

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи
бакалавра

на тему: **Комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система для контролю за технологічним обладнання нафтогазової свердловини**

Виконав: студент 2 курсу, групи МТК-3

Спеціальності: 152 «Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка»

Черняк Олексій Юрійович

(прізвище та ініціали)

Керівник: доцент кафедри М та ІВТ

кандидат технічних наук, доцент

Чепюк Л.О.

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

Рецензент: к.т.н., доцент, доцент кафедри

РЕА ім. проф. Б.Б. Самотокіна

Гуменюк А.А.

(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 метрології та інформаційно-вимірювальної техніки

Спеціальність 152 «Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри метрології та
інформаційно-вимірювальної техніки
д.т.н., професор Подчашинський Ю.О.

« _____ » _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу бакалавра

Студент _____ Черняк Олексій Юрійович

1. Тема роботи: Комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система для контролю за технологічним обладнання нафтогазової свердловини

Керівник роботи: доцент кафедри М та ІВТ кандидат технічних наук, доцент
Чепюк Л.О.

затверджена наказом по університету від « 5 » квітня 2024 р. № 128/с

2. Термін здачі закінченої роботи на кафедру « 19 » червня 2023р.

3. Вихідні дані до роботи об'єкт вимірювання – комп'ютеризована система - інформаційно-вимірювальна система вимірювання для контролю за технологічним обладнання нафтогазової свердловини, параметр вимірювання – витрата нафти та газу, температура та рівень у технологічному обладнанні. Вимоги до основної відносної похибки вимірювань, що допускається: а) маси сирової нафти: $\pm 2,5 \%$; б) маси сирової нафти без урахування води при вмісті води в сірій нафті (в об'ємних частках): до 70%: $\pm 6\%$; від 70 до 95%: $\pm 15\%$; понад 95 %: межа допускається відносної похибки встановлюється у методиці виконання вимірювань (МВІ), затверджених та атестованих у встановленому порядку; в) обсяг вільного нафтового газу: $\pm 5 \%$

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які підлягають розробці) огляд та аналіз методів контролю параметрів нафтогазової свердловини, розробка структурної і функціональної схеми, розробка схеми підключень, розробка алгоритму роботи системи, розрахунок метрологічних характеристик, оцінка показників надійності роботи системи, безпека життєдіяльності та охорона праці

5. Перелік графічного матеріалу (з точним визначенням обов'язкових креслень) структурна схема, функціональна схема, електрична 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	25.02.24 – 15.03.24	Виконано
2	Огляд та аналіз методів вимірювання для контролю за технологічним обладнання нафтогазової свердловини	25.02.24 – 15.03.24	Виконано
3	Розробка структурної схеми	16.03.24 – 15.04.24	Виконано
4	Розробка електричної схеми підключень	16.04.24 – 24.04.24	Виконано
5	Розробка конструкції системи	25.04.24 – 09.05.24	Виконано
6	Розробка алгоритму та програми системи	10.05.24 – 24.05.24	Виконано
7	Розрахунок метрологічних характеристик	25.05.24 – 03.06.23	Виконано
8.	Розрахунок надійності	04.06.24 – 15.06.24	Виконано
9	Оформлення пояснювальної записки та презентаційного матеріалу	03.06.24 – 17.06.24	Виконано

Студент

Черняк О.Ю.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Чепюк Л. О.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

В даній кваліфікаційній роботі розроблено комп'ютеризовану інформаційно-вимірювальну систему для контролю за технологічним обладнанням нафтогазової свердловини. Розроблено інтегровану інформаційно-вимірювальну систему на базі автоматизованої групової вимірювальної установки з використанням програмованого логічного контролера.

Розроблена система може застосовуватися у системах контролю та управління та збору даних на різних промислових підприємствах. Дана система дозволить скоротити кількість аварій, збільшити продуктивність, підвищити точність та надійність вимірювань.

Ключові слова: комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система автоматизована групова вимірювальна установка, дебіт нафти, температура, тиск, витрата, датчики.

ABSTRACT

In this qualification work, a computerized information and measurement system was developed for monitoring the technological equipment of an oil and gas well. An integrated information and measurement system based on an automated group and measurement installation using a programmable logic controller has been developed.

The developed system can be used in control and management systems and data collection at various industrial enterprises. This system will reduce the number of accidents, increase productivity, and increase the accuracy and reliability of measurements.

Key words: computerized information-measuring system, automated group measuring device, oil flow rate, temperature, pressure, flow rate, sensors.

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота представлена пояснювальною запискою в обсязі 71 сторінок формату А4, записка містить вступ, основну частину, що складає дев'ять розділів, висновки, список використаних джерел та додатків. Темою роботи є розробка комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи для контролю за технологічним обладнанням нафтогазової свердловини.

Перший розділ містить основні завдання та вимоги до системи, а саме: технічні характеристики, надійність та конструктивне оформлення.

Другий розділ містить опис існуючої системи та пропозиції по модернізації системи для контролю за технологічним обладнанням нафтогазової свердловини.

У третьому розділі виконано розробку структурної і функціональної схеми інформаційно-вимірювальної системи для контролю за технологічним обладнанням нафтогазової свердловини.

У третьому розділі обрана елементна база та розроблено електричну схему зовнішніх проводок.

П'ятий розділ містить методику проведення вимірювань.

Шостий розділ містить огляд розробленого алгоритмічного та програмного забезпечення інформаційно-вимірювальної системи для контролю за технологічним обладнанням нафтогазової свердловини.

Сьомий розділ містить розрахунок основних метрологічних характеристик системи.

Восьмий розділ містить розрахунок показників надійності системи графічно зображено залежність безвідмовної роботи виробу протягом часу.

У дев'ятому розділі розглянуто питання безпека життєдіяльності та охорони праці при роботі з обладнанням системи.

ЗМІСТ

Вступ.....	8
1. ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ	10
1.1. Підстава для розробки, призначення та галузь застосування	10
1.2. Вимоги до технічних характеристик.....	10
1.3. Вимоги до надійності.....	11
1.4. Вимоги до конструктивного оформлення	11
2. АНАЛІЗ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЗА ТЕХНОЛОГІЧНИМ ОБЛАДНАННЯ НАФТОГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ.....	12
2.1. Опис існуючої системи для контролю за технологічним обладнання нафтогазової свердловини.....	12
2.2. Пропозиції по модернізації системи для контролю за технологічним обладнання нафтогазової свердловини.....	19
3. РОЗРОБКА СТРУКТУРНОЇ ТА ФУНКЦІОНАЛЬНОЇ СХЕМИ	21
3.1 Структурна схема системи.....	21
3.2. Функціональна схема автоматизації	23
4. ЕЛЕМЕНТНА БАЗА СИСТЕМИ	27
4.1. Контролер MicroLogix 1500	27
4.2. Датчик тиску Rosemount 3051C.....	30
4.3. Датчик температури Rosemount 065	32
4.4. Витратомір Proline Promass F 300 Endress+Hauser	33
4.5. Витратомір-лічильник газу РГ-ОНТ.....	37
4.6. Сигналізатор газу промисловий Варта 1-03.14.....	43
4.7. Розробка схеми зовнішніх проводок.....	45

					МММТ.480.006.036 – ПЗ					
Вим	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система для контролю за технологічним обладнання нафтогазової свердловини Пояснювальна записка	Лім.	Лист	Листів		
Розроб.	Черняк О.Ю..						6	71		
Перевір.	Чепюк Л.О.									
Реценз.										
Н. Контр.	Чепюк Л.О.									
Затверд.	Подчашинський Ю									
						Державний університет «Житомирська політехніка», гр. МТК-3				

5. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ВИМІРЮВАНЬ.....	47
5.1. Виконання вимірювань.....	47
5.2 Обробка результатів вимірювань	49
6. РОЗРОБКА АЛГОРИТМУ РОБОТИ СИСТЕМИ.....	53
7. РОЗРАХУНОК МЕТРОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК.....	57
8. ОЦІНКА ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМИ.....	59
9. БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОХОРОНА ПРАЦІ	61
9.1. Заходи безпеки під час проведення вимірів дебітів свердловин у приміщенні АГВУ	61
9.2 Небезпечні та шкідливі фактори	63
9.3. Засоби індивідуального та колективного захисту	64
9.4. Аналіз впливу об'єкта дослідження на довкілля.....	64
9.5. Безпека у надзвичайних ситуаціях	65
ВИСНОВКИ.....	68
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	69
ДОДАТКИ	71

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.

Ефективне управління складним в організаційно-економічному відношенні підприємством потребує впровадження нових інформаційних технологій та кардинального покращення інформаційного забезпечення управлінської діяльності. У цьому мають створюватися корпоративні інформаційні системи, у яких оперативно відбиваються результати виробничо-господарської діяльності підприємства.

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 нафтовидобутку, 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 нафти 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.

Мета випускної кваліфікаційної роботи – модернізація системи вимірювання автоматизованої групової вимірювальної установка з використанням програмованого логічного контролера.

1. ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

1.1. Підстава для розробки, призначення та галузь застосування

Підставою для розробки є завдання на дипломне проектування.

Система призначена для вимірювання для контролю за технологічним обладнання нафтогазової свердловини.

Потрібно розробити структурну схему системи та вибрати елементну базу, розробити електричну принципову схему системи вимірювання для контролю за технологічним обладнання нафтогазової свердловини. Розробити програмно-алгоритмічне забезпечення та оцінити точність системи вимірювання.

Початок розробки – лютий 2024 р. Кінець розробки – червень 2024 року.

1.2. Вимоги до технічних характеристик

1.2.1. Об'єкт вимірювання – комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна систему для контролю за технологічним обладнання нафтогазової свердловини.

1.2.2. Параметр вимірювання – витрати нафти і газу.

1.2.3. Вимоги до основної відносної похибки вимірювань, що допускається:

- а) маси сирової нафти: $\pm 2,5 \%$;
- б) маси сирової нафти без урахування води при вмісті води в сировій нафті (в об'ємних частках):
 - до 70%: $\pm 6\%$;
 - від 70 до 95%: $\pm 15\%$;
 - понад 95 %: межа допускається відносної похибки встановлюється у методиці виконання вимірювань (МВІ), затверджених та атестованих у встановленому порядку;
- в) обсяг вільного нафтового газу: $\pm 5 \%$.

1.3. Вимоги до надійності

Система є що відновлюється, не резервується, ремонтпридатною.
Наробіток на відмову складає не менше 30000 годин.

1.4. Вимоги до конструктивного оформлення

Пристрій виконати в стандартному корпусі

2. АНАЛІЗ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЗА ТЕХНОЛОГІЧНИМ ОБЛАДНАННЯ НАФТОГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ

2.1. Опис існуючої системи для контролю за технологічним обладнання нафтогазової свердловини

Піднята зі свердловини на поверхню газорідинна суміш за рахунок пластової енергії або встановлених у свердловині насосів доставляється на групові пункти. Вони об'єднують до 14 свердловин залежно від модифікації та дозволяють здійснювати наступні операції: заміряти дебіт свердловини, відокремлювати газ від рідини та заміряти його об'єм, передавати інформацію про дебіт окремо по кожній свердловині та сумарну кількість видобутої рідини в цілому за груповою установкою на диспетчерський пункт.

В даний час на промислах набули поширення автоматизовані групові вимірювальні установки блочного типу (АГВУ) «Супутник» (рис. 2.1) [1].



Рис. 2.1. Автоматизована групова вимірювальна установка

Установки складаються з двох блоків: замірно-перемикаючого та блоку управління.

Технологічна схема (рис. 2.12) внутрішньопромислового збору нафти та газу описується так. Свердловина газорідинна суміш (ГРС) надходить у розподільну батарею групової установки, розраховану на підключення 8 свердловин. За заданою програмою по черзі кожна з свердловин, що підключаються спеціальним пристроєм, що обертається, перемикається на замір.

