

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

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи
бакалавра

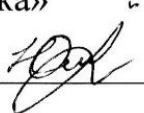
на тему: **Комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система обліку
природного газу на газорозподільчій станції**

Виконав: студент 4 курсу, групи МТ-2

Спеціальності: 152 «Метрологія та
інформаційно-вимірювальна техніка»

Мазурчук Н.Ю.

(прізвище та ініціали)



Керівник: доцент кафедри М та ІВТ

кандидат технічних наук, доцент

Чепюк Л.О.

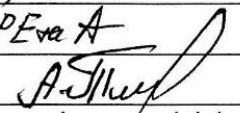
(науковий ступінь, вчене звання, посада, прізвище та ініціали)



Рецензент: Ткачук А.П.,

к.т.н., доцент, зав. каф. РЕ та А

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



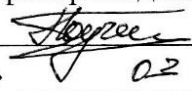
Житомир – 2023 р.

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.

« 30 »  02 2023 р.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу бакалавра

Студент _____ Мазурчук Надія Юріївна

1. Тема роботи: Комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система обліку природного газу на газорозподільчій станції

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

затверджена наказом по університету від « 30 » березня 2023 р. № 129/с

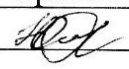
2. Термін здачі закінченої роботи на кафедру « 19 » червня 2023 р.

3. Вихідні дані до роботи об'єкт управління – комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система, параметр вимірювання – природний газ на газорозподільчій станції

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які підлягають розробці)
огляд та аналіз методів обліку природного газу, розробка структурної схеми, розробка принципової схеми, розрахунок метрологічних характеристик, оцінка точнісних характеристик ультразвукового методу, безпека життєдіяльності та охорона праці

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

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

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1-8	Чепюк Л. О.		

7. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Узгодження технічного завдання	25.02.23 – 01.03.23	Виконано
2	Огляд та аналіз методів обліку природного газу на газорозподільчій станції	25.02.23 – 15.03.23	Виконано
3	Розробка структурної схеми	16.03.23 – 15.04.23	Виконано
4	Розробка електричної принципової схеми	16.04.23 – 24.04.23	Виконано
5	Розробка топології друкованої плати	25.04.23 – 09.05.23	Виконано
6	Розробка алгоритму та програми системи	10.05.23 – 24.05.23	Виконано
7	Розрахунок метрологічних характеристик	25.05.23 – 03.06.23	Виконано
8.	Розрахунок надійності	04.06.23 – 10.06.23	Виконано
9	Оформлення пояснювальної записки та презентаційного матеріалу	03.06.23 – 17.06.23	Виконано

Студент


(підпис)

Мазурчук Н.Ю.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Чепюк Л. О.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

В даній кваліфікаційній роботі розроблено автоматизовану систему управління газорозподільною станцією на основі детального аналізу ультразвукового методу в інформаційно-вимірювальній системі обліку газу. Розглянуто методику розрахунку оцінки похибки вимірювань при обмеженій вихідній інформації, коли для засобів вимірювань нормовані лише такі метрологічні характеристики: межі значень основної похибки, що допускаються; межі значень додаткових похибок, що допускаються при найбільших відхиленнях зовнішніх впливових величин від нормальних значень, або максимально допустимі значення коефіцієнтів впливу.

Ключові слова: інформаційно-вимірювальна система, ультразвуковий метод вимірювання, похибка вимірювання витрат газу.

ABSTRACT

In this qualification work, an automated gas distribution station control system was developed based on a detailed analysis of the ultrasonic method in the information and measurement system of gas accounting. The method of calculating the estimation of the measurement error with limited initial information is considered, when only the following metrological characteristics are standardized for the measuring instruments: the limits of the basic error values that are allowed; the limits of the values of additional errors, which are allowed for the largest deviations of external influencing values from normal values, or the maximum permissible values of influence coefficients.

Keywords: information and measurement system, ultrasonic measurement method, gas flow measurement error.

РЕФЕРАТ

Дипломна робота представлена пояснювальною запискою в обсязі 87 сторінки формату А4, записка містить вступ, основну частину, що складає вісім розділів, висновки, список використаних джерел та додатки. Темою роботи є комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система обліку природного газу на газорозподільній станції. Метою роботи є розробка автоматизованої системи управління газорозподільною станцією.

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

Другий розділ містить основну характеристику газорозподільної станції, її призначення та принцип роботи.

Третій розділ містить детальний опис класифікації та методів вимірювання витрат, а саме: огляд ультразвукового витратоміра, турбінного та ротаційного, метод змінного перепаду тиску.

Четвертий розділ містить дослідження системи обліку природного газу на газорозподільній станції. Наведено схеми ГРС, вузла обліку газу та ультразвукового витратоміра, з детальною характеристикою кожної.

П'ятий розділ містить технічні вимоги до вимірювального комплексу, розробку автоматизованої системи управління ГРС, розробку схем із детальним описом кожного елемента.

Шостий розділ містить огляд точнісних характеристик ультразвукового методу обліку газу, принцип вимірювань, оцінку похибки результатів вимірів, похибку вимірювального каналу та обробку результатів.

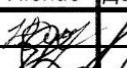
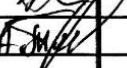
Сьомий розділ містить розробку алгоритма роботи системи зі схемами.

Восьмий розділ містить розрахунок показників надійності.

Дев'ятий розділ містить основні застереження безпеки життєдіяльності та охорони праці.

ЗМІСТ

	стор
ВСТУП	8
1. ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ	9
2. ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ ОБЛАДНАННЯ ГАЗОРОЗПОДІЛЬЧОЇ СТАНЦІЇ	10
2.1. Призначення та принцип роботи газорозподільчих станцій	10
2.2. Основні вузли	12
2.3. Вузол обліку газу	13
2.4. Облік природного газу	15
3. КЛАСИФІКАЦІЯ ТА ВИБІР МЕТОДІВ ВИМІРЮВАННЯ	17
3.1. Методи вимірювання витрати	17
3.2. Ультразвуковий витратомір	17
3.3. Турбінний витратомір	18
3.4. Ротаційний витратомір	19
3.5. Метод змінного перепаду тиску	20
4. ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА ГАЗОРОЗПОДІЛЬЧІЙ СТАНЦІЇ	22
4.1. Структурна та принципова схеми ГРС	22
4.2. Структурна схема вузла обліку газу	28
4.3. Структурна схема ультразвукового витратоміра	31
4.4. Характеристики ультразвукових лічильників	32
5. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ГАЗОРОЗПОДІЛЬЧОЮ СТАНЦІЄЮ	39
5.1. Технічні вимоги до вимірювального комплексу	39
5.2. Структурна схема системи	46

					МММТ.480.007.420 – ПЗ				
Вим	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система обліку природного газу на газорозподільчій станції	Літ.	Лист	Листів	
Розроб.		Мазурчук Н.Ю.							
Перевір.		Чепюк Л.О.					6	87	
Реценз.						Державний університет «Житомирська політехніка», гр. МТ-2			
Н. Контр.		Чепюк Л.О.							
Затверд.		Подчашинський			Пояснювальна записка				

	стор
5.3. Функціональна схема системи	47
5.4. Вибір елементів системи	48
5.5. Вибір вимірювальних засобів системи	50
6. ОЦІНКА ТОЧІСНИХ ХАРАКТЕРИСТИК УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДУ ОБЛІКУ ГАЗУ	59
6.1. Принцип вимірювань	59
6.2. Обробка результатів вимірювань	61
6.3. Оцінка похибки результатів вимірів	62
6.4. Похибка вимірювального каналу	64
6.5. Вимірювання об'єму газу за допомогою ультразвукового лічильника	65
7. РОЗРОБКА АЛГОРИТМУ РОБОТИ СИСТЕМИ	69
8. РОЗРАХУНОК ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ	74
9. БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОХОРОНА ПРАЦІ	76
ВИСНОВКИ	79
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	80
ДОДАТКИ	83

ВСТУП

Газорозподільні станції (ГРС) призначені для постачання газу від магістральних та промислових газопроводів населених пунктів, підприємств та інших великих споживачів. Отримуючи газ від газотранспортної компанії, регіональна компанія з реалізації газу веде розрахунки з нею за кількість придбаного газу за інформацією зібраної на ГРС та від пунктів обліку газу у споживачів. Тому ГРС є об'єктом інтересів як газотранспортних, так і регіональних компаній щодо реалізації газу та газорозподільних організацій.

Застосування інформаційно-вимірювальних систем в нафтогазовій галузі допомагає покращити комерційний облік витрати газу, що подається споживачам з метою забезпечення взаєморозрахунків із споживачами. Достовірність інформації забезпечується мінімізацією похибки приладів та методів обчислення відповідно до вимог, а також передачі даних без спотворень. Повнота інформації передбачає контроль усіх необхідних облікових параметрів, отримання алармів (сигналізацій) щодо порушень нормальних режимів роботи та аварійних повідомлень. Збір інформації в режимі реального часу забезпечують прилади вимірювання та корекції витрати газу - турбінні, діафрагмові, вихрові та ротаційні витратоміри в комплекті з коректорами витрати або комп'ютерами витрати, потокові прилади вимірювання якості газу - густиноміри, калориметри, аналізатори температури точки роси та хроматографи.

З усіх відомих методів вимірювання витрат детально вивчені, відпрацьовані і доведені до стандартизованих у повному обсязі тільки метод змінного перепаду тиску. Тенденції розвитку витрат вимірювальної техніки останніх років дозволяють вважати ультразвуковий метод одним із кращих завдяки, зокрема, можливості безконтактного вимірювання будь-яких речовин, надійності приймально-передавальних елементів, зумовленою відсутністю рухомих частин, і, теоретично, необмеженому діапазону вимірювань.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

1. ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

1.1. Підстава для розробки, призначення та галузь застосування

Підставою для розробки є завдання на дипломне проектування.

Система призначена для управління газорозподільною станцією.

Потрібно розробити структурну схему системи та вибрати елементну базу, розробити електричну принципову схему системи розроблено автоматизовану систему управління газорозподільною станцією на основі аналізу ультразвукового методу в інформаційно-вимірювальній системі обліку газу. Розробити програмно-алгоритмічне забезпечення та оцінити точність системи вимірювання.

Початок розробки – лютий 2023 р. Кінець розробки – червень 2023 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. Характер роботи неперервний

1.3. Вимоги до технічних характеристик

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

1.3.2. Параметр вимірювання – обліку природного газу на газорозподільній станції

1.3.3. Похибка вимірювання кутової швидкості, $\pm 0,5 - 2,0\%$ - для нормальної та робочої витрати газу; $\pm 0,5\%$ – для тиску газу; $\pm 0,25\%$ – для температури газу

1.4. Вимоги до надійності

Система є що відновлюється, не резервується, ремонтпридатною. Наробіток на відмову складає не менше 48019 годин.

1.5. Вимоги до конструктивного оформлення

Пристрій виконати на стандартній платі і в стандартному корпусі

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ ОБЛАДНАННЯ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНОЇ СТАНЦІЇ

2.1. Призначення та принцип роботи газорозподільних станцій

Газорозподільна станція (ГРС) служить для зниження тиску газу до рівня, необхідного за умовами його безпечного споживання, а також забезпечує подачу обумовленої кількості газу з визначеним ступенем очищення та одорації.

За призначенням розрізняють кілька типів ГРС:

- станції на відгалуженні магістрального газопроводу (на кінцевій ділянці його відгалуження до населеного пункту або промислового об'єкту) продуктивністю від 5-10 до 300-500 тис. м³/годину;
- промислова ГРС для підготовки газу (видалення пилу, вологи), видобутого на промислі, а також для постачання газом сусіднього до промислу населеного пункту;
- контрольно-розподільні пункти, що розміщуються на відгалуженнях від МГП до промислових чи сільськогосподарських об'єктів, а також для живлення кільцевої системи газопроводів навколо міста, продуктивністю від 2-3 до 10-12 тис м³/год.;
- автоматична ГРС для постачання газом невеликих населених пунктів на відгалуженнях від МГП, продуктивністю 1-3 тис м³/год;
- газорегуляторні пункти (ГРП) , продуктивністю від 1 до 30 тис м³/год, для зниження тиску газу та підтримки його на заданому рівні на міських газових мережах високого та середнього тиску;
- газорегуляторні установки для живлення газових мереж або в цілому об'єктів із витратою газу до 1,5 тис м³/год.

На ГРС здійснюються наступні основні технологічні процеси: очищення газу від твердих та рідких домішок; зниження тиску (редукування); одоризація; облік кількості (витрати) газу перед подачею його споживачеві.

Принцип роботи газорозподільних станцій.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зазвичай ГРС працює наступним чином: природний газ через вхідний газопровід надходить на пиловловлювачі, де очищається від механічних домішок. Очищений газ проходить через регулятори тиску, в яких тиск газу знижується і підтримується постійним незалежно від витрати. Зі зниженим тиском природний газ проходить вимірювальний пристрій для вимірювання його витрати. При необхідності газ може проходити через установку для надання йому запаху (після очищення газу від сірководню на головній споруді природний газ не має запаху).

При підвищенні тиску газу вище за задане значення спрацьовує запобіжно-скидний клапан і надлишок природного газу скидається в атмосферу через газову свічку (при цьому подаються світловий і звуковий сигнали). З метою контролю тиску газу до і після ГРС на вхідному вихідному газопроводах ГРС встановлюються манометри.

Захисна система автоматики на сучасних ГРС працює за принципом резервування, тобто. при виході з ладу одного з регуляторів тиску природний газ споживачеві подається із системи резервування (газгольдерів, підземних сховищ газу). ГРС обладнана вимірювальними приладами, захисною автоматикою, звуковою та світловою сигналізацією. Автоматизація ГРС дозволяє здійснювати безвахтове обслуговування. Обслуговуються ГРС двома операторами, які розміщуються у будинках операторів, розташованих від ГРС з відривом 300-500м. У разі несправності до будинку оператора надходять світловий і звуковий сигнали. Якщо пропускна спроможність ГРС становить понад 200000 м³/годину, то обслуговування її здійснюється вахтовим персоналом.

При великих витратах і перепадах тиску газу регулятори тиску працюють нестійко і створюють великий шум (з яким можна боротися, встановивши додатково шумомлушники). Виходячи з цього, зниження тиску на ГРС при великих перепадах тиску газу та витратах здійснюють у дві стадії.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При певних значеннях температури та тиску вологого газу в газопроводі утворюються кристалогідратні сполуки, що складаються з води та нестійких сполук вуглеводнів. Кристаллогідрати знижують пропускну здатність газопроводу і навіть можуть повністю перекрити його перетин. Крім цього, різко погіршується робота регуляторів тиску. З метою запобігання утворенню кристалогідратів здійснюється попередня осушка газу або підігрів його у водяних теплообмінниках рекуператорного типу на ГРС.

Основними компонентами об'єктів ГРС є регулятори тиску газу (газові редуктори). Ці пристрої забезпечують зниження та подальшу підтримку заданого тиску на виході. При цьому вихідний тиск не залежить від його величини на вході та витрати продукту. Також до складу газорозподільних станцій входять вузли очищення, в яких газ очищається від твердих і рідких домішок за допомогою спеціальних фільтрів та пиловловлювачів, його обліку та запобігання гідратуутворенням. Оскільки природний газ не має кольору та запаху, це ускладнює виявлення витоків, тому до складу ще входить обладнання для одоризації – надання газової суміші специфічного запаху.

Будівлі ГРС виконуються одноповерховими або підземними. Опалення – водяне або парове, освітлення – у вибухобезпечному виконанні. ГРС обладнуються системою індивідуального блискавкозахисту.

2.2. Основні вузли

Основні вузли ГРС:

1. вузол перемикання;
2. вузол очищення газу та збору конденсату;
3. вузол запобігання гідратуутворення;
4. вузол підготовки газу для потреб;
5. вузол редукування;
6. вузол підготовки теплоносія;
7. вузол опалення;

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

8. вузол обліку газу;
9. вузол одоризації газу.

Вузол перемикання ГРС призначений для перемикання потоку газу високого тиску з автоматичного на ручне регулювання тиску по обвідній лінії, а також для запобігання підвищенню тиску в лінії подачі газу за допомогою запобіжної арматури.

Вузол очищення газу ГРС призначений для запобігання потраплянню механічних (твердих та рідких) домішок у технологічне, газорегуляторне обладнання та засоби контролю та автоматики.

Вузол запобігання гідратоутворень призначений для запобігання обмерзанню арматури та утворення кристалогідратів у газопровідних комунікаціях та арматурі.

Вузол редукування газу призначений для зниження та автоматичної підтримки заданого тиску газу, що подається.

Вузол обліку газу призначений для обліку кількості витрати газу за допомогою різних витратомірів та лічильників.

Вузол одоризації газу призначений для додавання в газ речовин з різким неприємним запахом (одорантів). Це дозволяє своєчасно виявляти виток газу по запаху без спеціального обладнання.

2.3. Вузол обліку газу

Вузол вимірювання витрати та кількості природного газу (далі вузол обліку газу) призначений для вимірювання, реєстрації результатів вимірювань і розрахунків обсягу газу, зведеного до стандартних умов, а також при необхідності визначення його показників якості, включаючи компонентний склад, щільність, вологість, питому теплоту згоряння.

Оснащення вузлів обліку має виконуватися з урахуванням:

- порівневого вузлового обліку;
- ієрархічної зміни вимог до похибки вимірів на кожному рівні;

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- повсюдного обліку у кінцевих споживачів;
- централізації та автоматизації збору даних про споживання з усіх рівнів.

Прилади обліку найвищої точності повинні встановлюватись на ГРС. На нижньому рівні значно зростають вимоги до збільшення діапазону вимірювань приладів. При витратах понад 10 м³/год рекомендується оснащувати витратомір-лічильник газу електронними коректорами за температурою.

Якщо обсяги транспортування газу перевищують 200 млн. м³ на рік (відтворених до стандартних умов), для підвищення надійності та достовірності вимірювань обсягу газу рекомендується застосовувати дублюючі засоби вимірювання.

Вони не повинні впливати на роботу основних засобів вимірювання. Рекомендується, щоб основна та дублююча вимірювальні системи використовували різні методи вимірювання витрати та кількості газу.

На вузлах вимірювання з максимальною об'ємною витратою газу більше 100 м³/год, при будь-якому надлишковому тиску та в діапазоні зміни об'ємної витрати від 16 м³/год до 100 м³/год, при надмірному тиску більше 0,005 МПа вимірювання об'єму газу проводять тільки з використанням обчислювачів або коректорів обсягу газу.

Склад засобів вимірювання та допоміжних пристроїв, на базі яких виконано вузол обліку газу, визначається:

- застосовуваним методом вимірювання та вимогами методик вимірювань, що регламентують проведення вимірювань;
- призначенням вузла обліку;
- заданою витратою газу та діапазоном його зміни;
- тиском та показниками якості газу, з урахуванням режимів відбору газу;
- необхідністю включення вузлів обліку до автоматизованої системи комерційного обліку газу.

Загалом до складу вузла обліку газу входять:

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

- перетворювач витрат для вимірювання обсягу та витрат газу;
- вимірювальні трубопроводи;
- аналізатор якості газу (для вузлів обліку, що встановлюються у місцях видобутку газу, на кордонах магістральних газопроводів після місць можливого змішування газу з різних родовищ, підземних сховищ газу та від незалежних постачальників);
- комплекс технічних засобів автоматизації, у тому числі - обробки, зберігання та передачі інформації.

