

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Інститут інформаційних технологій
Інформаційно-вимірювальних технологій

Кицай Іван Степанович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 681.325 (індекс)

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Метрологічний аналіз витратовимірювального комплексу на базі ФЛОУТЕК
(назва роботи)

Метрологія і вимірювальна техніка
(назва освітньої програми)

175- інформаційно-вимірювальні технології
(шифр і назва спеціальності)

Кицай І.С.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий керівник

Клочко Н.Б., к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Івано-Франківськ
2024

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Інститут інформаційних технологій

Кафедра інформаційно-вимірювальних технологій

Освітній рівень магістр

Спеціальність інформаційно-вимірювальні технології
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІВТ

Середюк О.Є.

« » 20 року

**ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Кицай Іван Степанович

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи Метрологічний аналіз витратовимірювального комплексу на базі
ФЛОУТЕК

1. Керівник роботи Клочко Н.Б., к.т.н. доцент каф. ІВТ,

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від “ ” 20 року №

2. Строк подання студентом роботи 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Технічний опис роботи фотовольтної системи контролю

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1 Порівняльний аналіз газорозподільних станцій, які знаходяться в експлуатації

2 Розробка витратовимірювального комплексу

3 Метрологічний аналіз витратовимірювального комплексу

Висновок Перелік посилань та джерел

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

МР. МТТм – 08.00.00.001 – Структурна схема вимірювальної ділянки споживача;

МР. МТТм – 08.00.00.002 – Структурна схема комплексу модифікація

МР. МТТм – 08.00.003 – Схема електрична принципова пристрою сполучення з
ЕОМ при використанні паралельного порту

МР. МТТм – 08.00.00.004 – Схема електрична принципова пристрою сполучення з

ЕОМ при використанні послідовного порту;

МР. МТТм – 08.00.00.005 – Блок-схема алгоритму роботи програми Flow Control

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Нормо-контроль	Лютак З.П., професор		
Консультант			

7. Дата видачі завдання _____ .2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Вступ	10.11.- 13.11.2024	
2.	Порівняльний аналіз газорозподільних станцій, які знаходяться в експлуатації	14.11.- 23.11.2024	
3.	Розробка витратовимірювального комплексу	30.11.- 09.12.2024	
4.	Метрологічний аналіз витратовимірювального комплексу	10.12.- 17.12.2024	
5.	Редагування пояснювальної записки	18.12.- 21.12.2024	

Студент

_____ Кицай І.С.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ Ключко Н.Б.
(підпис) (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота: «Метрологічний аналіз витратовимірювального комплексу на базі ФЛОУТЕК» Кицай І.С., ІФНТУНГ, 2024, 63 с., 18 рис., 3 табл., 11 джерел.

Об'єкт дослідження — система вимірювання витрати газу на газорозподільній станції.

Мета роботи — забезпечення точного та надійного обліку газу, що передається.

Дана магістерська робота охоплює широкий обсяг питань, серед яких найважливішими є: аналіз газорозподільних станцій, що експлуатуються в Україні, дослідження методів вимірювання витрати газу та досягнення повного, достовірного, автоматизованого обліку газу на технологічному об'єкті — газорозподільній станції шляхом внесення обґрунтованих пропозицій, щодо впровадження високоточних сучасних технологій вимірювання, гармонізованих з світовим досвідом

ПРИРОДНИЙ ГАЗ, ВИТРАТА, ГАЗОРОЗПОДІЛЬНІ СТАНЦІЇ,
СИСТЕМА ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ ГАЗУ.

ABSTRACT

Master's thesis: "Metrological analysis of the flow measurement complex based on FLOWTECH" Kitsai I.S., IFNTUNG, 2024, 63 p., 18 fig., 3 tab., 11 sources.

The object of the study is the gas flow measurement system at the gas distribution station. The purpose of the work is to ensure accurate and reliable metering of the gas being transmitted.

This master's thesis covers a wide range of issues, among which the most important are: analysis of gas distribution stations operated in Ukraine, research into methods for measuring gas consumption and achieving complete, reliable, automated gas metering at a technological facility - gas distribution stations by making substantiated proposals for the implementation of high-precision modern measurement technologies harmonized with world experience.

**NATURAL GAS, FLOW RATE, GAS DISTRIBUTION STATIONS,
GAS FLOW MEASUREMENT SYSTEM**

ЗМІСТ

Вступ

1	Порівняльний аналіз газорозподільних станцій, які знаходяться в експлуатації в Україні	
1.2	Технологічні схеми ГРС «нового» покоління.....	
1.3	Техніко-економічні передумови доцільності розробки і використання комплексу для повірки	
1.4	Постановка завдання на проектування	
2.	Розробка витратовимірювального комплексу.....	
2.1	Розробка апаратного забезпечення.....	
2.2	Розробка алгоритму функціонування комплексу.....	
3	Метрологічний аналіз витратовимірювального комплексу.....	
3.1	Функціональна структура засобів вимірювальної техніки.....	
3.2	Розрахунок похибок каналів вимірювання	
3.2.1	Похибка термоперетворювача опору 0+100.....	
3.2.2	Похибка давача тиску	
3.2.3	Похибка перетворювача аналогових сигналів (ПАС)	
3.2.4	Похибка шлюзу	
3.2.5	Похибка СРУ	
3.2.6	Похибка ПЕОМ.....	
3.2.7	Похибка іскробар'єру	
3.2.8	Розрахунок похибки каналу вимірювання температури -50+50 .	
3.2.9	Розрахунок похибки каналу вимірювання температури 0+100....	
3.2.10	Розрахунок похибки каналу вимірювання тиску.....	
3.3	Оцінка похибки комплексу.....	
3.4	Метрологічна атестація засобів вимірювальної техніки.....	

3.5	Методика виконання вимірювань за допомогою турбінних і ротаційних лічильників
	Висновки.....
	Перелік посилань на джерела.....

ВСТУП

Магістерська робота: «Метрологічний аналіз витратовимірювального комплексу на базі ФЛОУТЕК»

Об'єкт дослідження — система вимірювання витрати газу на газорозподільній станції.

Мета роботи — забезпечення точного та надійного обліку газу, що передається.

Предмет досліджень – технологічні схеми ГРС «нового» покоління.

Актуальність обраної теми- впровадження високоточних сучасних технологій вимірювання.

Практична цінність – досягнення повного, достовірного, автоматизованого обліку газу на технологічному об'єкті.

Методи та засоби досліджень – теорія похибки і математична статистика

Новизна магістерської роботи – метрологічний аналіз витратовимірювального комплексу.

Газова промисловість України активно розвивається. Було створено єдину газотранспортну систему країни, до якої приєднується дедалі більше магістральних газопроводів, що транспортують газ із важкодоступних районів.

Газорозподільні станції (ГРС) відіграють ключову роль у цій системі, забезпечуючи постачання газу до населених пунктів та підприємств із потрібним тиском, ступенем очищення й одоризації. Основний акцент у їх розвитку робиться на забезпеченні надійного та безпечного функціонування.

Більшість обладнання ГРС є морально застарілим і фізично зношеним, що знижує рівень їхньої надійності та безпеки.

Актуальним питанням залишається вирішення проблем обліку та вимірювання витрат природного газу, зокрема в умовах комерціалізації ринку

газу. Висока вартість цього ресурсу вимагає якісного транспортування й точного обліку. Тому важливим є вдосконалення методів вимірювання витрат газу з урахуванням точності результатів.

ГРС виконують ключове завдання – забезпечення точного та надійного обліку переданого газу. Для цього створюються автоматизовані системи обліку газу, оснащуються сучасними вимірювальними комплексами, проводяться реконструкція й модернізація станцій, а також будуються нові прикордонні газовимірювальні станції. Застосовуються високоточні лічильники з автоматичними коректорами об'єму газу, що значно підвищує достовірність вимірювань.

Одним із пріоритетних напрямів розвитку є впровадження багатопроменевих ультразвукових лічильників на вимірювальних пунктах. Ці прилади вважаються перспективними завдяки їх численним перевагам і високій точності.

1 ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНИХ СТАНЦІЙ, ЯКІ ЗНАХОДЯТЬСЯ В ЕКСПЛУАТАЦІЇ В УКРАЇШ

1.1 Призначення та основні вимоги до газорозподільних станцій

Газорозподільні станції (ГРС) є кінцевим пунктом магістральних газопроводів, відводів від них і призначені для постачання газом населених пунктів та промислових споживачів. ГРС виконують такі завдання [1]:

1. підтримання газу із магістрального газопроводу;
2. очищення газу від механічних домішок;
3. зниження тиску газу до заданої величини та автоматичне підтримання його на заданому рівні з необхідною точністю;
4. розподіл газу по споживачах;
5. облік витрати газу;
6. захист вихідних трубопроводів від неприпустимих підвищень тиску газу;
7. одоризація газу [1].

Кожне з перелічених завдань вимагає відповідної технологічної оснастки, тому для забезпечення на ГРС виконання всіх необхідних процесів до їх складу входять вузли (блоки) і системи: вузол перемикання станції, вузол очищення газу, вузол підігрівання газу (запобігання гідратуутворення), вузол редукування тиску газу, вузол одоризації газу, системи комерційного обліку витрати газу, система автоматизованого керування, система

електроосвітлення, захисту від блискавки і статичної електрики, система опалення і вентиляції будівель і приміщень, система охоронної іпожежної сигналізації, система зв'язку і телемеханіки [1].

Постачання газу споживачах повинно здійснюватися згідно з чинними "Правилами подачі та використання газу в народному господарстві України", а обсяги постачання і величина надлишкового тиску газу повинні встановлюватися угодами, укладеним між постачальником і споживачем газу. Територія ГРС повинна бути огорожена із забезпеченням охоронною сигналізацією і розміщуватись зовні границі забудови населеного пункту на віддалі згідно діючих будівельних норм і правил.

Технологічне обладнання і технологічні газопроводи ГРС до відсічного крану на виході з неї необхідно проектувати на максимальний робочий тиск (згідно проекту) підвідного газопроводу.

Обслуговування газорозподільної станції повинно здійснюватись згідно з вимогами чинних "Правил технічної експлуатації газорозподільних станцій магістральних газопроводів" .

При періодичній формі обслуговування ГРС одним або двома операторами необхідно проектувати службовий будинок оператора або передбачати службові квартири у житловому кварталі населеного пункту на віддалі 300 – 1000 метрів від ГРС.

На ГРС необхідно передбачати комплексний захист обладнання і технологічних трубопроводів від корозії — захисними покриттями і засобами електрохімзахисту. Електрохімзахист трубопроводів ГРС повинен здійснюватись згідно з вимогами.

Для захисту довкілля від забруднення на ГРС повинні бути передбачені заходи щодо нейтралізації небезпечних викидів (одоранту, хімреагентів тощо), збиранню продуктів дренажу з обладнання, захисту ґрунту і підземнї вод, захисту відвібрації, рекультивації земель та збереження ландшафтів [2].

Рівень шуму на ГРС не повинен перевищувати значень, визначених у, а у разі перевищення дозволених значень - необхідно передбачити заходи щодо його зменшення .

Загалом, спорудження ГРС виконується згідно затвердженої замовником проектно—кошторисної документації, що розробляється згідно вимог нормативних документів, завдання і технічних умов на проектування ГРС, виданих замовником проекту. укладеним між постачальником і споживачем газу. Територія ГРС повинна бути огорожена із забезпеченням охоронною сигналізацією і розміщуватись зовні границі перспективної забудови населеного пункту на віддалі згідно діючих будівельних норм і правил [2].

Технологічне обладнання і технологічні газопроводи ГРС до відсічного крану на виході з нії необхідно проектувати на максимальний робочий тиск (згідно проекту) підвідного газопроводу.

Обслуговування газорозподільної станцій повинно здійснюватись згідно з вимогами чинних "Правил технічної експлуатації газорозподільних станцій магістральних газопроводів".

Загалом, спорудження ГРС виконується згідно затвердженої замовником проектно—кошторисної документації, що розробляється згідно вимог нормативних документів, завдання і технічних умов на проектування ГРС, виданих замовником проекту. Проектом передбачено постачання споживачів по обвідній лінії - байпасу. Пониження тиску газу при роботі через байпас проводиться шляхом прикриття запірної арматури.

Розглянемо типовий проект ТР 885 - проект автоматизованої ГРС продуктивністю до 50 тис. м³/год (при тиску газу на вході 1 МПа) з підігрівом газу. ГРС, збудовані за даним проектом, можна використовувати при високих тисках недостатньо осушеного газу. Небезпека утворення гідратів усунена підігрівом газу в теплообмінниках ГРС.

Аналіз ГРС “старого” покоління показує, що не дивлячись на різноманітність технологічних схем та типів установленого на них обладнання, вони мають такі спільні ознаки:

очищення газу проводиться в масляних пиловловлювачах або фільтрах;

для редукування газу використовуються приладні регулятори непрямої дії, що працюють спільно з мембранними регулюючими клапанами;

облік газу передбачений у вихідних газопроводах після редукування.

Для обліку газу використовується дифманометри поплавкового типу, які працюють разом з камерними діафрагмами [1].

Серед основних недоліків ГРС “старого” покоління можна виділити:

- 1) точність вузлів вимірювання витрати газу досить низька: сумарна похибка доходила до 5 %;
- 2) невиконується вимірювання фізико-хімічних параметрів газу на ГРС
- 3) відсутня автоматизація в сучасному значенні цього слова.

В умовах сучасної ринкової економіки потребують вдосконалення системи вимірювання витрати на ГРС. Зменшення похибки вимірювання витрати шляхом застосування точніших засобів вимірювальної техніки та контроль фізико-хімічних параметрів газу і врахування їх впливу на процес вимірювання суттєво зекономить бюджетні кошти.

1.2 Технологічні схеми ГРС “нового” покоління

Узагальнивши недоліки та особливості ГРС “старого” покоління, зупинимось на типових особливостях станцій “нового” покоління.

Розглянемо детальніше ГРС “нового” покоління на прикладі типового проекту ГРС продуктивністю 10-150 тис. м³/ч.

Основні технічні параметри:

- тиск газу на вході $P=2$ МПа;
- максимальний тиск газу на вході 5,5 МПа;
- облік витрати газу передбачається після очистки газу до редукування.