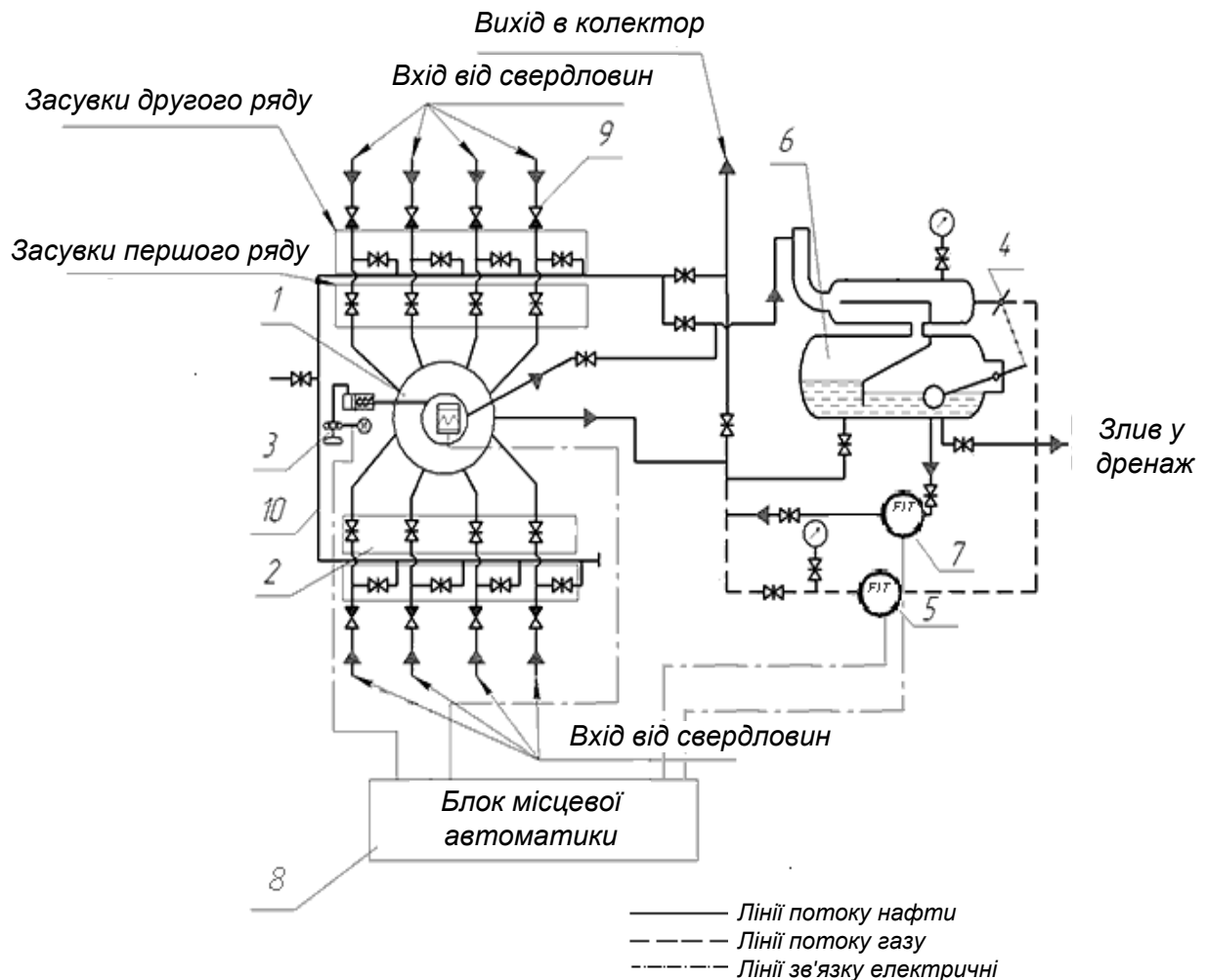


Рис. 2.1. Технологічна схема внутрішньопромислового збору нафти та газу:

1 - перемикач свердловинний ПСМ; 2 - електричний обігрівач; 3 - гідропривід; 4 – заслінка; 5 - витратомір газу; 6 – сепаратор; 7 - витратомір нафти; 8 - блок управління та індикації; 9 - клапан зворотний; 10 – байпас.

Перемикач свердловин багатоходовий (ПСМ) являє собою два вставлені один в інший циліндри. Зовнішній циліндр з'єднаний з усіма свердловинами, що працюють на цю групову установку. Внутрішній циліндр має можливість обертатися автоматично за заданою програмою і, обертаючись, він по черзі підставляє отвір, що є на його циліндричній поверхні, до кожного свердловинного трубопроводу, підключеного до зовнішнього циліндра. Таким чином утворюється канал, яким ГРС з окремої свердловини надходить в сепаратор. Інші свердловини у цей час працюють у загальний трубопровід.

З перемикача ГЖС направляється в сепаратор, де відбувається відділення газу від рідини, після чого рідина надходить до турбінного витратоміру, відсепарований газ і рідина, що пройшла замір, скидаються в загальний трубопровід.

Сепаратор групової установки виконаний у вигляді двох горизонтальних циліндрів, забезпечених гідроциклонами. У гідроциклоні за рахунок відцентрової сили, що виникає при гвинтоподібному русі ГРС, рідина як найбільш важкий агент відкидається до стінок судини, газ залишається в центральній частині. У верхньому циліндрі відбувається сепарація, у нижньому накопичується рідина.

Рідина накопичується у сепараторі. Поплавок через систему важелів перекидає заслінку на газовій лінії, тиск у сепараторі починає підвищуватися. При досягненні перепаду тиску між сепаратором та вихідним трубопроводом у межах 0,08-0,12 МПа клапан регулятора витрати відкривається, і рідина під надлишковим тиском видавлюється у загальний трубопровід. При перепаді тиску в межах 0,02-0,03 МПа клапан регулятора витрати закривається.

Тривалість закінчення рідини через лічильники залежить від кількості продукції, що надходить зі свердловини. При зниженні рівня рідини нижче половини діаметра нижньої ємності заслінка починає відкриватися і пропускати газ, що накопичився, в загальний колектор. Внаслідок зниження

тиску газу в сепараторі клапан регулятора витрати закривається і знову відбувається накопичення рідини. Рідина, що накопичилася в нижній частині сепараційної ємності, проходить через турбінний лічильник рідини ТОР, потім направляється в загальний трубопровід. Пристрій регулювання витрати в замірному сепараторі забезпечує циклічне проходження рідини через лічильник ТОР з постійною швидкістю, що дозволяє вимірювати в широкому діапазоні дебіту свердловин з малою похибкою. Лічильник ТОР видає імпульси на блок керування та індикації (БУІ-1), де вони реєструються електромагнітними лічильниками.

Управління перемикачем свердловин здійснюється БУІ-1. При спрацьовуванні реле включається електродвигун гідроприводу ГП-1м і в системі гідравлічного управління підвищується тиск. Привід ПСМ під впливом тиску ДП переміщає поворотний патрубок ПСМ і на вимір підключається наступна свердловина.

Час виміру встановлюється на промислі залежно від конкретних умов: дебіту свердловин, способів видобутку, стану розробки родовища та інших умов.

При роботі пристрою регулювання витрати залежно від рівня рідини в сепараторі можуть спостерігатися такі положення заслінки та регулятора витрати [2]:

1. Заслінка та клапан регулятора витрати закриті. При цьому положенні рівень рідини в сепараторі високий, йде додаткове накопичення рідини та створення надлишкового тиску всередині сепаратора.

2. Заслінка закрыта, а клапан регулятора витрати відкритий. При цьому положенні рівень рідини у сепараторі також високий.

У технологічному блоці є освітлення, обігрівачі, вентиляція. Все обладнання змонтоване на металевій основі. На підставі по периметру рами кріпляться панелі укриття.

Укриття блоку відрізняється легкістю, міцністю, стійкістю до атмосферних впливів, добрими теплоізоляційними властивостями.

Укриття забезпечує нормальні умови для роботи апаратури та обслуговуючого персоналу.

Конструктивно апаратарний блок виконаний аналогічно технологічному блоку.

Усередині апаратного апарату на стійці розташовані прилади управління та вимірювання.

Якщо збірний пункт розташований на значній відстані від свердловин, їх енергії може виявитися недостатньо для доставки туди ГРС. Тоді споруджують проміжні насосні станції, що отримали назву дожимних насосних станцій (ДНС). Тут ГРС, що надійшла від групових установок, проходить часткову сепарацію і водовідділення, після чого рідина надходить до насосів, що перекачують, і подається на збірний пункт. Газ окремим трубопроводом прямує на газопереробний завод.

Призначення основних частин установки

Ємність сепараційна призначена для відділення газу від рідини, що надходить зі свердловини, та періодичного пропускання рідини через лічильник TOP 1-50. Конструктивно сепараційна ємність складається з гідроциклонної головки, що виконує основну функцію сепарації, верхньої сепараційної ємності та нижньої ємності накопичувача. Усередині ємностей є перегородки, що направляють полиці та сітка для уловлювання сторонніх предметів.

Для періодичного видалення бруду, що накопичився, в нижній частині є два відведення.

Пропарювання та продування бруду проводиться через відведення в загальний трубопровід.

Заслінка призначена для створення заданого перепаду тиску між сепараційною ємністю та загальним трубопроводом.

Регулятор витрати призначений забезпечення витрати рідини через лічильник рідини.

Засувки та крани призначені для використання як запірну арматуру.

Лічильник турбінний TOP1-50 призначений для вимірювання кількості рідини, що надходить зі свердловини.

Обігрівач електричний вибухозахищений ОВЕ-4 призначений для опалення технологічного блоку та вибухонебезпечних приміщень.

Регулятор температури вибухозахищений ТУДЕ-8М1. Призначений для регулювання температури рідких та газоподібних середовищ у системах автоматичного контролю та регулювання при статичному тиску до 6,4 МПа. Застосовуються у всіх галузях промисловості.

Перемикач свердловин багатологовий ПСМ призначений для автоматичного та ручного встановлення свердловин на вимірювання.

Привід гідравлічний ГП-1М призначений для створення гідравлічного тиску силових циліндрах виконавчих механізмів ПСМ.

Блок БУІ-1 призначений для використання у складі вимірювальних установок типу «Супутник». У складі установки «Супутник» блок БУІ-1 взаємодіє з елементами гідроприводу (ГП), перемикачем свердловин багатологовим (ПСМ) та лічильником рідини TOP-1-50.

Заводські технічні характеристики групової вимірювальної установки наведено у таблиці 2.1 [3].

Таблиця 2.1 - Технічні характеристики Супутник АМ40-8-400

Найменування параметру	Значення
Габаритні розміри (м):	
довжина	6,35
ширина	3,20
висота	2,81
Маса (кг)	7600 ± 5 %
Кількість свердловин що підключаються (шт)	8
Робочий тиск (МПа)	4
Живлення пневматичних ланцюгів: тиск газу (МПа)	4
Характеристики робочого середовища:	

тиск (МПа)	4
температура (0С)	від -5 до + 70
Живлення електричних кіл: вид струму напруга (В) частота (Гц) споживана потужність (кВт)	змінний 380 / 220 50 ± 1 10
Кліматичні умови: температура навколишнього повітря (0С) відносна вологість (%)	від -50 до +50 80
Виконання приладів	вибухозахищене
Клас приміщення	В-Ia
Категорія вибухонебезпечної суміші	ПА
Група вибухонебезпечної суміші	Т3

Аналіз поточного стану АГВУ

Установка введена в дію у 1993 році. Під час експлуатації проводилося оновлення окремих вимірювальних приладів.

На даний момент автоматизована система установки складається з:

- лічильника рідини ТОР-1-50;
- блоку управління та індикації БУІ-1 (рис. 2.3);
- технічних манометрів МП4-У;
- датчиків регулятор температури ТУДЕ-8М1.

Блок БУІ-1 призначений для використання у складі вимірювальних установок типу «Супутник».



Рис. 2.3 Блок управління та індикації БУІ-1

Спільно з іншими приладами та агрегатами, що входять до складу установки «Супутник», блок БУІ-1 забезпечує:

- автоматичне керування перемикачем свердловин на замір за власною (місцевою) програмою;
- автоматичний пропуск свідомо непрацюючих свердловин з перемиканням на чергову свердловину;
- реєстрацію об'єму рідини з окремою свердловиною індивідуальними лічильниками;
- сигналізацію про номер свердловини, підключеної на замір.

У складі установки «Супутник» блок БУІ-1 взаємодіє з елементами гідроприводу ДП, перемикачем свердловин багатоходовим (ПСМ), електроконтактним манометром та лічильником рідини ТОР-1-50.

Основним недоліком системи є такі:

1. Неможливість керувати технологічним процесом АГВУ з диспетчерського пункту;
2. Відсутність диспетчерського контролю над технологічними параметрами;
3. Відсутність технічної можливості передачі на верхній рівень;
4. Ручне встановлення режиму роботи.

2.2 Пропозиції по модернізації системи для контролю за технологічним обладнання нафтогазової свердловини

У зв'язку з безперервністю технологічного процесу на груповий вимірювальній установці нафти необхідно передбачити систему контролю, сигналізації та автоматичного управління технологічним процесом. Система сигналізації та контролю повинна забезпечувати безпеку роботи установки, стежачи за технологічними параметрами процесу та попереджаючи про відхилення цих параметрів.

З метою підвищення оперативності управління та якості ведення технологічних режимів, поліпшення характеристик технологічних процесів та технологічного обладнання, скорочення часу простоїв обладнання та досягнення його оптимального навантаження, скорочення кількості зупинок та аварій технологічного обладнання, зниження витрат, підвищення продуктивності та покращення умов праці доцільно:

- встановити лічильник газу РГ-ОНТ;
- встановити датчики температури Rosemount 065 у сепараторі ГЗУ;
- встановити датчики тиску Rosemount 3051C у сепараторі ГЗУ;
- встановити датчики тиску Rosemount 3051C у колекторі ДЗП;
- встановити газосигналізатор Варта 1-03.14;
- замінити БУІ-1 на контролер Allen-Bradley MicroLogix 1500.

3. РОЗРОБКА СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ

3.1. Структурна схема системи

Згідно з ієрархічною структурою автоматизована система управління розподіляється на три рівні. На кожному рівні розташовується функціонально та територіально відокремлена підсистема. Мається на увазі різниця між завданнями та його засобами реалізації. Таким чином, АСУ забезпечує взаємодію наступних рівнів автоматизації:

- Нижній рівень (польовий рівень) – зазвичай складається з датчиків, виконавчих пристроїв, запірної та регулюючої арматури, перетворювачів, приводів та інших засобів автоматики та контрольно-вимірювальних приладів (КВП). На даному етапі реалізується отримання та первинне перетворення даних про регульований технологічний процес та/або параметр, а також про стан обладнання.

- Середній рівень (контролерний рівень) – це програмований логічний контролер (ПЛК), панелі оператора, контури регулювання. Відповідно, тут реалізуються функції автоматичного регулювання програмно-логічного управління. Відбувається прийом вхідних даних, обробка і формування вихідних сигналів управління виконавчими механізмами. Також виконується обмін інформацією з верхнім рівнем.

- Верхній рівень (інформативно-обчислювальний рівень) – це системи контролю, моніторингу та управління процесом, технологічним об'єктом. Сюди також належать бази даних. За допомогою засобів обчислювальної техніки та SCADA-систем реалізується операторський контроль технологічних процесів. SCADA (аббр. від англ. Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерське управління і збір даних) – програмний пакет, призначений для розробки або забезпечення роботи у реальному часі систем збору, обробки, відображення та архівування інформації про об'єкт моніторингу або управління.

