – СКВ похибок компонентів ВК; Y_i – межі основної наведеної похибки відповідного приладу; N – кількість приладів.

Межі основної наведеної похибки приладів, що входять у склад ВК, наведені в документації та посібниках з експлуатації на відповідні прилади:

- Rosemount 648 перетворювач температури – 0,025%;
- НПІСІ-УНТ нормуючий вимірювальний перетворювач уніфікований – 0,1%;
- модуль нормалізації сигналів – 0,2 %;
- АЦП AD7170BCPZ-500RL7 – 0,5%;
- Rosemount 1410 бездротовий шлюз – 0,1%;
- контролер SIMATIC S7-400 - 0,05%.

$$\sigma_{осн} = \frac{\sqrt{0,025^2 + 0,1^2 + 0,2^2 + 0,5^2 + 0,1^2 + 0,05^2}}{\sqrt{3}} = 0,3\%.$$

Після цього згідно з [36] була розраховано похибку каналу пристрою зв'язку з об'єктом АСТ ТП, а також такі додаткові похибки: напруга живлення, частота струму живлення, температура навколишнього повітря, вібрація, опір навантаження, тривалість експлуатації, перешкоди різного виду:

$$\sigma_1 = \frac{0,043 \cdot 5\%}{100\%} = 0,00215\%;$$

$$\sigma_2 = \frac{0,043 \cdot 2\%}{100\%} = 0,00086\%;$$

$$\sigma_3 = \frac{0,043 \cdot 9\%}{100\%} = 0,00387\%;$$

$$\sigma_4 = \frac{0,043 \cdot 5\%}{100\%} = 0,00215\%;$$

$$\sigma_5 = \frac{0,043 \cdot 5\%}{100\%} = 0,00215\%;$$

$$\sigma_6 = \frac{0,043 \cdot 26\%}{100\%} = 0,01118\%;$$

$$\sigma_7 = \frac{0,043 \cdot 10\%}{100\%} = 0,0043\%.$$

Оскільки система застосовуватиме бездротові технології найбільшу додаткову похибку вносять тривалість експлуатації 0,01118 %, і навіть різні перешкоди – 0,0043 %.

У результаті загальна похибка каналу вимірів враховуючи всі фактори складає:

$$\sigma_{\text{дон}} = \frac{\sqrt{0,00215^2 + 0,00086^2 + 0,00387^2 + 0,00215^2 + 0,01118^2 + 0,0043^2}}{\sqrt{3}} = 0,026\%.$$

$$\sigma_{\text{заг}} = 0,3 + 0,026 = 0,326\%.$$

Загальна похибка вимірювальних каналів не повинна перевищувати 0,4% [36]. Таким чином, отримане значення відповідає вимогам.

9. РОЗРАХУНОК ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ

Розрахунок надійності робимо у відповідності зі схемою електричною підключення, з обліком заданої кліматичної категорії і виконання системи. Параметр потоку відмов визначається по формулі:

$$\lambda_{\text{сис}} = \sum N_i \lambda_i, \quad (9.1)$$

де N - число груп комплектуючих, що входять до складу системи; N_i λ_i - кількість і інтенсивність відмов комплектуючих i -ої групи.

Інтенсивність відмов комплектуючих i -ої групи в робочому режимі визначається як:

$$\lambda_i = \lambda_{0i} \cdot a_1 \dots a_n, \quad (9.2)$$

де λ_{0i} - інтенсивність відмов комплектуючого виробу в номінальному режимі і нормальних умовах $a_1 \dots a_n$ - коефіцієнти, що враховують умови роботи.

Для визначення коефіцієнта a_1 скористаємося довідниковими даними:

$$a_1 = k_{11} \cdot k_{12} \cdot \dots \cdot k_{15}; \quad (9.3)$$

З огляду на умови експлуатації, вибираємо $k_{11}=2$, $k_{12}=1$, $k_{13}=1$, $k_{14}=2$, k_{15} ; таким чином, $a_1=2$. Зробимо розрахунок, скориставшись таблицею 9.1.

Інтенсивність потоку відмов елементів системи: $\lambda_{\text{сис}} = 44,242 \cdot 10^{-6} \text{ год}^{-1}$.