Основне технологічне обладнання БК-ГРС: мультициклонні пиловловлювачі діаметром умовним $D_u=700$ мм і $D_u=800$ мм; регулятори тиску прямої дії типу РД-100-64 (регулятори з підсилювачами типу РДУ—100); діафрагми $D_u=300$ мм або $D_u=400$ мм; дифманометри типу ДСС-73 4; автоматичний одоризатор газу УОГ- 1; система автоматики [2].

Проаналізуємо принцип роботи вищеведеного проекту. Газ через блок вимикання надходить на блок очистки газу в мультициклонних пиловловлювачах. Очищений газ проходить витратомірні нитки і надходить на вузли редукування першого і другого споживачів.

Вузол редукування кожного споживача складається з двох ниток — робочої та резервної. Він оснащений системою автоматики, яка змонтована в блок—боксі редукування. Зазначена система за допомогою кранів з пневмоприводом забезпечує виконання таких операцій: підключення в роботу резервної нитки при неприпустимому

зменшенні тиску газу на виході іГРС; перевід робочої нитки в резервну при неприпустимому підвищенні тиску на виході ГРС; передача світло - звукового сигналу в будинок оператора при відхиленнях вихідного і вхідного тиску газу від заданих значень, зникненні напруги, обриві лінії сигналізації. Після редукування газ надходить в газопроводи споживачів. Установка одоризації виконана у вигляді окремого блоку і підключена до вихідного газопроводу[3].

Для попередження гідратуутворення в технологічній схемі БК-ГРС передбачається обігрівання корпусів регуляторів тиску від системи опасення ГРС.

Із пиловловлювачів передбачений автоматичний відвід конденсату в підземну ємність об'ємом 10 м³. Із смності конденсат під дією тиску періодично закачується в автоцистерни.

На БК-ГРС передбачена автоматична реєстрація таких параметрів як: тиск газу на вході ГРС і виході до кожного споживача, витрата газу для кожного споживача, температура газу на вході ГРС і виході до кожного споживача.

Розглянемо докладніше структуру газорозподільної станції.

У нормальному режимі роботи вхідний кран 6 або 8 відкритий (друга нитка — резервна). Газ через пиловловлювачі й відкритий кран 32 надходить на регулятори тиску, розташовані взалі редукування.

Як видно з технологічної схеми, у нитці кожного споживача встановлено кілька регуляторів тиску. У нормальному режимі для забезпечення робочого тиску газу досить по одному регуляторі на кожного споживача. У випадку різкого підвищення витрати газу якимсь споживачем, регулятор через свої інерційні властивості не може швидко підняти тиск у нитці цього споживача. Тоді в роботу вводиться один з резервних регуляторів і тиск нормалізується. У випадку ж різкого зменшення або нормалізації витрати газу споживачем резервний регулятор виводиться з

роботи. Крім того, у випадку яких-небудь збоїв у роботі одного з регуляторів, він виводиться з роботи, а замість нього підключається резервний.

Із залу редукування газ надходить на витратомірний вузол і потім передається безпосередньо споживачеві.

Функцій обліку витрати газу, а також контролю його технологічних параметрів виконують комплекси вимірювальні «ФЛОУТЕК».

Трубопровід кожного споживача обслуговує окремий вимірювальний комплекс «ФЛОУТЕК».

Всі комплекси розраховують обсяг газу, переданий споживачам, з урахуванням параметрів хімічного складу газу, які вимірюються встановленими на ГРС густиноміром та хроматографом. Для запобігання перебоїв подачі газу споживачеві у випадку зупинки ГРС (для проведення яких-небудь планових ремонтів або аварійних ситуаціях) передбачена байпасна нитка ГРС. У цьому випадку крани 6 й 8 закриваються, відкриваються байпасні — 3 й 4, після чого відкриваються засувки 107, 108, 109, 110, через які газ подаються до споживача. Зниження тиску до робочої норми в цьому режимі здійснюється вручну шляхом дроселювання газу через перераховані вище засувки, однак такий режим роботи викликає їхнє підвищене зношування, тому що вся запірна арматура розрахована на експлуатацію або в повністю відкритому, або в повністю закритому стані.

Розглянемо докладніше вимірювальну ділянку споживача. Вимірювальна ділянка — це комплекс апаратури для виміру витрати газу.

У цей комплекс входять:

- лічильник газу ЛГ100;
- обчислювач обсягу газу ФЛОУТЕК;
- пряма ділянка фланцева 5DN;

- пряма ділянка 3DN з гільзами для термоперетворювача й контрольного термометра;
- відводи кутові, трійники;
- засувки;
- прилади, що показують, і запірна арматура;
- кріпильні й герметизуючі вироби

Схема вимірювальної ділянки показана на рис.1.

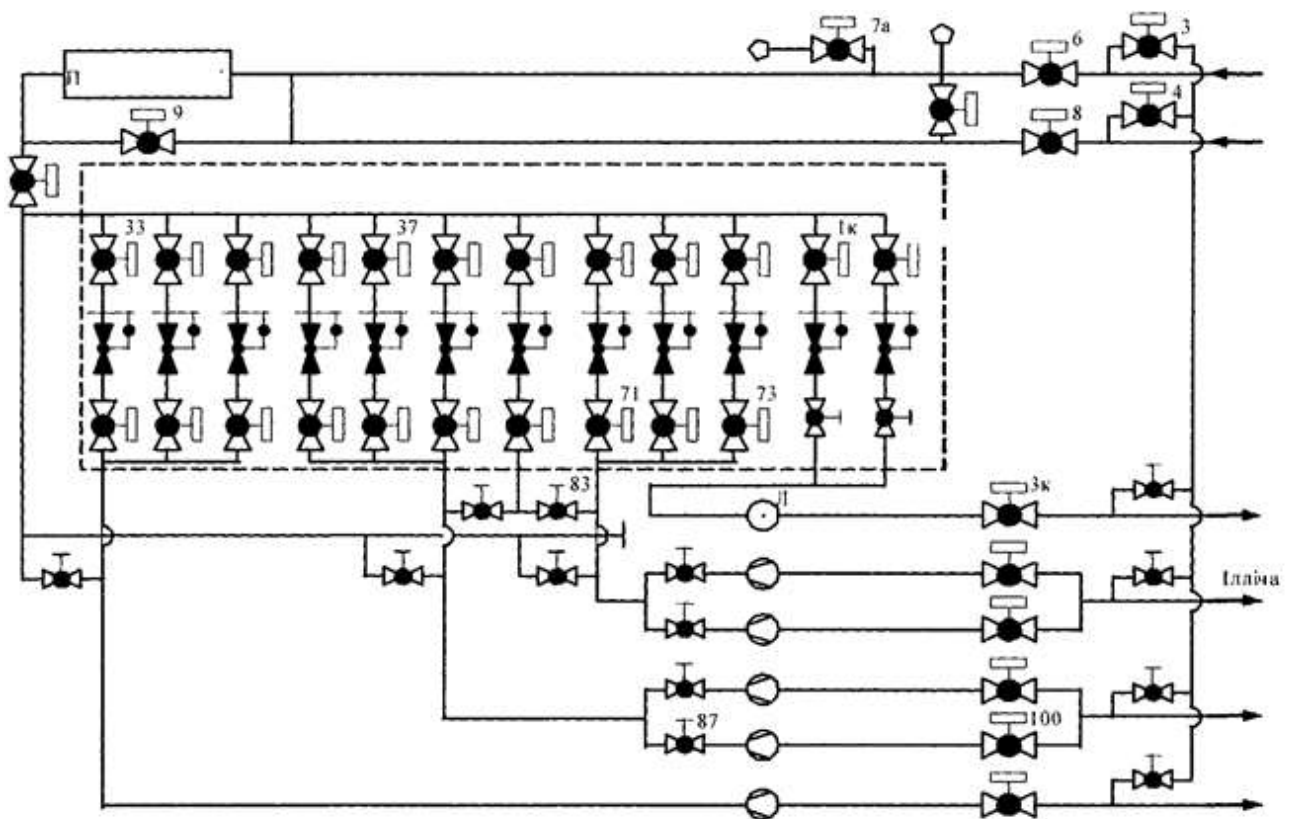


Рисунок 1.1—Структурна схема вимірювальної ділянки споживача

1.3 Техніко-економічні передумови доцільності розробки й використання комплексу для повірки

Замірними вузлами обладнано 19ГРС. На цих замірних вузлах встановлено 3 обчислювача СУПЕРФЛОУ, 3 обчислювача ФЛОІНЕК й 16 обчислювачів ФЛОУТЕК. Багато обчислювачів ФЛОУТЕК працюють із лічильником газу (модифікація ФЛОУТЕК-ТМ-3)[14].

Структурна схема комплексу ФЛОУТЕК у цьому варіанті виконання наведена на рис. 1.3.

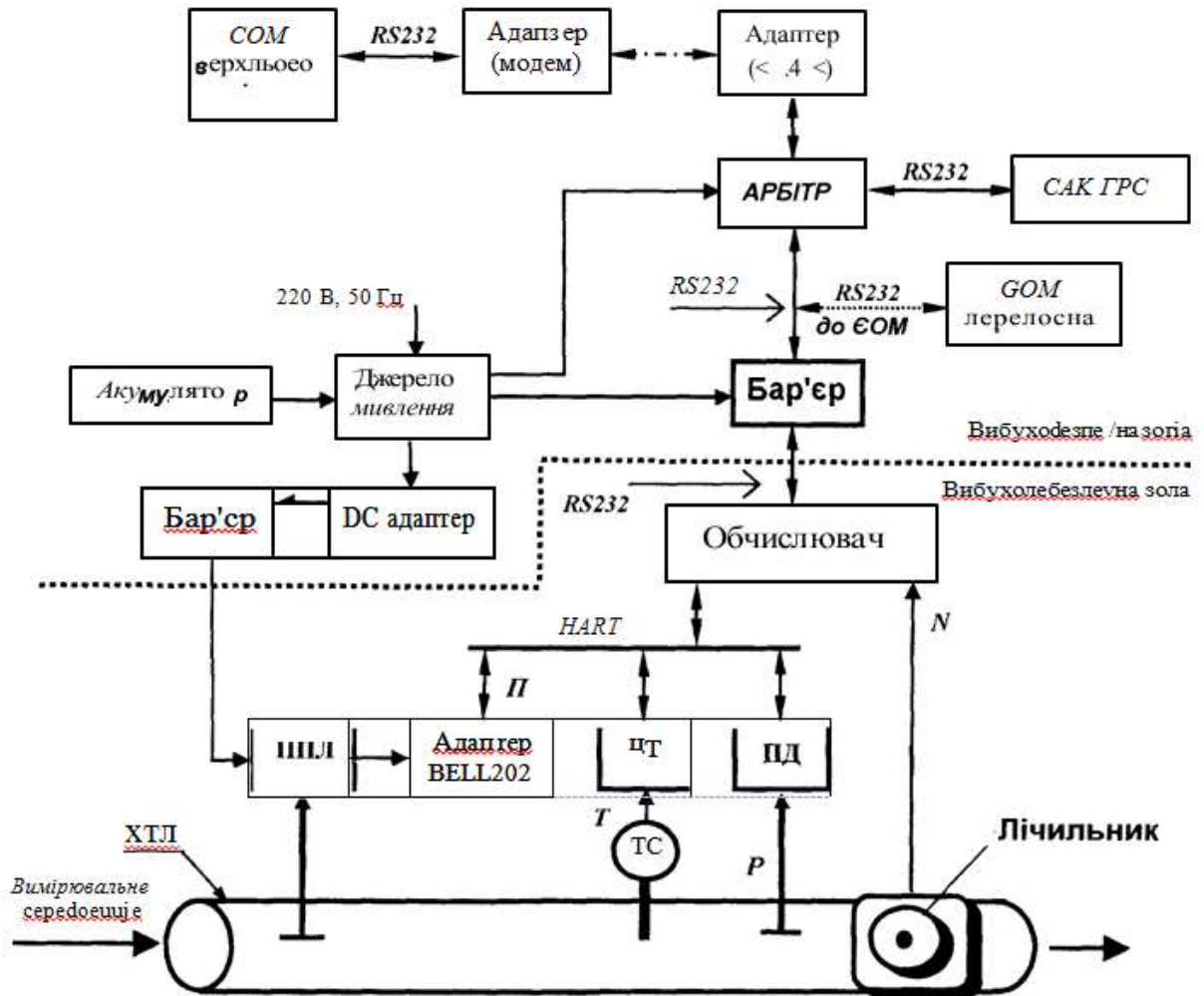


Рисунок 1.2—Структурна схема комплексу модифікація

ФЛОУТЕК-ТМ- 3 (з лічильником газу) при обслуговуванні одного
трубопроводу

При вимірі обсягу газу за допомогою встановленого в трубопроводі лічильника газу обчислювач розраховує обсяг газу в робочих умовах у м³, по поступаючих від лічильника газу низькочастотним імпульсам по формулі [14]:

$$V_0 = \frac{N}{k_N}, \quad (1.1)$$

де N —кількість імпульсів, що надійшли від лічильника газу;

k - коефіцієнт, що встановлює кількість імпульсів лічильника на 1 м³ газу, що пройшов через лічильник, імпульс/м³.

Для приведення отриманого обсягу газу до нормальних умов, обчислювач зчитує з датчиків сигнали, що відповідають значенням обмірюваних температури й тиску газу у вимірювальному трубопроводі. Поточне значення об'ємної витрати газу через лічильник газу в м³, обчислювач розраховує по формулі:

$$Q=(3600/(K_H \cdot P)) \cdot (P/1,0332) \cdot (293,15/T) \cdot (1/K) \quad (1.2)$$

де P — період імпульсів, що надходять від лічильника газу;

P — абсолютний тиск газу, МПа;

T — температура газу, К;

K — коефіцієнт стискальності газу.

Для перевірки комплексу ФЛОУТЕК-ТМ-3, необхідно на вхід, призначений для підключення лічильника газу за заданий, заздалегідь відомий інтервал часу, подати задану, заздалегідь відому кількість імпульсів. Для досягнення цієї мети, згідно «Технічному опису й інструкції для

експлуатації «комплексів вимірювальних ФЛОУТЕК», необхідні наступні пристрої:

- генератор імпульсів, клас 0,5, діапазон регулювання частот від 10^{-1} до 10^9 , амплітуда сигналу від 1 до 10 В;

- лічильник імпульсів Ф5007, сміньсть відлікового пристрою 7 розрядів, діапазон частот від 0 до 106 Гц [4].