На рис. 3.1. та у графічній частині роботи представлена три рівнева структурна схема комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи вимірювання для контролю за технологічним обладнання нафтогазової свердловини.

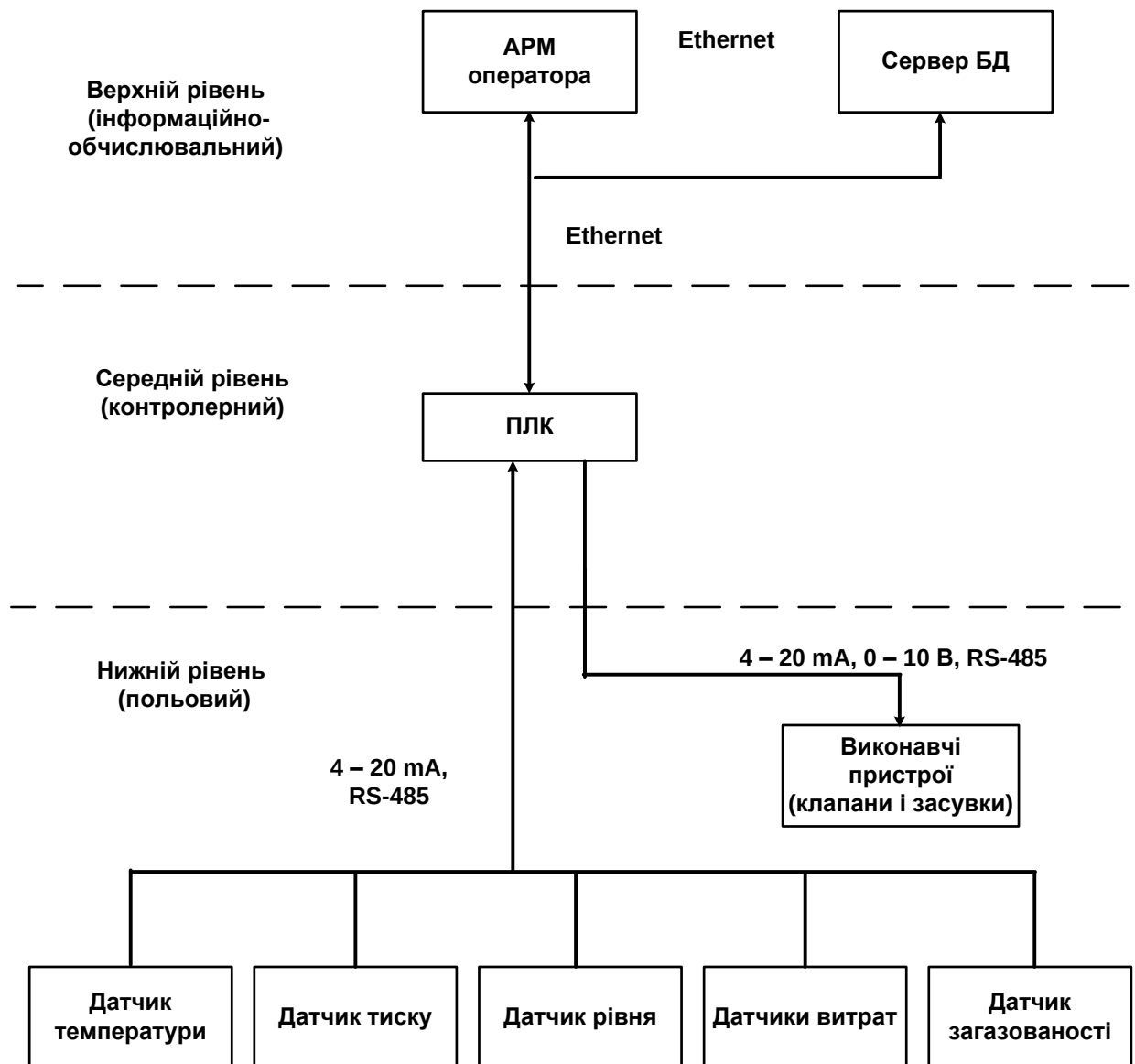


Рис. 3.1. Структурна схема комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи вимірювання для контролю за технологічним обладнання нафтогазової свердловини

Об'єктом дослідження є автоматизована групова вимірювальна установки. Актуальним є наступний склад інформаційно-вимірювальної системи:

- На нижньому (польовому) рівні знаходяться датчики тиску і температури, рівня, витратоміри нафти і газу, розташовані на входах і виходах сепаратора.
- Середній рівень (контролерний) включає локальний контролер з модулями вводу/виводу.

Верхній рівень (інформативно-обчислювальний) складається з комутатора (комунікаційний контролер) та комп'ютерів локальної мережі, а також бази даних та екранних форм зі SCADA - системою.

Дані, отримані з датчиків, надходять на контролерний рівень локального ПЛК. Далі інформація надходить у локальну мережу інформативно-обчислювального рівня.

3.2. Функціональна схема автоматизації

Перелік необхідних сигналів та інтерфейсів інформаційно-вимірювальної системи наведено у таблиці 3.1.

У газосепаратор додатково до манометра необхідно встановити перетворювач тиску Rosemount 3051C та перетворювач температури Rosemount 065 для контролю та передачі заміряних параметрів на верхній рівень. Також перетворювач тиску Rosemount 3051C встановлюється у випускний колектор. Перетворювачі тиску та температури «Метран» мають уніфікований вихідний сигнал 4-20мА та підключаються до модуля аналогових входів контролера. Для визначення газового свердловин встановлюється лічильник газу РГ-ОНТ у вихідний трубопровід газосепаратора. Витрата відсепарованої нафти вимірюється лічильником рідини Proline Promass F 300. Імпульсний сигнал із датчиків витратомірів

Proline Promass F 300 та РГ-ОНТ передаються на входи модуля дискретного сигналу.

Таблиця 3.1 – Список сигналів.

Об'єкт	Наименование сигнала	Аналоговий вхід, шт.	Дискретний вхід, шт.	Дискретний вихід, шт.	Лічильний вхід, шт.	Інтерфейс RS-485, шт	Сигнал
АГВУ (технологічний блок)	Тиск у колекторі (рід.)	1	-	-	-	-	4-20 мА
	Тиск газу	1	-	-	-	-	4-20 мА
	Температура газу	1	-	-	-	-	4-20 мА
	Концентрація загазованості	1	-	-	-	-	4-20 мА
	Положення ПСМ	-	4	-	-	-	24В
	Управління ГП	-	-	1	-	-	24В
	Лічильник Proline Promass F 300	-	1	-	-	-	24В
	Лічильник РГ-ОНТ	-	1	-	-	-	24В

Номер свердловини встановлюється на вимір, передається з датчика коду положення свердловини (ДКПС) на входи модуля дискретного сигналу. Управління гідроприводом ПСМ здійснюється контролером в автоматичному або ручному режимі. Вихідний керуючий сигнал формується релеємним виходом контролера. Для сигналізації та контролю до вибухонебезпечної концентрації горючих газів і пар у технологічному блоці ГЗУ встановлюється датчик газосигналізатора Варта 1-03.14. Вторинний блок формує вихідний сигнал 4-20мА пропорційно значенню газової концентрації та видає його на модуль аналогових входів контролера.

На рис. 3.2. та у графічній частині роботи представлена функціональна схема комп'ютеризованої інформаційно-виміральної системи

І-3 І-1

І-2 І-4

І-5 І-6

І-7 І-8

І-9 І-10

І-11

І-12

І-13

І-14

Завантаження технологічного блоку

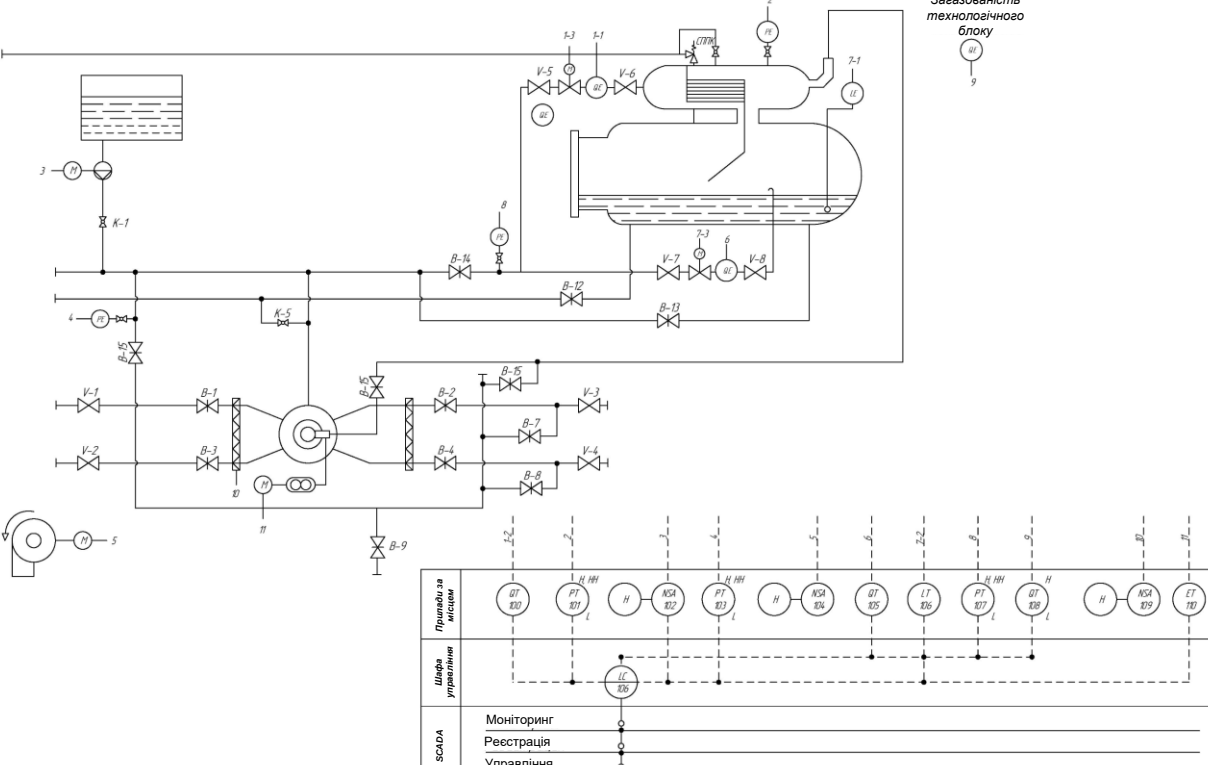


Рис. 3.2. Функціональна схема комп'ютеризованої інформаційно-вимірjuвальної системи вимірювання для контролю за технологічним обладнання нафтогазової свердловини.

Порядковий номер встановленої на вимір свердловини визначається і передається на другий рівень АСУ ТП датчиком коду положення свердловини ДКПС (позиція 6). Переведення на наступну свердловину здійснюється гідроприводом (позиція 14). Сепаратор обладнаний поплавковим регулятором рівня (позиція 7), який механічно пов'язаний із заслінкою на газовій лінії. Між сепаратором та загальним трубопроводом встановлений регулятор витрати (позиція 8). Витрата рідини, що видобувається зі свердловини, заміряється лічильником рідини Proline Promass F 300 (позиція 4). Витрата газу вимірюється комплектом РГ-ОНТ,

який складається з первинного перетворювача (позиція 5-1), магнітоіндукційного перетворювача РГ-ОНТ - І2У (позиція 5-2) та електронного блоку РГ-ОНТ- Е3М (позиція 5-3).

Сигналізація та контроль до вибухонебезпечних парів та газів у технологічному блоку здійснюється газосигналізатором Варта 1-03.14. Чутливий елемент (позиція 9-1), блок сигналізації (позиція 9-2).

Контроль підвищеного чи зниженого тиску в колекторі з передачею струмового сигналу на контролер встановлюють вимірювальний перетворювач тиску Rosemount 3051C (позиція 2).

Контроль підвищеного або зниженого тиску в сепараторі з передачею струмового сигналу на контролер встановлюють вимірювальний перетворювач тиску Rosemount 3051C (позиція 1), а контроль температури Rosemount 065 (позиція 3).

Візуальний контроль тиску в сепараторі, а також загальному трубопроводі здійснюється технічними манометрами МП4 -У (позиції 10 і 11).

Підтримка температури в ГЗП на заданому рівні робить дилатометричний термометр ТУДЕ (позиція 13).

Сигналізація відкриття дверей технологічного блоку здійснюється кінцевим вимикачем (позиція 12)..

4. ЕЛЕМЕНТНА БАЗА СИСТЕМИ

4.1. Контролер MicroLogix 1500

Зовнішній вигляд контролера MicroLogix 1500 представлений на рис. 4.1.



Рис. 4.1 Зовнішній вигляд контролера

Для зв'язку приладів з диспетчерським пультом пропонується використовувати контролер фірми Allen-Bradley MicroLogix 1500, який здійснює такі функції: збір, обробка та передача інформації; телеуправління об'єктами; телесигналізація аварійного стану [9].

Архітектура MicroLogix 1500 є парою модулів з єдиною площею кріплення. Модуль процесора вставляється в базовий модуль разом утворюють закінчений контролер. Процесор і базовий модуль можна замінювати незалежно один від одного, що дозволяє максимально використовувати можливості вбудованого вводу/виводу та водночас мінімізувати вартість обладнання.

Компактні модулі вводу/виводу (Bulletin 1769) розширюють можливості, пропоновані каналами вводу/виводу, вбудованими в базу контролера, і забезпечують додаткову гнучкість, достатню для широкого кола додатків. Ця платформа вводу/виведення — високопродуктивна, модульна, що не вимагає шасі («безрекова»), надає фронтальний доступ для монтажу модулів і проводів, що знижує вартість системи та час її обслуговування.

До 540 каналів дискретних входів/виходів (при використанні 32 канальних модулів).