Скорочення складу вузла обліку можливе при надмірному тиску не більше ніж 0,005 МПа та витраті газу не більше ніж 16 м³/год. Інші зміни складу вузла обліку допускаються виключно з метою підвищення точності та інформативності обліку.

Засоби вимірювання та обчислювачі (електронні коректори) мають бути захищені від несанкціонованого втручання, яке може вплинути на результати вимірювань витрати та кількості газу.

2.4. Облік природного газу

Основними цілями обліку витрати газу є:

- отримання підстав для розрахунків між постачальником, газотранспортною організацією (ГТО), газорозподільною організацією (ГРО) та покупцем (споживачем) газу, відповідно до договорів постачання та надання послуг з транспортування газу;
- контроль за витратними та гідравлічними режимами систем газопостачання
- аналіз та оптимальне управління режимами постачання та транспортування газу;
- складання балансу газу в газотранспортній та газорозподільній системах;
- контроль за раціональним та ефективним використанням газу.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Оскільки об'єми газів, що проходять, вимірюються при різних температурах, тиску, щільності, то виміряні обсяги газу необхідно привести до єдиних стандартних умов. Розрізняють такі види контролю та обліку:

Комерційний контроль та облік, що є найбільш відповідальним видом обліку. Виробляється за правилами та документами, що мають статус юридичних норм, що регулюють взаємини між постачальником та покупцем.

Госпрозрахунковий (технологічний) контроль та облік, що здійснюються в рамках одного підприємства. Ці види контролю та обліку використовуються для рознесення витрат між підрозділами підприємства щодо собівартості продукції.

Оперативний контроль, пов'язаний з отриманням інформації про величину витрати та кількості, що використовується у системах регулювання та управління технологічними процесами.

Досвід, накопичений за останні роки, протягом яких в експлуатацію було введено багато тисяч сучасних витратомірів-лічильників газу, електронних коректорів та вимірювальних комплексів, дозволив сформулювати основні вимоги до вузлів обліку в цілому, а також до вимірювальних комплексів, витратомірів та електронних коректорів, що входять до їх складу.

До основних вимог, що пред'являються до приладів комерційного обліку, відносяться: висока точність вимірювання в широкому діапазоні зміни фізичних величин; стабільність показань протягом усього міжпівірного інтервалу; автономність роботи; архівування та передача інформації; простота обслуговування, включаючи роботи, пов'язані з перевіркою приладів.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

3. КЛАСИФІКАЦІЯ ТА ВИБІР МЕТОДІВ ВИМІРЮВАННЯ

3.1. Методи вимірювання витрати

На даний момент на всіх нитках вимірювання витрати газу проводиться за принципом змінного перепаду.

Недоліки існуючої автоматизованої системи: на вузлі обліку газу фіксуються невірні показники витрати. Причина в тому, що споживач повинен стабільно витрачати газ по заздалегідь передбаченому плану і влітку, і взимку. Але якщо газ влітку практично не споживається, то це витрата часто виходить за встановлені нижні межі, що призводить до неврахованої кількості газу, а, отже, до економічних втрат.

В результаті вивчення способів комерційного обліку газу можна виділити наступні засоби вимірювання:

- 1) Ультразвуковий витратомір
- 2) Турбінний витратомір
- 3) Ротаційний витратомір
- 4) Метод змінного перепаду тиск

3.2. Ультразвуковий витратомір

Існує велике різноманіття приладів для вимірювання витрати. Однак найбільш ефективно дана задача вирішується з використанням ультразвукових витратомірів, оскільки не порушується цілісність трубопроводу (при використанні накладних датчиків) і в газовий потік не вноситься ніяка перешкода.

В даний час найбільшого поширення набули ультразвукові витратоміри двох типів:

- витратоміри, в яких використовується той факт, що швидкість поширення ультразвукової хвилі C в рухомому середовищі є векторною сумою, яка залежить від швидкості потоку;

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

- витратоміри, засновані на ефекті Доплера, що має місце при відображенні ультразвукової хвилі від деякого відбивача або групи відбивачів, що рухаються в потоці рідини.

У витратомірах, що відносяться до першої групи, відхилення величини C визначаються шляхом непрямих вимірювань наступних величин: різниці часів Δt (час-імпульсний метод) проходження ультразвукових імпульсів по потоку і проти нього.

3.3. Турбінний витратомір

Турбінні витратоміри призначені для вимірювання об'єму газу, що пройшов через них при робочих умовах в одиницях об'єму. Схема турбінного витратоміру наведена на рис. 2.3. Потік газу обертає крильчатку турбіни, кутова швидкість якої лінійно залежить від витрати газу. Обертання турбіни через магнітну муфту передається на відліковий пристрій, який підсумовує число обертів турбіни і показує кількість газу, що пройшов через витратомір.

Перевагою витратоміра є малі габарити і вага, відносно невисока вартість, відносно низька чутливість до пневмоударів, значний діапазон вимірювання витрати (20:1), стабільність коефіцієнта перетворення.

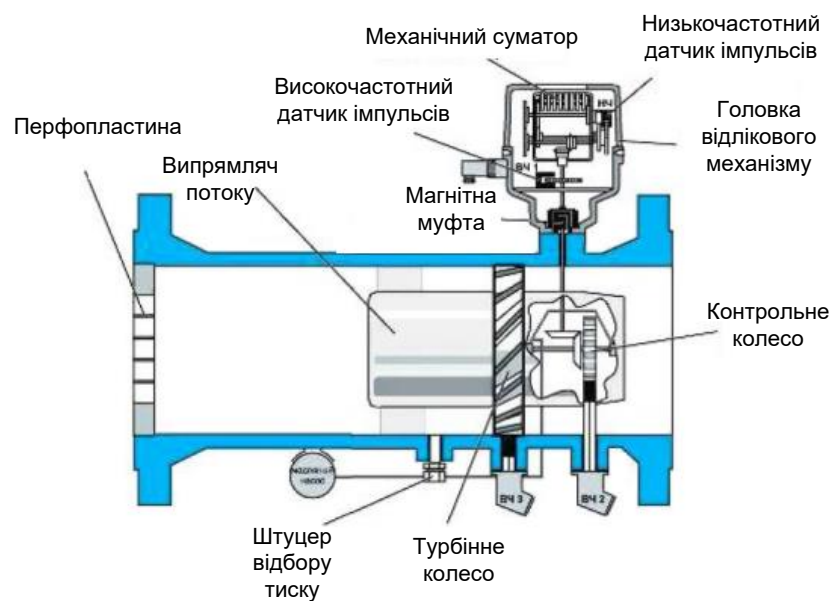


Рис.2.3. Турбінний витратомір

До недоліків можна віднести чутливість до спотворень потоку на вході і виході витратоміра, непрацездатність при мінімальних витратах, підвищена похибка при вимірюванні пульсуючих потоків вимірюваного середовища. Також істотним недоліком такого витратоміра є висока чутливість до запиленості газу, в результаті чого можливий передчасна відмова витратоміра. По монтажу даний витратомір вимагає врізки в технологічний трубопровід.

3.4. Ротаційний витратомір

Широке поширення в практиці трубопровідного транспорту нафти і газу при невеликій продуктивності мають ротаційні витратоміри. У них потік середовища, що транспортується, розділяється на порції за допомогою механічного способу. Поділ на порції здійснюється за допомогою ексцентрично укріплених обертових лопатей або шестерень, рухомих ротором. У процесі руху в певні моменти часу утворюються вимірювальні камери, розмір яких виведений з високим ступенем точності. Кількість порцій в одиницю часу, пропущених через камери, визначається частотою обертання ротора. Недоліком такого витратоміра є висока чутливість до запиленості газу, в результаті чого можлива передчасна відмова витратоміра.

Схема роботи ротаційного витратоміра наведена на рис. 2.4. За один оборот роторів (2), розташованих в корпусі (1) витісняється чотири заштрихованих обсяги. У процесі роботи вимірювальна камера, утворена простором між ротором і корпусом, періодично заповнюється газом і спорожняється. Обертання роторів через коробку передач редукується і через магнітну муфту передається на електронний блок.

Даний витратомір має достатній динамічний діапазон. Недоліком такого витратоміра є висока чутливість до запиленості газу (навіть у порівнянні з турбінним витратоміром), в результаті чого можливий передчасна відмова витратоміра.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зважаючи на малий діапазон вимірювання витрати, монтаж вимагає внесення додаткової байпасної лінії (лінії відведення) з нитки малої витрати. Це дозволить при низькій витраті переходити на ротаційний витратомір, при збільшенні витрати - на звуження потоку. Таким чином, крім вартості витратоміра з'явиться необхідність закупівлі і монтажу додаткових труб і запірної арматури.

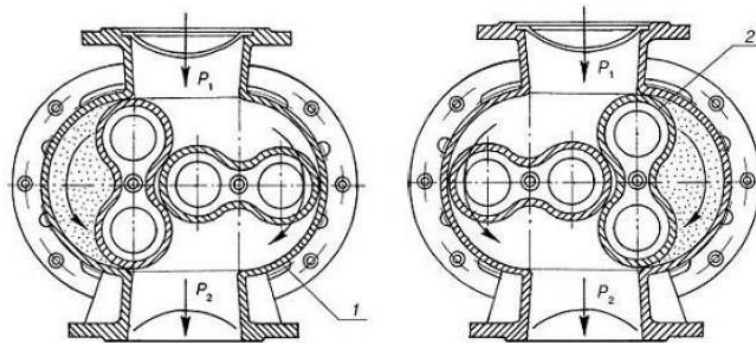


Рис. 2.4. Схема роботи ротаційного витратоміра

Якщо отримуваний газ має неприпустимо високий вміст пилу, то це не дозволяє використовувати даний витратомір.

3.5. Метод змінного перепаду тиску

Найбільшого поширення серед методів вимірювання витрати отримав метод змінного перепаду тиску (або дросельний метод). Даний метод вимірювання застосовують для вимірювання витрати рідких і газоподібних середовищ, що протікають по трубопроводу круглого перерізу діаметром від 50 мм до 1000 мм за умови повного заповнення перерізу вимірюваним середовищем постійної в'язкості і щільності. Метод змінного перепаду тиску один з найбільш старих і найбільш вивчених методів вимірювання витрати рідких і газоподібних середовищ.

Залежно від конструкції і принципу дії первинного перетворювача виділяють кілька видів вимірювань, але в основі кожного з них лежить

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

залежність перепаду тиску, який створюється первинним перетворювачем від витрати рідини, що протікає. Найбільшого поширення набули засоби вимірювання, що отримали назву «діафрагми».

Перевагами даного методу вимірювання є порівняльна простота і компактність вимірювальних пристроїв; точність вимірювання фізичної величини; висока стабільність вимірювання; висока надійність роботи; невисокі вимоги до довжин прямолінійних ділянок; можливість дистанційної передачі даних. Це, а також можливість непрямого) градуювання та перевірки стандартизованих первинних перетворювачів - звужуючих пристроїв, що реалізують метод, їх простота і надійність, серійність випуску вторинних перетворювачів - дифманометрів обумовлює його надзвичайно широке (порівняно з іншими) використання на практиці промислових вимірювань витрати.

Недоліки: вплив точності установки пристрою звуження на якість вимірювання; необхідність періодичної ревізії пристроїв звуження потоку; необхідність введення поправок на температуру і тиск вимірюваного середовища; втрати тиску в водоводі в силу конструктивних особливостей первинного перетворювача; відносно короткий між повірочний інтервал; невеликий діапазон виміру. І разом з тим в основі цього чисто гідродинамічного методу лежать настільки складні фізичні процеси деформації потоків, настільки велике число неконтрольованих факторів впливає на характер цих процесів, що застосування його в даний час обмежене областями, де потрібна дуже низька точність вимірювань, хоча можливості його «метрологічного вдосконалення» далеко не вичерпані.

Проаналізувавши перераховані вище способи вимірювання пропонується використання ультразвукового витратоміра.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА ГАЗОРОЗПОДІЛЬНІЙ СТАНЦІЇ

4.1. Структурна та принципова схеми ГРС

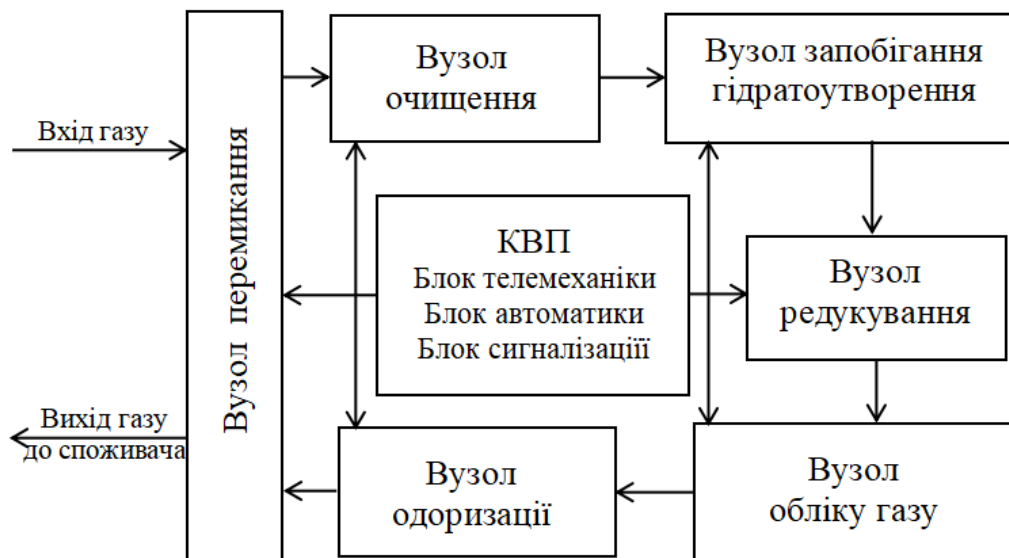


Рис.3.1.1. - Структурна схема ГРС

До складу ГРС входять блоки: перемикавання, очищення газу, підігріву газу, редукування, обліку та одоризації.

Підключення ГРС до газопроводу-відведення високого тиску здійснюється через вузол перемикавання, що складається з вхідного та вихідного газопроводів, обвідної лінії, що з'єднує вхідний та вихідний газопроводи та оснащених запірною арматурою, запобіжними клапанами з триходовим краном на вихідному газопроводі, ізолюючими фланцями, свічками для стравлювання газу на газопроводі високого тиску.

Природний газ високого тиску $P_{\text{вх}} = 1,2-5,5 \text{ МПа}$ ($12-55 \text{ кгс/см}^2$), що надійшов на вхід станції (вузол перемикавання), проходить через кульовий кран з пневмоприводом, розташований на вхідному газопроводі блоку перемикавання.

Потім газ потрапляє у вузол очищення газу і проходить через один з пиловловлювачів, в якому фільтруючим елементом є циклони. Тут газ

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

очищається від механічних домішок та вологи. Весь конденсат самопливом надходить у поземну ємність збору конденсату.

Вузол очищення газу на ГРС служить для запобігання потраплянню механічних домішок та рідин у технологічні трубопроводи, обладнання, засоби контролю та автоматики станції та споживачів. Як апарати для очищення газу від механічних домішок застосовуються пиловологовловлюючі пристрої – мультициклонні пиловловлювачі, що забезпечують підготовку газу для стабільної роботи обладнання ГРС та споживача. Принцип дії: газ через вхідний патрубок (збоку) надходить у циклон, де завдяки наявності гвинтових лопатей рухається по спіралі.

Під дією відцентрової сили тверді та рідкі частинки відкидаються до периферії, загальмовуються об стінку циклону і випадають на дно пиловловлювача. Очищений газ виходить через вихідний патрубок (згори). Відведення рідини та шламу (продування пиловловлювача) здійснюється через продувний патрубок (знизу) в проміжну дренажну ємність. Влаштування пиловловлювача: 1-вхідний патрубок; 2-вихідний патрубок; 3-продувний патрубок; 4-батарея циклонів; 5-перегородка; 6-гвинтова лопата.

Вузол очищення газу оснащений пристроями видалення конденсату та дренажу до збірних резервуарів. Резервуари розраховані на максимально можливий тиск та обладнані сигналізатором рівня рідини. З метою виключення викидів парів конденсату в атмосферу застосовуються заходи щодо їх утилізації.

З вузла очищення газ надходить через кульовий кран в підігрівач газу, де нагрівається з метою запобігання випаданню гідрантів при редукуванні. Простіше кажучи, вузол підігріву газу призначений для запобігання обмерзанню арматури та утворення кристалогідратів у газопровідних комунікаціях та арматурі, які утворюються при редукуванні природного газу.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вузол підігріву газу забезпечує температуру газу на виході із ГРС не нижче мінус 10°C. Трубопроводи та арматура на виході з підігрівача захищені тепловою ізоляцією.

Вогневий підігрівач газу є піч радіаційно-конвективного типу з висхідним потоком димових газів. Нагрівання технологічного газу здійснюється у трубному змійовику відкритим полум'ям від робочих пальників. Контроль за температурою газу, що підігрівається здійснюється термометром манометричним, розташованим у шафі КВП.

Принцип дії: газ надходить у трубну об'язку підігрівача через вхідний кран і далі у верхню орєбрену конвективну секцію змійовика і нагрівається теплом газів пальників, що відходять, потім проходить в нижню радіаційну секцію змійовика і нагрівається за рахунок випромінювання факела пальників, після чого, нагрівання через вихідний кран направляється до блоку редукування.

Нагрівання газу відбувається за рахунок нагрівання змійовика в топці підігрівача за рахунок паливного газу ($P_{\text{вих}} = 100$ мм.вод.ст), який подається з виходу блоку редукування ($P_{\text{вх}} = 1,2$ МПа). Також з виходу блоку редукування частина газу потрапляє до газорегуляторного пункту, де відбувається редукування паливного газу з 1,2 МПа до 130 мм.вод.ст. для живлення водогрійних котлів.

Апаратура шафи КВП підігрівача здійснює контроль за нормальною роботою підігрівача за наявності полум'я запальника і температурного режиму.

Підігрітий газ високого тиску залишає блок підігріву через кульовий кран і надходить у вузол редукування газу, який призначений для зниження та автоматичної підтримки заданого тиску газу, що подається споживачеві.

На ГРС редукування газу здійснюють двома лініями редукування однакової продуктивності, оснащеними однотипною запірно-регулюючою

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

арматурою (одна нитка - робоча, друга - резервна). Система забезпечує газопостачання споживача при відмові однієї нитки редукування.

Найголовнішим, важливим у вузлі редукування газу, та й на всій ГРС є регулятор тиску. Його ще називають "серцем" станції.

Регулятор тиску призначений для зниження та автоматичної підтримки тиску газу «після себе» на заданому значенні.

Регулятор, що використовується на ГРС складається з: вхідного та вихідного фланцевих корпусів, мембрани, клапана та сідла. У вхідному фланцевому корпусі є кільцева порожнина, якою проходить теплоносій, що забезпечує нагрівання корпусу.

Принцип дії регулятора заснований на підтримці рівноваги сил, що діють на мембрану. Рівновага мембранного вузла забезпечується вирівнюванням тиску газу в камері завдання «Б» із тиском у камері вихідного тиску регулятора «А». Тиск газу в камері «Б» прагне створити максимальний проміжок між ущільненням клапана і робочою кромкою сідла. Тиск газу камері «А» прагне цей зазор зменшити. Врівноважене положення сідла щодо поверхні, що ущільнює клапана забезпечує постійний тиск на виході при інших постійно мінливих параметрах. Також на кожній нитці є скидні свічки.