1.4 Постановка завдання на проектування

Комплекс генератор-лічильник імпульсів повинен по команді оператора генерувати на своєму виході імпульсний сигнал прямокутної форми зі шпаруватістю імпульсів 0,5, а також задовольняти наступним вимогам:

- частота проходження імпульсів повинна знаходитися в діапазоні від 0,0056 до 10 Гц (період проходження імпульсів від 180 до 0,1 с відповідно);

- кількість імпульсів, що генеруються, повинна встановлюватися оператором перед генерацією і знаходитися в діапазоні від 10 до 10000;

- повинна бути присутня можливість вибору робочого порту ЕОМ із встановлених у системі паралельних і послідовних портів;

- комплекс повинен урахувати кількість реально згенерованих імпульсів й у випадку відхилення цієї кількості від заданої інформувати про це оператора.

Крім цього, потрібно провести аналіз технологічного об'єкту, тобто зробити аналіз основних функцій управління магістральних трубопроводів, аналіз технологічного процесу транспортування природного газу, розробити

технологічну схему газорозподільної станції, навести техніко-економічні передумови доцільності розробки й використання комплексу для повірки.

При розробці комплексу потрібно розробити апаратне забезпечення, алгоритм функціонування комплексу, а також програмне забезпечення мовою Object Pascal у середовищі Delphi.

Провести метрологічний аналіз комплексу, розробити функціональну структуру засобів вимірювальної техніки, провести розрахунок похибок каналів вимірювання, зробити оцінку точності комплексу, а також розробити заходи щодо метрологічної атестації і повірки засобів вимірювальної техніки. Таким чином, комплекс буде не тільки виконувати всі функції генератора імпульсів і лічильника імпульсів, але й, крім цього, мати всі переваги, які надає ЕОМ.

2 РОЗРОБКА ВИТРАТОВИМІРЮВАЛЬНОГО КОМПЛЕКСУ

2.1 Розробка апаратного забезпечення

Комплекс генератор і лічильник імпульсів (далі комплекс) призначений для генерації імпульсного сигналу із заданою частотою в діапазоні від 0,056Гц до 10Гц (період імпульсів від 180з до 0,1с) зі шпаруватістю 0,5 (див. рис.2.1) для перевірки комплексів вимірювальних ФЛОУТЕК при їхній роботі з лічильником газу (модифікація ФЛОУТЕК-ТМ-3) [14].

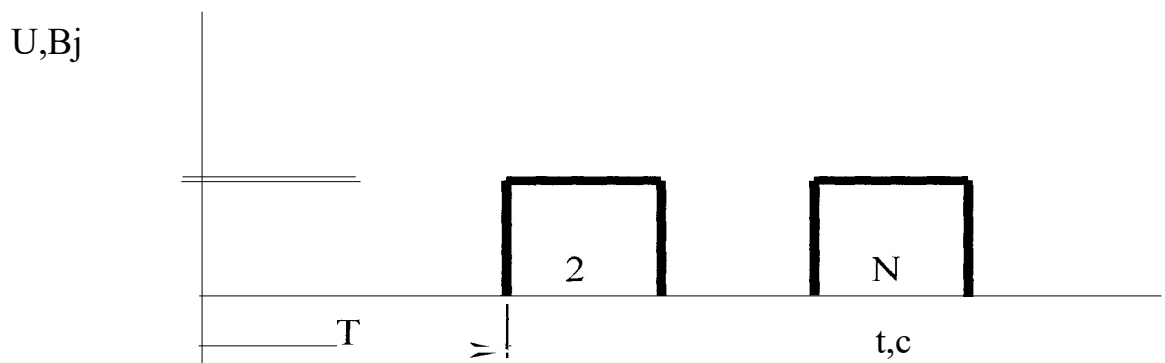


Рисунок 2.1—Осцилограма роботи ПТК

Центральний процесор ЕОМ, керований спеціальною програмою, генерує на двох виводах комунікаційного порту ЕОМ імпульси із заданою в програмі частотою. Частота цих імпульсів настраюється за допомогою програми. Після гальванічної розв'язки й посилення імпульси подаються на обчислювальний комплекс «ФЛОУТЕК» [4].

Таким чином, ПТК містить у собі програму для ІВМ РС і пристрій сполучення. Схема електрична принципова пристрою сполучення наведена на рис.2.2 і рис. 2.3 .

Для видачі імпульсів за допомогою послідовного порту використається

стандартний службовий вивід Data Terminal Ready (DTR). Для видачі імпульсів через паралельний порт використовується перший біт байта даних паралельного порту.

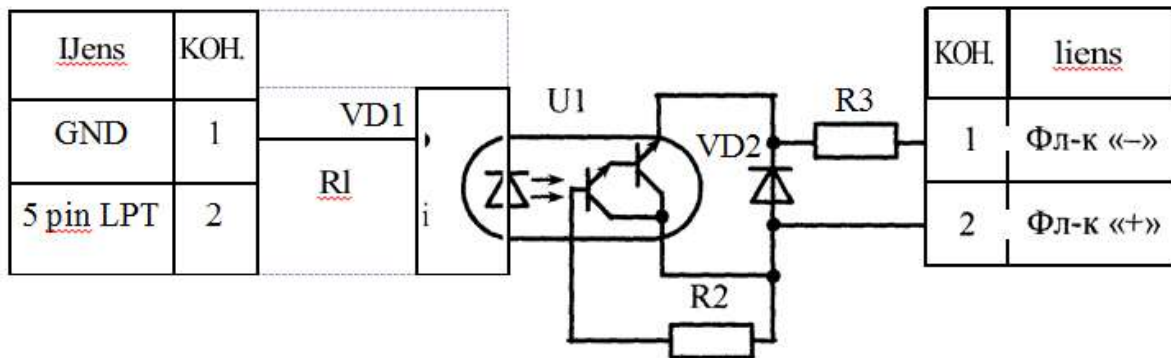


Рисунок 2.2-Схема електрична принципова пристрою сполучення з ЕОМ при використанні паралельного порту

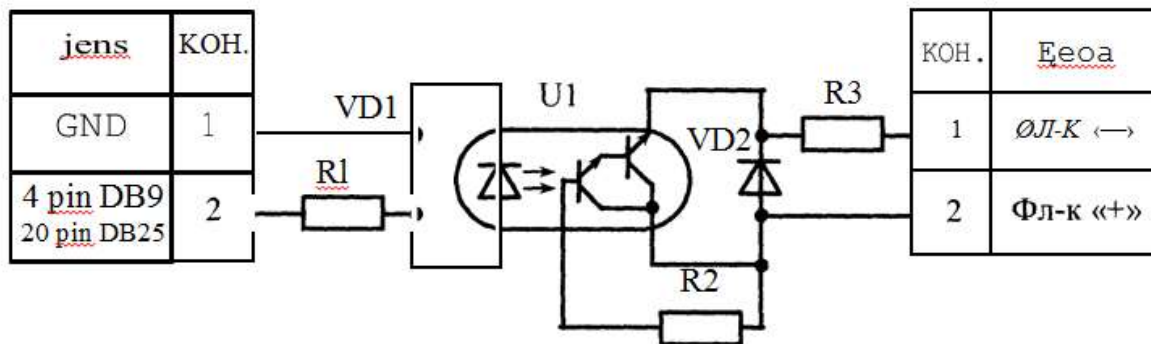


Рисунок 2.3—Схема електрична принципова пристрою сполучення з ЕОМ при використанні послідовного порту

Номинали резисторів:

- R1-910OM;
- R2-100xOv.
- R3-100OM;

Для підключення генератора імпульсів до обчислювача використовується вхід, призначений для підключення лічильника газу «ІМР1+» й «ІМР1—» (див. рис. 2.5), якщо ФЛОУТЕК-ТМ-3 обслуговує один (або перший) вимірювальним трубопроводом й «ІМР2+» й «ІМР2—» — якщо другий.

2.2 Розробка алгоритму функціонування комплексу

Для видачі імпульсів у заданий момент часу використовується вбудований в операційну систему Windows високоточний лічильник Query Performance Counter. Використання вбудованого ЕОМ не доцільно, тому що його похибка дорівнює 0,001 с. Як буде показано нижче, Query Performance Counter дозволяє досягти набагато більшої точності .

Тип ітактовачастотапро- цесора,МГц	QPF
Dual IntelPentiumIII 1133	1130'320'000
AMDAthlon643700	3'579'545
AMDAthlon643000	
AMDAthlonXP1600	
Intel PentiumIV1500	
AMDAthlonK7 1333	

IntelPentiumII350	1193'180
Pentium MMX233	
Intel80486	

Таблиця 2.1 — Відповідність між характеристиками центрального процесора

Основна характеристика цього лічильника це його частота Query Performance Frequency або QPF (тобто кількість відлікових одиниць у секунду), що залежить від технології й типу використовуваного центрального процесора і його тактової частоти (див. табл. 2.1).

З таблиці 2.1 видно, що навіть при використанні в комплексі у якості керуючої ЕОМ комп'ютера із центральним процесором Intel 80486, ЕОМ в змозі розрізнити проміжки часу у видачі імпульсів до $(1/1193180) = 0,00000084$ с

Після натискання кнопки Start комп'ютер виконує підготовчі операції, після чого знімає показання з лічильника Query Performance Counter (QPC) і записує в зазначений порт ЕОМ логічну «1», потім додає до знятого значення QPC добуток QPF на половину заданого періоду імпульсів, перевіряє, чи не перевищує текуче значення QPC розрахованого добутку, якщо так, то генерується признак «Пропуск імпульсу» та після збільшення кількості теоретично згенерованих імпульсів попередня перевірка повторюється. Як тільки перевірка пройде успішно, комп'ютер чекає настання розрахованих показань QPC. Після цього записує в порт логічний «0», збільшує на одиницю кількості теоретично і практично згенерованих імпульсів, перевіряє чи не перевищує нова кількість теоретично виданих імпульсів необхідну величину, якщо ні, те записує в порт

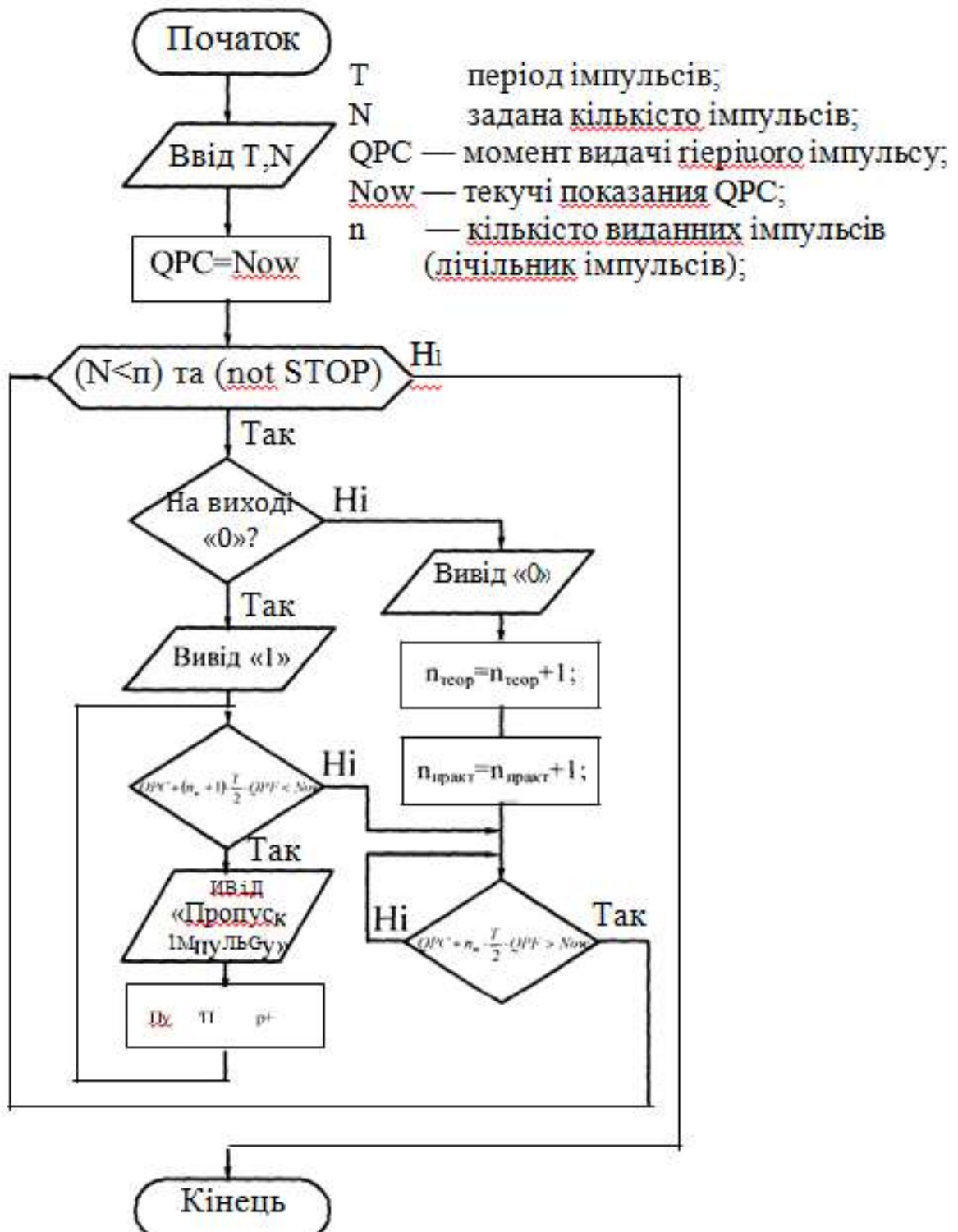


Рисунок 2.4—Блок-схема алгоритму роботи програми Flow Control

3 МЕТРОЛОГІЧНИЙ АНАЛІЗ ВТИРАТОВИМІРЮВАЛЬНОГО КОМПЛЕКСУ

3.1 Функціональна структура засобів вимірювальної техніки

Давайте детальніше розглянемо функціональну структуру засобів вимірювальної техніки, що встановлені на нитці споживача АГНКС (див. рис. 3.1). ІВК орієнтовані на конкретний об'єкт, тому при виконанні метрологічного аналізу важливо враховувати як ІВК, так і сам об'єкт разом. Це пов'язано з тим, що ІВК сприймає і вимірює фізичні параметри полів, які взаємопов'язані з об'єктом. Зазвичай розв'язання зворотних задач є важливим етапом у визначенні параметрів об'єкта [5].