Пам'ять до 12 кБайт програмних слів + 48 кБайт фіскальної пам'яті для зберігання архівів подій.

Час виконання типової програми обсягом 1 К слів – 0,7 ms.

Два швидкі лічильники 20 кГц. Два виходи з частотною (20кГц) або широтно-імпульсною модуляцією для керування кроковим або серводвигуном.

32-х бітна арифметика з числами з плаваючою комою.

Вбудовані функції PID.

Вбудований термінал доступу до даних.

Годинник реального часу. Два вбудовані "настроювальні" потенціометри для завдання значень аналогових параметрів.

Підключення віддалених модулів мережами RIO, DeviceNet.

Вбудований порт RS-232 (один або два) з протоколом на вибір Full Duplex, Half Duplex Master/Slave, мережевий DH-485, протокол роботи з радіомодемами, в тому числі і для ретрансляції сигналу, протокол ASCII.

Середня гарантована заводом виробником напрацювання на відмову не менше 500 000 годин.

Вибір модулів виводу.

Модуль 1769-IF8 призначений для перетворення сигналів від 8 аналогових датчиків у двійковий код. Модуль служить для обробки аналогових сигналів ± 10 В, $1 \div 5$ В, $0 \div 5$ В, $0 \div 10$ В, $0 \div 5$ мА, $0 \div 20$ мА та $4 \div 20$

мА. Модуль дозволяє перетворювати показання датчиків безпосередньо в інженерні одиниці. Для цього модуля потрібна попередня ініціалізація [9].

Модулі дискретного введення 1769-IQ16 має 16 входів, використовується для обробки дискретних сигналів, що надходять, з напругою 24 Вольт (постійного струму) типу «сухий контакт», що надходять від сигналізаторів або контактів.

Таблиця 4.1 - Короткі характеристики MicroLogix 1500

Модель базового блоку	1764-24BWA
Кількість вбудованих входів/виводів:	12 входів, 12 виводів
Напруга живлення	85/265V AC
Зовнішнє живлення	24 V DC, 400 mA
Тип входів	24 V DC
Тип виводів	реле
Пакет програмування	RSLogix 500
Інтерфейс	RS-232, DH-485

Джерело живлення Phoenix Contact TRIO-PS/1AC/24DC/10A встановлюється на DIN-рейку. Напруга живлення 100-240В змінного струму. Вихідна напруга 24В постійного струму, вихідний струм 10А.

Великий напрацювання на відмову, що становить 500 000 годин, забезпечує високу безпеку напруги живлення. Для підвищення потужності та резервування прилади можна підключати паралельно.

Даний прилад має зрозумілу світлодіодну індикацію та можливість підключення пристроїв за допомогою здвоєних клемних модулів до контактів "плюс" і "мінус" для швидкого розгалуження ланцюгів. Наявність третьої клеми (-) спрощує заземлення вторинного ланцюга. Всі блоки живлення мають захист від роботи на холостому ході і короткого замикання. Значення вихідної регульованої напруги можуть бути налаштовані.

4.2. Датчик тиску Rosemount 3051C

Копланарні перетворювачі тиску Rosemount 3051C є галузевим стандартом для вимірювання диференціального, манометричного та абсолютного тиску. Платформа Coplanar забезпечує безперебійну інтеграцію з колекторами, рішеннями потоку та рівня [10].

Характерний

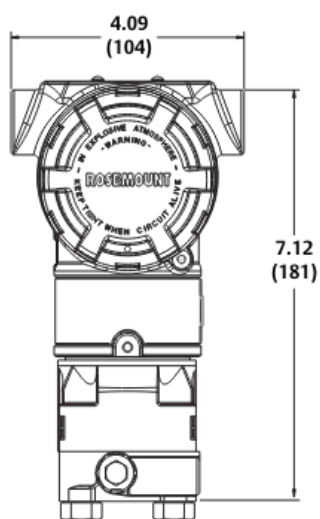
- Повна серія передавачів
- Діапазон вимірювання: від 0-0,5inH₂O до 6000pSIg
- Компактна та сильна сейсмічна стійкість · Модульна структура
- Регульоване демпфування
- Безліч варіантів, що робить додаток гнучким
- Інтелектуальні, аналогові або малопотужні схеми
- Електричне підключення та монтаж: Оснащений різноманітними технологічними роз'ємами та кріпильними фланцями

Технічні характеристики **Rosemount 3051C**:

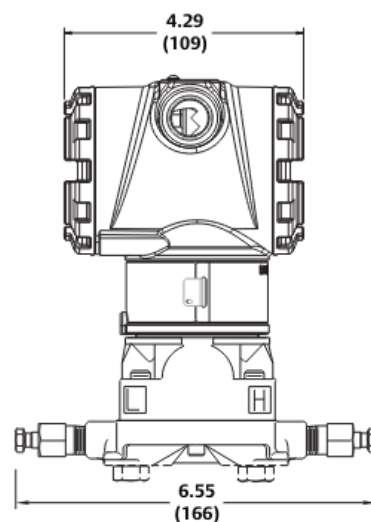
- Перенастроювання діапазону вимірювань: до 150:1
 - Вимірювані середовища: газ; рідина, в т.ч. нафтопродукти; пар.
 - Діапазон вимірювань: до 137,89 бар (різниця тиску), до 137,89 бар (надлишковий), до 275,79 бар (абсолютний)
 - Матеріали, що контактують з робочим середовищем: нержавіюча сталь 316L, сплав C-276, сплав 400, тантал, сплав 400 із золотим покриттям, нержавіюча сталь 316L із золотим покриттям
 - Діагностика: базова, цілісність контуру
 - Сертифікація: функціональна безпека SIL 2/3, стандарти IEC 61508; NSF; NACE; вибухонебезпечні зони.
 - **Конфігуратор**: копланарний датчик тиску (Coplanar)
-



Рис. 4.1 Зовнішній вигляд датчика тиску Rosemount 3051C



а)



б)

Рис. 4.2 Схема датчика тиску Rosemount 3051C

4.3. Датчик температури Rosemount 065

Для вимірювання температури вибираємо датчик Rosemount 065 (рис. 4.3). Термоперетворювач опору Rosemount 0065 витримує високий рівень вібрації в промисловому застосуванні, має конфігурації з одним або двома датчиками Pt-100 і дозволяє вимірювати широкий діапазон температур [11].

Технічні характеристики:

- Можливі НСХ: Pt100
 - Діапазон вимірюваних температур: -196 - +600 °C
 - Температура навколишнього середовища: -51 - +85 °C - опція K1005; -60 - +85 °C - опція BR6
 - Діапазон довжин первинного перетворювача: 50 - 2500 мм
 - Кількість ЧЕ: 1 або 2
 - Спай для термопар/схема для термосопротивлений: 3-х, 4-х провідна
 - Ступінь захисту: IP65/IP68
 - Міжповірочний інтервал: 4 роки
 - Конструктивне виконання: без захисної гільзи; зварна захисна гільза; цельноточеная захисна гільза
 - **Конфігуратор:** перетворювачі опору
-



Рис. 4.3. Датчик температури Rosemount 065

4.4. Витратомір Proline Promass F 300 Endress+Hauser



Рис. 4.4. Витратомір Proline Promass F 300 Endress+Hauser

Promass F давно відомий як сенсор, що здатний здійснювати високоточні вимірювання. Завдяки стійкості до змінних і складних умов він підходить для широкого спектра застосувань. У комбінації з компактним трансмітером Promass F300 має високу гнучкість із погляду експлуатації та системної інтеграції: зручний доступ до електроніки трансмітера, виносний дисплей, покращені можливості під'єднання. Технологія Heartbeat забезпечує постійну відповідність нормам і безпеку процесу [12].

Переваги:

- Найвища безпека процесу - стійкість до змінюваних і складних умов;
- Менше точок вимірювання процесу - багатопараметричне вимірювання (витрата, щільність, температура);
- Просте встановлення - не потрібні прямі ділянки до та після витратиоміра;

- Повний доступ до інформації про процес і діагностику — числові дані, вільно сумісні вихідні сигнали та цифрові протоколи;
- Спрощення та різноманітність — легко конфігурована функціональність введення-виведення
- Вбудована функція для самоперевірки та діагностики — технологія Heartbeat Technology

Таблиця 4.2 – Характеристики витратоміра Proline Promass F 300 Endress+Hauser

Принцип вимірювання	Коріолісові витратиоміри
Функції датчика	Найвища безпека технологічного процесу — стійкість у мінливих і складних умовах. Менше точок вимірювання в процесі — багатопараметричне вимірювання (витрата, щільність, температура). Компактний монтаж — немає потреби в прямих вхідних або вихідних зонах. Масова витрата: похибка вимірювання $\pm 0,05\%$ (PremiumCal). Температура продукту: $-196...350\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-320...662\text{ }^{\circ}\text{F}$).
Особливості перетворювача	Повний доступ до інформації про процес і діагностику — безліч довільно комбінованих пристроїв введення/виведення та цифрові шини. Спрощення та різноманітність — вільно конфігурована функціональність введення/виведення. Вбудована верифікація — технологія Heartbeat. Компактний корпус із двома відсіками, до 3 пристроїв введення/виведення. Сенсорний дисплей із підсвіткою та підтримкою WLAN-під'єднання.
Діапазон номінальних діаметрів	DN 8...250 ($\frac{3}{8}$...10")
Змочувані матеріали	Вимірювальна трубка: 1.4539 (904L); 1.4404 (316/316L); сплав Alloy C22, 2.4602 (UNS N06022) З'єднання: 1.4404 (316/316L); сплав Alloy C22, 2.4602 (UNS N06022); 1.4301 (F304)
Вимірювані параметри	Масова витрата, щільність, температура, об'ємна витрата, скоректована об'ємна витрата, наведена щільність, концентрація
Макс. похибка вимірювання	Масова витрата (рідкість): $\pm 0,10\%$ (стандарт),

	0,05% (опція) Об'ємна витрата (рідкість): $\pm 0,10\%$ Масова витрата (газ): $\pm 0,35\%$ Щільність (рідкість): 0,0005 г/см ³
Діапазон вимірювання	0...2200000 кг/год (0...80840 фунт/хв)
Макс. робочий тиск	PN 100, клас 600, 63K
Діапазон температур продукту	Стандартний варіант: $-50...+150\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-58...+302\text{ }^{\circ}\text{F}$) Опція: $-50...+240\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-58...+464\text{ }^{\circ}\text{F}$) Опція для високих температур: $-50...+350\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-58...+662\text{ }^{\circ}\text{F}$) Опція: $-196...+150\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-320...+302\text{ }^{\circ}\text{F}$)
Діапазон навколишньої температури	Стандартний варіант: $-40...+60\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-40...+140\text{ }^{\circ}\text{F}$) Опція: $-50...+60\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-58...+140\text{ }^{\circ}\text{F}$)
Матеріал корпусу сенсора	Стандартний варіант: 1.4301 (304) Опція: 1.4404 (316/316L)
Матеріал корпусу перетворювача	AlSi10Mg, з покриттям; 1.4409 (CF3M) аналогічно до 316L; неіржавка сталь для перетворювача в гігієнічному виконанні
Ступінь захисту	Компактне виготовлення: IP66/67, захисна оболонка типу 4X. Зовнішня антена WLAN: IP67
Дисплей/Налаштування	4-рядковий сенсорний дисплей із підсвіткою (зовнішнє керування) Налаштування за допомогою локального дисплея й керівного ПЗ Доступний виносний дисплей
Вихідні сигнали	3 виходи: 4...20 мА HART (активний/пасивний) 4...20 мА WirelessHART 4...20 мА (активний/пасивний) Імпульсний/частотний/релейний вихід (активний/пасивний) Подвійний імпульсний вихід (активний/пасивний) Релейний вихід
Вхідні сигнали	Вхідний сигнал стану Вхід 4...20 мА
Цифровий зв'язок	HART, PROFIBUS PA, FOUNDATION Fieldbus, Modbus RS485
Джерело живлення	24 В пост. струму 100...230 В перем. струму 100...230 В перем. струму/24 В пос. струму

	(безпечна зона)
Сертифікати вибухозахист	на ATEX, IECEx, cCSAus, NEPSI, INMETRO, EAC
Безпека виробу	CE, C-TICK
Функціональна безпека	Функціональна безпека відповідно до ГОСТ Р МЕК 61508, можливість використання в галузях застосування з підвищеними вимогами до безпеки відповідно до ГОСТ Р МЕК 61511
Метрологічні нормативи та сертифікати	Калібрування зроблене на сертифікованому калібрувальному обладнанні (згідно з ISO/IEC 17025) Функція Heartbeat Technology відповідає вимогам до прослідкуваної поверці згідно з ISO 9001:2008, розділ 7.6 а (Атестація TÜV) MI-005 Рідина, крім води (вугледодои)
Сертифікати та нормативи за тиском	PED, CRN, AD 2000
Сертифікати на матеріали	Матеріал 3.1 NACE MR0175/MR0103, PMI; тестування зварювання згідно з EN ISO, ASME, NORSOK
Гігієнічні сертифікати та нормативи	3-A, EHEDG

Сфера застосування. Коріолісовий принцип вимірювання витрати не залежить від фізичних властивостей рідини, як-от в'язкість і щільність.

Найкраща точність вимірювання для рідин і газів у разі змінюваних умов процесу.