В наявності система захисної автоматики. У зв'язку з цим, кожна лінія редукування обладнана кранами з пневмоприводами, що використовуються як виконавчі механізми.

Перехід на роботу резервної лінії здійснюється автоматично при відхиленні ($\pm 10\%$) від встановленого договором вихідного робочого тиску. Кожна лінія оснащена пневмопривідним краном, регулятором тиску, лічильником газу та краном з ручним приводом.

Редукування тиску газу здійснюється в один щабель. Високий тиск газу до 5,5 МПа знижується до вихідного 1,2 МПа. Контроль за вихідним та вхідним тиском у блоці редукування здійснюється за допомогою електроконтактних манометрів.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Після редукуючого органу газ тиском $P_{\text{вих}}=12 \text{ кгс/см}^2$ проходить через турбінний лічильник з електронним коректором (вузол обліку газу). Через даний пристрій здійснюється реєстрація спожитого газу.

Комплекс (лічильник газу з електронним коректором) або коректор об'єму газу електронний на даній ГРС розташовується безпосередньо на нитці, що редукує, між регулятором і вихідним кульовим краном, тому, про окреме приміщення або блок говорити не доводиться.

Потім газ через кран з ручним приводом виходить із блоку редукування і потрапляє вже у вихідний газопровід блоку перемикавання. Крани з пневмогідроприводом служать для відключення станції під час ремонту. У цьому випадку подача газу споживачеві здійснюється по байпасній лінії, що складається з кульового крана з ручним приводом і вентельной засувки. Підтримка вихідного тиску у разі здійснюється вручну. Контроль тиску на виході станції здійснюється за манометром.

Запобіжні клапани оберігають систему споживача від перевищення тиску під час роботи на байпасі. За допомогою триходового крана КТХ можна відключити один із запобіжних клапанів для ремонту. При цьому інший запобіжний клапан залишається підключеним до вихідного газопроводу ГРЗ.

Також у блоці перемикавання є пристрій звуження швидкозмінного (ПЗШ) для зміни перерізу потоку і створення перепаду тиску з метою автоматичного одорювання газу. З вузла одоризації газу через ПЗШ проводиться введення одоранта (суміш природних меркаптанів) у вихідний газопровід ГРС для надання природному газу штучного запаху, з метою виявлення його витіку. Газ можна одорувати, як у ручному (за допомогою крана через крапельницю), так і в автоматичному режимі пропорційно витраті газу.

Норма одоранта, що вводиться в газ, становить 16 г. ($19,1 \text{ см}^3$) на 1000 м^3 газу. Витрата одоранту щодня фіксується по лінійці оператором ГРС.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

Вузол одоризації встановлено на виході станції після обвідної лінії. Подача одоранта можлива лише з ручним регулюванням, що ускладнює роботу оператора ГРС. На ГРС передбачена ємність для зберігання одоранту. Об'єм ємностей 0,5 м³. Заправка підземної та проміжної ємностей одоранта здійснюється робочим персоналом у ручному режимі.

Ця кінцева стадія підготовки газу перед подачею його споживачеві. Далі вже очищений газ заданого тиску та з певним ступенем одоризації надходить у газотранспортну мережу споживача.

Оскільки призначення ГРС на початку та наприкінці газопроводу різне, принципові схеми їх відрізняються одна від одної, незважаючи на те, що обладнання їх однотипне.

На рис. 3.1.2 показана принципова схема ГРС, яка встановлюється на початку магістрального газопроводу. Газ, що надходить з газозбірних мереж, потрапляє до сепараторів 1, потім через мірні пристрої витратомірів 2 3 в газопровід. Якщо проводиться одоризація газу, її передбачають між сепараторами і мірними пристроями.

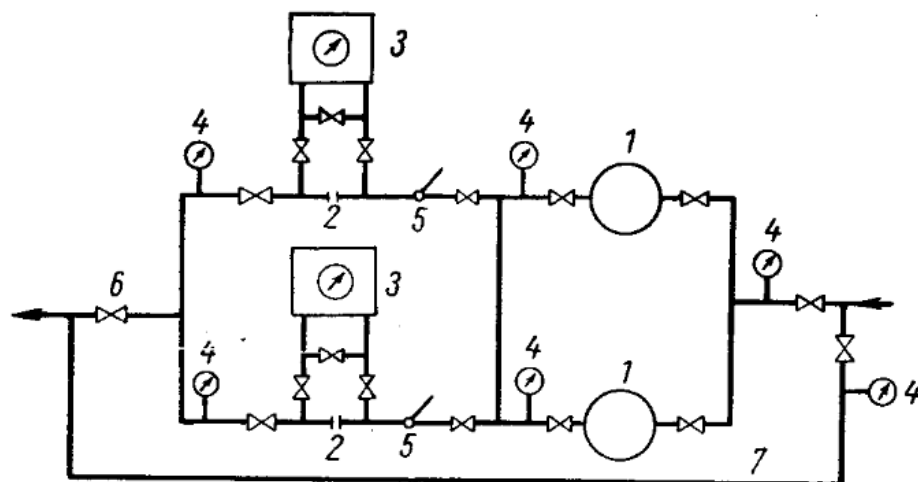


Рис.3.1.2. - Структурна схема ГРС на початку
магістрального газопроводу

Тиск газу вимірюється манометрами 4 до сепаратора, до і після мірного пристрою, температура газу - термометрами 5 тільки перед мірним пристроєм, причому відстань від кишені ртутного термометра до мірного пристрою суворо визначено (це необхідно для точного обліку кількості газу). За допомогою запірної арматури 6 можна відключити будь-який з апаратів ГРС, не порушуючи її роботи, а також відключити всю станцію повністю, пустивши газ через обвідну лінію 7.

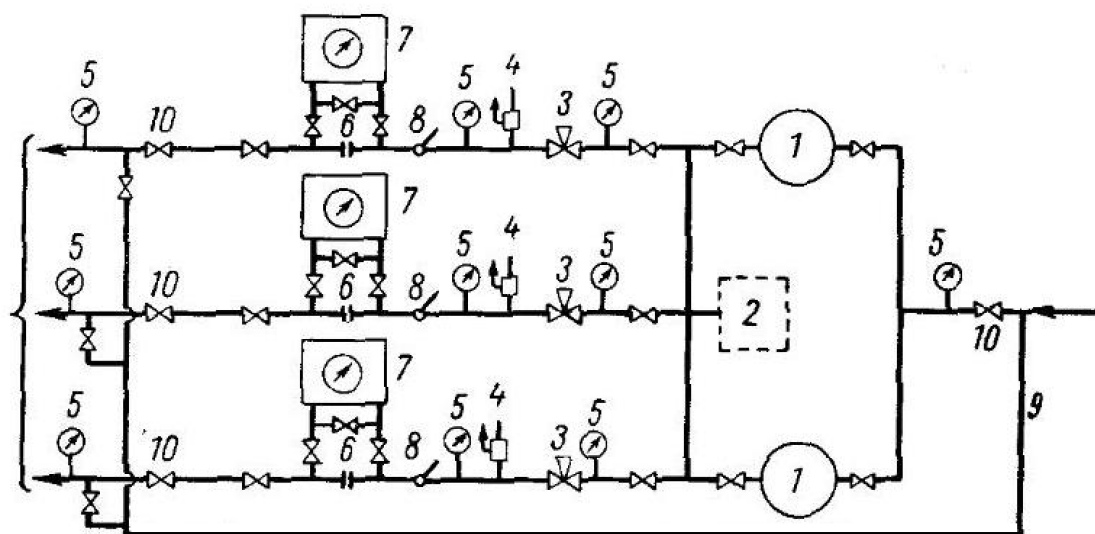


Рис.3.1.3. - Структурна схема ГРС наприкінці
магістрального газопроводу

Принципова схема ГРС, що споруджується наприкінці газопроводу, показано на рис. 3.1.3. Вона відрізняється від показаної раніше наявністю між сепаратором і витратоміром редуруючого пристрою і розташованого за ним запобіжного клапана. За такої схеми споживач отримує газ під тиском 0,8-1,0 МН/м² (8-10 кг/см²).

4.2. Структурна схема вузла обліку газу

Вузол вимірювання витрати та кількості природного газу (далі вузол обліку газу) призначений для вимірювання, реєстрації результатів

вимірювань і розрахунків обсягу газу, зведеного до стандартних умов, а також при необхідності визначення його показників якості, включаючи компонентний склад, щільність, вологість, питому теплоту згоряння [2].

Вузол обліку газу (ВОГ) побудований за схемою: кран керований, випрямляч струменя, пристрій звуження потоку швидко з'ємний, кран ручний.

На всіх нитках реалізований один і той же спосіб вимірювання витрати газу, заснований на методі змінного перепаду, тобто вимірювальним пристроєм (ВП) є комплект, що складається з пристрою звуження швидкоз'ємного і багато параметричного перетворювача типу MVS205P. Сигнал з перетворювача передається на обчислювач FloBoss-407, призначений для перетворення вимірювальних сигналів в обчислення витрати та кількості вимірюваного середовища. Все обчислювачі підключені по послідовному інтерфейсу RS-485, використовуючи протокол Modbus до центрального контролера концентратора ROC 809. До ROC 809 так само з даного протоколу підключений газовий хроматограф M700. Структурна схема вузла обліку газу приведена на рис. 3.2.

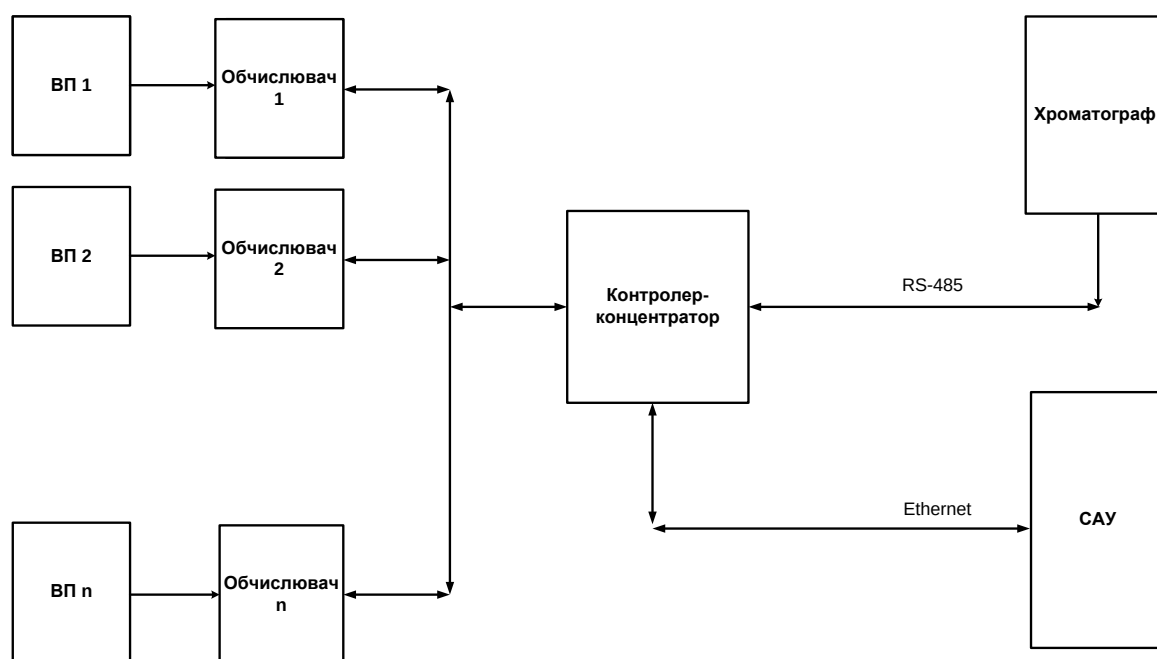


Рис.3.2 Структурна схема вузла обліку газу

Перетворювач MVS205P проводить вимірювання робочого тиску і перепаду тиску, створюваного на пристрої звуження потоку, а так само температури вимірюваного середовища за допомогою окремого термоперетворювача опору Pr100.

Електроніка перетворювача переводить сигнал від змінної тиску безпосередньо в цифрову форму, що дозволяє здійснювати точну корекцію і компенсацію. Необроблений сигнал температури перетворюється в цифровий формат інтерфейсною платою. Мікропроцесор здійснює лінеаризацію і корекцію необроблених сигналів тиску (що надходять від сенсора) з використанням даних характеристикації, що зберігаються в енергонезалежній пам'яті.

Схема інтерфейсу дозволяє багато параметричному сенсору з'єднуватися і здійснювати цифровий обмін інформацією з контролером FloBoss по послідовному інтерфейсу EIA-485 (RS-485) з використанням протоколу Modbus.

Контролер ROC 809 по Ethernet, використовуючи протокол Modbus підключений до САУ. ROC 809 і проводить збір даних про витрату газу на кожній нитці, коригування в залежності від складу газу (дані з хроматографа) і передає зібрану інформацію на САУ.

Головною вимогою до системи обліку є діапазон вимірювання витрати газу. Вимоги до вузла обліку газу наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Вимоги до вузла обліку газу

Характеристики	Значення
Діапазон робочого тиску, кгс/см ²	0...6
Діапазон вимірювання витрати, м ³ /год	0...5100
Діаметр трубопроводу, мм	200
Температура навколишнього середовища, °С	-40...50

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

4.3. Структурна схема ультразвукового витратоміра

Структурна схема ультразвукового витратоміра наведена на рис. 3.3. Ультразвуковий час-імпульсний витратомір включає в себе два електроакустичних перетворювача (ЕП), що вмонтовуються з зовнішньої сторони трубопроводу по Z-схемі або V-схемі, і електронний блок, виконаний на базі мікропроцесора [4].

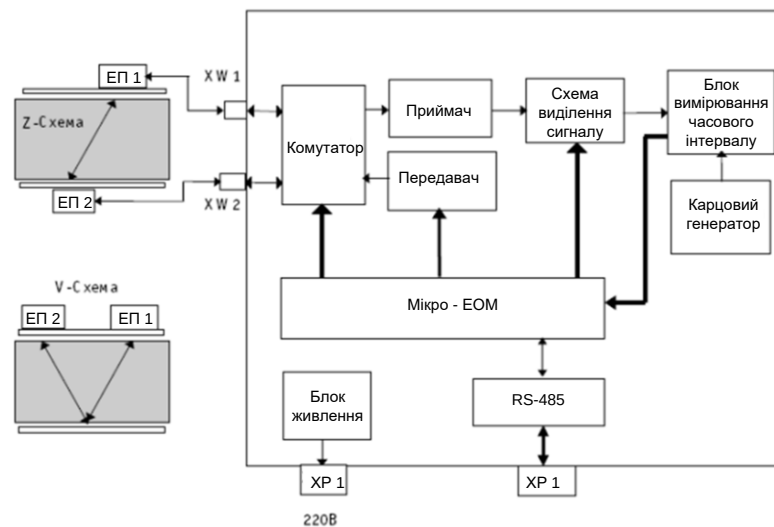


Рис. 3.3. Структурна схема ультразвукового витратоміра

Цикл вимірювання, ініційований мікро-ЕОМ, починається з вибору одного з напрямків випромінювання ультразвукового імпульсу (наприклад, по потоку), що досягається установкою комутатора прийом-передача у відповідне положення. При цьому ЕП2 випромінює сигнал, а ЕП1 приймає його. Прийнятий сигнал через комутатор надходить на схему виділення корисного сигналу, де посилюється і фільтрується від перешкод. Тут же приймається рішення про наявність чи відсутності сигналу, що дозволяє уникнути помилкових вимірювань при зникненні ультразвукових коливань, наприклад при спустошенні трубопроводу. Визначення часу поширення

сигналу здійснюється в блоці вимірювання тимчасових інтервалів, з виходу якого оцінка надходить в мікро-ЕОМ. Далі по команді мікро-ЕОМ напрямок випромінювання змінюється на протилежний і повторюється описана процедура вимірювання часу поширення сигналу тепер уже проти потоку.

На цьому цикл вимірювання завершується, і мікро-ЕОМ здійснює розрахунок поточного значення витрати відповідно до вираження.

Перевагою таких витратомірів є широкий динамічний діапазон 100 : 1, вони забезпечують вимірювання витрати газу без істотних втрат тиску. На даний момент такі витратоміри знайшли широке застосування на підприємствах нафтогазового комплексу та добре зарекомендували себе, як надійні і точні пристрої. Однак, точність таких витратомірів залежить від швидкості газового потоку. Так само вони мають серйозні вимоги за характером потоку газу. Найістотнішим обмеженням по використанню таких витратомірів є висока вартість (1,5-2 млн. грн).

4.4. Характеристики ультразвукових лічильників

Ультразвукові лічильники газу – це прилади, які використовуються для вимірювання витрати газу в побутових та комерційних умовах. Вони мають кілька переваг перед традиційними механічними лічильниками, у тому числі вищу точність вимірів, ширший діапазон вимірів та менші втрати тиску.

Принцип роботи ультразвукових лічильників ґрунтується на використанні властивості ультразвукових хвиль, що передаються через газове середовище. Коли газ проходить через пристрій, ультразвукові хвилі випромінюються в напрямку потоку. Зміна швидкості звуку під час проходження через газове середовище дозволяє розрахувати обсяг газу, що пройшов через прилад.

Ультразвукові лічильники газу зазвичай мають високу точність вимірювань, що робить їх надійнішими, ніж механічні прилади. Також вони

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

мають ширший діапазон вимірів, що дозволяє використовувати їх не тільки в побутових умовах, а й у комерційних та промислових об'єктах.

Крім того, ультразвукові лічильники газу зазвичай мають невеликий розмір і масу, що робить їх легко встановлюваними та транспортованими. Також вони не мають частин, які рухаються, що робить їх більш надійними і довговічними, оскільки вони не схильні до зносу або поломок.

На газорозподільних станціях (ГРС) зазвичай використовуються високоточні ультразвукові лічильники газу, які призначені для точного та надійного вимірювання витрати при великих дебітах та високих тисках.

Одним із найпоширеніших виробників ультразвукових лічильників газу для ГРС є компанія Kamstrup. Її ультразвукові лічильники призначені для використання у складних умовах, таких як промислові програми, і можуть обробляти високі тиски та дебіти газу до 250 бар та 2500 м³/год відповідно.

Інший виробник Endress+Hauser також виробляє ультразвукові лічильники газу для ГРС. Їхні лічильники можуть вимірювати дебіти газу до 2800 м³/год та тиску до 100 бар, і вони мають високу точність серед інших ультразвукових лічильників.

Також варто відзначити ультразвукові лічильники газу виробництва Siemens та Sensus. Обидва виробники пропонують ультразвукові лічильники, які можуть обробляти високі дебіти та тиску газу.

Ультразвукові лічильники газу, що використовуються на ГРС, зазвичай мають технологічні можливості для збирання та передачі даних у режимі реального часу, що дозволяє швидко реагувати на зміни в процесі газорозподілу та швидко проводити технічні роботи у разі виникнення проблем.

