

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Факультет автоматизації та енергетики
Кафедра інформаційно-вимірювальних технологій та енергетичного
менеджменту

Попіна Денис Романович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 681.121
(індекс)

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Розроблення пристрою для вимірювання енергії природного газу

(назва роботи)

Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка

(назва освітньої програми)

152 Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка

(шифр і назва спеціальності)

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

Здобувач освітнього ступеня Д.Р. Попіна

(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник Чуйко Мирослава Михайлівна к.т.н., доц.

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

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

Віталій ЦИХ

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

Івано-Франківськ – 2025

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет автоматизації та енергетики

Кафедра інформаційно-вимірювальних технологій та енергетичного менеджменту

Освітній рівень перший (бакалаврський)

Спеціальність 152- Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІВТЕМ

В.С. Цих

« » 20 року

**З А В Д А Н Н Я
НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Попіні Денису Романовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розроблення пристрою для вимірювання енергії природного газу

керівник роботи Чуйко Мирослава Михайлівна к.т.н., доц.

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “30” квітня 2025 року № 270/7

2. Строк подання студентом роботи 20.06.2025

3. Вихідні дані до роботи діаметр трубопроводу – 80 мм, діапазон максимальних витрат –200м³/год, робочий тиск – 0,1... 0,25 МПа

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

1. Аналіз технічних засобів і нормативних документів для вимірювання енергетичної цінності природного газу

2 Розроблення технічних засобів для вимірювання енергетичної цінності природного газу

3. Метрологічні дослідження вимірювача енергетичної цінності

4. Охорона праці

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

1. Теоретичні засади функціонування витратоміра енергетичної цінності газу

2. Принципова схема парціального витратоміра для вимірювання енергії

3. Принципова схема вимірювача енергії на базі трубки Піто

4. Конструювання вимірювача енергії на базі вдосконаленої трубки Піто

5. Метрологічна модель вимірювання густини газу

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
4	Кривенко Г.М., доц. каф. ТЗНС та БП		
нормо контроль	Лютак З.П., проф. каф. ІВТЕМ		

7. Дата видачі завдання 05.05.2025р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	<i>Вступ</i>	15.05.2025	
2.	<i>Аналіз технічних засобів і нормативних документів для вимірювання енергетичної цінності природного газу</i>	01.06.2025	
3.	<i>Розроблення технічних засобів для вимірювання енергетичної цінності природного газу</i>	10.06.2025	
4.	<i>Метрологічні дослідження вимірювача енергетичної цінності</i>	15.06.2025	
5.	<i>Охорона праці</i>	15.06.2025	
6.	<i>Оформлення бакалаврської роботи</i>	20.06.2025	

Студент _____ Попіна Д.Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Чуйко М.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота 72 сторінок, 5 таблиць, 10 рисунків, 6 аркушів графічних матеріалів та 35 літературних джерел.

Мета роботи – розроблення витратоміра енергетичної цінності при обліку природного газу.

Метод дослідження – аналітичне дослідження математичної моделі функціонування витратоміра і метрологічне дослідження похибки розробленої установки.

У бакалаврській роботі проведено аналіз технічного і нормативного забезпечення при контролі енергетичної цінності природного газу. Розроблені теоретичні засади функціонування термоанемометричного перетворювача у складі вимірювача енергетичної цінності газу. Розроблені три технічні рішення комплексного напірно-термоанемометричного перетворювача для вимірювання енергії природного газу. Проведено метрологічні дослідження розробленого вимірювача енергетичної цінності. Розглянуті питання охорони праці.

Ключові слова: природний газ, енергетична цінність, напірний перетворювач, термоанемометричний перетворювач, метрологічна модель, похибка, невизначеність.

ABSTRACT

Bachelor thesis 72 pages, 5 tables, 10 figures, 6 sheets of graphic materials and 35 literary sources.

The purpose of the work is to develop a flow meter of energy value when accounting for natural gas.

The research method is an analytical study of the mathematical model of the functioning of the flow meter and a metrological study of the error of the developed installation.

In the bachelor's work, an analysis of technical and regulatory support for controlling the energy value of natural gas was carried out. The theoretical principles of the functioning of the thermo-anemometric converter as part of the gas energy value meter have been developed. Three technical solutions of a complex pressure-thermo-anemometric converter for natural gas energy measurement have been developed. Metrological studies of the developed energy value meter were carried out. Considered issues of labor protection.