Характеристики приладу:

- Масова витрата: похибка вимірювання $\pm 0,05\%$ (PremiumCal)
- Температура середовища: $-196 \dots 350^{\circ}\text{C}$ ($-320 \dots 662^{\circ}\text{F}$)
- Номінальний діаметр: DN 8... 250 (3/8 ... 10")
- Компактний двокамерний корпус, до трьох вихідних сигналів
- Сенсорний дисплей із підсвіткою і доступом WLAN
- Доступний виносний дисплей

4.5. Витратомір-лічильник газу РГ-ОНТ

Витратоміри-лічильники газу РГ-ОНТ (далі - витратоміри) призначені для [13]:

- вимірювання часу і тривалості пауз при вимірюванні витрати та об'єму;
- вимірювання абсолютного тиску (далі - тиск) і температури середовища, що протікає у вимірювальному трубопроводі (далі - ВТ);
- вимірювання витрати і об'єму повітря або природного газу (далі - газу) або технологічного вимірювання з ненормованою похибкою витрати і об'єму газової фази продукту газових або газоконденсатних свердловин за робочих умов та зведених до стандартних умов, що протікає по одному ВТ в прямому і зворотному напрямках;
- формування архівів результатів вимірювань, втручань оператора і повідомлень про аварійні ситуації та представлення їх на ПП, а також передачі архівної інформації в автоматизовані системи (далі - АС).

Примітка - технологічні вимірювання витрати і об'єму газової фази продукту газових і газоконденсатних свердловин і оцінювання похибки таких вимірювань здійснюються за окремими методиками, застосування і апробація яких узгоджується між постачальником і споживачем.

Витратоміри застосовуються для обліку газу в складі вузлів на експлуатаційних свердловинах родовищ і підземних сховищах газу, промислових об'єктах і об'єктах газотранспортної системи, у тому числі в умовах відсутності електропостачання.

Витратоміри застосовуються для обліку газу в складі вузлів на експлуатаційних свердловинах родовищ і підземних сховищах газу, промислових об'єктах і об'єктах газотранспортної системи, у тому числі в умовах відсутності електропостачання.



Рис. 4.5. Витратомір-лічильник газу РГ-ОНТ

Витратоміри застосовуються для обліку газу в складі вузлів на експлуатаційних свердловинах родовищ і підземних сховищах газу, промислових об'єктах і об'єктах газотранспортної системи, у тому числі в умовах відсутності електропостачання.

Витратоміри відповідають вимогам «Технічного регламенту обладнання та захисних систем, призначених для використання в потенційно вибухонебезпечних середовищах», затвердженого постановою КМУ від 28 грудня 2016 р. № 1055, та «Технічного регламенту засобів вимірювальної техніки», затвердженого постановою КМУ від 24 лютого 2016 р. № 163.

Витратоміри відповідають вимогам ДСТУ OIML R 137-1-2:2014 і мають вбудований пристрій перетворення об'єму газу типу 1 (комплектна система), який відповідає вимогам ДСТУ EM 12405-1:2014 .

За способом живлення витратоміри виробляються у двох виконаннях:

- виконання 01 - із живленням вбудованої літієвої батареї;
- виконання 02 - із живленням від мережі змінного частотою ($50 \pm 2,5$)

Гц чи постійного струму напругою від 187 В до 242 В або постійного струму напругою від 10,2 В до 13,2 В/

Витратоміри виконання 01 складаються із витратоміра-лічильника (далі - ВЛ) виконання 01 та відповідних фланців з патрубками.

Витратоміри виконання 02 складаються із ВЛ виконання 02; відповідних фланців з патрубками; блоку живлення та інтерфейсу (далі - БЖІ) і, за потребою, блоку інтерфейсу (далі - БІ) у випадку живлення від мережі номінальною напругою 220 В або блоку іскрозахисту (далі - БІЗ) у випадку живлення від мережі з номінальною напругою 12 В.

ВЛ складається із врізної секції (далі - ВС) із фланцями, осереднюючої напірної трубки з вмонтованим термоперетворювачем опору (далі - ОНТ), перетворювача тиску (далі - ПТ), перетворювача перепаду тиску (далі - ППТ) і електронного блоку (далі - ЕБ).

Для передачі архівної інформації в АС витратоміри можуть комплектуватися пристроєм переносу інформації (далі - ППІ).

Основні технічні характеристики витратоміра-лічильника газу РГ-ОНТ

Фізичні властивості природного газу (коефіцієнт стисливості) обчислюються за модифікованим методом NX-19 мод. згідно з ГОСТ 30319.2-96, за модифікованим рівнянням стану GERG-91 мод. згідно з ГОСТ 30319.2-96 або за рівнянням SGERG-88 згідно ДСТУ ISO 12213-3:2009.

Тривалість циклу вимірювання температури і тиску - не більше 30 с для витратомірів виконання 01, 2 с для витратомірів виконання 02; витрати і об'єму - не більше 5 с для виконання 01, 1 с для виконання 02. Період зміни індикації на показуючому пристрої - не більше 5 с для виконання 01, 1 с для виконання 02.

Фіксація моментів початку та завершення аварійних ситуацій з похибкою - ± 5 с, втручань оператора - ± 1 с.

Глибина архівів ВЛ:

а) результатів вимірювань та обчислень:

- за останні 2232 години з середньогодинними значеннями перепаду тиску на ОНТ, тиску, температури і коефіцієнта стисливості газу, годинними об'ємами газу, що пройшли по ВТ в прямому й зворотному напрямках і були

нараховані під час наявності та під час відсутності аварійних ситуацій, часу паузи в обліку газу за кожну годину;

- за останні 512 діб з середньодобовими значеннями перепаду тиску на ОНТ, тиску, температури і коефіцієнта стисливості газу, добовими об'ємами газу, що пройшли по ВТ в прямому й зворотному напрямках і були нараховані під час наявності та під час відсутності аварійних ситуацій, часу паузи в обліку газу за кожну добу;

- за останні 32 місяця з середньомісячними значеннями перепаду тиску на ОНТ, тиску, температури і коефіцієнта стисливості газу, місячними об'ємами газу, що пройшли по ВТ в прямому й зворотному напрямках і були нараховані під час наявності та під час відсутності аварійних ситуацій, часу паузи в обліку газу за кожен місяць;

б) аварійних ситуацій - 1024 записи з датою і часом початку (закінчення) аварійної ситуації, умовним найменуванням аварійної ситуації та значенням об'єму газу нарахованим з початку контрактної доби на час початку (закінчення) аварійної ситуації;

в) втручань оператора - 1024 записи з датою і часом втручання оператора; умовним найменуванням параметра настройки або конфігурації витратоміра, який змінено оператором, та значенням цього параметра до та після втручання оператора.

Перехід на «літній» та «зимовий» час - автоматичний.

Максимальна витрата газу за робочих умов (Q_{max}) залежить від фізичних властивостей газу і визначається за формулою:

$$Q_{max} = F \sqrt{\frac{T \cdot K}{\rho_{ст} P}}$$

де p - тиск газу, кПа;

T - температура газу, К;

$\rho_{ст}$ - густина газу в стандартних умовах, кг/м³;

K - коефіцієнт стисливості газу в умовах з тиском p і температурою T ;

P - коефіцієнт, що дорівнює 304, 620, 1026, 1708, 2789, 4124 для виконань DN 50, DN 65, DN 80, DN 100, DN 125, DN 150 відповідно.

Мінімальна витрата газу в робочих умовах ($Q_{\min}$) - $0,05 \cdot O_{\max}$.

Поріг чутливості витратомірів - $0,02 \cdot O_{\max}$.

Клас точності згідно з ДСТУ OIML_K 137-1-2:2014 - 1,0. Перехідна витрата &- $0,1 \cdot O_{\max}$.

Границі допустимої відносної похибки при вимірюванні тиску газу у діапазоні від $0,05 \cdot p_{\max}$ до

$p_{\max}$ - $\pm 0,25$ %.

Границі допустимої абсолютної похибки при вимірюванні температури газу у діапазоні від мінус 30°C до 60°C - $\pm 0,3^{\circ}\text{C}$.

Границі допустимої абсолютної похибки при вимірюванні часу - ± 2 с за добу.

Живлення витратомірів виконання 01 здійснюється від двох гальванічних елементів ЕК34615 виробництва фірми ЕЕМВ (Китай). Час безперервної роботи від батареї за умови зберігання витратомірів у виключеному стані не більше 5 років - не менше 5-ти років при перегляді і копіюванні даних з витратоміра при повному заповненні архівів і не менше 2-х років при перегляді і копіюванні даних з витратоміра кожен день.

Споживана потужність витратомірів виконання 02 при живленні від мережі номінальною напругою 220 В - не більше $(8+n)$ ВА, де n - кількість ВЛ, що підключено до БЖІ та БІ.

Споживаний струм витратомірів виконання 02 при живленні від мережі постійного струму номінальною напругою 12 В через БІЗ - не більше 80 мА.

Загальний вид, габаритні і приєднувальні розміри, маса ВЛ та відповідних патрубків наведені в настанові АБАТ.406239.001 НЕ, БЖІ, БІ та БІЗ - в настановах АБАТ.426477.005 НЕ, АБАТ.426477.006 НЕ та АБАТ.426431.008 НЕ.

Найнижча температура навколишнього середовища становить мінус 40°C для ВЛ і ППІ (при цьому допускається відсутність відображення

інформації на ППІ при температурі навколишнього середовища нижче мінус 20 °С), 5 °С - для БЖІ, БІ та БІЗ. Найвища температура навколишнього середовища становить 55 °С. Відносна вологість - до 95 % без конденсації для ВЛ, до 93 % без конденсації для ППІ, БЖІ, БІ та БІЗ.

ВЛ можуть встановлюватись у приміщеннях з нерегульованими кліматичними умовами або на відкритих майданчиках під навісами, що обмежують прямий вплив сонячних променів і атмосферних опадів. На відкритих майданчиках рекомендовано встановлювати ВЛ у комплекті антивандального захисту, який може бути замовлений в комплекті поставки, забезпечує відповідний захист від сонячного і атмосферного впливу і механічний захист від можливого стороннього навмисного або випадкового втручання.

БЖІ, БІ та БІЗ можуть встановлюватись у приміщеннях або шафах, що обігрівуються та (або) охолоджуються, без безпосереднього впливу сонячних променів, опадів, вітру, піску і пилу.

По стійкості до механічних впливів витратоміри можуть застосовуватись за зовнішніх механічних умов класу М2 і витримують без ушкоджень впливи випадкової вібрації і ударів згідно вимог ДСТУ ОІМЛ К 137-1-2:2014 та ДСТУ EN 12405-1:2014 .

Витратоміри можуть застосовуватись за електромагнітних умов класу Е2 і відповідають вимогам стосовно електромагнітної сумісності і стійкості до впливів параметрів мережі живлення, які встановлено до електронних лічильників газу згідно ДСТУ ОІМЛ R 137-1-2:2014 і до пристроїв перетворення об'єму газу згідно ДСТУ ЕМ 12405-1:2014 .

Ступінь захисту корпусів складових частин ВЛ - ІР67, БЖІ, БІ, БІЗ і ППІ - ІР20 згідно зГОСТ 14254-96.

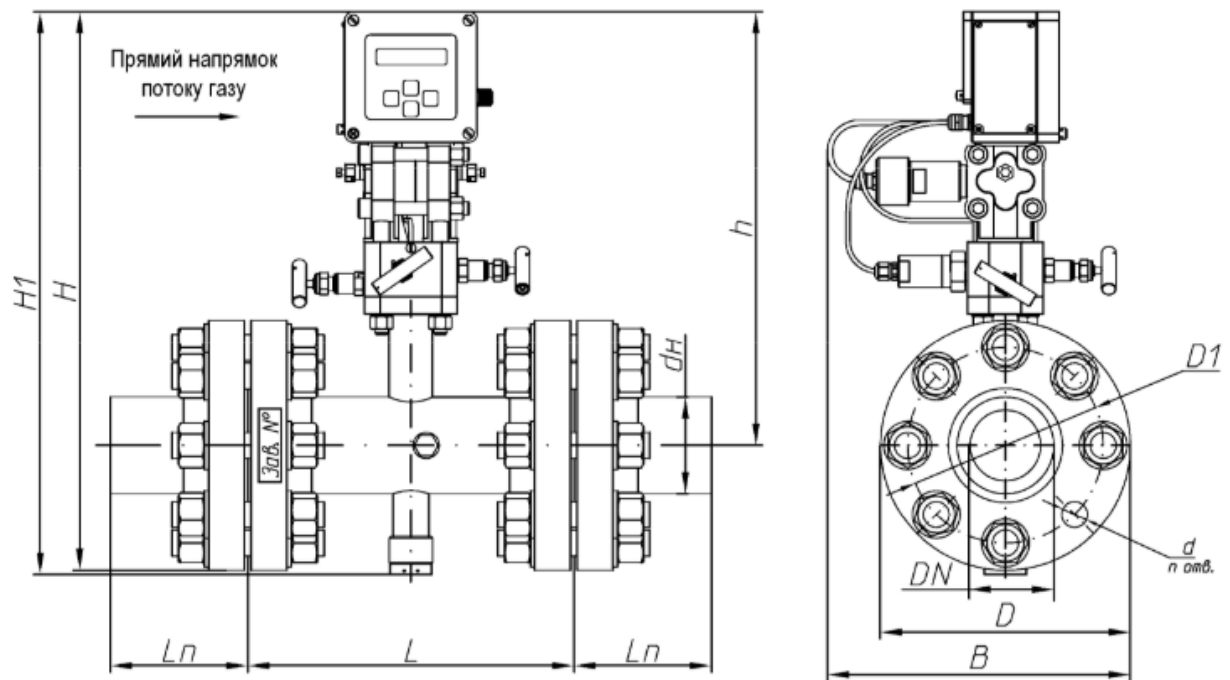


Рис. 4.5. Схема витратоміра-лічильника газу РГ-ОНТ

4.6. Сигналізатор газу промисловий Варта 1-03.14

Блоки керування сигналізатора газу «ВАРТА1-03.14» забезпечують за допомогою виносних цифрових датчиків автоматичний і безперервний контроль в повітряному середовищі доврозобезпечних концентрацій горючих газів і/або безпечних для людини концентрацій токсичних газів і/або температури повітря [14].