Приклад ультразвукового лічильника газу FLOWSIC 500 CIS (Німеччина)

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

Передова технологія дозволяє підвищити точність вимірювання: новий компактний ультразвуковий газовий лічильник FLOWSIC 500 CIS від компанії SICK забезпечує дуже точні вимірювання у сфері розподілу природного газу. Завдяки відсутності рухомих механічних компонентів FLOWSIC 500 CIS є надійним, відмовостійким пристроєм, що контролюється інтелектуальною системою самодіагностики.



Рис. 3.4.

Лічильник витрати газу та електронний обчислювач витрати (коректор обсягу газу) впливають однієї і тієї ж мети: точне вимірювання кількості газу. Це наводить на думку скомбінувати їх в одному пристрої. Це знижує витрати на встановлення та скорочує кількість інтерфейсів. Всі компоненти поставляються одним виробником, а кінцевий результат залишається незмінним: точне та надійне вимірювання витрати газу визнаними та затвердженими способами.

FLOWSIC 500 CIS випускається у чотирьох типорозмірах, із довжиною корпусу традиційної для сфери розподілу природного газу. Доступні такі типорозміри: DN50, DN80, DN100 та DN150.

FLOWSIC500 CIS оснащується вбудованим обчислювачем витрати газу. Стандартно застосовується алгоритм рTZ перерахунку згідно з ГОСТ 30319.2-2015. Додатково є можливість вибору інших алгоритмів, таких як

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

SGERG88, AGA 8 або AGA NX-19, а також TZ перерахунок. У разі вибору FLOWSIC500 CIS із вбудованим обчислювачем, необхідні датчики тиску та температури будуть включені обсяг постачання.

Роз'єми живлення та передачі даних доступні і тому всі необхідні операції з підключення надзвичайно прості.

Монтаж FLOWSIC500 CIS може бути виконаний як у горизонтальному, так і у вертикальному положенні, при цьому для зручності зчитування результатів вимірювання дисплей лічильника може бути зорієнтований відповідно.

Доступ до найважливіших функцій вимірювального пристрою можливий безпосередньо за допомогою дисплея та клавіатури на передній панелі лічильника. Зручне в роботі русифіковане програмне забезпечення підтримує можливість з'єднання через оптичний інтерфейс FLOWSIC500 CIS.

Області застосування:

- Вузли обліку та вимірювальні станції в мережах розподілу природного газу на рівні регіональних та муніципальних постачальників

- Соціально значущі об'єкти - там, де потрібна гарантія безперебійної подачі газу

- Вузли обліку на промислових та комерційних об'єктах

Переваги:

- Високий ступінь достовірності вимірювань

- Компактний дизайн (не потрібна наявність прямолінійних ділянок трубопроводу)

- Стійкість до перевищення витрати газу (не виходить з ладу при збільшенні витрати газу понад робочий діапазон приладу з подальшим збереженням робочих характеристик)

- безперервний контроль метрологічних характеристик через автоматичну самодіагностику

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Не містить рухомих частин, конструкція унеможлиблює блокування потоку
- Завдяки можливості виготовлення з фланцями за ГОСТ стандартами та стандартною довжиною корпусу, а також відсутністю вимоги до прямолінійних ділянок, конструкція FLOWSIC500 CIS, дозволяє з легкістю встановити його на місце звичайного роторного або турбінного лічильника
- Автономна робота (енергонезалежна модифікація лічильника працює від вбудованої батареї автономно не менше 5 років
- Атестований для застосування у всьому світі

Основні технічні характеристики вимірювальних газових комплексів FLOWSIC 500 CIS:

Таблиця 3.4

Вимірювані величини	Об'єм у робочих умовах, Об'ємна витрата у робочих умовах, Швидкість газового потоку, Для версії з вбудованим обчислювачем: Об'єм газу, наведений до стандартних умов, Об'ємна витрата наведена до стандартних умов
Принцип виміру	Ультразвуковий (вимір різниці часів проходження ультразвукових імпульсів по потоку і проти потоку газу)
Вимірюване середовище	Природний газ (сухий, одоризований)
Діапазони виміру:	
Об'ємні витрати, DN 50	0,6 ... 160 м³/год
Об'ємні витрати, DN 80	1,2 ... 400 м³/год
Об'ємні витрати, DN 100	1,9 ... 650 м³/год
Об'ємні витрати, DN 150	1,9 ... 1.000 м³/год
Похибка вимірів	
	Максимально допустиме значення відносної

	похибки вимірювань об'ємної витрати та обсягу газу в робочих умовах у діапазоні:
від 0,1 Q _{max} до Q _{max} :	$\leq \pm 0,8\%$
	Максимально допустиме значення відносної похибки вимірювань об'ємної витрати та обсягу газу, наведеного до стандартних умов у діапазоні:
від 0,1 Q _{max} до Q _{max} :	$\leq \pm 1\%$
Функції діагностики	Постійний контроль вимірних значень
Температура газу	-40 °C ... +70 °C
Температура навколишнього середовища	-40 °C ... +70 °C
Температура зберігання	-40 °C ... +80 °C
Робочий тиск	0 бар (поз.) ... 16 бар (поз.); Виконання фланців згідно з ГОСТ 33259-2015 Або виконання фланців: Тип - ГОСТ 12821-80 Поверхня - ГОСТ 12815-80 Виконання 1 PN16 (EN 1092-1): 0 бар (поз.) ... 16 бар (поз.)
Відповідність нормативним документам	ГОСТ 8.611-2013 ТР ТС 012/2011 (EMC: 2014/30/EU) ТР ТС 020/2011 (ATEX: 2014/34/EU) ТР ТС 032/2013 2014/32/EU MI-002 OIML R137 1&2, 2012 EN 12405 : 2010 (при вбудованому коректорі витрати)
Клас захисту	IP 66
Цифрові виходи	Конфігурації: • НЧ-імпульси + статусний вихід про

	несправність, з гальванічною розв'язкою ($f_{\text{макс}} = 100 \text{ Гц}$), - ВЧ-імпульси + статусний вихід про несправність, з гальванічною розв'язкою ($f_{\text{макс}} = 2 \text{ кГц}$), - Encoder + НЧ-імпульси, з гальванічною розв'язкою ($f_{\text{макс}} = 100 \text{ Гц}$), 2 x НЧ-імпульси з гальванічною розв'язкою ($f_{\text{макс}} = 100 \text{ Гц}$)
Інтерфейси	RS-485-модуль (зовнішнє живлення) альтернативно до цифрових виходів, протокол Modbus RTU Оптичний інтерфейс (у відповідності з EN62056-21)
Методи перерахунку	pTZ або TZ
Методи розрахунку коефіцієнта стисливості	ГОСТ 30319.2-2015 GERG-91 mod. SGERG88 AGA 8 Gross method 1 AGA 8 Gross method 2 AGA NX-19 AGA NX-19 mod. Фіксовані значення
Діапазони вимірювання датчика абсолютного тиску	0,8 ... 5,2 бар / 2 ... 10 бар / 4 ... 20 бар
Тип термодатчика	Платиновий датчик опору Pt1000 у кожусі з нержавіючої сталі

5. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНОЮ СТАНЦІЄЮ

5.1. Технічні вимоги до вимірювального комплексу

Вимірювальний комплекс (ВК) входить до складу технологічних об'єктів вузлів обліку. Вимірювальний комплекс забезпечує проведення облікових операцій і відноситься до сфери здійснення державного метрологічного нагляду і контролю.

Вся не вибухозахищена вторинна апаратура вимірювального комплексу повинна бути розміщена в службово-експлуатаційному блоці (серверна/приміщення контрольно-вимірювальних приладів і автоматики (КВП і А). Первинні перетворювачі, безпосередньо встановлювані у вибухонебезпечних зонах, повинні мати відповідні сертифікати на вибухозахист [9].

У серверній / приміщенні КВП і А повинно бути забезпечено підтримання температури навколишнього повітря $20 \pm 5^{\circ}\text{C}$.

Вимірювальний комплекс без зупинки роботи повинен забезпечувати:

- безперервне вимірювання витрати та кількості природного газу з урахуванням його якісних характеристик;
- обробку, зберігання і надання інформації, реєстрацію результатів вимірювання і передачу даних на верхній рівень;
- можливість демонтажу (при необхідності) первинних перетворювачів;
- компенсацію теплових деформацій, що викликають появу механічної напруги в вимірювальних трубопроводах, вхідних і вихідних трубопроводах;
- сигналізацію в разі переходу значень вимірюваних параметрів за допустимі межі.

Технічні засоби в складі ВК, органи управління, канали вимірів / передачі даних, за допомогою яких можна впливати на результати вимірювань, повинні мати передбачену технічну можливість для опломбування.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Комплекс програмно-технічних засобів автоматизації вимірювального комплексу (система телеметрії) повинен бути сумісний з технічними засобами приймаючої організації.

Вимоги до комплексу технічних засобів

Вимірювальні комплекси повинні оснащуватися комплексом технічних засобів автоматизації, який повинен забезпечувати автоматичне визначення витрати та об'ємної кількості природного газу, для проведення облікових операцій між постачальником і споживачем газу, а також проведення подальших розрахунків і можливого арбітражу.

Загальні характеристики застосовуваного обладнання:

- допустима відносна похибка вимірювання витрати газу не більше $\pm 2,0\%$;
- наявність архіву годинних вимірюваних і обчислюваних параметрів не менше ніж на 45 діб;
- наявність журналу подій (позаштатних ситуацій) з глибиною не менше 45 діб;
- обчислювачі (коректори) повинні мати інтерфейси зв'язку RS-232, RS-485, або обидва, або один з них;
- у ВК вузла обліку газу повинна бути забезпечена самодіагностика працездатності системи і стану вимірювань, захист від несанкціонованого доступу та втручання у роботу ВК;
- при відмові датчиків витрати (обсягу), тиску або температури, також виході вимірюваних величин за межі нормованих діапазонів вимірювань вище перелічених датчиків, обчислювач (коректор) ВК повинен забезпечувати можливість підстановки в розрахунки узгоджених із постачальником газу умовно-постійних значень тиску, температури і витрати для приведення об'ємної витрати газу, що споживається до стандартних умов;

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- застосування датчиків тиску зі стандартним струмовим виходом 4-20 мА;
- манометри, що застосовуються, повинні бути обрані з такою шкалою, щоб межа вимірювання робочого тиску знаходилась у другій третині шкали;
- стрілка манометра в робочому положенні і при відсутності тиску не повинна відхилятися від нульової позначки більш ніж на 0,5 значення допустимої похибки для даного приладу.
- компоненти нижнього рівня повинні мати ступінь захисту від впливу навколишнього середовища IP54 по ІЕС 60529,
- компоненти нижнього рівня повинні бути розраховані на експлуатацію у вибухонебезпечних зонах приміщень класів В-1а, В-1г (ПУЕ), де можливе утворення вибухонебезпечних сумішей категорій ІА, ІВ груп Т1-Т3.
- по стійкості до впливу кліматичних факторів комплекс технічних засобів, що встановлюється на об'єктах газорозподільних мереж, повинен відповідати третій групі по ДСТУ 8281:2015 для засобів обчислювальної техніки.

Комплекс технічних засобів вимірювального комплексу повинен забезпечувати роботу без постійного обслуговуючого персоналу.

Обладнання та прилади (лічильник-витратомір, перетворювачі температури і тиску), що встановлюються у вибухонебезпечній зоні, повинні забезпечувати можливість експлуатації у вибухонебезпечних приміщеннях класу В-1а і зовнішніх установках класу В-1г.

Устаткування (обчислювач/коректор, засоби телеметрії), яке встановлюється в серверній/приміщенні КВП і А і а повинно забезпечувати працездатність:

- при температурі навколишнього повітря в діапазоні від 10 до 50 ° С;
- при відносній вологості, при 35 ° С, не більше 98%.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основне живлення комплексу технічних засобів повинно здійснюватися від мережі однофазного змінного струму з наступними характеристиками:

- напруга - 220 (плюс 10 / мінус 15%) В;
- частота - 50 ± 1 Гц;
- споживана потужність - не більше 3 кіловат.

При припиненні подачі основного живлення, обладнання комплексу технічних засобів ВК має автоматично підключатися до джерела безперебійного електроживлення, що забезпечує автономну роботу ВК протягом 24 годин.

Перехід на джерело безперебійного електроживлення повинен здійснюватися автоматично, без порушення роботи вимірювального комплексу.

Вимоги до методів вимірювання витрати газу

Для вимірювання витрати газу обраний ультразвуковий метод.

При ультразвуковому методі вимірювання слід керуватися ГОСТ 8.611-2013 [10].

Витрата газу повинна вимірюватися в одиницях об'ємної витрати, що зведені до стандартних умов ($P = 0,101325$ МПа, $T = 293,15$ °К).

Конструкція вимірювальних ліній повинна забезпечувати компенсацію температурних напружень прямих ділянок.

Всі засоби вимірювання повинні мати відповідні сертифікати.

Вибір арматури і матеріалів ВОГ (вузол обліку газу) повинен виконуватися з урахуванням максимального робочого тиску, максимальних і мінімальних температур в яких знаходиться ВОГ в процесі експлуатації.

На ВОГ повинна бути передбачена теплоізоляція, для:

- ділянок трубопроводів вимірювальної лінії між термометром і витратоміром разом з прилеглими до нього вище і нижче по потоку

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ділянками довжиною, рівною не менше п'яти внутрішніх діаметрів трубопроводу;

- частини перетворювача температури, яка виступає над трубопроводом.

Для безпечного обслуговування ВОГ при проведенні ремонтних робіт і в разі аварійної ситуації передбачити в складі ВОГ скидну свічку.

Вимоги до автоматичного визначення витрати та об'ємної кількості газу

Вимірювання і облік кількості газу на вимірювальному комплексі повинні проводитися за методиками виконання вимірювань, атестованим у встановленому порядку і підтримуваним програмним забезпеченням (ПЗ) коректора.

Кожен вимірювальний комплекс, що забезпечує визначення витрати газу з ультразвукового методу вимірювання, відповідно до [10] повинен включати:

- Процесор (коректор);
- ультразвуковий перетворювач витрати;
- засоби вимірювання тиску;
- засоби вимірювання температури.

Датчики тиску і температури повинні мати вибухобезпечне виконання.

Вимірювання тиску в трубопроводі має проводитися за допомогою датчиків з параметрами:

- діапазон вимірювання - відповідно до опитувальних листом;
- основна приведена похибка вимірювання (включаючи гістерезис і нелінійність) - в межах $\pm 0,25\%$;
- нестабільність статичної характеристики - не вище $0,1\%$ за рік;

Вимірювання температури потоку газу повинно проводитися за допомогою датчиків з параметрами:

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

- діапазон вимірювання температури газу - відповідно до опитувального листа;

- відносна похибка вимірювання - в межах $\pm 0,25\%$.

Датчики температури повинні встановлюватися на вимірювальному трубопроводі за допомогою захисної гільзи і відповідно до п. 9.2.4 [10].

Вимоги до інформаційного обсягу системи обліку газу

Система обліку газу повинна забезпечувати приведення до стандартних умов (ГОСТ 2939-63 «Гази. Умови для визначення обсягу») та передачу на ПУ регіональної та до локальної обчислювальної мережі розподіленої системи наступних даних:

- тиск газу;
- температура газу;
- миттєва витрата газу (за робочих та стандартних умов);
- обсяг газу з наростаючим підсумком (за робочих та стандартних умов);
- часові архіви споживання газу за 45 останніх діб з тимчасовими мітками (за робочих та стандартних умов);
- добові архіви споживання газу за останній рік із тимчасовими мітками (за робочих та стандартних умов);
- місячні архіви споживання газу за 4 останні роки з тимчасовими мітками (за робочих та стандартних умов);
- журнал подій;
- журнал позаштатних ситуацій;
- архів змін параметрів.

Вимоги до програмного забезпечення

Програмне забезпечення (ПЗ) призначене для роботи у складі комплексу технічних засобів автоматизації ВК, що застосовується для

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

вимірювання витрати, об'ємної кількості та якості природного газу, обробки нештатних ситуацій та діагностики засобів вимірювань. Вимірювання та облік кількості газу, що здійснюються вимірювальним комплексом, проводяться за методиками виконання вимірювань, що підтримуються програмним забезпеченням. ПЗ має бути захищене від несанкціонованого втручання.

Вимоги до метрологічного забезпечення

У робочих проектах мають розроблятися вимоги до метрологічного забезпечення ВК на основі чинних нормативних документів ДК «Нафтогаз України», ДП «УкрНДНЦ» та ДП «Укрметртестстандарт». Змонтовані та налагоджені ВК мають бути перевірені на відповідність методики вимірювань за ГОСТ 8.611-2013 та на відповідність індивідуальній затвердженій методиці вимірювань (для обліку реверсивних потоків газу), що має організацію акредитації на проведення даних робіт (регіональний центр метрології та стандартизації). Атестація вузлів обліку газу на відповідність методики вимірювань проводиться в обов'язі, що не перевищує вимоги ГОСТ 8.611-2013. Засоби та канали передачі даних від об'єктів обліку на наступні рівні управління, а також засоби обробки інформації не підлягають метрологічній повірці, оскільки не є засобами вимірювання витрати газу. У той самий час всіх рівнях системи обліку газу мають бути передбачені програмні засоби захисту оброблюваної інформації від несанкціонованого доступу.

Вимоги до метрологічних характеристик засобів вимірювання (основна та додаткова похибка) повинні визначатись залежно від призначення вузла обліку газу. Межі основної допустимої похибки обчислювачів (коректорів), витратомірів, перетворювачів температури та тиску визначаються проектувальником вузлів обліку газу на стадії проектування.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

Сукупна величина допустимої похибки, що вноситься системою обліку газу (включаючи передачу каналами зв'язку, перерахунок, архівування та надання даних) повинна бути не більше:

- $\pm 0,5 - 2,0\%$ - для нормальної та робочої витрати газу;
- $\pm 0,5\%$ – для тиску газу;
- $\pm 0,25\%$ – для температури газу.

Апарати, прилади та програмне забезпечення у системі обліку газу, що реєструють та проводять контроль часу, повинні забезпечувати вимірювання поточного часу з відносною похибкою не більше $\pm 0,1\%$.

5.2. Структурна схема системи

Система має трьох рівневу структуру: нижній рівень - рівень розміщення контрольно-вимірювальних приладів і виконавчих механізмів; середній рівень - рівень збору інформації з нижнього рівня, видачі впливів на пристрої прийому, передачі даних на верхній (інформаційно-обчислювальний) рівень; верхній рівень - автоматизоване робоче місце оператора.