Під час розробки вимірювальних каналів необхідно враховувати всі джерела похибок, які впливають на точність його роботи.

Вимірювальний канал включає такі компоненти, як датчики, перетворювачі (АЦП), пристрої для обробки та відображення інформації. Найбільший вплив на похибку вимірювального каналу має первинний вимірювальний перетворювач, тому основна похибка каналу визначається переважно похибками датчиків.

Оцінка похибок компонентів:

- Похибка перетворювача аналогових сигналів: $\pm 0,05\%$;
- Похибка іскробар'єру: $\pm 0,05\%$;
- Похибка ПЕОМ: $\pm 10\%$;
- Похибка шлюзу: $\pm 0,05\%$;
- Похибка термоперетворювача (діапазон -50 до +50): $\pm 0,6\%$;
- Похибка термоперетворювача (діапазон 0 до +100): $\pm 0,8\%$;
- Похибка датчика: $\pm 25\%$.

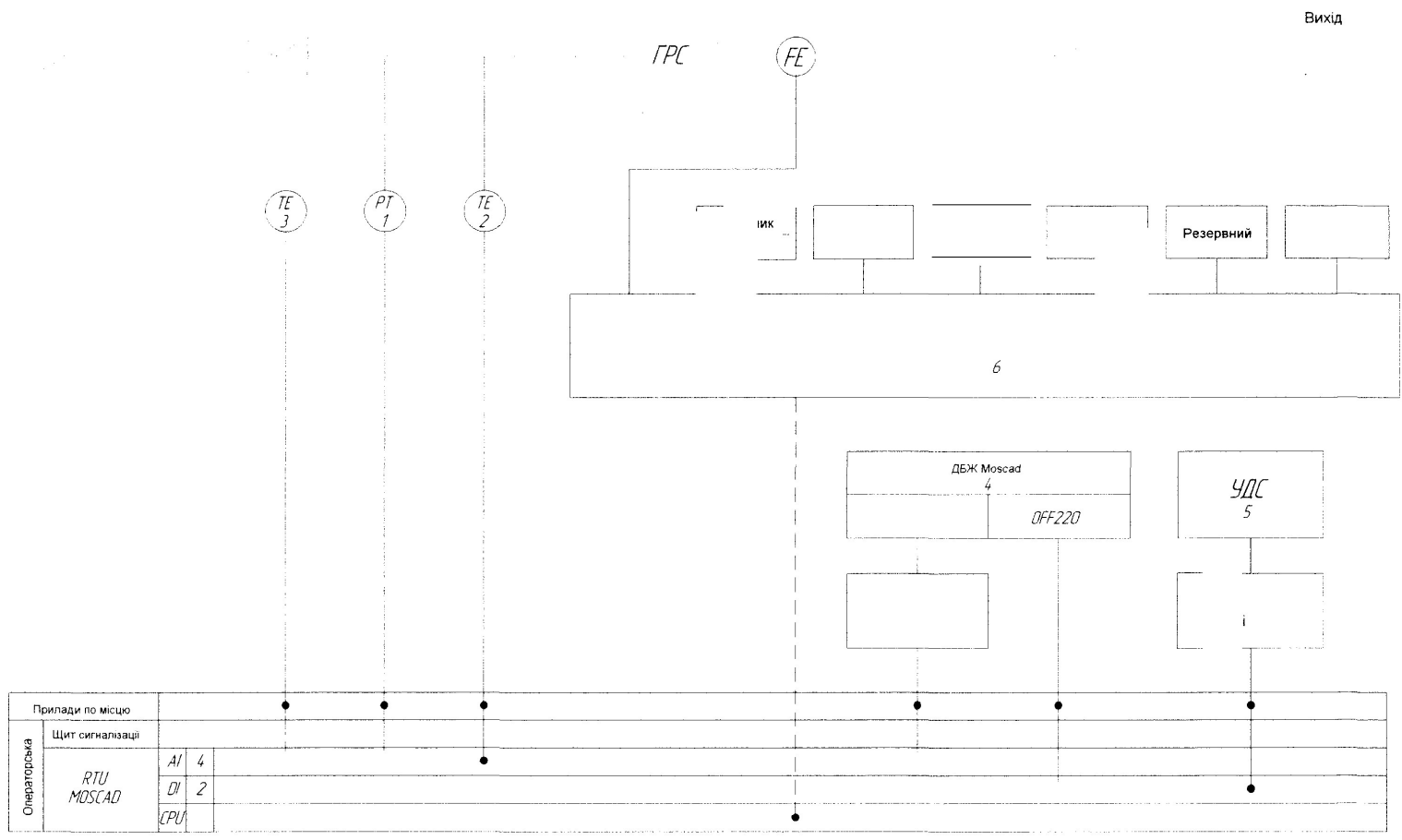


Рисунок 3.1—Функціональна схема засобів вимірювальної техніки

3.2 Розрахунок похибок каналів вимірювання

Канал для вимірювання температури та тиску включає п'ять основних вузлів: датчик, іскробар'єр, перетворювач аналогових сигналів, центральний процесор (CPU), шлюз і програмований енергонезалежний об'єм пам'яті (ПЕОМ). При визначенні загальної похибки каналу спершу кожній складовій похибці необхідно призначити відповідний закон розподілу, обчислити середньоквадратичне відхилення (СКВ) та розподілити похибки на адитивні та мультиплікативні. Похибка термоперетворювача опору $-50+50$ [4]

Похибка термоперетворювача опору нормована по паспорту максимальним значенням $y, = 0,6\%$.

Ця похибка є мультиплікативною і має нормальний розподіл. Зафіксувавши ймовірність на рівні 0,98, за таблицею нормального розподілу визначено, що ймовірності $P=0,98$ відповідає межа в $\pm 2,3\sigma$. Виходячи з цього, шукане значення $\sigma=0,6/2,3=0,26\%$. [5]

Параметри закону розподілу визначаються як: $k=2,066$ $\varepsilon=3x=0,577x$ [4]
 $.k=2,066$ $\sigma_l=0,26\%$ M

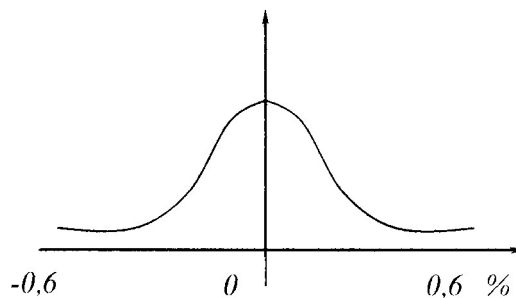


Рис.3.2—Закон розподілу похибки термоперетворювача опору $50+50$ [5]

3.2.1 Похибка термоперетворювача опору 0+100

Похибка термоперетворювача опору нормована по паспорту максимальним значенням $\gamma_{12}=0,8\%$.

Похибка термоперетворювача опору є мультиплікативною і розподіленою за нормальним законом. Задаємо значення ймовірності на рівні 0,98 і по таблиці нормального розподілу знаходимо, що ймовірності $P=0,98$ відповідають границі в $\pm 2,3\sigma$. Звідси шукаємо $\sigma_{12}=0,8/2,3=0,35\%$, а параметри закону розподілу: $k=2,066$ $\varepsilon=3 \times 0,577$

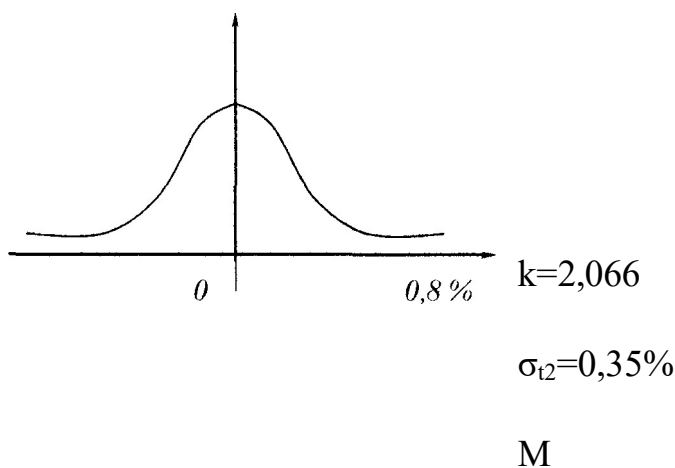


Рисунок 3.3—Закон розподілу похибки термоперетворювача опору

3.2.2 Похибка давача тиску

Похибка давача тиску нормована по паспорту максимальним значенням $\gamma_p=0,25\%$. [5]

Похибка давача тиску є мультиплікативною і розподіленою за нормальним законом. Задаємо значення ймовірності на рівні 0,98 і по таблиці нормального розподілу знаходимо, що ймовірності $P=0,98$ відповідають границі в $\pm 2,3\sigma$. Звідси шукаємо $\sigma_p=0,25/2,3=0,11\%$, а параметри закону розподілу: $k=2,066$ $\varepsilon=3 \times 0,577$ [5]

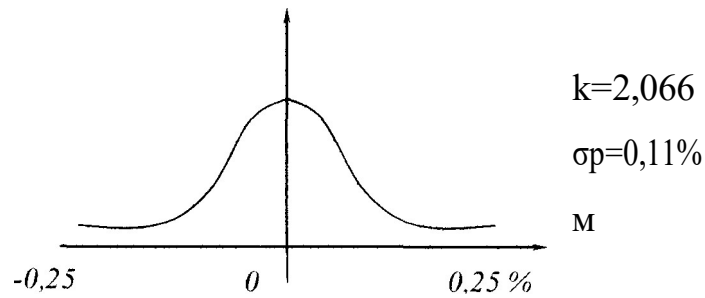


Рис.3.4—Закон розподілу похибки давача тиску

3.2.3 Похибка перетворювача аналогових сигналів (ПАС)

Похибка ПАС вказується в паспорті приладу і зумовлена в основному похибкою аналогово-цифрового перетворення. Дана похибка складає $\gamma_{\text{ПАС}}=0,05\%$ є аддитивною і розподілена по рівномірному закону розподілу. Тому $\gamma_{\text{ПАС}}=0,05\%$ можна вважати половиною ширини цього рівномірного розподілу і визначити СКВ як $\sigma_{\text{ПАС}}=\gamma_{\text{ПАС}}/\sqrt{3}=0,05/\sqrt{3}=0,03\%$. Для рівномірного розподілу $k=1,73$ $\epsilon=1,8$ і $\chi=0,745$. [5]

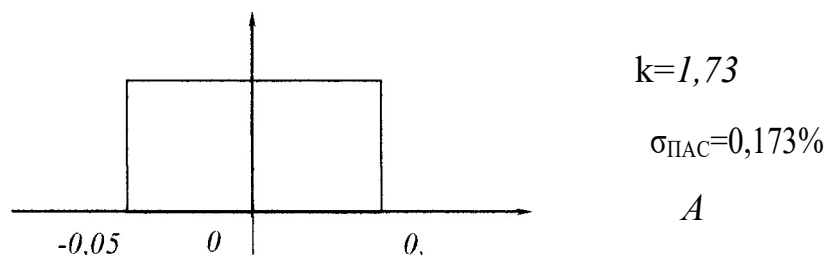


Рис. 3.5—Рівномірний закон розподілу похибки ПАС

3.2.4 Похибка шлюзу

Похибка шлюзу $\gamma_{\text{ш}}$ — $0,05\%$ є адитивною і розподілена за трикутним

законом розподілу, оскільки не залежить від величини вимірюваного сигналу. Середнє квадратичне відхилення для трикутного розподілу $\sigma = \gamma_{ш}/\sqrt{6} = 0,05/\sqrt{6} = 0,02\%$. Параметри трикутного розподілу (Сімпсона): $k = 2,02$ $\varepsilon = 2,4$ $x = 0,65$. [5]

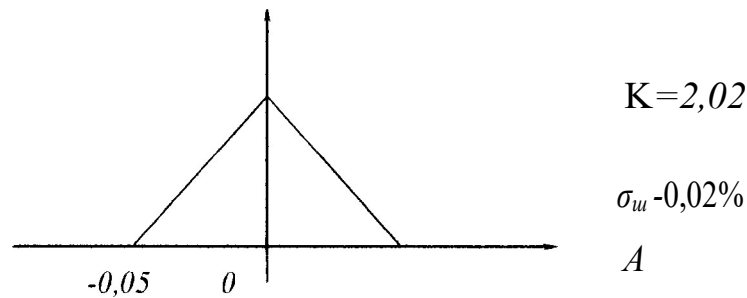


Рис. 3.6—Трикутний закон розподілу похибки шлюза

3.2.5 Похибка CPU

Похибка CPU, є адитивною, а закон розподілу будемо вважати рівномірним з шириною $\pm 10^{-6}\%$. Тоді СКВ цієї похибки $\sigma_{CPU} = \gamma_{CPU}/\sqrt{3} = 10^{-6}/\sqrt{3} = 5,78 \times 10^{-6}\%$. Параметри рівномірного розподілу: $k = 1,73$ $\varepsilon = 1,8$ і $x = 0,745$.

Отже, визначено всі складові похибки (адитивні і мультиплікативні), їх закони розподілу, обчислено СКВ. Цей результат для наглядності представлений на рис.2.1 —2.4, де буквами А і М відмічені відповідно адитивні і мультиплікативні складові похибки.[5]

$$k = 1,73$$

$$\sigma_k = 5,78 \times 10^{-6}\%$$

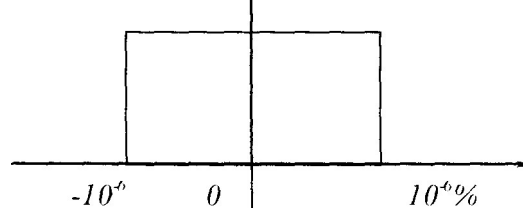


Рис.3.7—Рівномірний закон розподілу похибки CPU [6]

3.2.6 Похибка ПЕОМ

Похибка ПЕОМ, є адитивною, а закон розподілу будемо вважати рівномірним з шириною $\pm 10^{-6}\%$. Тоді СКВ цієї похибки $\sigma_{\text{ПЕОМ}} = \gamma_{\text{ПЕОМ}} / \sqrt{3} = 10^{-6} / \sqrt{3} = 5,78 \times 10^{-6}\%$. Параметри рівномірного розподілу: $k=1,73$ $\varepsilon=1,8$ і $\chi=0,745$.