Таблиця 9.1. Інтенсивність потоку відмов елементів системи

Прилад	$\lambda_{0i} \cdot 10^{-6}$	N_i	a_1	a_2	a_3	$N_i \cdot \lambda_{0i} \cdot 10^{-6}$
Витратомір Rosemount 3051S	0,731	3	2	0,5	1	2,193
Перетворювач температури Rosemount 648	0,608	5	2	0,5	1	3,04
Датчик тиску Rosemount 3051	0,839	3	2	0,5	1	2,518
Рівнемір Rosemount 5301	0,79	3	2	0,5	1	2,375
Датчик тиску LMP 307i	0,447	3	2	0,5	1	1,341
Сигналізатор рівня Rosemount 2120	0,347	3	2	0,5	1	1,041
Модулі дискретного введення (DI) SM 321	0,228	6	2	0,5	1	1,368
Модулі дискретного вивода (DO) SM 322	0,635	4	2	0,5	1	2,54
Інтерфейсний модуль IM 153-2HF	0,763	2	2	0,5	1	1,526

Модулі аналогового виводу (АО) SM322	0,678	4	2	0,5	1	2,712
Комунікаційний процесор CP 341	1,915	1	2	0,5	1	1,915
Керований комутатор SCALANCE X-200	1,237	2	2	0,5	1	2,474
ПЛК Siemens SIMATIC S7-400 F/H	1,600	2	2	0,5	1	3,28
Модуль аналогового введення (AI) SM 331	1,900	2	2	0,5	1	3,8
Радіо модем Viper-SC	1,342	4	2	0,5	1	5,368
Блок живлення PS 307	1,080	2	2	0,5	1	2,16
Газосигналізатор Дозор-С	1,247	3	2	0,5	1	3,741
Роз'єми	0,001	850	2	0,5	1	0,850
Всього						44,242

Можливість безвідмовної роботи протягом часу t :

$$P(t) = e^{-\lambda t} \quad (9.4)$$

де T - час роботи системи, годин, $\lambda_{\text{сис}}$ - інтенсивність потоку відмов.

Середній час наробітку на відмову визначимо по формулі:

$$T_0 = \lambda_{\text{сис}}^{-1} \quad (9.5)$$

При $\lambda_{\text{сис}} = 44,242 \cdot 10^{-6} \text{ год}^{-1}$ значення $T_0 = 22603$ годин.

Ймовірність безвідмовної роботи за час $T = 1000$ год. визначимо по формулі (9.4). Вона склала 0,9567 відповідно до рис. 9.1.

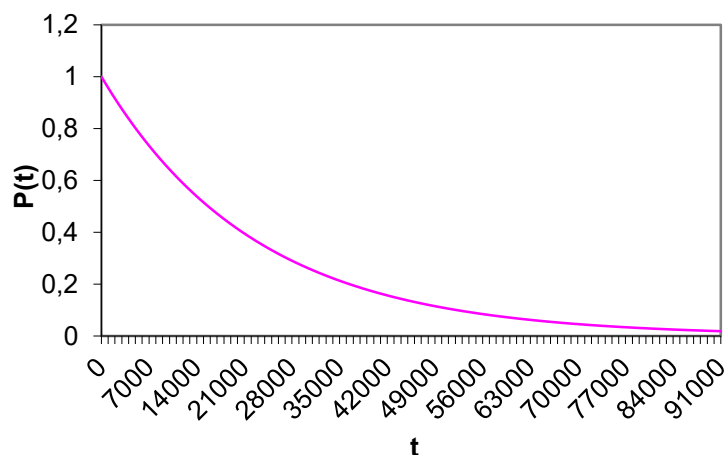


Рис. 9.1. Ймовірність безвідмовної роботи

10. БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОХОРОНА ПРАЦІ

Згідно з номенклатурою, небезпечні та шкідливі фактори за ДСТУ EN ISO 12100:2016 поділяються на такі групи:

- фізичні;
- хімічні;
- психофізіологічні;
- біологічні.

Біологічні та хімічні небезпечні та шкідливі виробничі фактори в приміщенні, де знаходиться робоче місце інженера КВП потенційно відсутні.

До психофізіологічних шкідливих факторів, що впливають на оператора ЕОМ протягом його робочої зміни, можна віднести такі:

- емоційні навантаження;
- монотонність праці;
- розумова перенапруга.

Єдиним небезпечним фактором є електробезпека, тобто небезпека ураження електричним струмом.

Відомо, що ураження людини електричним струмом можливе лише при замиканні електричного ланцюга через тіло людини, тобто при дотику людини до мережі не менше ніж у двох точках. При цьому підвищене значення напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може статися через тіло людини, є небезпечним фактором.

Електрична насиченість сучасних робочих місць формує електричну небезпеку, джерелом якої можуть бути електричні мережі, електрифіковане обладнання та інструмент, обчислювальна та організаційна техніка, що працює на електриці.

Відповідно до «Правил пристрою електроустановок» всі виробничі приміщення з небезпеки ураження електричним струмом поділяються на три

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

категорії: приміщення з підвищеною небезпекою, особливо небезпечні приміщення та приміщення без підвищеної небезпеки.

Кабінет інженера КВП, відноситься до категорії приміщень без підвищеної небезпеки, оскільки вона характеризується такими ознаками: температура повітря і вологість в нормі, відсутність вогкості, хімічно активного середовища, струмопровідних пилу і підлог.