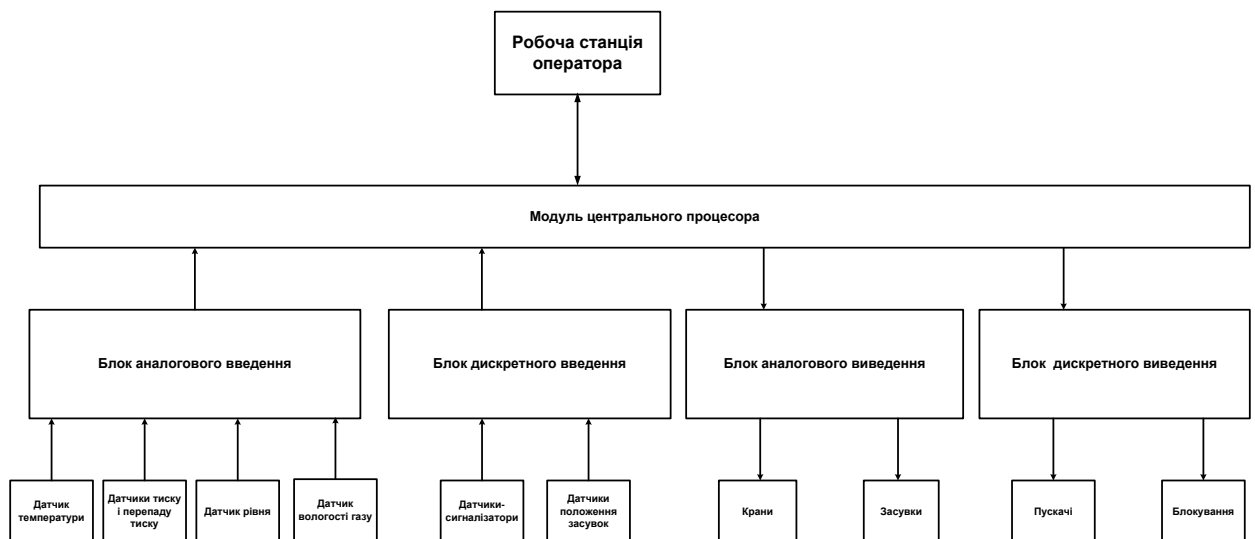
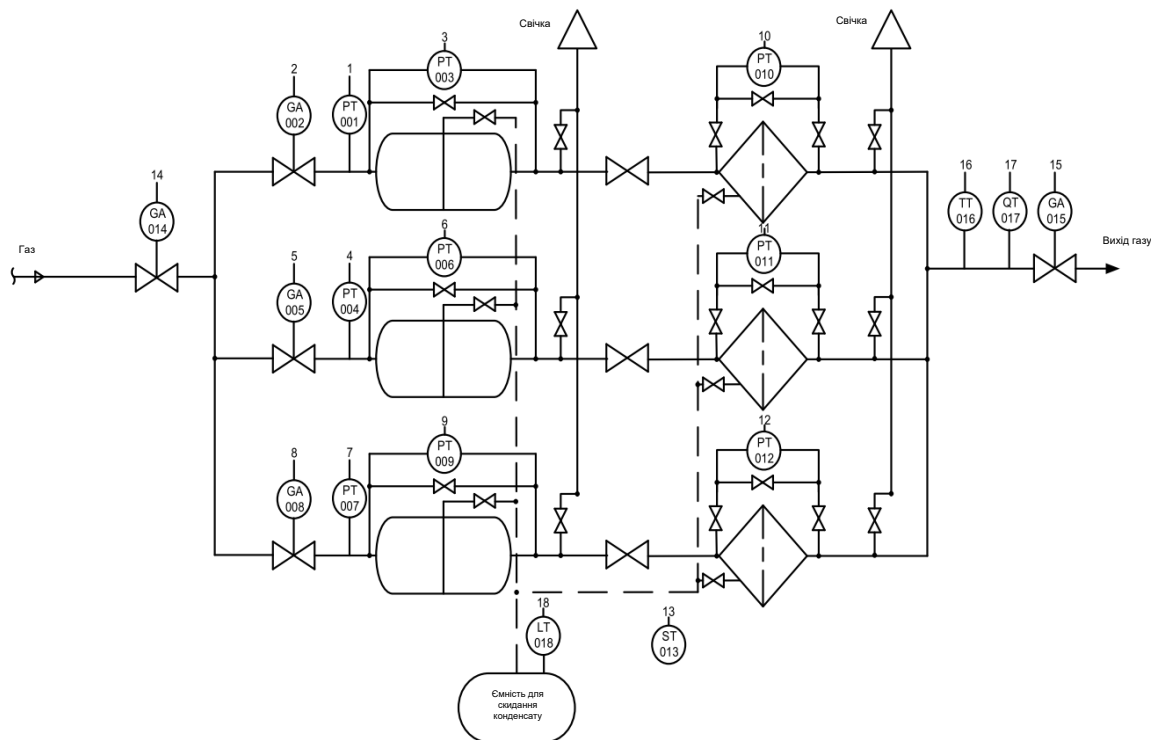


Рис. 5.1. Структурна схема автоматизованої системи управління газорозподільною станцією

5.3. Функціональна схема системи

На вхід системи надходять сигнали від аналогових та дискретних датчиків: тиску на входах; різниці тисків; температури; вологості газу; рівня води в ємності для скидання конденсату; положення засувок; сигналізатори стану; сейсмодатчика.

На вихід системи надходять аналогові та дискретні сигнали управління: засувками; кранами; пускачами; блокування.



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Тиск на вході 1, МПа	PC 001	GSA 002	PC 003	PC 004	GSA 005	PC 006	PC 007	GSA 008	PC 009	PC 010	PC 011	PC 012	SI 013	GSA 014	GSA 015	TC 016	QC 017	LA 018
Положення засувки на вході 1	PI 001		PI 003	PI 004		PI 006	PI 007		PI 009	PI 010	PI 011	PI 012	PI 013	HL1		TI 016	QI 017	HL2
Диференціальний тиск на сепараторі 1, МПа																		
Тиск на вході 2, МПа																		
Положення засувки на вході 2																		
Диференціальний тиск на сепараторі 2, МПа																		
Тиск на вході 3, МПа																		
Положення засувки на вході 3																		
Диференціальний тиск на сепараторі 3, МПа																		
Диференціальний тиск на фільтрі 1, МПа																		
Диференціальний тиск на фільтрі 2, МПа																		
Диференціальний тиск на фільтрі 3, МПа																		
Показники сейсмографа, бали																		
Положення засувки 1																		
Положення засувки 2																		
Температура на виході, °C																		
Вологість газу, %																		
Рівень води, м																		
SCADA	Управління	Вимірювання	Сигналізація															

Рис. 5.2. Функціональна схема автоматизованої системи управління газорозподільною станцією

5.4. Вибір елементів системи

Програмований контролер Mitsubishi FX3U-128MR/ES



Рис.5.3.

- це модуль серії Melsec FX, що складається з 128 входів/виходів. В цілому серія ПЛК FX3U дозволяє використовувати контролери з 16-128 точками входу/виходу. Передбачені варіанти як на різний тип вихідного сигналу (реле або транзистор), так і на різну напругу (100..240 VAC або 24 VDC). За бажанням замовника модулі можуть бути виготовлені за стандартом UL.

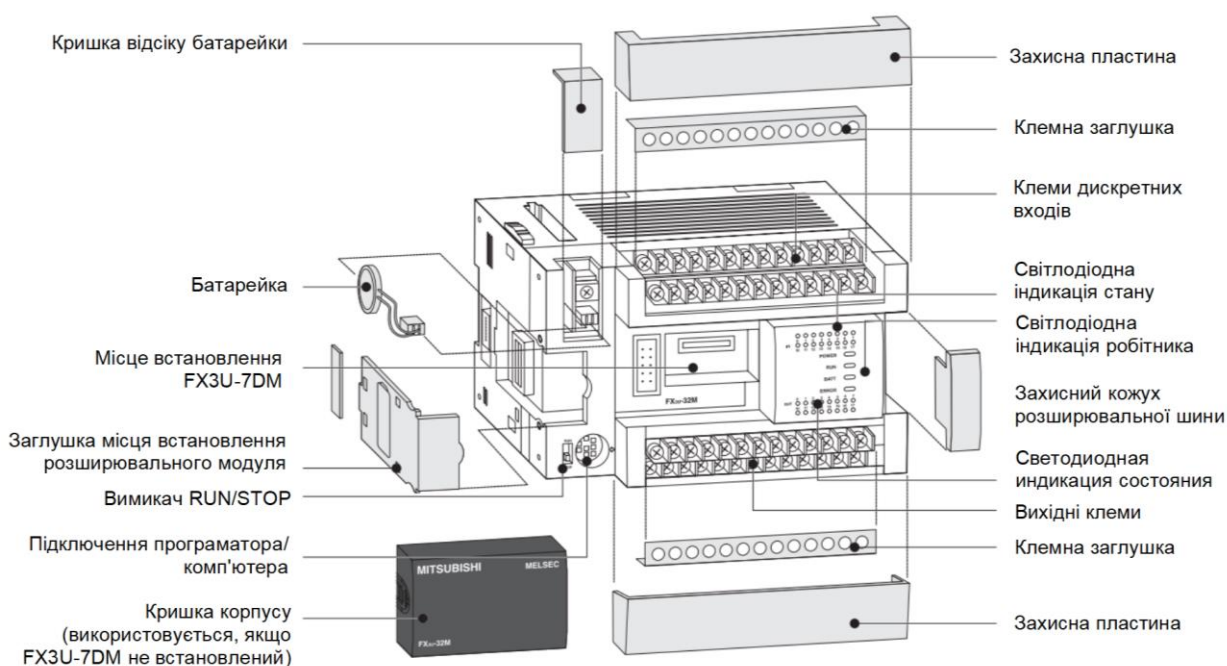


Рис. 5.4.

Особливості модуля:

1) Наявність високошвидкісних лічильників: 6 лічильників для сигналів з частотою до 100 кГц і 2 лічильника для сигналів до 10 кГц

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

- 2) Досить високий обсяг оперативної RAM / EEPROM пам'яті: до 64 000 операцій
- 3) Об'єм пам'яті 8000 операцій
- 4) Відображення годинника і календаря: годинник показує реальний час, календар встановлюється на поточну дату
- 5) Відображення стану входів/виходів за допомогою світлодіодів
- 6) Модулі мають можливість расщірення за допомогою додаткових модулів розширення до 384 входів/виходів
- 7) Зручна оболонка для програмування контролерів
- 8) Зменшений час виконання операцій
- 9) Передбачені 3 вихідних імпульсних сигналу з частотою до 100 кГц дані виходи дозволяють отримувати сигнали з ШИ-модуляцією, а також керувати кроковими двигунами і характеристиками розгону / гальмування
- 10) Внутрішній порт для зв'язку з ПК
- 11) Серія контролерів FX3U забезпечена можливістю установки другого порту RS232 / RS422 / RS485 для зв'язку контролера з комп'ютером або підключення ПЛК до мережі. Також може бути встановлений адаптер, що складається з восьми потенціометрів.

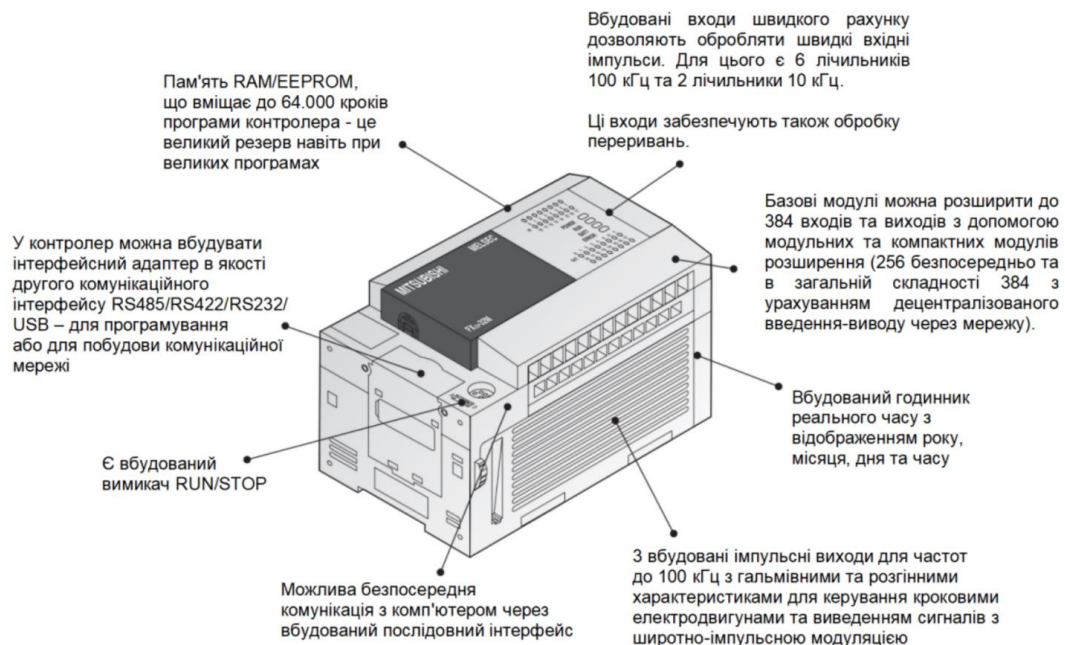


Рис.5.5.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

Технічні характеристики:

Таблиця 5.1.

Кількість входів	64
Кількість виходів	64
Потужність, Вт	60
Об'єм пам'яті	8000 операцій
Швидкість обробки команд	0,55-0,7 мс / операція
Температура навколишнього середовища	0-55 °C
Відносна вологість	35-85%
Клас захисту	IP20
Вага, кг	1,8
Розміри, мм	350x90x87
Напруга живлення	100..240 V AC
Тип вихідного сигналу	реле

5.5. Вибір вимірювальних засобів системи

Датчик тиску Endress+Hauser Ceraphant PTC31B-AA8M1HGBWBJA



Рис.5.6.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

Ceraphant PTC31B - це привабливий за ціною датчик тиску з керамічною, герметичною вимірювальною коміркою для безпечного вимірювання і контролю абсолютного і відносного тиску. Давач тиску з компактною конструкцією є надзвичайно стабільним і стійким до високого вакууму до 0 бар абсолютного тиску.

Функція IO-Link дозволяє легко інтегрувати і параметризувати пристрій. Датчик тиску Ceraphant PTC31B-AA8M1HGBWBJA з PNP-перемиканням і технологічним приєднанням G 1/2 підключається через роз'єм M12 і ідеально підходить для вимірювання рідин, газів і пилу, наприклад, в трубопроводах і запірних пристроях.

Технічні характеристики:

Таблиця 5.2.

Загальні дані	
Тип приладу	Електронний датчик тиску з дисплеєм
Тип тиску	Відносний тиск
Діапазон вимірювання тиску мін.	0 бар
Діапазон вимірювання тиску макс.	1 бар
Точність	$< \pm 0.5 \%$
Налаштування	IO-Link
Електричні дані	
Мінімальна робоча напруга	10 В
Максимальна робоча напруга	30 В
Тип напруги	Постійний струм
Кількість виходів	2
Вихід 1	PNP
Вихід 2	PNP

Захист від переполюсовки	так
Механічні дані	
Стійкість до тиску	10 бар
Технологічне підключення	Зовнішня різьба G 1/2
Підключення	Роз'єм M12
Матеріал технологічного з'єднання	1.4404 (нержавіюча сталь/316L)
Матеріал корпусу	1.4404 (нержавіюча сталь/316L)
Матеріал прокладки	FKM
Додаткова інформація	
	IO-Link Revision 1.1
	Інтерфейси IO-Link
	Погодження CE

Вібраційний сигналізатор рівня Rosemount 2140



Рис.5.7.

Новий сигналізатор 2140 - це перший вібраційний сигналізатор з підключенням по протоколу HART, призначений для систем захисту від переповнення, контролю граничних рівнів рідин та захисту насосного обладнання.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

Універсальний та простий в експлуатації сигналізатор надійно визначає рівень будь-яких рідин та опадів, а його діагностична система безперервно відстежує стан механічних та електронних компонентів та дозволяє віддалено перевіряти працездатність приладу. Сигналізатор 2140:SIS сертифікований згідно з вимогами IEC 61508 (SIL 2) для застосування в областях з особливими вимогами до безпеки.

Технічні характеристики:

Таблиця 5.3.

Гістерезис	2,5 мм
Мінімальна щільність рідини	400 кг/м ³
Діапазон в'язкості рідини	0,2 - 10000 сП
Робочий тиск	Від абсолютного вакууму до 100 бар хат. при 50 °С
Температура робочого середовища	-40 - +180 °С
Температура довкілля	-40 - +80 °С
Тиск процесу	до 10 МПа
Вихідний сигнал	4-20 мА HART
Ступінь захисту	IP66/67
Тип приєднання	різьблення; фланець

Датчик температури OPTITEMP TCA-P61



Рис.5.8.

ОРТІТЕМР ТСА-Р61 являє собою вставний датчик з термопарою та прямим звареним складеним термокишенням, виконаним з 1.4835/сплав 253МА. Високотемпературний датчик підходить для вимірювання температури топкових та вихлопних газів до +1150°C / +2100°F, а також для застосування, в яких термокишення піддається механічному абразивному впливу. Датчик може використовуватись при низькому робочому тиску. ОРТІТЕМР ТСА-Р61 можна встановлювати на трубопроводи, шахти та вентиляційні канали за допомогою газонепроникних компресійних фітінгів або рухомих фланців.

Технічні характеристики:

Таблиця 5.4.

Температура	
макс.	1 150 °C (2 102 °F)
Мін.	-40 °C (-40 °F)
Відмінні риси приладу	
	Високотемпературний вимір газів
	Стандартні або індивідуальні довжини
	Різні варіанти з'єднувальних головок (IP54...IP68)
	З опціонально доступним температурним перетворювачем
Матеріал термокишені	1.4835/253 МА
Типові застосування	- Високотемпературні застосування - Вимірювання температури вихлопних газів або інших газів при атмосферному або низькому робочому тиску - Підходить для застосування у процесах горіння у різних галузях промисловості:

	• Енергетична • Металургійна • Хімічна промисловість • Відходів спалювальні заводи • Основні матеріали
Принципи вимірювання	Термопара
Вимірювані середовища	Гази
Позиція вимірювання	Труба

Аналізатор вологості Ametek 303B



Рис.5.9.

Портативний аналізатор вологості на основі комірки з P_2O_5 призначений для вимірювання вмісту води в повітрі, аргоні, азоті, природному газі та ін.

Аналізатор має цифровий дисплей, надійну прецизійну електроніку, легко замінну клітинку, високоточну систему регулювання витрати газів через вимірювальну комірку і байпасний контур.

Вбудований байпасний контур з витратоміром дозволяє збільшити витрату відібраної проби для зменшення часу запізнювання. При аналізі газу з балонів це забезпечує можливість швидкого продувки редукторів, клапанів і трубок для видалення атмосферної вологи.

Вологомір компактний, має малу вагу і габарити і може бути використаний в якості як мобільного, так і стаціонарного, в тому числі, і у вибухонебезпечних зонах категорії Division 2 по NEC (В-1б, В-1г по ПУЕ).

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

Технічні характеристики:

Таблиця 5.5.

Діапазони	0...1000 ррм при витраті проби через комірку 100 мл/хв, 0...2000 ррм при витраті проби через комірку 50 мл/хв, 16°C і нормальному тиску
Похибка	±5% від діапазону в діапазоні 1000...1999 ррм ±5% від показань в діапазоні 10,0...99,9 ррм ±5% від показань або 0,2 ррм, що більше, в діапазоні 0,0...9,9 ррм
Чутливість	0,1 ррм
Час відгуку	Менше 30 с при зміні параметра на 63% в діапазоні 50...100 ррм
Температура проби	до 52°C
Тиск проби	70...700 кПа
Витрата проби	Через комірку 50...100 мл/хв Через байпас до 500 мл/хв
Вимірювальна комірка	Електролітична комірка на основі P ₂ O ₅ модульної конструкції
Аналоговий вихід	4...20 мА, опір навантаження до 650 Ом
Релейний вихід	1 А/28; 0,5 А/120 В; 0,1 А/240 В; програмований
Робоча температура	0...50°C
Клас вибухозахисту	Division 2 (NEC)
Погодозахист	NEMA 3R (IP14) захист від дощу і бризок
Живлення	220...240 В, 50 Гц; =12 В, внутрішній або зовнішній акумулятор
Габарити (Ш х Г х В)	305 x 223 x 114 мм, настільний варіант



Рис.5.10.