Отже, визначено всі складові похибки (адитивні і мультиплікативні), їх закони розподілу, обчислено СКВ. Цей результат для наглядності представлений на рис.3.2-3.9, де буквами А і М відмічені відповідно адитивні і мультиплікативні складові похибки [6].

$$k=1,73$$

$$\sigma_k=5,78 \cdot 10^{-6}\%$$

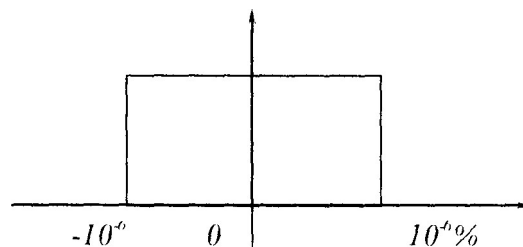


Рис. 3.8—Рівномірний закон розподілу похибки ПЕОМ [6]

3.2.7 Похибка іскробар'єру

Похибка іскробар'єру $\gamma_B=0,05\%$ є адитивною і розподілена за трикутним законом розподілу, оскільки незалежить від величини вимірюваного сигналу.

Середнє квадратичне відхилення для трикутного розподілу $\sigma = \gamma_{\max} / \sqrt{6}$, тому $\sigma_B = \gamma_B / \sqrt{6} = 0,05 / \sqrt{6} = 0,02\%$. Параметри трикутного розподілу (Сімпсона): $k = 2,02$ $e\epsilon = 2,4$ $x = 0,65$. [6]

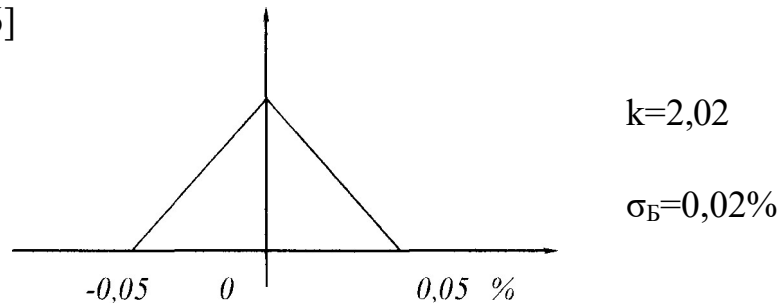


Рис. 3.9—Трикутний закон розподілу похибки іскробар'сру

3.2.8. Розрахунок похибки каналу вимірювання температури -50+50

У вимірювальному каналі температури похибок, які б мали кореляційний зв'язок немає, тому результуючу похибку слід розраховувати як сумування під коренем квадратів всіх складових.

Похибка данного каналу включає всебі 6 складових: $\sigma_{\pi} = 0,26\%$, $\sigma_B = 0,02\%$, $\sigma_{\text{ПАС}} = 0,173\%$, $\sigma_{\text{СРУ}} = 5,78 \times 10^{-6}\%$, $\sigma_{\text{Ш}} = 0,02\%$, $\sigma_{\text{ПЕОМ}} = 5,78 \times 10^{-6}\%$.

Проте σ_{π} , σ_B в 13 раз, а $\sigma_{\text{ПАС}}$, $\sigma_{\text{СРУ}}$ — в $4,5 \times 10^4$ рази менші ніж $\sigma_{\text{Ш}}$. Оскільки сумування під коренем буде приводитися над квадратами цих величин, то їх вклад в результат буде відповідно в $13^2 = 169$ і $(4,5 \times 10)^2 = 20,25 \times 10^8$ рази менше. Звідси видно, що цими похибками можна знехтувати і виключити їх із подальшого розгляду (відповідно до правила знехтування малими складовими при сумуванні похибок).

Отже, СКВ похибки вимірювального каналу температури -50 +50 визначається: (3.1)

$$\sigma_{\text{Т1}} = (\sigma_{\text{т1}}^2 + \sigma_{\text{ПАС}}^2)^{1/2} = (0,26^2 + 0,173^2)^{1/2} = 0,312 \approx 0,3 \quad (3.1)$$

Одна з просумованих складових (π ,) похибки розподілена нормально, а

інша ($\sigma_{\text{ПАС}}$)— рівномірно. Для визначення ексцеса і ентропійного коефіцієнта результуючого розподілу необхідно розрахувати вагу дисперсії рівномірної складової із сумованих в загальній дисперсії :

$$p = \sigma_{\text{ПАС}}^2 / (\sigma_{\text{т1}}^2 + \sigma_{\text{ПАС}}^2) = \sigma_{\text{ПАС}}^2 / \sigma_{\text{т1}}^2 = 0.173^2 / 0.3^2 = 0,33 \quad (3.2)$$

Ексцес даного розподілу буде визначатись як:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{\text{т1}} = \varepsilon_{\text{ПАС}} * p^2 + 6 * p * (1-p) + \varepsilon_{\text{т1}}(1-p^2) = 1,8 * 0,33^2 + \\ 6 * 0,33 * (1-0,33) + 3 * (1-0,33^2) = 4,19, \end{aligned} \quad (3.3)$$

а контрексцес:

$$X_{\text{т}} = 1 / \sqrt{\varepsilon_{\text{т}}} = 1 / (4,19)^{1/2} = 0,5 \quad (3.4)$$

Ентропійний коефіцієнт композиції нормального і рівномірного розподілу визначається за кривою сумування нормального розподілу з рівномірним при $p=0,33$: $k_{\text{т}}=2,066$. Отримати ентропійний коефіцієнт можна також аналітичним способом по наближеній формулі, яка апроксимує дану криву [6]:

$$k_{\Sigma} = k_{\text{н}} - p^{1,4(5,7-k)} [0,14 + 0,4(k_{\text{н}} - k)^2], \quad (3.5)$$

де p —вага складової з ентропійним коефіцієнтом k , $k_{\text{н}}$ —ентропійний коефіцієнт нормального розподілу $k_{\text{н}}=2,066$).

Отже, відповідно до даної формули значення k складатиме:

$$k_{\text{т}} = 2,066 - 0,33^{1,4(5,7-1,8)} * (0,14 + 0,4(2,066-1,8)^2) = 2,0656 \approx 2,066 \quad (3.6).$$

Отримане аналітичне значення повністю співпадає зі значенням, отриманим за допомогою графічних даних. Значення $k_{\text{т}}=2,066$ відповідає нормальному закону розподілу, отже результатом сумування нормального і рівномірного розподілу в нашому випадку буде значення похибки,

розподілене за нормальним законом .

Звідси ентропійне значення похибки вимірювального каналу тиску [6]:

$$\gamma_{T1} = k_{T1} \sigma_{T1} = 2,066 * 0,3 = 0,62\% \quad (3.7)$$

При необхідності представити отриману ентропійну оцінку похибки можна в формі довірчої похибки. Довірча ймовірність розраховується за наступним співвідношенням :

$$P_{DT1} = 0,899 + 0,1818 / \epsilon_{Ti} \quad (3.8)$$

У результаті цього отримаємо $P_{DT1} = 0,899 + 0,1818 / 4,19 = 0,95$, тобто $\gamma_{T1} = 0,62\%$ відповідає $\gamma_{0.95}$ [6].

3.2.9 Розрахунок похибки каналу вимірювання температури 0+100

У вимірювальному каналі температури похибок, які б мали кореляційний зв'язок немає, тому результуючу похибку слід розраховувати як сумування під коренем квадратів всіх складових .

Похибка данного каналу включає в себе 6 складових $\sigma_{t2} = 0,35\%$, $\sigma_B = 0,02\%$, $\sigma_{ПАС} = 0,173\%$, $\sigma_{CPU} = 5,78 \times 10^{-6}\%$, $\sigma_{Ш} = 0,02\%$, $\sigma_{ПЕОМ} = 5,78 \times 10^{-6}\%$.

Проте $\sigma_{Ш}$, σ_B в 18 раз, а $\sigma_{ПЕОМ}$ та σ_{CPU} — в $6,1 \times 10^4$ рази менші ніж σ_{t2} . Оскільки сумування під коренем буде приводитися над квадратами цих величин, то їх вклад в результат буде відповідно в $18^2 = 324$ і $(6,1 \times 10^4)^2 = 37,21 \times 10^8$ рази менше. Звідси видно, що цими похибками можна знехтувати і виключити їх із подальшого розгляду (відповідно до правила знехтування малими складовими при сумуванні похибок) .

Отже, СКВ похибки вимірювального каналу температури 0+100 визначається:

$$\sigma_{T2} = (\sigma_{t2}^2 + \sigma_{ПАС}^2)^{1/2} = (0,35^2 + 0,173^2)^{1/2} = 0,39 \approx 0,4 \quad (3.9)$$

Одна з просумованих складових (σ_{t2}) похибки розподілена нормально, а інша— рівномірно. Для визначення ексцеса і ентропійного коефіцієнта результуючого розподілу необхідно розрахувати вагу дисперсії рівномірної складової із сумованих в загальній дисперсії [2]

$$p = \sigma_{\text{ПАС}}^2 / (\sigma_{t2}^2 + \sigma_{\text{ПАС}}^2) = \sigma_{\text{ПАС}}^2 / \sigma_{T2}^2 = 0.173^2 / 0.4^2 = 0,19 \quad (3.10)$$

Ексцес даного розподілу буде визначатись як:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{T2} = \varepsilon_{\text{ПАС}} * p^2 + 6 * p * (1-p) + \varepsilon_{t1} (1-p^2) = 1,8 * 0,19^2 + \\ 6 * 0,19 * (1-0,19) + 3 * (1-0,19^2) = 3,88, \end{aligned} \quad (3.11)$$

а контрексцес:

$$X_T = 1 / \sqrt{\varepsilon_{T2}} = 1 / (3,88)^{1/2} = 0,51 \quad (3.12)$$

Ентропійний коефіцієнт композиції нормального і рівномірного розподілу визначається за кривою сумування нормального розподілу з рівномірним при $p=0,19$ і $k_T=2,066$. Отримати ентропійний коефіцієнт можна також аналітичним способом по наближеній формулі, яка апроксимує дану криву [2]:

$$k_{\Sigma} = k_H - p^{1,4(5,7-k)} [0,14 + 0,4(k_H - k)^2], \quad (3.13)$$

де p —вага складової з ентропійним коефіцієнтом k , k_H – ентропійний коефіцієнт нормального розподілу ($k_H=2,066$).

Отже, відповідно доданої формули значення k_T складатиме:

$$k_T = 2,066 - 0,19^{1,4(5,7-1,8)} * (0,14 + 0,4(2,066 - 1,8)^2) = 2,0656 \approx 2,066 \quad (3.14)$$

Отримане аналітичне значення повністю співпадає зі значенням, отриманим за допомогою графічних даних. Значення $k_T=2,066$ відповідає нормальному закону розподілу, отже результатом сумування нормального і рівномірного розподілу в нашому випадку буде значення похибки, розподілене за нормальним законом [6].

Звідси ентропійне значення похибки вимірювального каналу тиску:

$$\gamma_{T2} = k_{T2} \sigma_{T2} = 2,066 * 0,4 = 0,83\% \quad (3.15)$$

При необхідності представити отриману ентропійну оцінку похибки можна

в формі довірчої похибки. Довірча ймовірність розраховується за наступним співвідношенням [6]:

$$P_{dT2} = 0,899 + 0,1818 / \epsilon_{T2} \quad (3.16)$$

У результаті цього отримаємо $P_{dT2} = 0,899 + 0,1818 / 3,88 = 0,95$, тобто $\gamma_{dT2} = 0,83\%$ відповідає $\gamma_{0,95}$

3.2.10 Розрахунок похибки каналу вимірювання тиску

У вимірювальному каналі температури похибок, які б мали кореляційний зв'язок не має, тому результуючу похибку слід розраховувати як сумування під коренем квадратів всіх складових.

Похибка даного каналу включає в себе 6 складових: $\sigma_p = 0,11\%$, $\sigma_B = 0,02\%$, $\sigma_{ПАС} = 0,173\%$, $\sigma_{CPU} = 5,78 \times 10^{-6}\%$, $\sigma_{Ш} = 0,02\%$, $\sigma_{ПЕОМ} = 5,78 \times 10^{-6}\%$..

Проте $\sigma_{Ш}$, σ_B 8,7 раз, а σ_{CPU} та $\sigma_{ПЕОМ}$ - $3,0 \times 10^4$ рази менші ніж $\sigma_{ПАС}$.

Оскільки сумування під коренем буде приводитися над квадратами цих величин, то їх вклад в результат буде відповідно в $8,7^2 = 76$ і $(3,0 \times 10^4)^2 = 9 \times 10^8$ рази менше. Звідси видно, що цими похибками можна знехтувати і виключити їх із подальшого розгляду (відповідно до правила знехтування малими складовими при сумуванні похибок).

Отже, СКВ похибки вимірювального каналу тиску визначається:

$$\sigma_p = (\sigma_p^2 + \sigma_{\text{ПАС}}^2)^{1/2} = (0,11^2 + 0,173^2)^{1/2} = 0,21 \approx 0,2 \quad (3.17)$$

Одна з просумованих складових похибки розподілена нормально, а інша— рівномірно. Для визначення ексцеса і ентропійного коефіцієнта результуючого розподілу необхідно розрахувати вагу дисперсії рівномірної складової із сумованих в загальній дисперсії :

$$p = \sigma_{\text{ПАС}}^2 / (\sigma_p^2 + \sigma_{\text{ПАС}}^2) = \sigma_{\text{ПАС}}^2 / \sigma_p^2 = 0,173^2 / 0,2^2 = 0,75 \quad (3.18)$$

Ексцес даного розподілу буде визначатись як:

$$p = \sigma_{\text{ПАС}}^2 / (\sigma_{t2}^2 + \sigma_{\text{ПАС}}^2) = \sigma_{\text{ПАС}}^2 / \sigma_{t2}^2 = 0,173^2 / 0,4^2 = 0,19 \quad (3.19)$$

аконтрексцес:

$$\begin{aligned} \varepsilon_p &= \varepsilon_{\text{ПАС}} * p^2 + 6 * p * (1-p) + \varepsilon_p (1-p^2) = 1,8 * 0,75^2 + \\ & 6 * 0,75 * (1-0,75) + 3 * (1-0,75^2) = 3,45 \end{aligned} \quad (3.20)$$

Ентропійний коефіцієнт композиції нормального і рівномірного розподілу визначається за кривою сумування нормального розподілу з рівномірним при $p=0,75$: $kt = 2,033$. Отримати ентропійний коефіцієнт можна також аналітичним способом по наближеній формулі, яка апроксимує дану криву [5]:

$$k_{\Sigma} = k_H - p^{1,4(5,7-k)} [0,14 + 0,4(k_H - k)^2], \quad (3.21)$$

де p — вага складової з ентропійним коефіцієнтом k , k_H — ентропійний коефіцієнт нормального розподілу ($k_H=2,066$).