Key words: natural gas, energy value, pressure transducer, thermo-anemometric transducer, metrological model, error, uncertainty.

ЗМІСТ

Вступ	6
1 Аналіз технічних засобів і нормативних документів для вимірювання енергетичної цінності природного газу	8
1.1 Сучасний стан наукового і нормативного забезпечення контролю енергетичної цінності природного газу	8
1.2 Аналіз напірних перетворювачів як приладної складової вимірювання енергетичної цінності природного газу	14
1.3 Аналіз термоанемометрів як приладної складової вимірювання енергетичної цінності природного газу	22
1.4 Постановка задачі на бакалаврську роботу	27
2 Розроблення технічних засобів для вимірювання енергетичної цінності природного газу	28
2.1 Розроблення теоретичних засад функціонування термоанемометричного перетворювача у складі пристрою контролю енергетичної цінності природного газу	28
2.2 Розробка парціального витратоміра для контролю енергії природного газу	31
2.3 Розробка комплексного напірно-темоанемометричного вимірювача для контролю енергії природного газу	34
2.4 Розробка комплексного напірно-темоанемометричного вимірювача на базі трубки Піто	36
2.5 Розрахунок трубки Піто для вимірювання витрати природного газу	39
2.6 Конструювання пристрою для вимірювання витрати та енергетичної цінності природного газу	44
3 Метрологічні дослідження вимірювача енергетичної цінності	49
3.1 Розробка метрологічної моделі напірно-термоанемометричного пристрою контролю енергетичної цінності природного газу	49
3.2 Метрологічний аналіз визначення коефіцієнта тепловіддачі термоанемометричного перетворювача при оцінці теплоти згорання природного газу	52
4 Охорона праці	57
4.1 Аналіз потенційно шкідливих факторів та небезпек виробничого середовища	57
4.2 Забезпечення нормальних умов праці	62
4.3 Забезпечення безпеки експлуатації та ремонтних робіт вимірювальних приладів, автоматики та ЕОМ в лабораторіях	64
4.4 Розрахунок механічної вентиляції приміщення	66
Висновки	68
Перелік використаної літератури	69

ВСТУП

Стратегічно важливим аспектом існування будь-якої держави є наявність у неї енергетичних ресурсів, одним із основних серед яких для України є природний газ, оскільки власний видобуток забезпечує тільки близько 40 % власних потреб. Зважаючи на те, що запаси природного газу у світі не безмежні і його видобуток з кожним роком стає все більш енерго- та ресурсозатратним, то цілком логічним є зростання його ціни, що вимагає прийняття мір з енергозбереження та економії при використанні природного газу[1]. При цьому все більшої актуальності набуває питання вдосконалення і підвищення точності його обліку, насамперед із застосуванням не тільки нових більш точних засобів обліку, але і на базі нових концептуальних підходів до практичної реалізації обліку, зокрема з врахуванням енергетичної цінності природного газу.

Необхідність точного обліку природного газу підтверджується наявністю чинної концепції створення єдиної системи обліку природного газу України, яка схвалена Постановою Кабінету Міністрів України №1089 від 21.08.2001 року "Про концепцію створення єдиної системи обліку природного газу", а також відповідними науковими дослідженнями щодо актуальності підвищення точності і достовірності обліку природного газу. У вказаній концепції основний акцент здійснюється на необхідності вдосконалення і впровадження у сфері видобування, транспортування та зберігання сучасних високоточних лічильників і автоматизованих вимірювальних комплексів і здійснення переходу на облік газу та проведення розрахунків за нього з урахуванням його калорійності. Це потребує встановлення автоматичних пристроїв визначення калорійності та інших якісних характеристик природного газу. Як один із напрямків практичної реалізації цих завдань в проекті гармонізованого з європейськими нормами EN міждержавного стандарту щодо функціонування вимірювальних станцій для природного газу передбачається їх оснащення засобами вимірювання теплоти згорання і енергії природного газу[1].

Аналіз сучасних тенденцій розвитку енергоощадних технологій, застосування природного газу і систем його обліку свідчить, що вимірювання

тільки об'єму чи об'ємної витрати природного газу є недостатніми для повноцінного його обліку як енергоносія. Свідченням цього є відомий практично всім споживачам факт, який стосується того, що при спалюванні однакового об'єму газів різної калорійності неоднаковою буде ефективність функціонування газового обладнання. Тому доцільним є разом з вимірюванням спожитого об'єму природного газу враховувати його теплоту згорання. При такому підході до обліку газу розрахунок за його споживання повинен здійснюватися в одиницях енергії, як це реалізовано, наприклад, в багатьох країнах Європи та США.