3-компонентний акселерометр MTSS-1043A призначений для дослідження сейсмічних сигналів у високочастотній галузі, моніторингу промислових вібрацій та інших сфер застосування.

Акселерометр поєднує компактні розміри та високу чутливість при широкому частотному діапазоні. Електродинамічне зворотний зв'язок забезпечує високий рівень точності приладу.

Технічні характеристики:

Таблиця 5.6.

Частотний діапазон	0.1 Гц – 120 Гц
Чутливість	6 В/г – недиференціальний вихід 12 В/г – диференціальний вихід
Максимальний сигнал, що вимірюється	$\pm 0,8g$
Динамічний діапазон	126 дБ
Власний шум на 10 Гц	70 нг/ $\sqrt{\text{Гц}}$
Нелінійність	0,1%
Осі чутливості	3 ортогональні
Напруга живлення	12 В номінальна (10,5-16 В допустима)
Номінальне споживання	35 мА
Температурний діапазон	-40...+55°C
Допустимий кут установки	будь-який
Розміри	120 x 120 x 60 мм

Вага	0,9 кг
Матеріал корпусу	алюміній
Температурна стабільність	200 ppm/°C

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

6. ОЦІНКА ТОЧІСНИХ ХАРАКТЕРИСТИК УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДУ ОБЛІКУ ГАЗУ

6.1. Принцип вимірювань

Принцип вимірювань за допомогою ультразвукового перетворювача витрати (УЗПВ) заснований на тому, що ультразвуковий імпульс, спрямований уздовж потоку, поширюється швидше за ультразвуковий імпульс, що спрямований проти потоку.

Різниця часу проходження ультразвукового імпульсу, а також час проходження імпульсів у напрямку потоку газу та проти нього залежать від середньої швидкості газу вздовж акустичного шляху.

Формула для розрахунку середньої швидкості потоку вздовж акустичного шляху має вигляд:

$$\bar{u} = \frac{L_p^2(\tau_1 - \tau_2)}{2d\tau_1\tau_2} = \frac{L_p^2\Delta\tau}{2d\tau_1\tau_2}, \quad (6.1)$$

Методи визначення часу проходження ультразвукового імпульсу

Середня швидкість потоку вздовж акустичного шляху може бути визначена шляхом прямого вимірювання часів проходження ультразвукового імпульсу у напрямку і проти напрямку руху потоку газу (часо - імпульсним методом), а також з використанням фазового або частотного методу.

Фазовий метод заснований на вимірі фазових кутів двох постійних ультразвукових коливань з циклічною частотою ω та їх фазових зрушень, що виникають від різниці часів проходження цими коливаннями однієї й тієї ж відстані по потоку і проти нього.

Циклічна частота залежно від частоти коливань визначається за такою формулою:

$$\omega = 2\pi f. \quad (6.2)$$

При проходженні ультразвукового імпульсу однієї й тієї ж відстані по потоку і проти нього фазові кути набудуть значення:

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

$$\chi_1 = \omega \tau_1 = 2\pi f \tau_1, \quad (6.3)$$

$$\chi_2 = \omega \tau_2 = 2\pi f \tau_2. \quad (6.4)$$

З рівнянь (6.1), (6.3) та (6.4) випливає, що

$$\bar{u} = \frac{L_p^2 \pi f}{d} \frac{(\chi_1 - \chi_2)}{\chi_1 \chi_2}. \quad (6.5)$$

Частотний метод заснований на залежності різниці частот повторення коротких імпульсів або пакетів ультразвукових коливань від різниці часів проходження цими коливаннями однієї відстані L_p по потоку і проти нього.

У частотно-імпульсних витратомірах виробляються короткі імпульси, які надходять до ПЕА з інтервалами, рівними часу проходження ультразвуку у напрямку потоку та проти нього.

Тоді:

$$f_1 = \frac{1}{\tau_1}; \quad (6.6)$$

$$f_2 = \frac{1}{\tau_2}; \quad (6.7)$$

$$f_2 - f_1 = \frac{1}{\tau_2} - \frac{1}{\tau_1} = \frac{\Delta\tau}{\tau_1 \tau_2}. \quad (6.8)$$

Формула (1) з урахуванням рівняння (8), набуде вигляду:

$$\bar{u} = \frac{L_p^2}{2d} (f_2 - f_1). \quad (6.9)$$

Мале значення величини $f_2 - f_1$ у частотних витратомірів є істотним недоліком, що утруднює точне вимірювання витрати газу.

У частотно-пакетних витратомірах виробляються не короткі імпульси, а безперервні сигнали протягом усього часу проходження ними акустичного шляху.

6.2. Обробка результатів вимірювань

Розрахунок витрати газу, наведеного до стандартних умов

Процедура розрахунку витрати газу за стандартних умов залежить від складу застосовуваних засобів вимірювання (ЗВ).

При використанні вимірювача щільності для визначення ρ і ρ_c розрахунок витрати газу, наведеного до стандартних умов, виконують таким чином:

а) визначають змінні параметри середовища: ρ (щільність при робочих умовах), ρ_c (щільність при стандартних умовах) і q_0 (об'ємна витрата при робочих умовах) за показаннями УЗПВ;

б) розраховують витрати q_c (об'ємна витрата приведена до стандартних умов) за формулою:

$$q_c = q_0 \frac{\rho}{\rho_c} = q_0 \frac{p T_c}{p_c T} = q_0 \frac{p T_c Z_c}{p_c T Z} \quad (6.10)$$

Розрахунок витрати газу за відсутності ЗВ щільності газу в робочих умовах та наявності ЗВ щільності газу за стандартних умов виконують у наступній послідовності:

а) вимірюють змінні параметри середовища: P (абсолютний тиск газу), T (термодинамічна температура газу, $T = 273,15 + t$, де t – температура середовища), q_0 за показаннями УЗПВ;

б) вимірюють або використовують умовно постійне значення ρ_c ;

в) визначають повний компонентний склад газу хроматографічним методом;

г) визначають вміст у газі діоксиду вуглецю та азоту;

д) розраховують коефіцієнт стисливості газу K ;

е) розраховують за формулою (10) витрати q_c .

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За відсутності ЗВ щільності газу в робочих та стандартних умовах розрахунок витрати газу виконують у наступній послідовності:

а) вимірюють змінні параметри середовища: P , T , и q_0 за показаннями УЗПВ;

б) визначають повний компонентний склад газу або використовують умовно-постійні значення мольних або об'ємних часток компонентів газу;

в) якщо для розрахунку коефіцієнта стисливості застосовують метод NX19 або рівняння стану GERG-91, то розраховують густину газу за стандартних умов згідно з ДСТ 30319.1;

г) розраховують коефіцієнт стисливості газу K ;

д) розраховують за формулою (10) витрати q_c .

Реєстрацію показань параметрів ЗВ газу і обробку результатів вимірювань проводять за допомогою обчислювача витрати.

6.3. Оцінка похибки результатів вимірів

Відносну похибку вимірювання об'ємної витрати, наведеної до стандартних умов, у разі застосування щільно міра для визначення $\square$ розраховують за формулою:

$$\delta_{V_c} = \left(\delta_{q_0}^2 + \delta_B^2 + \delta_{\rho_c}^2 + \delta_{\rho}^2 \right)^{0,5}, \quad (6.11)$$

де δ_{q_0} - похибка вимірювання об'ємної витрати за допомогою УЗПВ;

δ_{ρ_c} - похибка вимірювання щільності газу, наведеного до стандартних умов;

δ_{ρ} - похибка вимірювання щільності за робочих умов;

δ_B - похибка обчислювача.

Відносну похибку вимірювання об'єму газу, наведеного до стандартних умов, за відсутності вимірювача щільності розраховують за формулою:

$$\delta_{V_c} = \left(\delta_{q_0}^2 + \delta_B^2 + \theta_p^2 \delta_{\rho}^2 + \theta_T^2 \delta_T^2 + \delta_K^2 \right)^{0,5}, \quad (6.12)$$

або

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

$$\delta_{V_c} = \left(\delta_{q_0}^2 + \delta_B^2 + \theta_p^2 \delta_p^2 + \theta_T^2 \delta_T^2 + \delta_Z^2 + \delta_{Z_c}^2 \right)^{0,5}, \quad (6.13)$$

де δ_p – похибка вимірювання абсолютного тиску;

δ_T – похибка вимірювання температури;

δ_K – загальна похибка розрахунку коефіцієнта стисливості;

δ_Z, δ_{Z_c} – похибки розрахунку факторів стисливості.

У разі застосування обчислювача, у якого похибка нормована з урахуванням похибки вимірювань P, T та похибки розрахунку коефіцієнта стисливості, δ_{V_c} визначають за формулою:

$$\delta_{V_c} = \left(\delta_{q_0}^2 + \delta_B^2 \right)^{0,5}, \quad (6.14)$$

У разі застосування обчислювача, у якого похибка нормована без урахування похибки розрахунку коефіцієнта стисливості, але з урахуванням похибки вимірювань P, T , величину δ_{V_c} визначають за формулою:

$$\delta_{V_c} = \left(\delta_{q_0}^2 + \delta_B^2 + \delta_K^2 \right)^{0,5}. \quad (6.15)$$

Відносну похибку вимірювання об'ємної витрати δ_{q_0} в робочих умовах розраховують за формулою:

$$\delta_{q_0} = \left\{ \sum_{i=1}^n \left[\delta_{y_i} \right]^2 \right\}^{0,5}, \quad (6.16)$$

де n – кількість послідовно з'єднаних вимірювальних перетворювачів або ЗВ, що використовуються для вимірювання витрати (наприклад, УЗПВ та ЗВ для реєстрації та інтегрування його показань);

δ_{y_i} – похибка i -ого вимірювального перетворювача або ЗВ (наприклад, похибка УЗПВ та похибка ЗВ, що застосовується для реєстрації та інтегрування його показань) з урахуванням додаткових похибок (див. формулу (16)).

Основна похибка УЗПВ визначається за результатами його повірки (калібрування) та наводиться у паспорті на УЗПВ.

Якщо градування УЗПВ здійснювалося при температурі та тиску, що відрізняються від робочих, а алгоритм не передбачає врахування даної

обставини, то при вимірюванні витрати газу виникає додаткова похибка, обумовлена зміною геометричних розмірів УЗПВ:

у разі фланцевого з'єднання УЗПВ та вимірювального трубопроводу (ВТ)

$$\delta_{\delta q_0} = -3 \left(\alpha \Delta T + \frac{D}{4dE} \Delta P \cdot 10^{-6} \right); \quad (6.17)$$

у разі зварного з'єднання УЗПВ та ВТ

$$\delta_{\delta q_0} = -3\alpha\Delta T - \frac{7D}{4dE} \Delta P \cdot 10^{-6}, \quad (6.18)$$

де $\Delta T = T - T_{\text{град}}$ - різниця температур газу за робочих умов та при проведенні градуювання УЗПВ ($T_{\text{град}}$);

$\Delta P = P - P_{\text{град}}$ - різниця тиску газу при робочих умовах і при проведенні градуювання УЗПВ ($P_{\text{град}}$).

Враховують похибку $\delta_{\delta q_0}$, якщо її значення перевищує $\pm 0,1\%$.
Допускається коригувати показання УЗПВ на величину даної похибки.

6.4. Похибка вимірювального каналу

При виконанні роботи необхідно обґрунтувати погрішність виміру. Для цього рекомендується використовувати методику оцінювання погрішності вимірювальних каналів автоматизованої системи управління технологічними процесами розрахунковим способом.

В якості каналу вимірювання вибираємо канал вимірювання тиску.

Вимоги до погрішності каналу виміру не більше 1 %.

Розрахунок допустимої погрішності виміру манометра здійснюється за формулою:

$$\delta_1 \leq \sqrt{1 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2)}, \quad (6.19)$$

де $\delta = 1\%$ – необхідна сумарна похибка виміру каналу вимірів при довірчій ймовірності 0,95;

δ_2 – похибка передачі каналом вимірів;

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

δ_3 – похибка, що вноситься АЦП, розрядність АЦП становить 16 розрядів, $\delta_4, \delta_5, \delta_6$ – додаткові похибки, що вносяться відповідно до навколишньої температури, температури вимірюваного середовища, електропровідності вимірюваного середовища.

Похибка, що вносить АЦП, розраховується так:

$$\delta_3 = \frac{1 \cdot 100}{2^{16}} = 0,00153\%. \quad (6.20)$$

Похибка передачі каналом вимірювань встановлюється рекомендаціями:

$$\delta_2 = \frac{1 \cdot 13}{100} = 0,13\%. \quad (6.21)$$

Додаткова похибка, спричинена температурою навколишнього повітря, встановлюється згідно з рекомендацією:

$$\delta_4 = \frac{1 \cdot 34}{100} = 0,34\%. \quad (6.22)$$

Отже, основна похибка датчика тиску, що допускається, не повинна перевищувати

$$\delta_1 \leq \sqrt{1 - (0,13^2 + 0,00153^2 + 0,34^2)} = 0,93. \quad (6.23)$$

В результаті переконалися, що основна похибка обраного датчика тиску не перевищує допустиму розрахункову похибку. Отже, пристрій придатний для використання.

6.5. Вимірювання об'єму газу за допомогою ультразвукового лічильника

В основу принципу вимірювання об'єму газу за допомогою ультразвукового лічильника (УЛ) покладено залежність об'єму газу, що проходить через лічильник від різниці часу проходження ультразвукового

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

імпульсу (акустичного сигналу), спрямованого вздовж потоку газу за потоком та проти нього.

Середню швидкість газу w_i , (м/с) вздовж i -го акустичного шляху УЛ довжиною L_i (м) розраховують за формулою:

$$w_i = \frac{L_i}{2 \cdot \cos \varphi} \cdot \left(\frac{1}{\tau_1} - \frac{1}{\tau_2} \right) = \frac{L_i^2 \cdot (\tau_1 - \tau_2)}{2 \cdot l \cdot \tau_1 \cdot \tau_2} = \frac{L_i^2 \cdot \Delta \tau}{2 \cdot l \cdot \tau_1 \cdot \tau_2} \quad (6.24)$$

де: φ - кут нахилу акустичного шляху ультразвукового сигналу УЛ до осі ВТ, рад;

τ - час проходження довжини L_i ультразвукових імпульсів УЛ проти напрямку потоку газу, с;

τ_2 - час проходження довжини L_i ультразвукових імпульсів УЛ у напрямку потоку газу, с;

l - проекція довжини акустичного каналу УЛ на лінію, що є паралельною до осі трубопроводу, м;

$\Delta \tau$ - різниця між часовими інтервалами проходження ультразвукових імпульсів вздовж та проти напрямку потоку того ж самого акустичного каналу УЛ, с.

У багатоканальних УЛ розраховані за формулою (24) середні швидкості потоку газу вздовж кожного акустичного шляху, що перевірені на достовірність та усереднені за часом, застосовують для розрахунку середньої швидкості газу w_a в вимірювальному перерізі УЛ.

Об'ємну витрату газу за робочих умов $q_{(i)}$, ($\text{м}^3/\text{с}$) без урахування коригувань розраховують за формулою:

$$q_{(i)} = A \cdot w_a \quad (6.25)$$

де: A - площа поперечного перерізу внутрішньої порожнини вимірювальної частини корпусу УЛ, м^2 ;

w_a - середня осьова швидкість потоку газу по перерізу трубопроводу, м/с.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Значення параметрів, що входять до формул (19) та (20), можуть бути результатами обчислень за середніми параметрами, необхідними для їх розрахунку. Наприклад, значення витрати $q_{(i)}$ може бути результатом усереднення декількох вимірювань середньої швидкості газу, а значення густини газу за стандартних умов та/або склад газу можуть вводитись з установленною періодичністю.

Об'єм газу за умов вимірювання $V_{p(i)}$, (M^3), який пройшов через ультразвуковий лічильник газу за інтервал часу $\tau_{(i)}$, визначають за формулою

$$V_{p(i)} = q_{(i)} \cdot \tau_{(i)}, \quad (6.26)$$

або за формулою:

$$V_{p(i)} = \frac{N_{(i)}}{I}, \quad (6.27)$$

де: $N_{(i)}$ - кількість імпульсів, які одержані від УЛ за інтервал часу $\tau_{(i)}$;

I - коефіцієнт, значення якого показує кількість імпульсів вихідного сигналу УЛ при проходженні через нього $1 M^3$ газу за умов вимірювань (імпульс-фактор), M^{-3} .

Значення I задається виробником або визначається під час повірки (калібрування) УЛ.

Об'єм газу за умов вимірювання V_p , який пройшов через ультразвуковий лічильник газу за n опитувань визначають за формулою:

$$V_p = \sum_{i=1}^n V_{p(i)}, \quad (6.28)$$

Особливі вимоги з використання ультразвукових лічильників газу

Номинальний діаметр ультразвукового лічильника має знаходитися в межах від DN 40 до DN 750 (або від DN 1,6 дюйма до DN 30 дюймів - за ANSI).

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Нульова швидкість потоку (що відповідає нульовій витраті) ультразвукових лічильників газу має бути:

- для лічильників із $DN > 300$ (або $DN > 12$ дюймів) - $< 0,006$ м/с для кожного акустичного шляху;
- для лічильників із $DN < 300$ (або $DN < 12$ дюймів) - $< 0,012$ м/с для кожного акустичного шляху.

Для зниження впливу на покази ультразвукових лічильників газу вібрацій та шумів, що їх спричинено встановленою в потоці запірною арматурою (засувки, клапани, регулятори тощо), рекомендовано застосовувати ультразвукові лічильники з робочою частотою перетворювача електроакустичного (ПЕА) вище 180 кГц.

Регулятори тиску, які не оснащені глушниками шуму, не повинні встановлюватися перед ультразвуковим лічильником.

Якщо ультразвуковий лічильник встановлюють після регулятора тиску, який створює акустичний шум, що може вплинути на результати вимірювання, слід вживати додаткові заходи для зниження рівня шумів.

Елементи ВТ, що зменшують шум:

- коліно (90°) - на 5 дБ;
- коліно (45°) - на 2 дБ;
- трійник - на 10 дБ;
- два коліна в різних площинах - на 15 дБ;
- 100 м ВТ - на 5 дБ.

ПЕА мають зберігати технічні характеристики за регламентованих діапазонів зміни тиску та температури газу.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

7. РОЗРОБКА АЛГОРИТМУ РОБОТИ СИСТЕМИ

Коли йдеться про сучасне промислове підприємство з видобутку та транспортування нафти чи газу, пов'язане з наявністю безлічі складного та сучасного обладнання, має місце, говорити, насамперед, про автоматизацію цього виробництва. Автоматизація технологічного процесу є найважливішим фактором у підвищенні ефективності виробництва, збільшенні умов та безпеки праці робочого персоналу.

Основними цілями створення системи є:

- забезпечення постачання газом споживачів із заданою продуктивністю за мінімальних експлуатаційних витрат;
- підвищення надійності роботи газорозподільної станції та запобігання аварійним ситуаціям;
- забезпечення якості газу, що поставляється;
- підвищення оперативності контролю та управління технологічним процесом редукування газу;
- здійснення оперативного обліку матеріальних та енергетичних ресурсів та витрат;
- скорочення (до мінімуму) часу та обсягу обслуговування та ремонту газопроводу та обладнання.