Отже, відповідно до даної формули значення k_p складатиме:

$$k_p = 2,066 - 0,75^{1,4(5,7-1,8)} * (0,14 + 0,4(2,066 - 1,8)^2) = 2,031 \quad (3.22)$$

Отримане аналітичне значення майже співпадає зі значенням, отриманим за допомогою графічних даних. Значення $k_p=2,031$ відповідає трикутному закону розподілу ($k=2,02$), отже результатом сумування нормального і рівномірного розподілу в нашому випадку буде значення похибки, розподілене за трикутним законом.

Звідси ентропійне значення похибки вимірювального каналу тиску:

$$\gamma_p = k_p * \sigma_p = 2,031 * 0,3 = 0,41\% \quad (3.23)$$

При необхідності представити отриману ентропійну оцінку похибки в формі довірчої похибки. Довірча ймовірність розраховується за наступним співвідношенням :

$$P_{др} = 0,899 + 0,1818 / \epsilon_p. \quad (3.24)$$

У результаті цього отримасмо $P_{др} = 0,899 + 0,1818 / 3,45 = 0,95$, тобто $\gamma_p = 0,41\%$ відповідає $\gamma_{0,95}$. [6].

3.3 Оцінка похибки комплексу

Оцінку похибки спроектованого комплексу можна зробити виходячи з експериментальних даних, які отримані при його роботі. Крім цього,

необхідно мати на увазі:

- максимальна витрата робочого середовища через лічильник дорівнює 400 мЗ/год. Тобто, у розглянутому випадку, на ФЛОУТЕК надходить не більше 400 імпульсів/год, тобто максимальна робоча частота генератора імпульсів становить

$$F=400/3600=0,111\text{Гц} \quad (3.25)$$

- як бачимо, ця частота незрівнянно мала в порівнянні з робочою частотою процесора комп'ютера (166 МГц або більше). Це означає, що точність формування кількості імпульсів дорівнює 100%, тобто при завданні сформувати 400 імпульсів, буде згенеровано саме 400 імпульсів;

-відповідно, похибка комплексу визначається тим, наскільки рівномірно будуть формуватися імпульси.

Тому що похибка вимірювального комплексу «ФЛОУТЕК» по виміру й розрахунку витрати газу становить 0,5%, то пристрій, яким виробляється перевірка комплексу повинен мати похибку не нижче 0,25%.

Розрахуємо похибку ПТК.

Відповідно до моментів видачі імпульсів, одержуємо наступну абсолютну похибку видачі імпульсів (одиницю потрібно віднімати для того, щоб одержати похибку, а не точність):

$$\Delta 1 = ((0,80003688 - 1,00003352) / 0,2 + 1) * 100\% = 0,0016\% \quad (3.26)$$

$$\Delta 2 = ((1,00003352 - 1,20003604) / 0,2 + 1) * 100\% = 0,0012\% \quad (3.27)$$

$$\Delta 3 = ((1,20003604 - 1,40002822) / 0,2 + 1) * 100\% = 0,0039\% \quad (3.28)$$

$$\Delta 4 = ((1,40002822 - 1,60003352) / 0,2 + 1) * 100\% = 0,0027\% \quad (3.29)$$

$$\Delta 5 = ((1,60003352 - 1,80003408) / 0,2 + 1) * 100\% = 0,0002\% \quad (3.30)$$

Середня похибка ПТК буде дорівнювати:

$$\Delta=(\Delta_1+\Delta_2+\Delta_3+\Delta_4+\Delta_5)/5*100\%=0,002\% \quad (3.31)$$

Як бачимо, розроблений ПТК має великий запас по похибці видачі імпульсів.

3.4 Метрологічна атестація засобів вимірювальної техніки

Метрологічна атестація - дослідження засобів вимірювальної техніки, які не підлягають державним випробуванням, із метою визначення їх метрологічних характеристик та видачі відповідного документа .

Метрологічна атестація засобів вимірювальної техніки (ЗВТ) має такі завдання [7]:

1. Перевірка відповідності метрологічних характеристик ЗВТ вимогам технічного завдання на їх розробку та іншим нормативним документам.
2. Оцінка правильності вибору методів і засобів повірки, зазначених у документації.
3. Практичне тестування методики повірки.
4. Визначення придатності ЗВТ до використання .

Атестацію ЗВТ проводять державні або відомчі метрологічні служби. Державна метрологічна служба займається атестацією ЗВТ, що використовуються у сфері державного метрологічного нагляду, а також виконує роботи, якщо відомчі служби не мають необхідних засобів чи умов. У всіх інших випадках атестацію здійснюють відомчі служби.

Засоби вимірювальної техніки, які пройшли атестацію і допущені до

експлуатації, підлягають повірці під час використання та після ремонту згідно з методикою, зазначеною в свідоцтві про метрологічну атестацію .

Для метрологічної атестації ЗВТ передаються разом із такою документацією:

- технічне завдання на розробку;
- експлуатаційна документація;
- технічні умови;
- проєкт програми та методики атестації (ПМА);
- проєкт методики повірки як окремий документ або частина експлуатаційної документації.

Проєкт ПМА розробляється і узгоджується перед початком атестації та має включати:

- Розгляд технічної документації.
- Експериментальне дослідження метрологічних характеристик.
- Методики досліджень.
- Оформлення результатів атестації.

Метрологічна експертиза документації передбачає аналіз і оцінку технічних рішень щодо відповідності метрологічним нормам і правилам.

Повірка ЗВТ буває:

- Періодичною – проводиться в установлені міжповірочні інтервали.
- Позачерговою – здійснюється до запланованого терміну періодичної повірки.
- Інспекційною – виконується під час державного нагляду.
- Вибірковою – охоплює частину партії ЗВТ, результати якої визначають придатність усієї партії.

Повірку засобів вимірювальної техніки (ЗВТ) починають із зовнішнього огляду, під час якого перевіряють основні технічні характеристики, зазначені на шкалі та корпусі приладу у вигляді позначень або знаків. Цей етап також дозволяє виявити механічні дефекти, які можуть

призвести до недопустимої похибки або втрати працездатності пристрою. Крім того, перевіряють комплектність ЗВТ, наявність і стан кабелів та інших елементів.

Повірка ЗВТ може виконуватися двома методами:

- Поелементно: метрологічні характеристики визначають окремо для кожної частини пристрою, зокрема вимірювальних перетворювачів. Далі, на основі функціональних залежностей між компонентами, розраховують загальні метрологічні характеристики засобу. Цей метод є складним і потребує значних зусиль.

- Комплектно: метрологічні характеристики визначають для пристрою як єдиного цілого, без окремого аналізу його частин.

Комплектна повірка може здійснюватися кількома методами:

Метод зразкових приладів: фізичну величину одночасно вимірюють зразковим і повіряємим засобами. Зразкові прилади мають точність у 3-5 разів вищу за повіряемий засіб, а їх метрологічні характеристики є стабільними й відомими.

Метод зразкових мір: визначення похибки здійснюється шляхом порівняння значень повіряемого засобу з дійсними значеннями міри. Цей метод може включати:

- Порівняння міри за допомогою компаратора для виявлення систематичних похибок.

- Пряме вимірювання величин за допомогою високоточних приладів.

- Опосередковані вимірювання.

- Калібрування набору мір шляхом сукупного аналізу.

Метод зіставлення: зразкова міра порівнюється з повіряємим засобом за допомогою спеціального компаратора відповідного класу.

Метод зразкових сигналів: розвиток методу зразкових мір. Використовуються програмно-керовані генератори зразкових сигналів із відомими характеристиками. Ці генератори створюють електричні сигнали,

які імітують роботу сенсорів та охоплюють весь діапазон вимірювань. Такі сигнали можуть включати постійний або змінний струм, напругу, частоту, опір чи індуктивність.

Метою перевірки є визначення, чи придатний засіб для подальшої експлуатації. Процес перевірки слід проводити з урахуванням сучасних теорій і методів ймовірнісного контролю[8].

3.5 Методика виконання вимірювань за допомогою турбінних і ротаційних лічильників

Дійсні правила встановлюють методику виконання вимірювань кількості природного газу за допомогою турбінних і ротаційних лічильників, діапазон вимірювань яких перебуває в межах від 40 до 40000 м /год.

Принцип дії турбінних і ротаційних лічильників газу заснований на взаємодії рухливих елементів їхніх перетворювачів, встановлених у вимірювальному трубопроводі, з потоком, що рухається по ньому, газу.

Перетворювач турбінного типу являє собою крильчатку, вісь якої збігається з віссю трубопроводу, а лопати розташовані по гвинтовій лінії. За допомогою крильчатки осьова швидкість потоку або витрати газу перетвориться в кутову швидкість обертання, що передається на лічильник числа обертів. Швидкість обертання крильчатки пропорційна витраті газу, а кількість її обертів об'єму газу, що пройшли через перетворювач.

Перетворювач ротаційного типу являє собою пристрій із двома роторами, виконаними у вигляді шестерень восьмиричної форми, що перебувають у постійному зачепленні. Обертання шестерень відбувається під впливом різниці тисків газу на їхньому вході й виході. При обертанні роторів ними поперемінно відтинаються від входу об'єми газу, рівні об'єму вимірювальної камери, утвореною внутрішньою поверхнею корпусу й зовнішньою поверхнею половини шестерні. З вимірювальної камери газ витісняється ротором у вихідний патрубок лічильника. За один оберт двох роторів ними переміщається чотири таких вимірювальних об'єми газу.

Кількість обертів ротора пропорційна об'єму газу, що пройшов через перетворювач.

Обмірювану кількість газу виражають в одній з наступних одиниць:

- об'єму, V_c —мЗ;
- енерговмісту, E —МДж або ккал,

де V_c — об'єм, приведений до стандартних умов ($t_c = 20$ °С, $T_c = 293,15$ К; $p_c = 0,101325$ МПа = $1,03323$ кгс/см

E — енерговміст— кількість енергії, що може виділитися при згорянні газу.

Вимірювання виконують при наступних умовах:

- Кліматичні умови експлуатації засобів вимірювань повинні відповідати вимогам, встановленим у нормативній документації на них.

- Характеристики енергопостачання засобів вимірювання в умовах експлуатації повинні відповідати вимогам, встановленим у нормативній документації на них.

- Всі засоби вимірювань повинні мати діюче свідчення про перевірку і застосовуватися відповідно до вимог технічної документації.

- Всі засоби вимірювань повинні відповідати вимогам діючих нормативних і керівних документів по технічній експлуатації й безпеці застосування цих засобів [7].

Установка турбінних і ротаційних лічильників кількості газу

Метод вимірювань застосовується тільки до газу, що протікає по трубопроводах круглого перетину. Трубопровід вважається круглим, якщо діаметр, обмірюваний у будь-якому перетині, відрізняється від середнього діаметра не більше ніж на 1 %. Середнє значення діаметра визначається як середнє арифметичне значення не менш чотирьох діаметрів, обмірюваних під рівними кутами в перетині, розташованому перед лічильником на відстані $2D$.

При монтажі повинна бути конструктивно й технологічно забезпечена не співвісність отворів лічильника і трубопроводів, що підводять, що не перевищує 0,3% діаметра трубопроводу для турбінних

лічильників і 0,05% діаметра труби для ротаційних лічильників, якщо це не обговорено в інструкції для експлуатації.

Прокладки не повинні виступати всередину трубопроводу й повинні забезпечувати відсутність витоків газу (герметичність).

У випадку можливості появи рідини в трубопроводі лічильник повинен бути встановлений так, щоб запобігти нагромадженню рідини в ньому.

Ротаційні лічильники встановлюють відповідно до вимог технічної документації на них.

Лічильник повинен бути встановлений між двома прямим ициліндричними ділянками труб постійного перетину.

Зварені труби можуть використатися за умови, що зварений шов не є спіральним. Валик зварного шва, виконаного по окружності трубопроводу, не повинен виступати у внутрішню порожнину трубопроводу.

Під прямою ділянкою мають на увазі пряму трубу, що немістить місцевих опорів (колін, вентилів, уступів і т.п.).