У разі перевищення заданих значень концентрації контрольованих газів у повітрі та/або температури повітряного середовища блок керування сигналізатора газу "ВАРТА 1-03.14" забезпечує видатність світлової та звукової сигналізації, подавання електричних сигналів на зовнішні виконавчі пристрої та комутацію зовнішніх електричних ланцюгів.



Рис. 4.6. Сигналізатор газу промисловий Варта 1-03.14

Характеристики:

- Контрольовані гази: метан, пропан (бутан), чадний газ, гарячі гази, аміак.
- Кількість пор спрацьовування 2 — попереджувальний і аварійний
- Час спрацьовування на метан 60 с
- Час спрацьовування на пропан (бутан) 60 с
- Час спрацьовування на чадний газ 180 с
- Час спрацьовування на горючі гази 120 с
- Час спрацьовування на аміак 180 с
- Тип датчика з цифровим виходом
- Кількість датчиків от 1-го до 14-ти
- Поріг спрацьовування на метан (попередній/аварійний) 10% і 20% НКПР (0,5 і 1,0% об.)
- Поріг спрацьовування на пропан (попередній/аварійний) 10% і 20% НКПР (0,2 і 0,4% об.)
- Поріг спрацьовування на чадний газ (попередній/аварійний) 0,005% об. і/0,01% об.

- Поріг спрацьовування на горючі гази (попередній/аварійний) 10% і 20% НКПР (0,1 і 0,2% об.)
- Поріг спрацьовування на аміак (попередній/аварійний) екологічної безпеки — 20 і 60 мг/куб.м, аварійне витікання — 200 і 500 мг/куб.м
- Поріг спрацьовування за температурою повітряного середовища +70°C
- Напруга живлення ~ 220 В/50 Гц
- Споживана потужність, не більш ніж 3,2 ВА
- Ступінь захисту корпусу від зовнішніх впливів IP65
- Кількість під'єднаних зовнішніх пристроїв до 6 -ти
- Параметри комутованих електричних ланцюгів ~250В / 5А
- Температура довкілля -30 до 40°C
- Маса, не більш ніж 1,4 кг (блок керування)
- Габаритні розміри, не більш ніж 170x190x90 мм (блок керування)
- Міжповерховий інтервал 12 міс
- Гарантійний термін 36 міс

4.7. Розробка схеми зовнішніх проводок

Схему зовнішніх електричних проводок наведено на рис. 4.7 і у графічній частині. Система включає наступні прилади:

- датчик витрати нафти Proline Promass F 300;
- датчик витрати газу РГ-ОНТ;
- датчик температури Rosemount 065;
- датчики тиску Rosemount 3051С;
- сигналізатор газу промисловий Варта 1-03.14.

Для передачі сигналів датчиків польового рівня на операторський щит був обраний контрольний кабель з струмопровідною мідною жилою в ПВХ оболонці з ПВХ ізоляцією (КВВГЕ нг 10х2,5), де 2 - кількість жил, а 2,5 -

перетин жил.

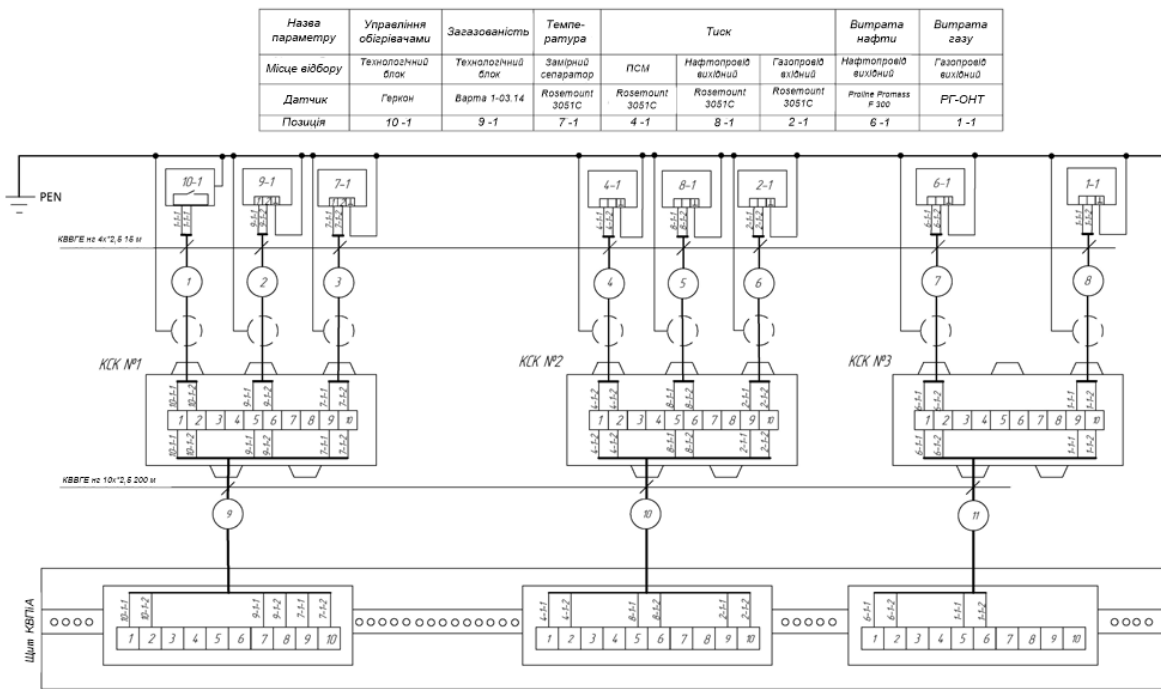


Рис. 4.7. Схема зовнішніх проводок

5. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ВИМІРЮВАНЬ

5.1. Виконання вимірювань

За допомогою вимірювальної установки «Супутник» здійснюється спосіб автоматичного вимірювання параметрів продукції свердловин шляхом її попередньої сепарації – поділу на рідку (сира нафта) та газову (нафтовий газ) фази за допомогою сепаратора у складі вимірювальної установки.

У міру поділу продукції свердловини за заданим алгоритмом управління вимірювальної установки, накопичені в сепараторі сира нафта і нафтовий газ дискретно або безперервно скидаються в колектор.

На виході з сепаратора при скиданні продукції в колектор виробляються прямі незалежні виміри:

- маси та щільності сирої нафти – за допомогою масових лічильників (витратомірів) коріолісового типу;
- маси нафтового газу – за допомогою лічильників (витратомірів) того самого типу (або обсягу нафтового газу – за допомогою об'ємних лічильників вихрового типу);
- об'ємної частки води (або нафти) у водонафтовій суміші – за допомогою потокових вологомірів сирої нафти;
- температури сирої нафти – за допомогою вимірювальних перетворювачів температури: тиску сирої нафти та нафтового газу – за допомогою вимірювальних перетворювачів тиску;
- часу вимірювання – за допомогою таймера БІОІ.

Додатково лабораторними стандартизованими методами проводяться вимірювання щільності пластової води, зневодненої нафти та нафтового газу за стандартних умов, значення яких вводяться в БІОІ як умовно-постійні величини для кожної конкретної свердловини.

На базі результатів прямих вимірювань автоматично за допомогою БІОІ проводяться обчислення:

- маси зневодненої нафти у водонафтовій суміші (т);

- обсягу нафтового газу у стандартних умовах (м3);
- масової витрати сирової нафти (т/добу);
- масової витрати зневодненої нафти (т/добу);
- об'ємної витрати нафтового газу (м3/добу).

Підготовка до роботи, випробування, регулювання та налаштування вимірювальної установки.

Програмно виключають із процесу вимірювань масу сирової нафти, що знаходиться в накопичувачі сепаратора на момент підключення свердловини, що належить попередньої свердловині, шляхом зливу її в колектор у кількості відповідно до таблиці 5.1.

Злив сирової нафти проводиться незалежно від того, в якому режимі працює установка: у безперервному йди дискретному.

При безперервному режимі відлік часу вимірювання знову підключеної свердловини починається після закінчення зливу заданої маси сирової нафти, при дискретному - в момент закриття запірної арматури рідинному трубопроводі сепаратора в останньому (після виконання умов, зазначених вище) циклі зливу.

Таблиця 5.1 - Кількість зливу нафти з накопичувача сепаратора

Номінальна пропускна спроможність установки по сирій нафті, т/доба	Кількість, т, не менше
400	0,2
1500, 2000	0,6
3000	1,5
4000	2,3

Кількість вимірювань (періодів вимірювань) кожної свердловини, що рекомендується, за місяць її роботи – 20.

Встановлюють час виміру продукції свердловини.

Рекомендований час вимірювання в залежності від дебіту свердловин наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Рекомендований час вимірювань

Дебіт свердловини з рідини, т/доб.	Час вимірювань (t), год.
До 20	24
Від 20 до 35	16
Від 35 до 60	10
Від 60 до 100	6
Більше 100	4

У лабораторії проводять вимірювання за стандартних умов:

- щільність пластової води та зневодненої нафти – за атестованими методиками виконання вимірювань;
- густини нафтового газу – за ГОСТ 30319.1-2015 «Газ природний».

Методи розрахунку фізичних властивостей. Загальні положення» (при відборі проб нафтового газу керуються ГОСТ 14921-78 «Гази вуглеводневі скраплені. Методи відбору проб»).

Отримані значення всіх наведених параметрів вводяться в БІОІ і використовуються в алгоритмі вимірювань як постійних величин.

5.2. Обробка результатів вимірювань

Маса та щільність сирої нафти, температура пластової води, маса нафтового газу, об'ємний вміст води або об'ємний вміст нафти вимірюються прямим методом за період вимірювання (t, година) за формулою:

$$t = \frac{t_k - t_o}{60} \quad (5.1)$$

де t_k - календарний час закінчення вимірювання, хв.;

t_o – календарний час початку виміру, хв.

Використовуючи ці значення у кожному періоді, проводиться обчислення наступних величин.

Маса зневодненої нафти за період вимірювання (M_H , кг) обчислюється за формулами:

- залежно від об'ємного вмісту нафти, %:

$$M_H = M_{C.H.} \left[1 - \frac{\rho_B}{\rho_{C.H.}} \left(1 - \frac{\gamma}{100} \right) \right] \quad (5.2)$$

- де M_{CH} - Маса сирої нафти, кг;
- ρ_B – щільність води, кг/м³;
- $\rho_{C.H.}$ - Щільність сирої нафти, кг/м³;
- γ – об'ємний вміст нафти у сирій нафті, %.
-
- Щільність води ρ_B розраховується за формулою:

$$\rho_B = \rho_{BC} [1 - \beta_B (T_B - 20)] (1 + Z_B P) \quad (5.3)$$

- де ρ_{BC} – густина води в стандартних умовах, визначена лабораторним способом і введена в пам'ять БІОІ, кг/м³;
- β_B – коефіцієнти об'ємного розширення пластової води, внесені до БІОІ, вибираються автоматично за значенням T_B ;
- T_B – значення температури пластової води, ОС;
- Z_B – коефіцієнти стисливості пластової води, також внесені до БІОІ, (приймаються відповідно до ДСССД-98 «Таблиці стандартних довідкових даних»);
- P – середнє значення тиску у сепараторі, кгс/см².
 - Залежно від об'ємного вмісту води, у %:

$$M_H = M_{C.H.} \left[1 - \frac{W}{100} \right] \quad 5.4)$$

- де W - об'ємний вміст пластової води в сирій нафті, % об'ємні.

Маса вилученої зі свердловини зневодненої нафти за період виміру (M_{Hj} , т) визначається за формулою:

$$M_{Hj} = \frac{\sum M_H}{1000} \quad (5.5)$$

- Обсяг нафтового газу, вилученого зі свердловини за період вимірювання (V_{rcj} , м³) визначається за такою формулою:

$$- V_{rcj} = \frac{M_{\Gamma}}{\rho_{\Gamma c}} \quad (5.6)$$

- де M_{Γ} - маса нафтового газу за період вимірювання, кг; $\rho_{\Gamma c}$ – густина нафтового газу в стандартних умовах, кг/м³.
- Якщо для вимірювань обсягу нафтового газу застосовується вихровий лічильник, то перерахунок його в стандартні (за ДСТУ 2939-2015 «Гази. Умови визначення обсягу») умови проводиться за формулою:

$$- V_{rcj} = V_{\Gamma p j} \frac{293,15(P_{\Gamma p} + P_0)}{P_{\text{нор}} (273,15 + T_{\Gamma p}) Z_r} \quad (5.7)$$

- де $V_{\Gamma p j}$ - обсяг нафтового газу в робочих умовах, що пройшов через лічильник за період вимірювання, м³;
- $P_{\Gamma p}$ - середнє значення робочого тиску, МПа;
- $P_{\text{нор}}$ - значення нормального атмосферного тиску, прийняте рівним 0,1033 МПа;
- $T_{\Gamma p}$ – робоча температура нафтового газу, ОС;
- Z_r – коефіцієнт стисливості газу, який визначається відповідно до ДСТУ 30319.2-2015 «Газ природний. Методи розрахунку фізичних властивостей».
- Обчислення фізичних властивостей на основі даних про щільність за стандартних умов та вміст азоту та діоксиду вуглецю».
- Поточне добове значення масової витрати (дебіту) зневодненої нафти за період вимірювання продукції свердловини ($D_{\text{н} j}$, т/сут) визначається за такою формулою:

$$- D_{\text{н} j} = \frac{M_{\text{н} j}}{t} 24 \quad (5.8)$$

- Поточне добове значення об'ємної витрати (дебіту) нафтового газу ($D_{\Gamma c j}$, м³/доба) визначається за такою формулою:

$$- D_{\Gamma c j} = \frac{V_{\Gamma c j}}{t} 24 \quad (5.9)$$

- Визначення видобутої за звітний період (місяць) маси зневодненої нафти та обсягу нафтового газу. Для визначення маси зневодненої нафти ($M_{\text{н.міс}}$, т) використовуються формули:

$$- M_{\text{н.мес}} = t_{\text{міс}} D_{\text{н}} , \quad (5.10)$$

- де $t_{\text{міс}}$ - час роботи свердловини у звітному періоді (добу);
- $D_{\text{н}}$ — значення масової витрати зневодненої нафти за весь час вимірювання продукції свердловини у поточному місяці, що визначаються за формулою:

$$- D_{\text{н}} = \frac{\sum M_{\text{н}}}{\sum t} , \quad (5.11)$$

- Для визначення обсягу нафтового газу ($V_{\text{гс.міс}}$, м³) використовуються формули:

$$- V_{\text{гс.міс}} = t_{\text{міс}} D_{\text{гс}} , \quad (5.12)$$

- де $D_{\text{гс}}$ — значення об'ємної витрати нафтового газу за весь час вимірювання продукції свердловини у поточному місяці, що визначаються за формулою:

$$- D_{\text{гс}} = \frac{\sum V_{\text{гс}}}{\sum t} , \quad (5.13)$$

6. РОЗРОБКА АЛГОРИТМУ РОБОТИ СИСТЕМИ

Блок схема алгоритму роботи наведено на рис. 6.1.