Система реалізують такі завдання:

- централізований контроль та управління технологічними процесами підготовки газу з операторною ГРС або з місцевого диспетчерського пункту;
- централізований контроль та управління технологічними процесами допоміжних систем;
- забезпечення надійної роботи обладнання технологічних споруд та запобігання аварійним ситуаціям;
- підвищення ефективності технологічних процесів на ГРС;
- передача поточної інформації до центрального диспетчерського пункту (ЦДП).

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

Алгоритм призначений для управління засувкою.

Таблиця 6.1.- Вхідні дані

Позначення	Тип даних	Опис
vlv_on	bool	Стан засувки «Відкрита»
vlv_off	bool	Стан засувки «Закрита»
vlv_fail	bool	Стан засувки «Відмова»
vlv_rem_cmd	bool	Натиснута кнопка «Дистанційний» с АРМ оператора
vlv_loc_cmd	bool	Натиснута кнопка «Місцевий» з АРМ оператора
vlv_open_cmd	bool	Натиснута кнопка «ВІДКРИТИ» з АРМ оператора
vlv_close_cmd	bool	Натиснута кнопка «ЗАКРИТИ» з АРМ оператора
vlv_stop_cmd	bool	Натиснута кнопка «СТОП» з АРМ оператора
vlv_mask	bool	Режим засувки «Маскування» включений»
t_o_pusk	bool	Пуск сторожового таймера на відкриття засувки
t_o_reach	bool	Спрацювання таймера на відкриття засувки
t_o_reset	bool	Скидання сторожового таймера на відкриття засувки
t_c_pusk	bool	Пуск сторожового таймера на закриття засувки
t_c_reach	bool	Спрацювання таймера на закриття засувки
t_c_reset	bool	Скидання сторожового таймера на закриття засувки

Таблиця 6.2.- Вихідні дані

Позначення	Тип даних	Опис
vlv_open	bool	Управляючий сигнал засувки «Відкрити»
vlv_close	bool	Управляючий сигнал засувки «Закрити»
vlv_stop	bool	Управляючий сигнал засувки «Стоп»
vlv_loc	bool	Управляючий сигнал засувки «Місцеве управління»
vlv_rem	bool	Управляючий сигнал засувки «Дистанційне управління»

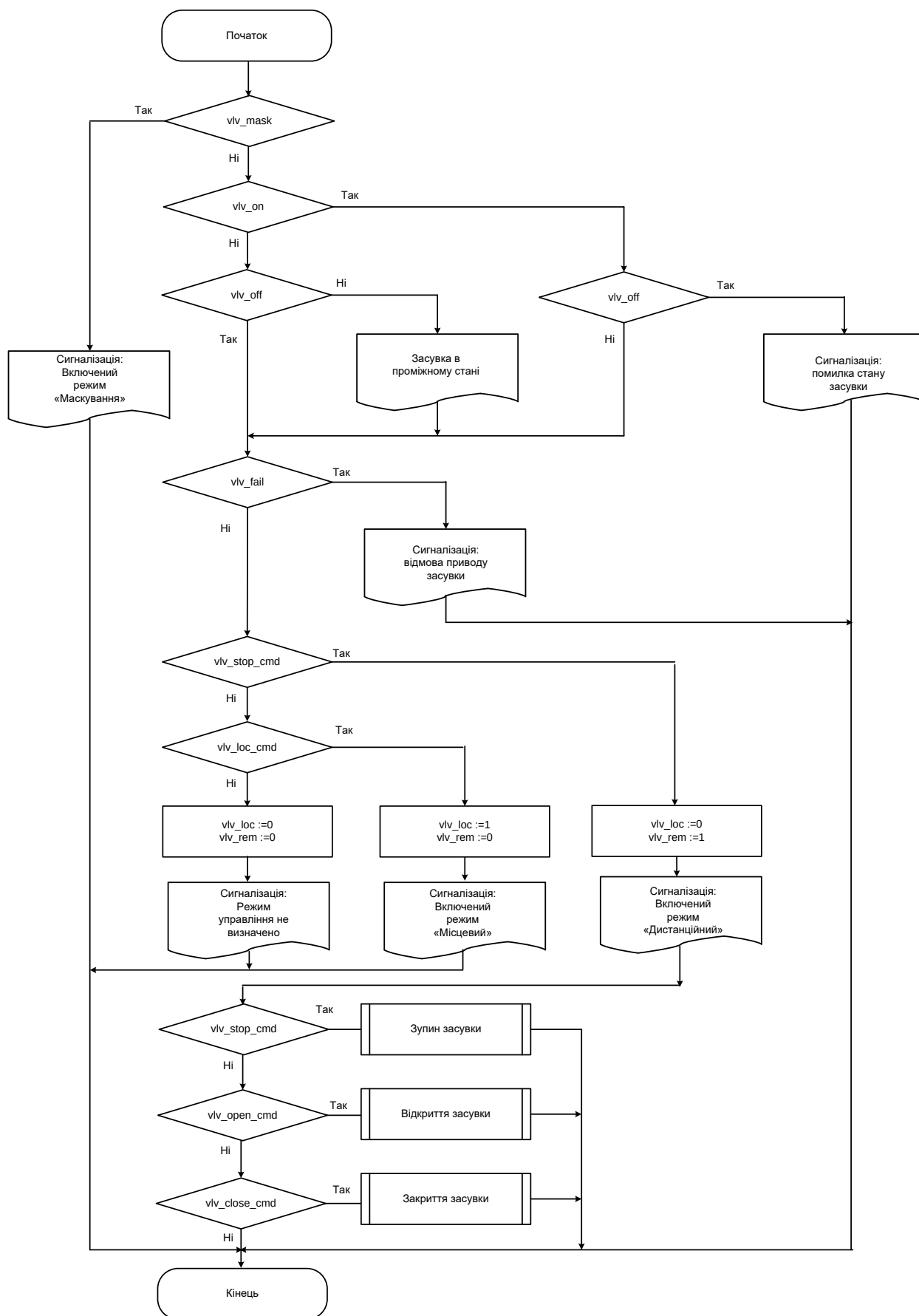


Рис. 7.1. - Алгоритм обробки стану засувки

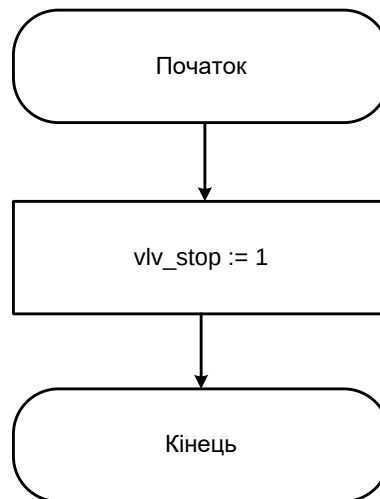


Рис. 7.2. - Підпрограма «Зупинка засувки»

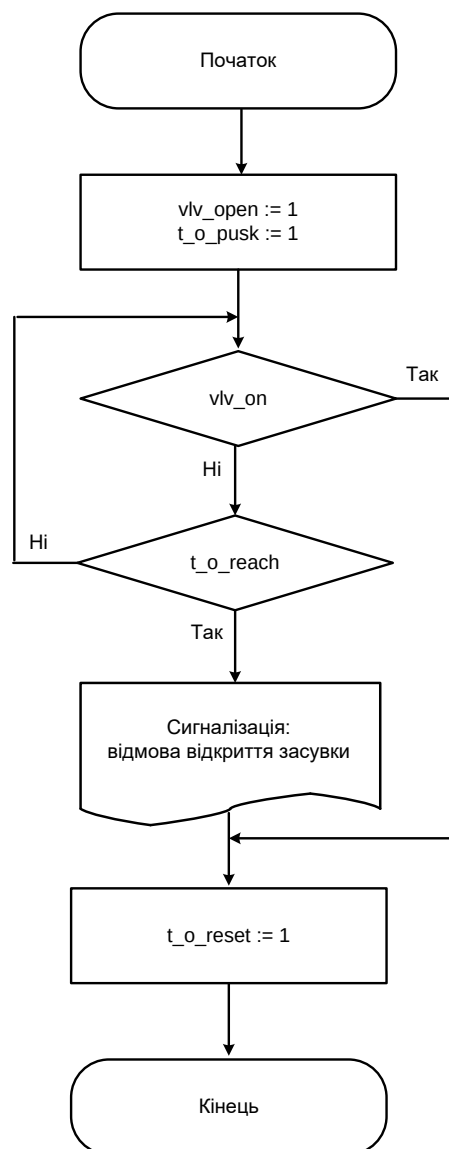


Рис. 7.3. - Підпрограма «Відкриття засувки»

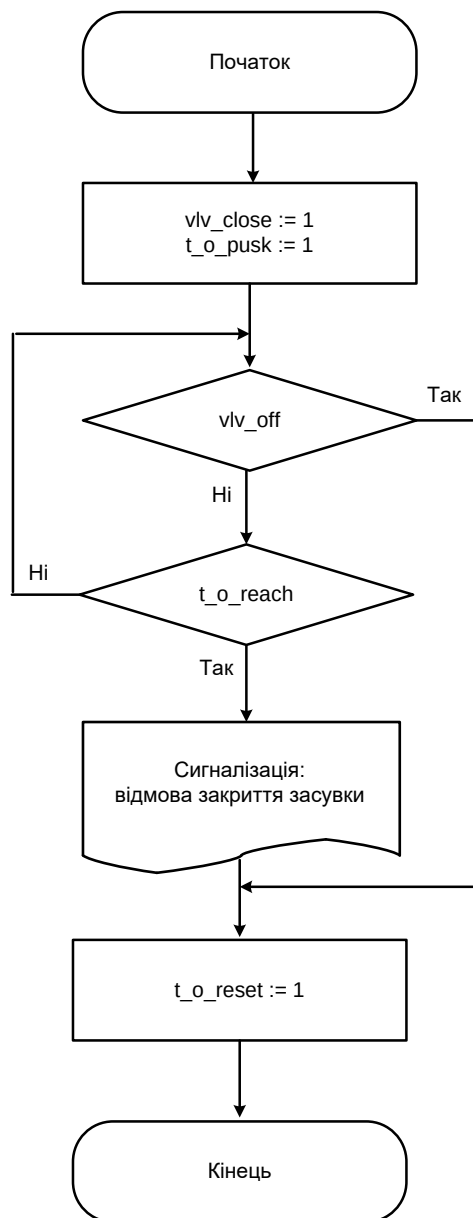


Рис. 7.4. - Підпрограма «Закриття засувки»

8. 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:

$$\lambda_{\text{сис}} = \sum N_i \lambda_i \quad (8.1)$$

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

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

$$\lambda_i = \lambda_{0i} \cdot a_1 \dots a_n \quad (8.2)$$

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:

$$a_1 = k_{11} \cdot k_{12} \dots k_{15} \quad (8.3)$$

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 8.1.

Інтенсивність потоку відмов елементів системи: $\lambda_{\text{сис}} = 20,825 \cdot 10^{-6} \text{ год}^{-1}$.

Таблиця 8.1. Інтенсивність потоку відмов елементів системи

Прилад	$\lambda_{0i} \cdot 10^{-6}$	N_i	a_1	a_2	a_3	$N_i \cdot \lambda_{0i} \cdot 10^{-6}$
Контролер Mitsubishi FX3U-128MR/ES	1,795	1	2	0,5	1	1,795
Датчик тиску Endress+Hauser Ceraphant PTC31B-AA8M1HGBWBJA	0,823	5	2	0,5	1	4,115
Сигналізатор рівня Rosemount 2140	0,605	1	2	0,5	1	0,605

Датчик температури ОРТІТЕМР ТСА-Р61	1,147	4	2	0,5	1	4,588
Аналізатор вологості Ametek 303В	1,831	2	2	0,5	1	3,662
Блок живлення	2,060	1	2	0,5	1	2,06
Роз'єми	0,010	400	2	0,5	1	4,0
Всього						20,825

Можливість безвідмовної роботи протягом часу t :

$$P(t) = e^{-\lambda T} \quad (8.4)$$

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

Середній час наробітку на відмову визначимо по формулі:

$$T_0 = \lambda_{\text{сис}}^{-1} \quad (8.5)$$

При $\lambda_{\text{сис}} = 20,825 \cdot 10^{-6} \text{ год}^{-1}$ значення $T_0 = 48019$ годин.

Ймовірність безвідмовної роботи за час $T = 1000$ год. визначимо по формулі (8.4). Вона склала 0,98 відповідно до рис. 8.1.

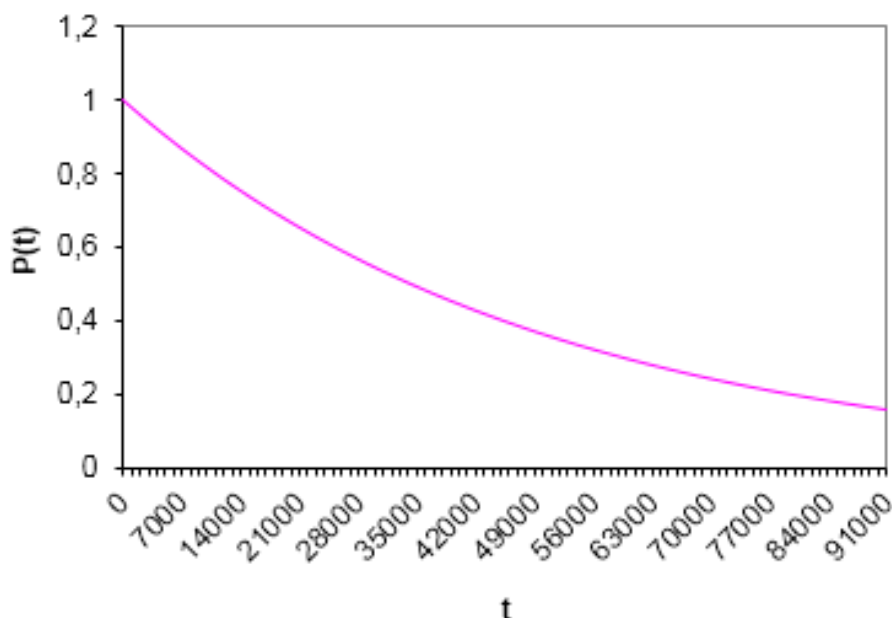


Рис. 8.1. Ймовірність безвідмовної роботи

9. БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОХОРОНА ПРАЦІ

Згідно з номенклатурою, небезпечні та шкідливі фактори за ГОСТ 12.0.003-74 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.

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

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

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.

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

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

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

Далі оцінимо рівень впливу шкідливих факторів на організм і, якщо потрібно, розробимо низку заходів для покращення виробничої гігієни.

1) Мікроклімат

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.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

ВИСНОВКИ

1. Впровадження сучасних інформаційно-вимірювальних систем обліку природного газу дозволить уникнути неврахованої кількості газу у випадку, коли витрата газу виходить за встановлені нижні межі, що означає скорочення економічних втрат.

Розглянуто принцип роботи та основні функції газорозподільних станцій та вузла обліку газу. Розроблено блок-схему алгоритму опитування датчика тиску.

2. Виконано аналіз методів вимірювання витрати газу. Для вимірювання витрати газу обраний ультразвуковий метод.

Витрата газу повинна вимірюватися в одиницях об'ємної витрати, що зведені до стандартних умов ($P = 0,101325$ МПа, $T = 293,15$ °К)

3. Визначено вимоги до вимірювального комплексу, що входить до складу технологічних об'єктів вузлів обліку (технічних засобів, методів вимірювання витрати газу, автоматичного визначення витрати та об'ємної кількості газу, інформаційного обсягу системи обліку газу, метрологічного забезпечення).

4. Сукупна величина допустимої похибки, що вноситься системою обліку газу (включаючи передачу каналами зв'язку, перерахунок, архівування та надання даних) повинна бути не більше:

- $\pm 0,5 - 2,0\%$ - для нормальної та робочої витрати газу;
- $\pm 0,5\%$ – для тиску газу;
- $\pm 0,25\%$ – для температури газу.

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Подчащинський Ю. О. Формулювання та аналіз та вимог до метрологічного забезпечення інформаційно-вимірювальної системи обліку газу / Ю. О. Подчащинський, В.Д. Тарарака, Л. О. Чепюк, Ю. О. Шавурський, Н.Ю. Мазурчук // Технічна інженерія. - 2021. - № 2(88). - С. 86-94.

2. Мазурчук Н. Ю., Омельчук І.А., Чепюк Л.О. Ультразвуковий метод вимірювання витрати газу // Тези Всеукраїнської науково-практичної on-line конференції здобувачів вищої освіти і молодих учених, присвяченої Дню науки, м. Житомир, 16–20, 26 травня 2022 року. – Житомир : «Житомирська політехніка», 2022. – С. 60.

3. Мазурчук Н. Ю., Подчащинський Ю.О., Чепюк Л.О. Оцінка похибки результатів вимірів об'ємної витрати газу Тези XV міжнародної науково-практичної конференції «Інтегровані інтелектуальні робототехнічні комплекси (ІРТК-2022)» 17-18 травня 2022 р., Київ, Україна. – К.: НАУ, 2022. с. 185-186.

4. Андрійшин М. П. Вимірювання витрати та кількості газу: Довідник / М. П. Андрійшин. – ІваноФранківськ: ПП “Сімик”, 2004. – 160 с.

5. Хансуваров К.И. Техніка вимірювання тиску, витрат кількості та рівню рідини, газу та пару / Хансуваров К.И., Цейтлин В.Г. – К. : Наукова думка, 2015. – 86 с.

6. Синько Д. О. Використання приладів та систем вимірювання витрати газу на базі акустичних методів / Д. О. Синько, І. В. Коробко, В. О. Пташніченко // Погляд у майбутнє приладобудування : матеріали наук.-практ. конф., Київ, 15—16 трав. 2018 р. — [Б. м.].

7. Облік природного газу: довідник / [М. П. Андрійшин, О. М. Карпаш, Я.С. Марчук та ін.]. – Івано-Франківськ : ПП “Сімик”, 2008. – 180 с.

8. Пістун Є. С. Нормування витратомірів змінного перепаду тиску / Є. С. Пістун, Л. В. Лесовой. – Львів: В-во ЗАТ “Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв”, 2006. – 576

					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

9. Закон України “ Про забезпечення комерційного обліку природного газу ” від 21.12.2017 № 2260-VIII // Верховна Рада України. – Офіц. вид. – К.: Парлам. вид-во, 2018. – 28 с. – (Бібліотека офіційних видань)

10. Метрологія. Вузли автоматизованого обліку об’єму природного газу на базі лічильників газу з вимірювальними комплексами. Програма і методика державної метрологічної атестації : МДУ 010/03 – 2001.

11.Сучасні підходи до вимірювання об’єму та об’ємної витрати природного газу / І. В. Щупак [та ін.] // Нафтогазова галузь України. — 2014. — № 5

12.ISO/TR 12765:1998(E) Measurement of fluid flow in closed conduits - Methods using transit-time ultrasonic flowmeters. Technical report

13.A.G.A. Report N.9. Measurement of Gas by Ultrasonic Meters Transmission Measurement Committee Operating Section American Gas Association, 1997

14.Сучасні підходи до вимірювання об’єму та об’ємної витрати природного газу / І. В. Щупак [та ін.] // Нафтогазова галузь України. — 2014. — № 5.