Конусні перехідники (дифузори й конфузори), застосовувані для сполучення лічильника й ділянок трубопроводу, що прилягають до нього, у тому випадку, якщо вони мають різні діаметри, не вважаються місцевими опорами, коли відношення цих діаметрів перебуває в межах

$$1,0 \leq D_2/D_1 << 1,6 \quad (3.32)$$

а конусність у межах:

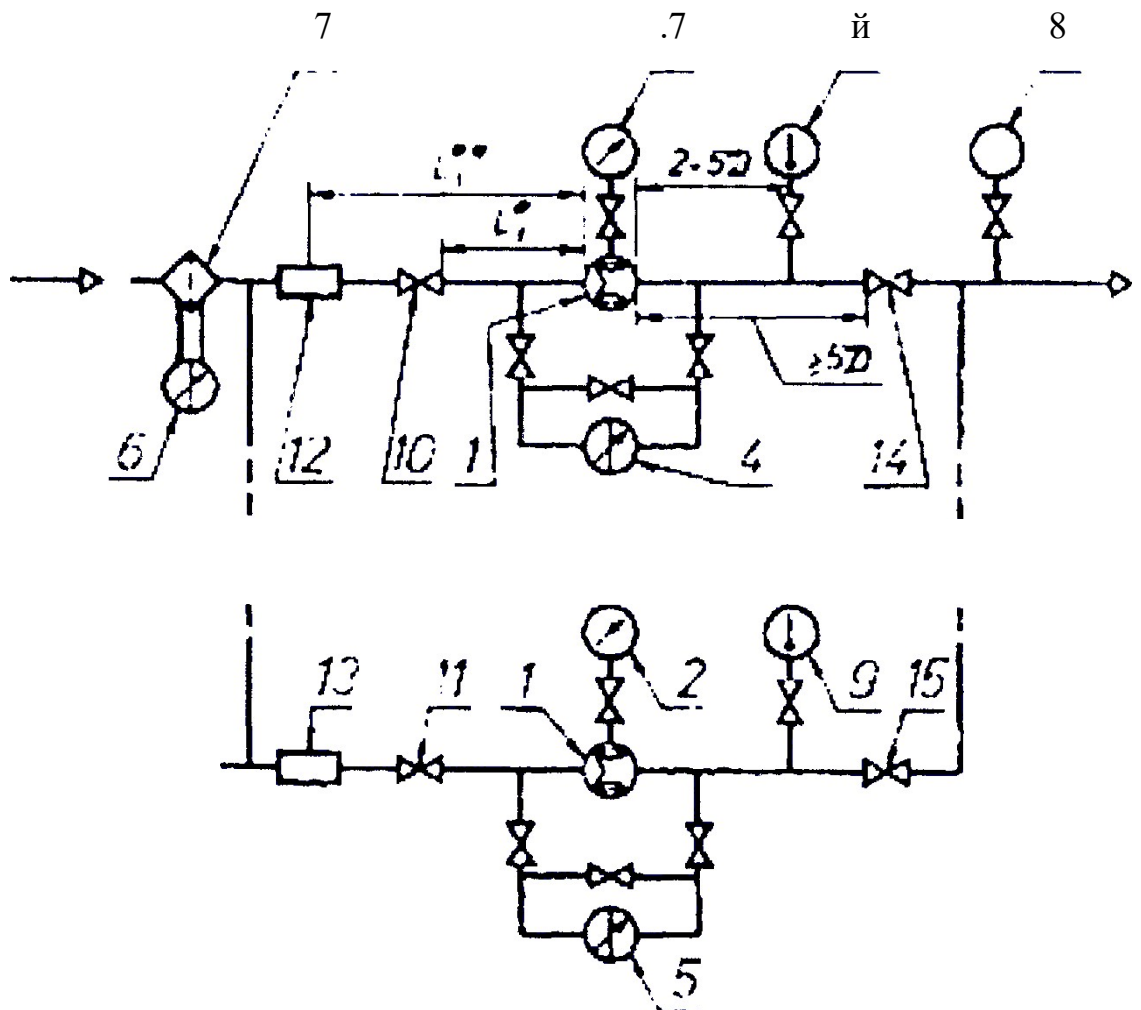
$$0 \leq (D_2 - D_1)/l_k << 0, \quad (3.33)$$

де D_1 і D_2 — діаметри отвору конусного перехідника з лічильником і трубопроводом (D_1 і D_2);

l_k — довжина перехідника.

Довжини прямих ділянок трубопроводів між лічильником і місцевими опорами при установці його на об'єкт експлуатації повинні відповідати

зазначеним у технічній документації на лічильник, обумовленим експериментально при затвердженні типу ЗВ. У випадку відсутності цих вимог у технічній документації на лічильник похибка, викликана впливом місцевих опорів, при довжині прямої ділянки менш $40D$, визначається при перевірці приладу разом з тими місцевими опорами, з якими він перебуває в експлуатації, при тій же, що й в умовах експлуатації, і прямих ділянках (рисунок А.1).



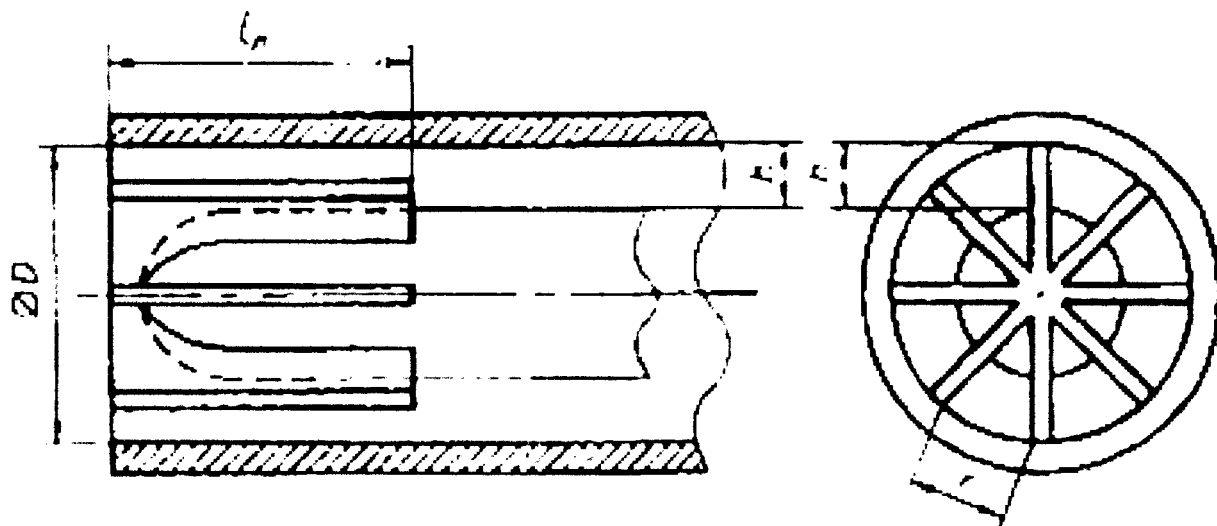
1 - лічильники; 2,3 - манометри; 4,5,6 - дифманометри; 7 - фільтр очищення газу; 8 - хроматограф складу газу; 9 - термометри; 10,11, 12,13,14, 15 – гідравлічні опори; L_1^* , L_2^{**} - довжини прямолінійних ділянок трубопроводів.

Рисунок 3.10 — Схема розташування на ВТ лічильника із прямолінійними ділянками трубопроводу і засобами вимірювань параметрів

газу

Значення довжин прямих ділянок трубопроводів між лічильником і місцевими опорами, встановленими при перевірці або калібрування лічильників одного типорозміру, можна використати для лічильників іншого типорозміру, якщо в них застосовують подібні вхідні спрямляючі пристрої.

Спрямляючі пристрої вважаються подібними, якщо відношення висоти спрямляючі лопаток до внутрішнього діаметра лічильника $D(h/D)$, а також відношення відстані r між спрямляючі ми лопатами по діаметрі D і їхній довжині рівні в лічильників різних типорозмірів (рисунок 3.11). При цьому мається на увазі рівність висот лопат спрямляючого пристрою й турбінного перетворювача.



D – внутрішній діаметр лічильника; h - висота спрямляючі лопат; L_r - довжина спрямляючих лопат; r - відстань між спрямляючими лопатами

Рисунок 3.11— Визначення подоби в турбінних перетворювачів з різними значеннями розмірів

При відсутності експериментальних даних довжина прямої ділянки перед лічильником повинна бути не менш $40 \cdot D$.

За лічильником довжина прямої ділянки повинна бути не менш $5 \cdot D$.

Довжини прямих ділянок можуть бути значно скорочені, якщо перед лічильником встановлений струменевипрямляч на відстані не менш $5 \cdot D$ від вхідного фланцю[8].

Відстань між струменевипрямлячем і найближчим місцевим опором повинне бути не менш $3 D$, але воно може бути зменшене до $1 D$ за рахунок збільшення довжини прямої ділянки між лічильником і струменевипрямлячем на скорочену відстань (рисунок 3.12).

Зміна відносини перепаду тиску на струменевипрямляч і до квадрата витрати, збільшення якого свідчить про можливе засмічення, повинне контролюватися.

Засоби вимірювань тиску

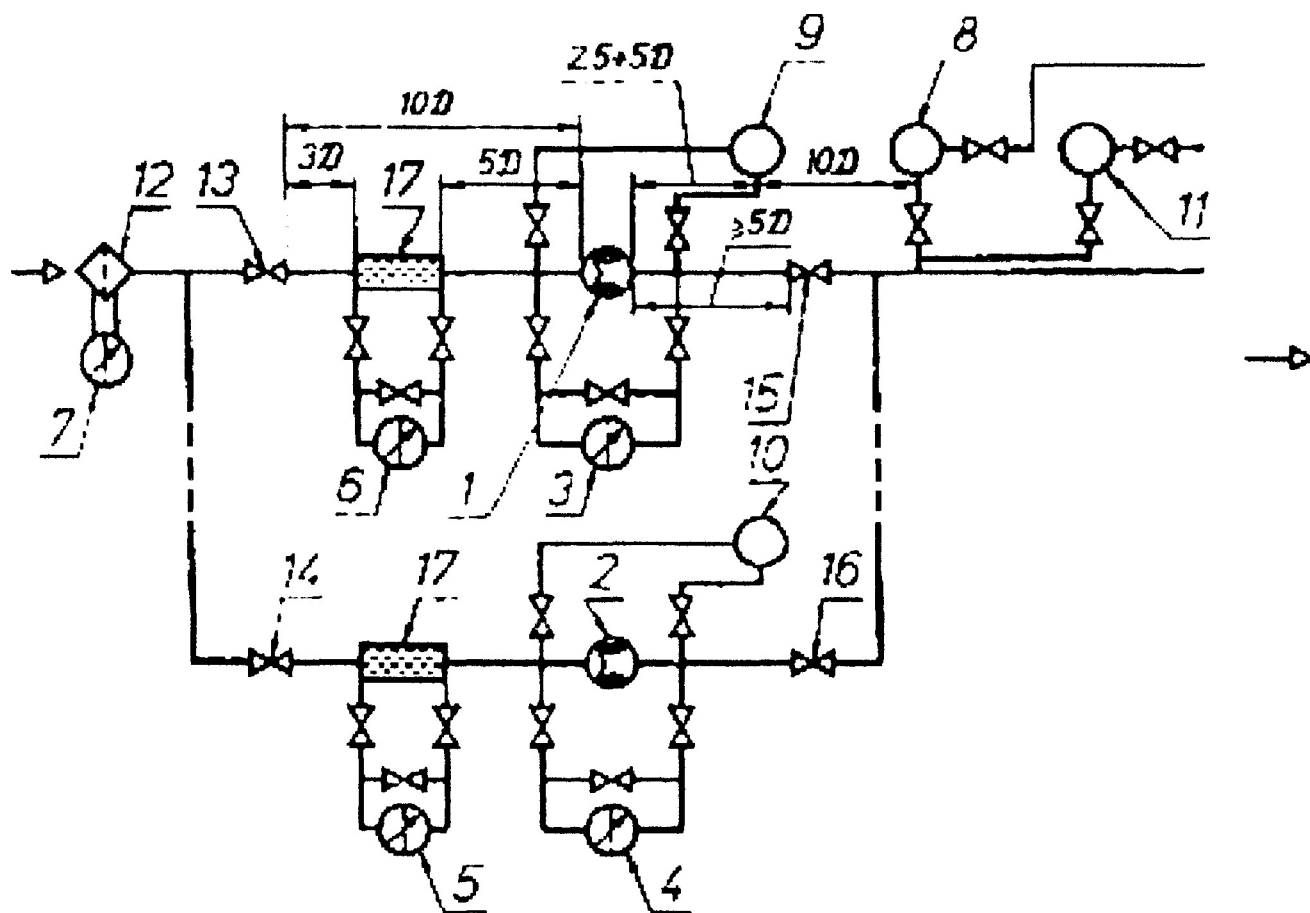
Абсолютний тиск вимірюваного газу визначають одним з наступних способів:

- безпосереднім виміром;
- підсумовуванням надлишкових і атмосферного (барометричного)

тисків:

$$P = P_u + P, \quad (3.34)$$

Абсолютний або надлишковий тиск варто вимірювати за допомогою вимірювальних перетворювачів тиску будь-якого типу.



1, 2 -лічильники; 3, 4, 5,6, 7 -дифманометри; 8- хроматограф; 9, 10 - густиноміри для робочих умов; 11 - густиномір для стандартних умов; 12 - фільтр; 13, 14, 15, 16 - гідравлічні опори; 17 - струменевипрямляч

Рисунок 3.12 —Схема розташування на ВТ лічильника із прямолінійними ділянками

Місце відбору тиску повинне бути розташоване у верхній частині корпусу турбінного перетворювача в безпосередній близькості від крильчатки. Допускається робити відбір тиску в трубопроводі на відстані $0,5D$ до $1 D$ до турбінного перетворювача і у цьому випадку тиск повинен визначатися за формулою:

$$P=(P_1-\Delta P/2) \quad (3.35)$$

де P_1 - тиск, вимірюваний на відстані $1D$ до турбінного перетворювача;
 ΔP – втрата тиску на турбінному перетворювачі.

Для ротаційного лічильника місце відбору тиску повинне розташовуватися на відстані від $1D$ до $3D$ перед входом у лічильник.

При розміщенні вимірювального перетворювача тиску в замкнутому об'ємі, у середині якого тиск відрізняється від атмосферного в результаті нагрівання або вентиляції, барометричний тиск варто вимірювати в місці установки вимірювального перетворювача тиску.

Допускається використання середнього барометричного тиску або зміна місця вимірювань з урахуванням похибки, що виникає при цьому.

Отвір для відбору тиску для горизонтальних і вертикальних трубопроводів повинен бути розташований радіально. При горизонтальному розташуванні трубопроводу цей отвір повинен бути розміщений у верхній точці перетину трубопроводу, перпендикулярно до його осі із припустимим відхиленням від її не більше $\pm 45^\circ$.

По всій довжині отвір повинне мати круглий переріз. Край отвору не повинен мати заусенців.

Не допускається нерівностей на внутрішній поверхні отвору, на крайках отвору, просвердленого в стінці трубопроводу, або на стінці трубопроводу поблизу отвору для відбору тиску.

Діаметр отвору для відбору тиску повинен бути не більше $0,13D$ і 13мм .

При однократній зміні напрямку потоку (при застосуванні коліна або трійника) і відсутності струменевипрямляча вісь отвору для відбору тиску повинна бути розташована перпендикулярно до площини, що проходить через вісь коліна або трійника[9].

Сполучні лінії повинні бути прокладені по найкоротшій відстані й мати ухил до горизонталі не менш $1:12$.

Внутрішній перетин сполучних трубок повинен бути однаковим по

всій довжині, діаметром більше 6мм, щоб уникнути небезпеки їхнього засмічення при тривалій експлуатації, а у випадку небезпеки конденсації-не менш 10мм.

Матеріал сполучних трубок повинен бути стійким до корозії стосовно виірюваного газу і його конденсату.

Температуру контрольованого газу варто вимірювати за допомогою термометрів будь-якого типу.