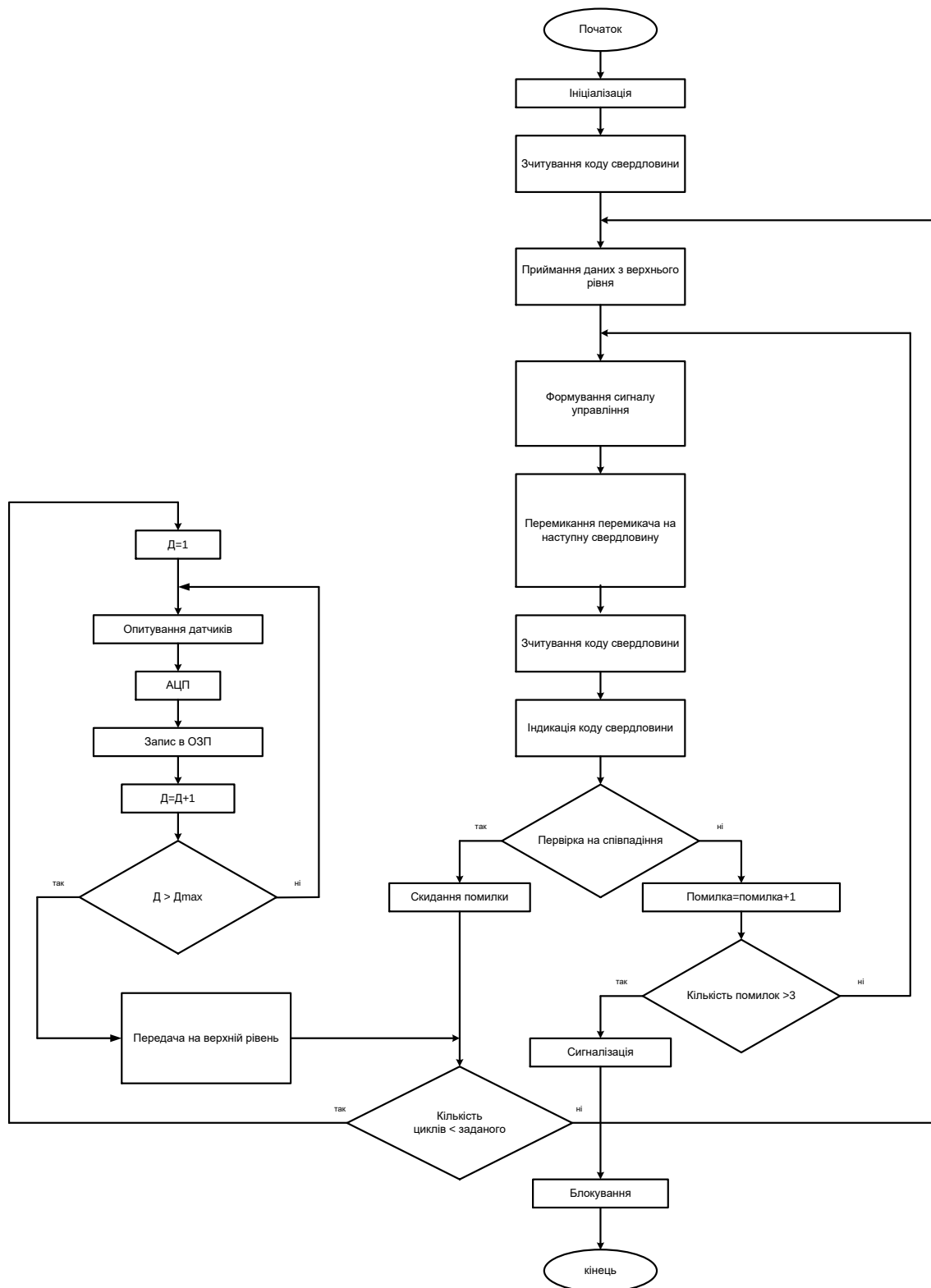


Рис. 6.1. Блок схема алгоритму роботи

При включенні системи відбувається загальне скидання системи.

Програма починається з ініціалізації системи. Далі відбувається зчитування коду свердловини – визначається положення перемикача.

В алгоритмі є зворотний зв'язок. Зворотній зв'язок полягає у перевірці коду ПММ. Якщо код не співпадає, видається повторна команда перемикачання та знову перевіряється зміна коду свердловини. Якщо після трьох спроб ПСМ не переключився, формується аварійне повідомлення, що свідчить про несправність гідроприводу ПСМ або про несправність кодової маски ПСМ.

Вимірювання однієї свердловини виконується певну задану кількість циклів. Протягом цього часу контролер опитує датчики витрати газу та рідини та передає показання на верхній рівень, а також приймає керуючі сигнали з верхнього рівня.

Програмування контролера здійснюється мовою Ladder Logix за допомогою програмного пакета RSLogix 500.

RSLogix 500 забезпечує:

- а) програмування у режимах OnLine/OffLine;
- б) розподіл модулів входів/виходів;
- в) редагування бази даних;
- г) символічну адресацію;
- д) підтримку таблиць перехресних посилань;
- е) покращені можливості налагодження;
- ж) формування звітів;
- з) чудові можливості редагування:
 - вся інформація про проект розташовується як "дерево проекту";
 - сесії редагування обмежуються лише наявністю доступної оперативної пам'яті;
 - перетягування інструкцій на бажаний ланцюжок замість введення його з клавіатури;
 - за потреби можна "розгорнути" весь набір команд процесора;
 - можна просто вводити з клавіатури мнемоніку та параметри

інструкції;

- редагування кількох ланцюжків та/або програм одночасно, використовуючи символи, яким ще не надано фізичні адреси;
- коригування помилок у програмі за допомогою спеціальної підсистеми (Program Verifier).

і) точну та просту конфігурацію входів/виходів;

к) зручну довідкову систему;

л) повну сумісність з іншими системами програмування:

- A.I.Series Ladder Logistics для контролерів SLC-500 та Micrologix 1500;
- Advanced Programming Software (APS) для контролерів SLC-500;
- Micrologix Programming Software (MPS) для контролерів Micrologix 1500;
- проекти, розроблені в цих системах, можуть бути імпортовані в RSLogix 500 без будь-яких зусиль.

м) комунікації, що настраюються:

Для контролерів SLC-500 існує безліч адаптерів зв'язку та протоколів. Конфігурація дій адаптера або протоколу може бути заплутаною і потребуватиме багато часу. RSLogix 500 використовує відомий продукт Rockwell Software RSLinx, який полегшує це завдання. Ці комунікаційні засоби забезпечують автоматичне визначення та конфігурацію параметрів зв'язку за допомогою швидкого та точного налаштування. RSLinx використовується для роботи в середовищі Windows 95/98, Windows NT.

н) глобальне рішення проекту:

Взаємодія між RSLogix 500 та засобами MMI (людино-машинного інтерфейсу) та зв'язку розроблені Rockwell Software, створюють потужне повнофункціональне вирішення всіх аспектів проекту. Разом з іншими представниками сімейства продуктів Rockwell Software можна використовувати Бази Даних спільно з RSView32 (програмним забезпеченням для моніторингу, управління та збору даних), RSTune (автоматичним налаштувачем контурів ПІД регуляторів), RSTrend

(програмним забезпеченням, орієнтованим на збір даних та виведення історичних трендів) , а також протестувати та налагодити програму поза цеховими умовами, використовуючи RSEmulate 500 (програмне забезпечення для емуляції роботи SLC)[13].

7. РОЗРАХУНОК МЕТРОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК

Розрахунок метрологічних характеристик

Нормування похибки каналу вимірювання виконується відповідно до ДСТУ-Н РМГ 62:2006 "Забезпечення ефективності вимірювань під час керування технологічними процесами. Оцінювання похибки вимірювань при обмеженій вихідній інформації" [21].

Розглянемо приклад розрахунку похибки каналу вимірювання. Як канал вимірювання виберемо канал вимірювання витрати. Вимога до похибки каналу вимірювання не більше 0,2%. Розрядність АЦП становить 16 розрядів.

Розрахунок допустимої похибки вимірювань витратоміра здійснюється за формулою (1):

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2 + \delta_7^2)}, \quad (3.10)$$

де $\delta = 0,2\%$ - необхідна сумарна похибка вимірювання каналу вимірювань при довірчій ймовірності 0,95;

δ_2 – похибка передачі по каналу вимірювань;

δ_3 – похибка, яку вносить АЦП;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6, \delta_7$ – додаткові похибки, що вносяться температурою навколишнього повітря, перешкодами різного виду, тиском вимірюваного середовища та іншими факторами відповідно.

Похибка передачі по каналу вимірювань встановлюється рекомендаціями [21]:

$$\delta_2 = \frac{0,2 \cdot 4}{100} = 0,008 \text{ \%}.$$

Похибка, що вноситься 16-ти розрядним АЦП, розраховується наступним чином:

$$\delta_3 = \frac{0,2 \cdot 100}{2^{16}} = 0,0003 \text{ \%}.$$

При розрахунку також враховуються додаткові похибки, викликані впливом:

- температури навколишнього повітря;
- перешкод різного виду;
- тиску вимірюваного середовища;
- інших факторів.

Додаткова похибка, яку вносить вплив температури навколишнього повітря, встановлюється рекомендаціями [21]:

$$\delta_5 = \frac{0,2 \cdot 1}{100} = 0,002 \text{ \%}.$$

Додаткова похибка, яку вносить перешкоди різного виду, встановлюється рекомендаціями [21]:

$$\delta_5 = \frac{0,2 \cdot 1}{100} = 0,002 \text{ \%}.$$

Додаткова похибка, яку вносить тиск вимірюваного середовища, встановлюється рекомендаціями [21]:

$$\delta_6 = \frac{0,2 \cdot 1}{100} = 0,002 \text{ \%}.$$

Додаткова похибка, яку вносять інші фактори, встановлюється рекомендаціями [21]:

$$\delta_7 = \frac{0,2 \cdot 36}{100} = 0,072 \text{ \%}.$$

Таким чином, підставивши в формулу (6.1) отримані значення, розрахуємо допустиму основну похибку вимірювача щільності:

$$\delta_1 = \sqrt{0,2^2 - (0,008^2 + 0,0003^2 + 0,066^2 + 0,002^2 + 0,002^2 + 0,072^2)} = 0,17 \text{ \%}.$$

В результаті розрахунку видно, що основна похибка обраного вимірювача щільності не перевищує допустимої розрахункової похибки. Отже, прилад придатний для використання.

8. ОЦІНКА ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМИ

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

$$\lambda_{\text{сис}} = \sum N_i \lambda_i,$$

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:

$$\lambda_i = \lambda_{0i} * a_1 \dots a_n,$$

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:

$$a_1 = k_{11} * k_{12} * \dots * k_{15};$$

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 8.1.

Інтенсивність потоку відмов елементів системи: $\lambda_{\text{сис}} = 23,331 \cdot 10^{-6} \text{ год}^{-1}$.

Можливість безвідмовної роботи протягом часу t :

$$P(t) = e^{-\lambda T} \quad (8.1)$$

де T - час роботи системи, годин,

$\lambda_{\text{сис}}$ - інтенсивність потоку відмов.

Середній час наробітку на відмову визначимо по формулі:

$$T_0 = \lambda_{\text{сис}}^{-1}$$

При $\lambda_{\text{сис}} = 24,331 \cdot 10^{-6} \text{ год}^{-1}$ значення $T_0 = 41050$ годин.

Ймовірність безвідмовної роботи за час $T = 1000$ год. визначимо по формулі (8.1). Вона склала 0,9760 відповідно до рис. 8.1.