З урахуванням таких тенденцій в Україні з 2011 р. набрав чинності національний стандарт, який регламентує методи та порядок визначення енергії під час комерційних розрахунків за спожитий газ. Він фактично є фундаментом для переходу щодо розрахунків за спожитий природний газ за вмістом енергії. Проте на даний час реальне впровадження цього стандарту є достатньо проблематичним через відсутність простих за конструкцією і оперативних за можливістю застосування технічних засобів для визначення теплоти згорання природного газу безпосередньо у його споживачів [4].

Водночас в умовах сьогодення розрахунок за спожитий газ ведеться за використанням його об'ємом. При цьому плата за нього з врахуванням його теплоти згорання практично не реалізовується. Реально здійснюється тільки періодичний контроль (один раз в 7-10 днів) якості природного газу спеціалізованими хімічними лабораторіями щодо його відповідності до стандарту, тобто теплоти згорання не менше $31,8 \text{ МДж/м}^3$ (7600 ккал/м^3), що не завжди відповідає дійсності.

Тому вивчення питань вдосконалення пристроїв для контролю енергетичної цінності природного газу є актуальною задачею, оскільки відкриває нові шляхи раціонального використання енергетичних ресурсів і підвищення економічної ефективності діяльності підприємств.

1 АНАЛІЗ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ І НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ ДЛЯ ВИМІРЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЦІННОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

1.1 Сучасний стан наукового і нормативного забезпечення контролю енергетичної цінності природного газу

Як вже характеризувалося вище в сучасних умовах при обліку природного газу його якість розглядається як окрема складова і для засобів її визначення нормуються відповідні метрологічні характеристики, які визначаються повірочною схемою. Схему очолює державний первинний еталон одиниці енергії згорання ДЕТУ 06-04-97, до складу якого входить калориметрична установка на основі бомбового ізопериболічного калориметра, що забезпечує відтворення і передавання розміру одиниці енергії згорання в області бомбової калориметрії [10].

Для визначення енергетичної цінності природного газу згідно можна застосовувати прямі і непрямі методи. Використання прямого методу передбачає безпосереднє визначення кількості енергії у точці вимірювання без необхідності попереднього визначення параметрів q та H . Проте на даний час, як конкретизовано в, такі енерговимірювальні прилади ще не пройшли апробацію і на них немає жодного міжнародного стандарту [5].

Непрямий метод визначення енергетичної цінності природного газу передбачає використання для цього попередньо вимірянних або обчислених значень q та H . При цьому вимірювання об'ємної витрати і теплоти згорання природного газу може відбуватися на одному і тому самому вузлі обліку газу (рис.1.1, а) [4].

Іншим методом визначення енергетичної цінності може бути вимірювання значень об'ємної витрати та теплоти згорання на вузлі обліку газу з подальшим передаванням даних на центральну енерговимірювальну станцію або з врахуванням властивостей газу на місцях та різних економічних аспектів взяття проб газу на вузлі обліку і визначення теплоти згорання в іншому місці (рис.

1.1,б).

Проте встановлення обладнання для визначення теплоти згорання природного газу на кожному вузлі обліку є надто дорогим. Тому найчастіше таке обладнання встановлюють на окремих вузлах обліку, а значення теплоти згорання природного газу передають у центральну енерговимірвальну станцію (рис. 1.1,в) [4].