Основною причиною небезпеки ураження електричним струмом може бути дотик до струмоведучих частин або дотик до конструктивних частин, що опинилися під напругою. З метою уникнення небезпеки ураження електричним струмом необхідно дотримуватися таких правил електричної безпеки:

1) Перед включенням ЕОМ в мережу має бути візуально перевірено її електропроводку на відсутність можливих видимих порушень ізоляції, а також відсутність замикання струмопровідних частин на корпус комп'ютера;

2) При появі ознак замикання необхідно негайно відключити від електричної мережі ЕОМ та усунути несправність;

3) Забороняється при включеній ЕОМ одночасно торкатися приладів, які мають природне заземлення.

До захисних заходів від небезпеки дотику до струмоведучих частин електроустановок відносяться: ізоляція, огороження, блокування, знижена напруга, електрозахисні засоби.

Серед поширених способів захисту від ураження електричним струмом під час роботи з електроустановками розрізняють:

1.Захистне заземлення – призначене для перетворення "замикання на корпус" в "замикання на землю", з тим, щоб зменшити напругу дотику та напруга кроку до безпечних величин (вирівнювання, як найпоширеніший спосіб захисту від ураження електричним струмом).

2.Захисне занулення - замикання на корпус електроустановок.

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Системи захисного відключення – відключення електроустановок у разі вияву небезпеки пробоя на корпус.

Доцільно знати заходи першої медичної допомоги під час ураження електричним струмом.

Стан повітряного середовища приміщень визначають такі параметри:

- температура повітря у приміщенні;
- температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- відносна вологість повітря;
- швидкість руху повітря;
- рівень запиленості чи загазованості повітря.

Оптимальні мікрокліматичні умови забезпечують загальне та локальне відчуття теплого комфорту протягом 8-годинного робочого дня, не викликають відхилень у стані здоров'я та створюють передумови для високого рівня працездатності.

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

ВИСНОВКИ

У результаті виконання кваліфікаційної роботи розроблено комп'ютеризовану інформаційно-вимірювальну систему для контролю параметрів газових свердловин..

Основними елементами системи є датчики та програмований логічний контролер. Похибка вимірювального каналу 0,4 %. Надійність розробленої системи: 22603 годин безвідмовної роботи.

Розраховані характеристики задовольняють вимогам технічного завдання.

У якості графічного матеріалу надано структурну, функціональну схеми та електричну схему підключень функціональних блоків системи, Виконано розрахунок метрологічних характеристик. Розроблено алгоритмічне забезпечення системи.

Розроблена система може застосовуватись у системах контролю, управління та збору даних на різних підприємствах видобутку газу. Дана система дозволить збільшити продуктивність, підвищити точність та надійність вимірів, скоротити кількість аварій. Область застосування: нафтогазова галузь.

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1) Д'ячук В. В. Основи розробки та облаштування родовищ природних газів: навчальний посібник. – Харків: Б.В., 2005. – 321 с.
- 2) Д'ячук В. В. Бікман Є. С., Кисельова С. О. Проектування розробки та облаштування газових (газоконденсатних) родовищ: навч. посіб. / за заг. ред. д-ра техн. наук, проф. О. Ф. Редько. – Харків: БУРУН і К, 2009. – 304 с.
- 3) Проектування розробки та облаштування газових (газоконденсатних) родовищ: навч. посіб. / ред. проф. О. Ф. Редько. – Харків: БУРУНіК, 2009. – 304 с.
- 4) 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.
- 5) Білецький В. С., Фик М. І. Основи транспорту природних вуглеводнів (підручник). – Харків: НТУ ХПІ, Львів: «Новий Світ- 2000», 2019 – 274 с.
- 6) Пилипов Л.Д. Основи нафтогазової справи - Івано-Франківськ: ІФТУНГ, 2012 – 312 с.
- 7) Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2020. – 311 с.
- 8) Наказ від 15.03.2017 № 118 Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ
- 9) Системи АСУ ТП, АСУП, SCADA и АСДУ http://www.tekhar.com/Production/ASU_TP/index_ASUTP_u.htm
- 10) Програмований логічний контролер (ПЛК) фірми Siemens SIMATIC S7-400 F/H <https://www.siemens.com/uk-ua/products/simatic/s7-400/>
- 11) Пакет STEP 7 <https://www.siemens.com/uk-ua/products/tia-portal/step7/>
- 12) Модуль блоку живлення PS 307 <https://www.svaltera.ua/catalog/716/1070.php>
- 13) Інтерфейсний модуль IM 153-2HF <https://abr.com.ua/simatic-dp-interfeysnyy-modul-z-polipshenymy-harakterystykamy-im-153-2-high-feature-dlya-et-200m-maks-12-moduliv-s7-300-pidtrymka-rezervuvannya-tymchasovi->