Таблиця 8.1. 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 Proline Promass F 300	3,003	1	2	0,5	1	5,034
Витратомір РГ-ОНТ	3,635	1	2	0,5	1	3,653
Датчик тиску Rosemount 3051C	1,917	2	2	0,5	1	3,834
Вологомір Phase Dynamics Inc	2,686	1	2	0,5	1	1,686
Датчик Rosemount 3051C	1,975	1	2	0,5	1	1,975
ПЛК Allen-Bradley MicroLogix 1500	2,989	1	2	0,5	1	1,989
Газосигналізатор Варта 1-03.14	2,160	1	2	0,5	1	2,160
Роз'єми	0,010	400	2	0,5	1	4,0
Всього						24,331

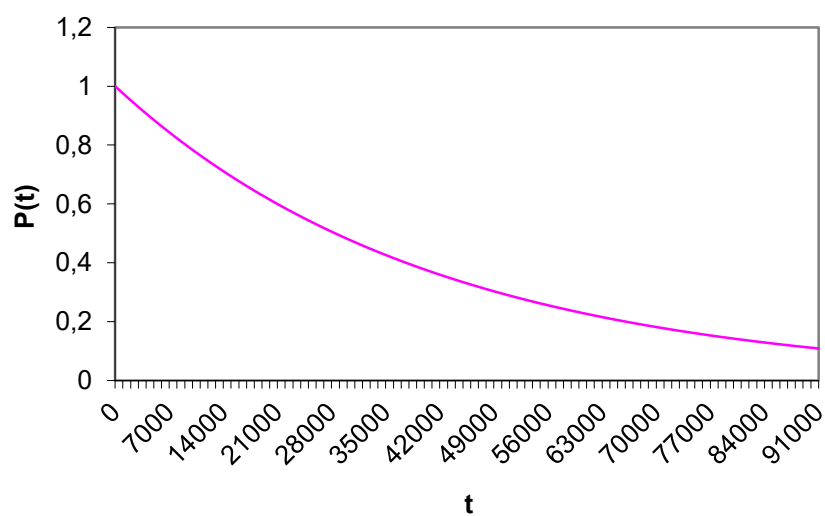


Рис. 8.1. Ймовірність безвідмовної роботи

9. БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОХОРОНА ПРАЦІ

9.1 Заходи безпеки під час проведення вимірів дебітів свердловин у приміщенні АГВУ

Обслуговування АГВУ "Супутник" має здійснюватись спеціально навченим персоналом, який пройшов навчання, за спеціальністю оператор з видобутку нафти та газу.

Ремонт АГВУ "Супутник" проводиться слюсарями-ремонтниками нафтопромислового обладнання, які пройшли навчання та склали іспити з основної професії. Допуск персоналу до ремонту на АГВУ "Супутник" здійснюється за нарядом на виробництво газонебезпечних робіт.

До безпечного ведення робіт в АГВУ "Супутник" допускається кваліфікований персонал, який пройшов навчання за правилами обслуговування установок та склав іспити на право їх обслуговування.

АГВУ "Супутник" відноситься до класу приміщень В-1А з вибухонебезпечною сумішшю, що допускається, щитове приміщення до приміщень з нормальним середовищем.

В установках є такі вибухозахищені прилади та обладнання:

- вентилятор відцентровий: вибухозахищеність електродвигуна забезпечується його конструкцією.
- датчик положення перемикача ПСМ.
- електродвигун приводу ДП-1М.
- електродвигун насоса-дозатора НДУ 10/10
- лічильник Proline Promass F 300
- світильники ВЗГ-200 АМС.
- лічильник газу РГ-ОНТ.
- обігрівач електричний ОЕВ-4.

Характеристика небезпечних та шкідливих виробничих факторів, що впливають на працівника:

- а) Фізичні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- підвищене значення напруги в електричному ланцюгу, замикання якої може статися через тіло людини;
- підвищена напруженість електричного поля;
- відсутності чи недолік природного світла;
- розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (підлоги);

б) Хімічні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- по дорозі проникнення в організм людини через органи дихання.

При роботі на установках необхідно виконувати загальні вимоги правил техніки безпеки, що діють на об'єктах нафтовидобутку.

1. Усунення загазованості в технологічних приміщеннях забезпечується вентиляцією із забором із нижньої зони приміщення. Перед входом до АГВУ "Супутник" увімкнути вентилятор не менше ніж на 15 хвилин і лише після цього входити до приміщення.

За відсутності ел. вентилятора перед входом у приміщення на 15-20 хвилин відкрити обидві двері, провітрити приміщення.

2. Забороняється зберігати обтиральні та легкозаймисті матеріали у приміщеннях установок АГВУ.

3. Відкриття кульових кранів, засувок, щоб уникнути гідроудару, проводити повільно, до вирівнювання тиску в сепараційній ємності та трубопроводах.

4. Усі кульові крани (засувки) на трубопроводах тих свердловин, які працюють, повинні бути в закритому положенні при всіх режимах роботи.

5. На АГВУ "Супутник" червоною фарбою повинні бути виконані написи: "ГАЗ-ОБЕРЕЖНО", клас підриива ності "В-1А".

6. Категорично забороняється опресовування АГВУ "Супутник" пневмовипробуванням.

9.2 Небезпечні та шкідливі фактори

Умови праці, в яких розробляються заходи щодо підвищення ефективності роботи автоматизованої системи групової вимірювальної установки, у тому числі пристрої, за допомогою яких здійснюється робота АГВУ, можуть спровокувати появу шкідливих і небезпечних виробничих факторів.

При виконанні робіт на АРМ оператора та установці можуть мати місце наступні фактори, представлені в таблиці 9.1.

Таблиця 9.1 - Можливі небезпечні та шкідливі фактори

Фактори	Етапи робіт		
	Розробка	Виготовлення	Експлуатація
1. Наявність електростатичного поля, що, надмірно відрізняється від поля Землі. Наявність електромагнітних полів промислових частот (порядку 50-60 Гц);	+	+	+
2. Підвищений рівень та інші несприятливі характеристики шуму		+	+
3. Зорова напруга	+	+	+
4. Відсутність чи недолік необхідного штучного освітлення	+	+	+
5. Виробничі фактори, пов'язання з аномальними мікрокліматичними параметрами повітряного середовища на місці знаходження працюючого	+	+	+

9.3 Засоби індивідуального та колективного захисту

Для захисту працівників, що експлуатують АГВУ, від впливу небезпечних та шкідливих виробничих факторів передбачені наступні засоби індивідуального та колективного захисту для уникнення шкоди здоров'ю:

- опалення, яке встановлюється в БТ та ТБ для нормальної роботи обладнання КВП та обслуговуючого персоналу;
- освітлювальні прилади так само встановлюються в ТИ БА і ТБ;
- пристрої дистанційного керування;
- знаки безпеки, такі як забороняючі, приписуючі, попереджувальні тощо;
- захисні заземлення, що забезпечують захист обладнання, а також захист людей від впливу небезпечних напруг і струмів, що можуть виникнути при поломках, неправильній експлуатації техніки і при розрядах блискавок;
- пристрої автоматичного відключення, призначене для відключення живлення у разі виникнення аварійної ситуації, що призводить до появи струму витоку;
- костюм спеціальний захисний, черевики, рукавички, каски захисні, окуляри захисні, проти шумні навушники, засоби дерматологічні (захисні, очищувачі шкіри, репаративні засоби).

9.4 Аналіз впливу об'єкта дослідження на довкілля

Основний вплив роботи АГВУ на літосферу походить від можливого розливу нафтопродукту на ґрунт у разі аварійних ситуацій, таких як пошкодження трубопроводу, переповнення дренажної ємності. Треба дотримуватися вимог, що регулюють ставлення в галузі охорони земельних ресурсів та надр відповідно до законів.

При експлуатації об'єкта повинна вестися робота щодо запобігання забруднення ґрунту. Для АГВУ організована регулярна перевірка стану трубопроводу, контроль за герметичністю трубопроводу, відстежувати рівень дренажної ємності за допомогою сигналізатора рівня та контролю тиску в

трубопроводі.

Забруднення водойм при розливі нафти порушує його біологічні процеси та візує дефіцит кисню, змінюючи склад води. Осідають на дні олії та мазут дають вторинне забруднення. Все це призводить до зменшення популяції риб, водоплавних птахів і ссавців. Повинні дотримуватись вимог , що регулюють відносини в галузі охорони водних ресурсів.

Для запобігання розливу нафти контролюється стан трубопроводу згідно з плановими графіками.

У процесі експлуатації автоматизованої групової замірної установки, а саме перекачування нафти і газу, може статися неконтрольований витік газу в атмосферу. Це відбувається при пошкодженні трубопроводу та інших несправностей. Треба дотримуватись вимог, що регулюють відносини в галузі охорони атмосферного повітря.

В АГВУ в ТБ встановлюються датчики загазованості для сигналізації викиду газу в атмосферу, контролюється тиск у трубопроводі.

9.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях

До можливих надзвичайних ситуацій на даному об'єкті виділяють природні катастрофи (ураган) геологічні впливи (провал території), техногенні аварії (відмова систем безпеки, пожежа, перевищення тиску).

Основними ймовірними НС, при експлуатації АГВУ є пожежа і вибухів.

Виникнення пожежі в технологічних приміщеннях, де встановлено дороге обладнання, призводить до великих матеріальних втрат та загрози життю людини.

Основні причини виникнення спалахів:

- порушення правил експлуатації електричного обладнання, експлуатація його в несправному стані;
- перевантаження електричних мереж;

- застосування несправних електроприладів, електропроводки та
- пристроїв, що дають іскріння, замикання тощо;
- паління в невстановлених місцях.

У зв'язку з тим, що установка групової вимірювальної установки є небезпечною, то необхідно розглянути вибухонебезпечність. Вибухонебезпечними є сепаратор, відстійники та трубопроводи, що перекачують газ, місця з'єднань з виконавчими механізмами.

Пожежну безпеку у відповідність можна забезпечити заходами пожежної профілактики, а також активним пожежним захистом. Пожежна профілактика включає комплекс заходів, спрямованих на попередження пожежі або зменшення її наслідків.

Для запобігання виникненню пожежі необхідно:

- вчасно виявляти та усувати несправності;
- не використовувати відкриті обігрівальні прилади;
- визначити порядок та строки проходження протипожежного інструктажу та занять із пожежно-технічного мінімуму, а також призначити відповідального за їх проведення.

При виникненні пожежі необхідно відключити мережу живлення, викликати пожежну команду, провести евакуацію та розпочати ліквідацію пожежі первинними засобами пожежогасіння.

Для запобігання пожежі в АГВУ встановлено пожежну сигналізацію, а для гасіння пожеж у приміщенні необхідно встановити вуглекислотний вогнегасник типу ОУ-5.

Для запобігання утворенню вибухонебезпечного середовища та забезпечення у повітрі виробничих приміщень утримання вибухонебезпечних речовин застосовується герметичне виробниче обладнання, вмонтовані системи робочої та аварійної вентиляції, а також встановлені датчики загазованості, для контролю складу повітряної середи.

У разі виникнення НС вдягнути ЗІЗ – респіратори, протигазі. Вимкнути джерела струму, включити в ручному або автоматичному режимі

примусову вентиляцію залишити АГВУ та кущовий майданчик згідно з планом евакуації.

ВИСНОВКИ

В даній кваліфікаційній роботі розроблено комп'ютеризовану інформаційно-вимірювальну систему для контролю за технологічним обладнанням нафтогазової свердловини.

Основними елементами системи є датчики та програмований логічний контролер.

Відносна похибка вимірювань, що допускається:

а) маси сирової нафти: $\pm 2,5 \%$;

б) маси сирової нафти без урахування води при вмісті води в сировій нафті (в об'ємних частках):

- до 70%: $\pm 6\%$;

- від 70 до 95%: $\pm 15\%$;

- понад 95 %: межа допускається відносної похибки встановлюється у методиці виконання вимірювань (МВІ), затверджених та атестованих у встановленому порядку;

в) обсяг вільного нафтового газу: $\pm 5 \%$.

Надійність розробленої системи: 41050 годин безвідмовної роботи.

Розраховані характеристики задовольняють вимогам технічного завдання.

У якості графічного матеріалу надано структурну і функціональну схеми, електричну схему зовнішніх електричних проводок системи та блок-схема алгоритму роботи системи.

Розроблена система може застосовуватися у системах контролю та управління та збору даних на різних промислових підприємствах. Дана система дозволить скоротити кількість аварій, збільшити продуктивність, підвищити точність та надійність вимірювань.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1) Фик М. І., Хріпко О. І., Раєвський Я. О., Варавіна О. П. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн. наук, проф. І. М. Фика. – Харків, 2019. – 149 с.
- 2) Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник. – Київ: Реал-принт, 2004. – 695 с.
- 3) Д'ячук В. В. Основи розробки та облаштування родовищ природних газів: навчальний посібник. – Харків: Б.в., 2005. – 321 с.
- 4) 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.
- 5) Проектування розробки та облаштування газових (газоконденсатних) родовищ: навч. посіб. / ред. проф. О. Ф. Редько. – Харків: БУРУНіК, 2009. – 304 с.
- 6) 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.
- 7) Білецький В. С., Фик М. І. Основи транспорту природних вуглеводнів (підручник). – Харків: НТУ ХПІ, Львів: «Новий Світ- 2000», 2019 – 274 с.
- 8) Пилипов Л.Д. Основи нафтогазової справи - Івано-Франківськ: ІФТУНГ, 2012 – 312 с.
- 9) Контролер MicroLogix 1500 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://trade-control.com.ua/ua/micrologix-1400-allen-bradley/> (дата звернення: 17.05.2024).

10) Датчик тиску Rosemount 3051C [Електронний ресурс]. Режим доступу <https://ua.xk-transmitter.com/pressure-transmitter/rosemount-3051-pressure-transmitter-3051c-d-1.html> (дата звернення: 18.05.2024).

11) Датчик температури Rosemount 065 [Електронний ресурс]. Режим доступу <https://trade-control.com.ua/products/rosemount-0065> (дата звернення: 19.05.2024).

12) Витратомір Proline Promass F 300 Endress+Hauser [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://trigla.net.ua/ua/p544383224-koriolisovyj-rashodomer-proline.html/> (дата звернення: 20.05.2024).

1) Витратомір-лічильник газу РГ-ОНТ [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.ua-systems.com.ua/vitratomir-lichilnik-gazu-rg-ont> (дата звернення: 21.05.2024).

2) Сигналізатор газу промисловий Варта 1-03.14 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://ukrpromcentr.com.ua/ua/p260173708-signalizator-gaza-promyshlennyj.html/> (дата звернення: 22.05.2024).