15. Zuckerwar A. J. Handbook of the speed of sound in real gases / Allan J. Zuckerwar. — [Б. м.] : Academic Press, 2002. — 1000 с.

16. Ультразвуковий витратомір [Електронний ресурс] : пат. 40819 Україна : G01F1/66 / Ю. Г. Мельниченко. — № u200813781 ; заявл. 01.12.2008 ; опубл. 27.04.2009. — Режим доступу: <https://sis.ukrpatent.org/uk/search/detail/272279>

17. Ультразвуковий витратомір [Електронний ресурс] : пат. 99227 Україна : G01F1/66 / Й. Й. Білинський. — № u201413183 ; заявл. 08.12.2014 ; опубл. 25.05.2015. — Режим доступу: <https://sis.ukrpatent.org/uk/search/detail/629732>

18. Gas Supply Diversification for the EU (2017), available at: [http://www.ewi.research"scenarios.de/cms/wp"content/uploads/2016/10/Options"for"Gas" Supply"Diversification.pdf](http://www.ewi.research).

19. Gudmundsson J.S. Natural Gas Hydrate an Alternative to Liquefied Natural Gas (Електронний ресурс) / J.S. Gudmundsson, A.Borrehaug. – Trondheim, 2006, January – Режим доступа: <http://www.ipt.unit.no/~jsg/forskning/hydrater>.

20. Gudmundsson J.S. Hydrate non-pipeline technology for transport of natural gas (Електронний ресурс). – Режим доступа: http://www.igu.org/html/wgc2003/WGCPdffiles/10056_1046347297_14776_1.pdf.

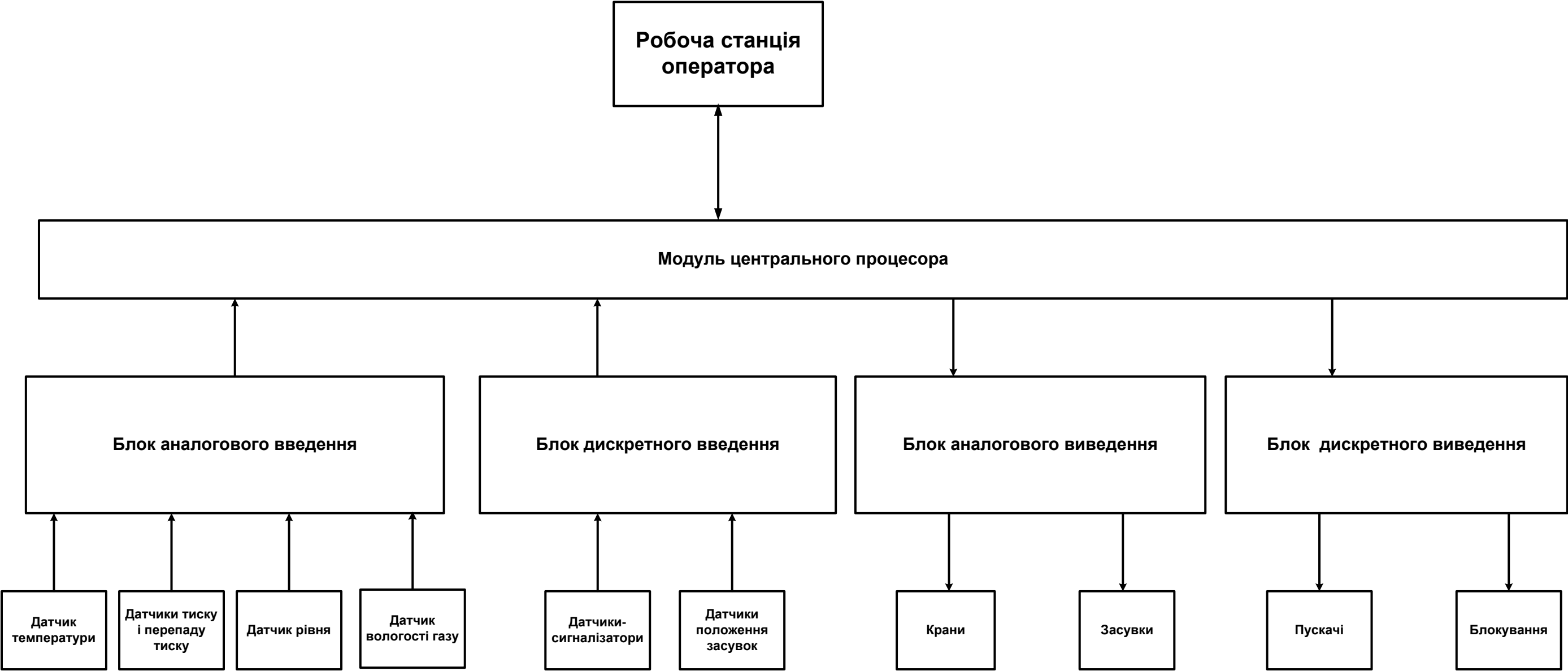
21. Gudmundsson J.S. Storing Natural Gas as Frozen Hydrate/J.S. Gudmundsson, M.Parlactuna, A.A.Khokhar // SPE Production & Facilities, 2004, 9 No.1 (Feb.). Pp.69,73.

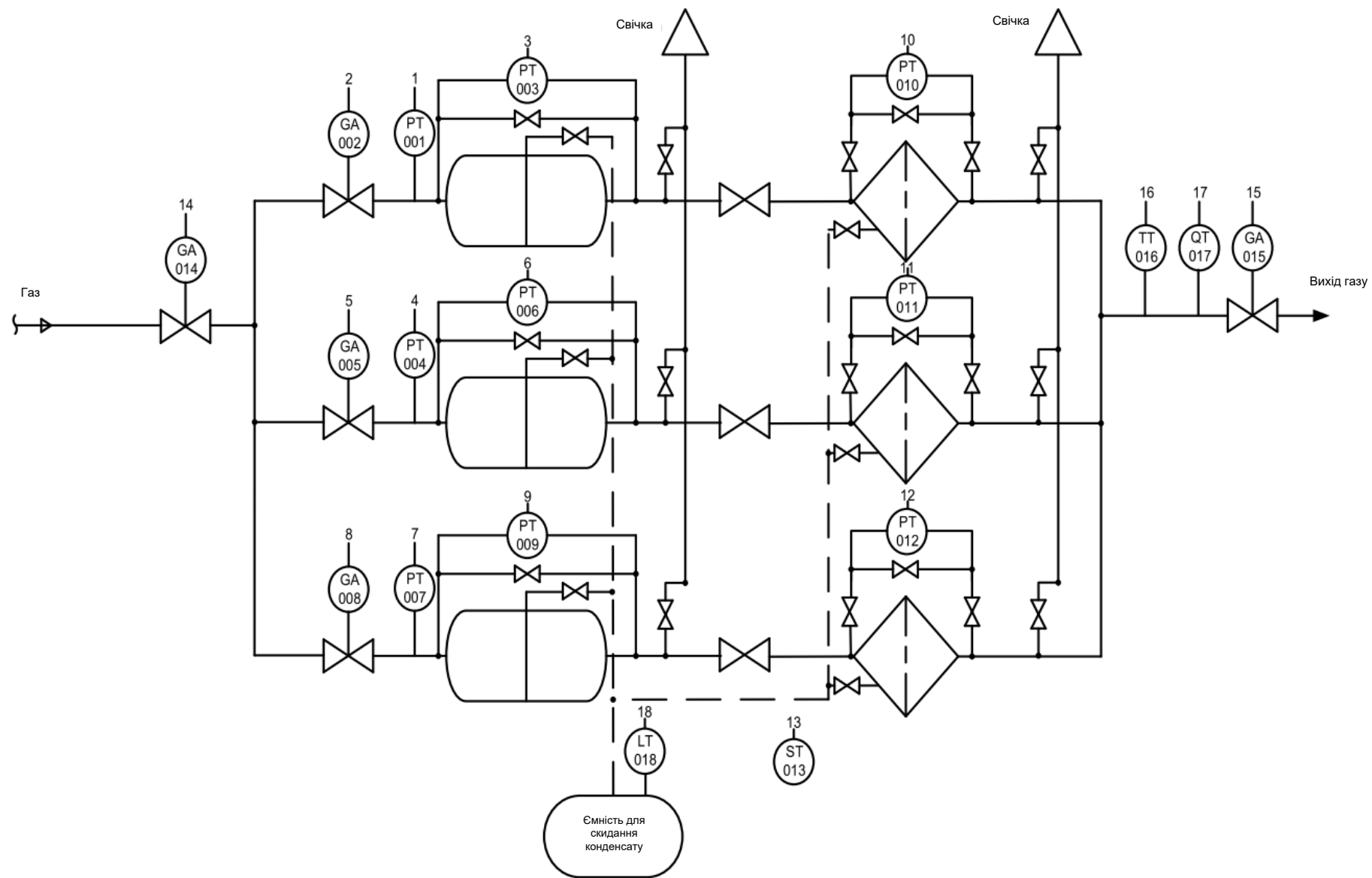
22. Seungyong Chang Comparing Exploitation and Transportation Technologies for Monetisation of Offshore Stranded Gas (Електронний ресурс). – Режим доступа: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00068680>.

23. BP (British Petroleum). Renewable energy generation in the world [Електронний ресурс] / BP (British Petroleum) // Our World in Data. — Режим доступа: <https://ourworldindata.org/grapher/modern-renewable-energy-consumption>.

24. BP (British Petroleum). Fossil fuel consumption by type in the world [Електронний ресурс] / BP (British Petroleum) // Our World in Data. — Режим доступа: <https://ourworldindata.org/grapher/fossil-fuel-consumption-by-type>.

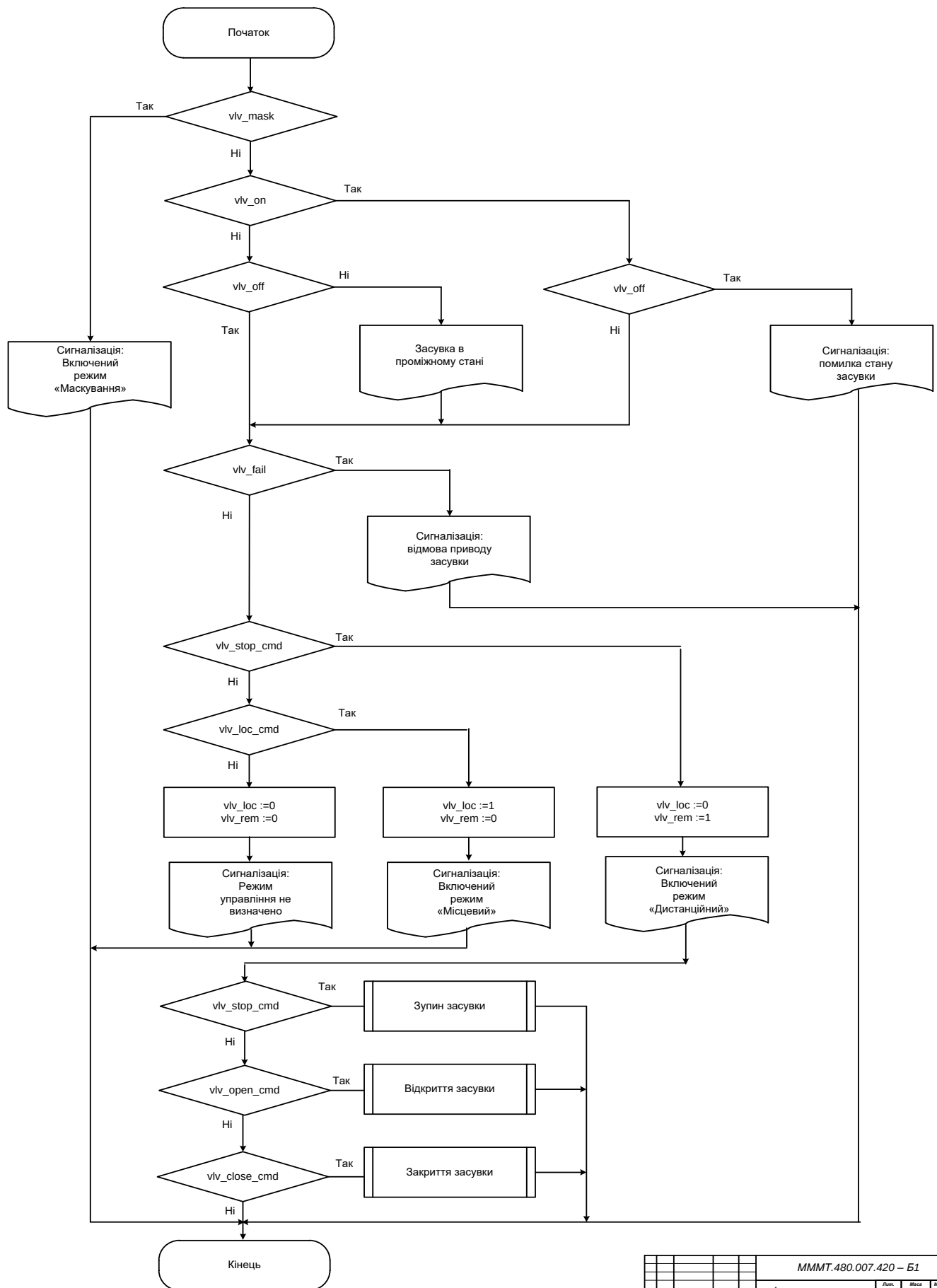
					МММТ.480.007.420 – ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82



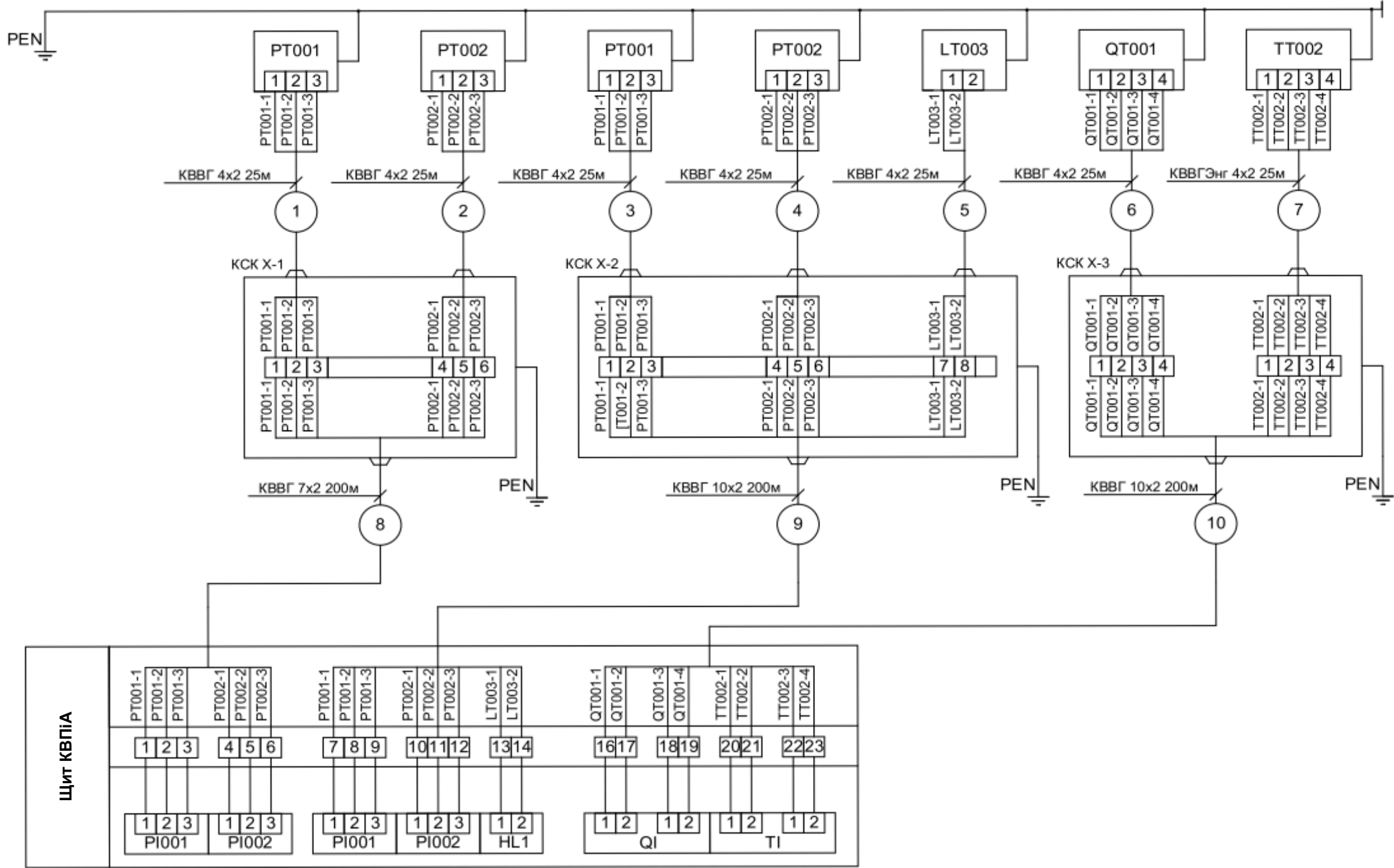


		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SCADA	Прилади по місцю	PC 001	GSA 002	PC 003	PC 004	GSA 005	PC 006	PC 007	GSA 008	PC 009	PC 010	PC 011	PC 012	SI 013	GSA 014	GSA 015	TC 016	QC 017	LA 018
	Шафа управління	PI 001		PI 003	PI 004		PI 006	PI 007		PI 009	PI 010	PI 011	PI 012	SI 013	HL1		TI 016	QI 017	HL2
	Управління																		
	Вимірення																		
	Сигналізація																		

				МММТ.480 007.420 – Е2			
				Автоматизована система управління газорозподільною станцією Схема електрична функціональна			
Вим.	Лист	№ докум.	Підп.	Дата	Лит.	Маса	Масштаб
Розроб.	Мазурчук Н.Ю.						
Перев.	Челюк Л.О.						
Т. контр.					Лист	Листів	
Н. контр.	Челюк Л.О.				Державний університет «Житомирська політехніка», гр. МТ-2		
Затв.	Подвишнійський Ю.О.						



Назва параметру	Абсолютний тиск		Диференціальний тиск		Рівень	Вологість	Температура
Місце відбору імпульса	На вході сепаратора	На вході сепаратора	Сепаратор	Фільтр	Ємність для збору конденсату	Вихідний трубопровід	
Тип датчика	Метран 75	Метран 75	Метран 150	Метран 75	Rosemount 2120	АМЕТЕК5000	Метран 274
Позиція	PT001	PT002	PT001	PT002	LT001	QT001	TT002



МММТ.480.007.420 – Е1			
Вим.	Лист	№ докум.	Підп.
Розроб.	Мазурчук Н.Ю.		
Перев.	Чеплюк Л.О.		
Т. контр.			
Н. контр.	Чеплюк Л.О.		
Затв.	Подчаїнський Ю.О.		
Автоматизована система управління газорозподільною станцією Схема електрична підключень			
Лист Масштаб			
Лист Листів			
Державний університет «Житомирська політехніка», гр. МТ-2			