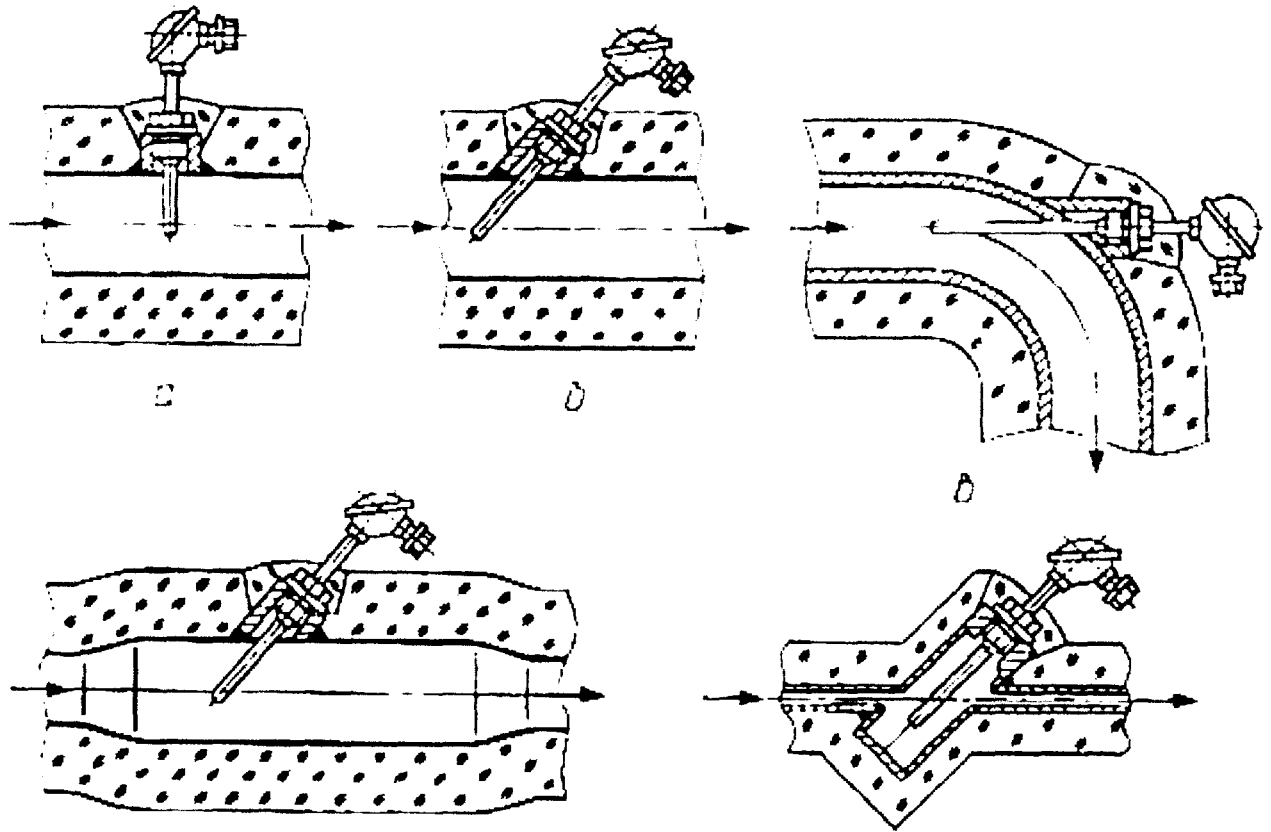
Абсолютну температуру газу визначають по формулі:

$$T=273,15+t. \quad (3.36)$$

Температуру вимірюють на прямій ділянці трубопроводу після лічильника на відстані не більше 5D між лічильником і гільзою термометра. Допускається установка перетворювача температури в корпусі турбінного перетворювача, якщо він не спотворює розподіл швидкостей у місці розташування крильчатки, а вимірювана ним температура відповідає температурі газу. Чутливий перетворювач термометра повинен бути занурений у трубопровід на глибину від 0,3 до 0,7D .

Чутливий перетворювач термометра повинен розташовуватися радіально щодо трубопроводу.

На трубопроводах з малим діаметром 50-100 мм доцільна похила установка термометра або його установка у вигині коліна по осі трубопроводу (рисунок 3.13).



Розташування термометра: а-радіальне; б-похиле; в-у вигині коліна; г, д - у розширнику

Рисунок 3.13 - Схема установки чутливого перетворювача термометра

Ділянка трубопроводу, де встановлений термометр, повинна бути теплоізольована.

Якщо діаметр чутливого перетворювача температури виявляється більше діаметра трубопроводу, то рекомендується застосовувати розширник. У цьому випадку допускається розташовувати чутливий перетворювач термометра на відстані не менш $5D$ і не більше $7D$ униз по потоці від турбінного перетворювача.

Чутливий елемент перетворювача температури повинен бути встановлений у трубопровід безпосередньо або в гільзу (кишеня), діаметр якого повинен бути більше $0,13D$.

При установці чутливого перетворювача температури в кишені повинен бути забезпечений надійний тепловий контакт. Для забезпечення теплового контакту кишеню заповнюють, наприклад, рідким маслом.

При автоматичній реєстрації показань первинних перетворювачів вимірюваних параметрів газу ("або") обробку результатів вимірювань проводять за допомогою автоматичного обчислювача.

При застосуванні неавтоматичних ЗВ необхідно всі періодично вироблені виміри параметрів газу й навколишнього середовища фіксувати в журналі реєстрації результатів вимірювань. При цьому необхідно реєструвати відхилення результатів вимірювань параметрів газу від встановлених на звітний період діапазонів їхніх змін.

Якщо в процесі проведених вимірювань різниця між показаннями приладів й умовно-постійних параметрів не виходить за межі встановленого діапазону відхилень, зафіксованого в протоколі зацікавлених сторін, то умовно-постійний параметр зберігається незмінним.

При виході різниці між показаннями ЗВ і значеннями умовно-постійних параметрів за припустимі межі відхилення роблять коректування умовно-постійних параметрів на основі розрахунків, зроблених по наявним у журналі реєстрації даним попередніх вимірювань за домовленістю між зацікавленими сторонами. Ці припустимі межі відхилення приймаються в розрахунку як гранично-припустима похибка.

Вимірювання кількості природного газу за допомогою турбінних та ротаційних лічильників відноситься до непрямого виду вимірювань за допомогою вимірювального комплексу, що включає вимірювальні засоби при робочих умовах (турбінні і ротаційні лічильники), параметри газу (тиск,

температура, склад і т.д.) і засобів обробки результатів вимірювань. У всіх засобів нормовані похибки.

По обраних метрологічних характеристиках застосованих засобів вимірювання розраховують загальну похибку визначення кількості газу.

Знання значення загальної похибки вимірювань кількості природного газу необхідно тільки при проектних роботах по створенню вимірювального комплексу або при проведенні дослідницьких робіт, або при звіренні показань різних комплексів, тобто один раз за час застосування комплексу, тому що при обраних нормах похибки застосованих засобів вимірювань і встановлених діапазонів вимірювань скільки б не повторювався розрахунок загальної похибки вимірювань кількості природного газу – його значення повинне залишатися незмінним [10].

Похибка застосовуваних засобів вимірювань, що входять у вимірювальний комплекс, повинна відповідати і встановленим нормам похибки і визначатися техніко-економічною доцільністю.

При здійсненні взаємних розрахунків за газ, його кількість представляють тільки у вигляді об'єму, при веденого до стандартних умов.

Відносна похибка кількості газу для ВК розраховується по формулі:

$$\sigma_v = (\sigma_{сч}^2 + \sigma_{рс}^2 + \sigma_p^2) \quad (A.7) \quad (3.37)$$

де $\sigma_{сч}$ – похибка лічильника, установлювана по паспорті або протоколу останньої перевірки лічильника на зразкових установках;

$\sigma_{рс}$ – похибка безпосереднього виміру щільності газу при стандартних умовах або непрямому вимірі пікнометричним методом, або розрахованої по компонентному складу;

σ_p — похибка вимірювань щільності газу при робочих умовах.

У випадку, коли вимірюють температуру і тиск газу при робочих умовах, σ_v розраховується по формулі:

$$\sigma_v = (\sigma_{сч}^2 + (\Theta_T \sigma_T)^2 + (\Theta_P \sigma_P)^2)^{0,5}, \quad (3.38)$$

де Θ_T і Θ_P – коефіцієнти впливу похибки вимірювань, відповідно тиску і температури.

Θ_T і Θ_P - можуть бути визначені розрахунковими шляхом диференціювання рівнянь з урахуванням впливу коефіцієнта стиснення або шляхом визначення цих коефіцієнтів збільшенням при $\Delta(p)/p=0,01$ і $\Delta(T)/T=0,01$ по формулах:

$$\Theta_P = (\Delta V_i / V_i) * (P_i / \Delta P_i) = 100 * (\Delta V_i / V_i) \quad (3.39)$$

$$\Theta_T = (\Delta V_i / V_i) * (T_i / \Delta T_i) = 100 * (\Delta V_i / V_i) \quad (3.40)$$

де $\Delta V = V_i - V_{i-1}$, V_i V_{i-1} – визначаються по формулі (3) при: $p = p_i$ й $p = 1,01 p_i$, а також при $T = T_i$, й $T = 1,01 T_i$;

Похибка вимірювань тиску газу при застосуванні ЗВ тиску σ_p розраховується в такий спосіб:

- при вимірах абсолютного тиску по формулі:

$$\sigma_p = S_p P_B / P, \quad (3.41)$$

де: S_p - клас точності або наведена похибка ЗВ;

p - середнє значення тиску за звітний період;

P_B – верхня межа вимірювань тиску;

при вимірах надлишкового і барометричного тиску по формулі:

$$p = (S_{PH} P_{UB} + 100 \Delta(P_\sigma)) / (P_U + P_\sigma) \quad (3.42)$$

де $\Delta(P_\sigma)$ – абсолютна похибка ЗВ визначення барометричного тиску відповідно до паспорта або свідченням про перевірку, або, при прийнятті P_σ за умовно-постійний параметр, похибка розраховується по формулі:

$$\Delta(P_\sigma) = (P_{\sigma B} - P_{\sigma H}) / 2 \quad (3.43)$$

- У випадку, коли тиск p приймається за умовно-постійну величину, σ_p розраховується по формулі:

$$\sigma_p = (p_v - p_n) / (p_v + p_n) * 100 \quad (3.44)$$

де p_v і p_n – верхня і нижня межі змін тиску.

Для визначення похибки вимірювань ВК рекомендується застосовувати зразкові установки з робітничим середовищем, аналогічної вимірюваного газу, параметри якої (p і T) відповідали б робочим умовам.

При відсутності такої установки допускається створення й підтримка цих параметрів зразковими засобами роздільного впливу на вимірювальні перетворювачі контрольованих параметрів [11].

При цьому повинне бути встановлене, що в реальних умовах експлуатації робота лічильників не приведе до появи додаткових похибок, викликаних зміною тиску, температури і щільності газу в порівнянні з умовами перевірки лічильників.

ВИСНОВКИ

Висновки до даної магістерської роботи наступні:

- підхід до здійснення метрологічного аналізу з використанням ентропійного коефіцієнта дає можливість, по-перше, не встановлювати довільним рішенням значення ймовірності, по-друге, прийняття інтервалу величини довіри. В результаті виконаної роботи були оцінені характеристики каналів виміру фізичних величин.
- здійснено порівняльний аналіз газорозподільних станцій “старого” та “нового” покоління, які знаходяться в експлуатації в Україні та проаналізовано методи та засоби вимірювання витрати газу на ГРС;
- описано принцип роботи ГРС, охарактеризовано існуючу систему вимірювання витрати на ГРС;
- описано рішення, спрямовані на удосконалення системи обліку витрати
- — підібрано засоби вимірювальної техніки, які дозволять працювати ГРС з більшою точністю і надійністю;
- побудовано функціональну схему системи вимірювання витрати газу;
- побудовано технологічну схему вимірювального трубопроводу для існуючої та удосконаленої системи вимірювання;
- досліджено, проаналізовано та розраховано результуючу відносну похибку для існуючої та удосконаленої системи обліку газу;

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Основи метрології та вимірювань / Д.Б. Головка, К.Г. Реґо, Ю.О. Скрипник.- К.: Либідь, 2001.-408 с.
2. .Кісіль І. С. Метрологія, точність і надійність засобів вимірювань. Навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів.- Івано-Франківськ: Факел, 2002. – 400 с.
3. Руднік А. А., Коломссв В. М., Розгонюк В. В., Григіль М. А., Болокон О. О., Герасименко Ю. М. Експлуатація і технічне обслуговування газорозподільних станцій магістральних газопроводів. Довідник. — Київ: Видавництво ТОВ “Росток”, 2003. — 236 с.
4. Середюк М. Д., Малик В. Я., Болонний В. Т. Проектування та експлуатація систем газопостачання населених пунктів. — Івано — Франківськ: Видавництво “Факел”, 2003 — 210с.
5. Андрійшин М. П., Каневський С. О., Карпаш О. М., Марчук Я. С., Петришин І. С., Руднік А. А., Середюк О. С., Чеховський С. А. Вимірювання витрати та кількості газу. Довідник. — Івано-Франківськ: “Сімик”, 2004. — 32с.
6. СОУ 60.3—30019801-064:2008 Метрологія. Пункти вимірювання витрати та об’єму газу на газорозподільних станціях ДК "Укртрансгаз". Загальні технічні та технологічні вимоги. — К.: ДК “Укртрансгаз”, 2008. — 205 с.
7. Піндус Н. М., Долішня Н. Б. Інформаційно — вимірювальні комплекси у нафтовій та газовій промисловості. Курсове проектування. - Івано— Франківськ: Факел, 2010. - 21 с.
8. Інформаційно-вимірювальні комплекси в НГП : Посібник / Піндус Н.М., Чеховський С.А., Воцинський В.С. - ІФНТУНГ, 2019. – 203 с.(МВ 02070855- 11988 -2019).

9. . Поліщук Є.С. Методи та засоби вимірювань неелектричних величин: Підручник.- Видавництво Державного університету “Львівська політехніка”, 2006.- 360 с.
10. . Метрологія та вимірювальна техніка : Підручник / Є.С. Поліщук , М.М. Дорожовець, В.О.Яцук,В.М. Ванько, Т.Г. Бойко; За ред. Е.С. Поліщука. - Львів: Видавництво «Бескид Біт», 2003.-544 с.
11. .Володарський Є.Т., Кухарчук В.В., Поджаренко В.О., Сердюк Г.Б. Метрологічне забезпечення вимірювань і контролю. Навчальний посібник.- Вінниця: Велес, 2001.- 185 с.