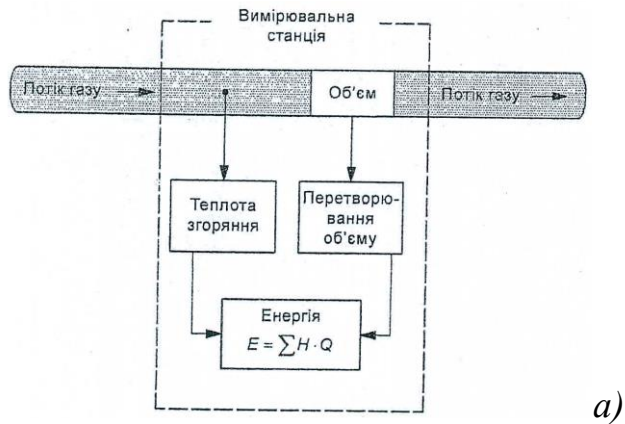
Як відомо теплота згорання природного газу може бути вищою і нижчою. Вища теплота згорання – це енергія, яка вивільнюється від повного згорання на повітрі певної кількості газу таким чином, що тиск за якого відбувається ця реакція залишається сталим, а всі продукти згорання повертаються до тієї самої заданої температури реагентів, усіх цих продуктів, які перебувають у газоподібному стані, крім води, яка утворюється під час згорання і конденсується до рідинного стану. Нижча теплота згорання – це енергія, яка вивільняється від повного згорання на повітрі певної кількості газу таким чином, що тиск, за якого відбувається ця реакція залишається сталим, а всі продукти згорання повертаються до тієї самої заданої температури реагентів, усіх цих продуктів, які перебувають у газоподібному стані [12].

Контроль теплоти згорання природного газу в Україні здійснюють газотранспортні і газопостачальні організації з метою недопущення відхилень параметрів за допустимі межі. Для цього застосовується опосередкований або прямий методи. Опосередкований метод передбачає розрахунок теплоти згорання за результатами хроматографічного аналізу компонентного складу природного газу [15].

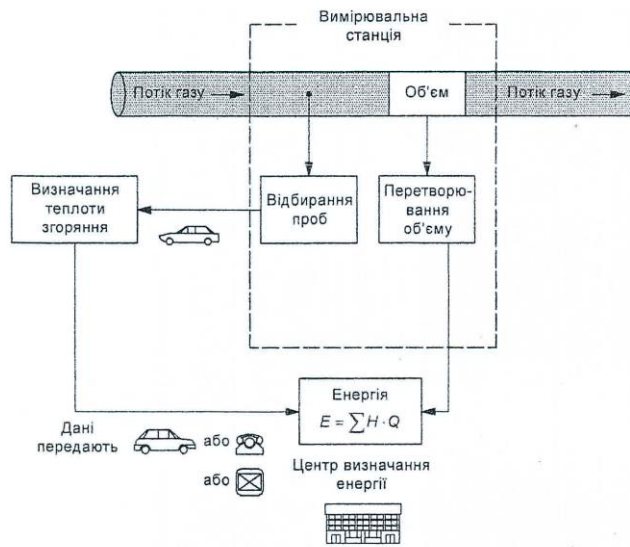
На даний час в сфері обліку природного газу найбільшого застосування набрав розрахунковий метод визначення теплоти згорання природного газу на основі відомого його компонентного складу. Згідно з цим методом теплоту згорання природного газу розраховують за формулою [9]:

$$H = \sum_{i=1}^n H_i C_i, \quad (1.2)$$

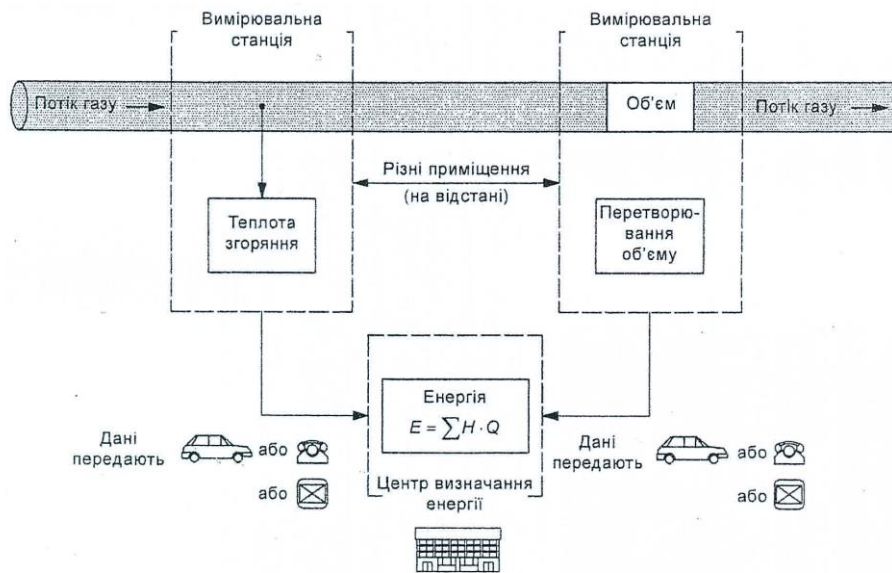
де H_i – теплота згорання i -го компоненту природного газу; C_i – об'ємна доля i -го компоненту в природному газі.