					МІМТ.480.002.123 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

mitky-dlya-izohronnogo-rejymu-spets-funktsiji-12-moduliv-na-stantsiyu-aktyvnyy-slave-dlya-vymykachiv

14) Модуль аналогового введення 8М 331
<https://alectro.in.ua/ua/p301002600-modul-331-1kf02.html?srsId=AfmBOoq978KhZQTlIDJKQuBnpQ4pMt1guktTV4fUOxgtpM8ukeFlgzqu>

15) Модуль дискретного введення SM 321
<https://eleksun.com.ua/uk/6es7321-1bl00-0aa0-modul-vvoda-diskretnyh-signalov-sm-321-seriya-simatic-s7-300-1h32-vhodov24-v.html>

16) Модуль дискретного виводу SM 322
<https://eleksun.com.ua/uk/6es7322-1bf01-0aa0-modul-vvoda-diskretnyh-signalov-sm-322-seriya-simatic-s7-300-2h4-vyhodov24-v2>

17) Модуль аналогового виводу SM 332
<https://eleksun.com.ua/uk/6es7332-5hf00-0ab0-modul-vyvoda-analogovyh-signalov-sm-332-seriya-simatic-s7-300-1h8-ao-5v-10v1-5v>

18) Комунаційний процесор CP 341
<https://eleksun.com.ua/uk/6es7341-1ch02-0ae0-kommunikacionnyy-processor-cp-341-seriya-simatic-s7-300-interfeys-rs-422rs-485-do>

19) Керовані комутатори серії SCALANCE X-200
<https://www.siemens.com/uk-ua/products/scalance/x-200-managed-ethernet-switches/>

20) Радіо модем Viper-SC
https://www.euromobile.com.ua/ua/product_item.php?id=190

21) Робоча станція HP Z420
https://compbest.com.ua/ua/rabochaya_stantsiya_hp_z420_workstation_tower_intel_xeon_e5-2660_v2_10_20_yader_po_2.2_-_3.0_ghz_64_gb_ddr3_240_gb_ssd_500_gb_hdd_nvidia_quadro_k2000_2_gb_gd_dr5_128-bit_dvd-rom_hdmi/?srsId=AfmBOopXVB8SDSfil5OF7qfrCZ5tkHEXthyEQsoIYSLr8AR1rfk2lM-6

22) Датчик тиску Rosemount 3051 <https://trade-control.com.ua/ua/rosemount-3051>

23) Датчик тиску LMP 307i <https://meranova.ua/ua/product/lmp307>

24) Сигналізатор рівня Rosemount 2120 <https://trade-control.com.ua/ua/products/rosemount-2120>

25) Рівнемір Rosemount 5301 <https://trade-control.com.ua/ua/products/rosemount-5301>

- 26) Перетворювач температури Rosemount 648 <https://trade-control.com.ua/ua/rosemount-648>
- 27) Бездротовий шлюз 1420 <https://www.emerson.com/en/measurement-instrumentation/products/emerson-wireless-1420-gateway>
- 28) Витратомір Rosemount 3051S <https://trade-control.com.ua/ua/rosemount-3051sfc>
- 29) Газосигналізатор Дозор-С-М-5 <https://optima-shop.com.ua/uk/gazoanalizator/statsionarni-hazoanalizatory/dozor-s>
- 30) Пульт контролю та управління Варта ВПУ <https://antifire.ua/vynosnyj-pult-upravlinnya-vpu-elektronmash>
- 31) Прилад приймально-контрольний охоронно-пожежний «Сигнал-20М» <https://ver.xissa.cx.ua/articles/prilad-prijmalno-kontrolnij-ohoronno-pozhezhnij-si.html>
- 32) Ручний пожежний сповіщувач ИПР-1 <https://www.chelmash.com.ua/shop/vzryvozasita/ipr-1eh1/>
- 33) Пожежний сповіщувач Артон СПД-3 <https://fire-stop.com.ua/ua/alarm/smoke-detectors/arton-spd3.html>
- 34) Шафи лінійні TS8 фірми Rittal <https://ugov.ua/catalog/detail/ts8-systemy-liniinykh-shaf/>
- 35) Грудз В.Я. Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків, Д. Ф. Тимків, Л. С. Шлапак, О. М. Ковалко; За редакцією М. П. Ковалка. – Київ: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. – 600 с.
- 36) ДСТУ-Н РМГ 62:2006 Метрологія. Забезпечення ефективності вимірювань під час керування технологічними процесами. Оцінення похибки вимірів у разі обмеженої вихідної інформації (РМГ 62-2003, IDT)