a)



б)



в)

а – на одній вимірвальній станції; б – при віддаленому визначенні теплоти згоряння; в – при визначенні теплоти згоряння і об'єму на двох різних вимірвальних станціях

Рисунок 1.1 – Види вимірювання теплоти згоряння і об'єму природного газу при визначенні енергії природного газу [4]:

При невідомому компонентному складі природного газу використовують метод опосередкованого визначення нижчої питомої теплоти згорання природного газу H_H , застосовуючи апроксимаційну формулу [22]:

$$H_H = 85,453(0,5219\rho_C + 0,04242 - 0,65197x_{N_2} - x_{CO_2}), \quad (1.3)$$

де ρ_C – густина природного газу за стандартних умов; x_{N_2} , x_{CO_2} – мольні доли в природному газі азоту і вуглекислого газу відповідно.

Серед нормативних документів при непрямому методі вимірювання теплоти згорання відомими є методики виконання вимірювань густини, теплоти згорання та числа Воббе природного газу за результатами хроматографічного аналізу компонентного складу з використанням газових хроматографів типу HP/AC 6890 моделей NGA-ISO 6974 та NGA-GPA 2261 та хроматографів типу "Кристалл" конфігурації ДТП-ДТП та 2 ДТП-ПД. Однак дані методики працюють тільки при визначенні теплоти згорання сухих газів, вміст водяної пари в яких по об'єму не перевищує 0,02 % [12].

Прямий метод визначення теплоти згорання природного газу передбачає застосування калориметрів для безпосереднього вимірювання теплової енергії газу, що виділяється внаслідок його спалювання.

Прикладом може бути визначення теплоти згорання природного газу за допомогою водяного калориметра. Згідно з теплоту згорання визначають шляхом безперервного спалювання в калориметрі вимірюваного об'єму газу і вимірюванні тепла, яке виділяється при цьому і одразу ж поглинається водою, що безперервно протікає через калориметр. На основі отриманих даних розраховують вищу теплоту згорання природного газу. Нижчу теплоту згорання розраховують шляхом віднімання від вищої теплоти згорання теплоти конденсації водяної пари, що утворилася внаслідок спалювання природного газу [12].

Вищу теплоту згорання H_B при застосуванні цього методу за стандартних умов визначають за формулою:

$$H_B = \frac{c_B m_B \Delta T}{1000 V_{\Gamma} f_{\Gamma} K} f_B, \quad (1.4)$$

де c_B – питома теплоємність води; m_B – маса зібраної води; ΔT – середня різниця

температур води на виході і вході калориметра; f_B – коефіцієнт поправки калориметра для вищої теплоти згоряння; V_G – об’єм газу, що згорає під час збирання води, виміряний газовим лічильником; f_K – коефіцієнт поправки до показів газового лічильника; K – коефіцієнт приведення об’єму газу до стандартних умов [12].

Суть іншого прямого методу визначення питомої теплоти згорання природного газу полягає у спалюванні в калориметричній бомбі (при постійному об’ємі) в середовищі стиснутого кисню певного об’єму газу, обумовленого внутрішнім об’ємом даної бомби, атмосферним тиском, температурою і залишковим тиском газу в бомбі і визначенням кількості тепла, яке виділяється при згоранні газу, а також при утворенні і розчиненні у воді азотної і сірчаної кислот при випробуванні [14].

Вищу питому теплоту згорання сухого природного газу за цим методом визначають за формулою [12]:

$$H_B = H_B - \sum Q, \quad (1.5)$$

де H_B – питома теплота згоряння сухого природного газу в бомбі; $\sum Q$ – поправка на теплоту утворення і розчинення азотної і сірчаної кислоти.

З наведених методів визначення теплоти згорання природного газу видно, що застосовувати їх в процесі вимірювання витрати чи об’єму спожитого газу безпосередньо у споживача важко, враховуючи їх конструктивні, методичні та вартісні аспекти. Крім того, ряд нових стандартів з обліку природного газу, наприклад, не вимагають визначати його енергетичні характеристики в процесі вимірювання [9].

Слід зазначити, що існуючі автоматичні витратовимірювальні комплекси для обліку природного газу не містять вимог до визначення енергетичної цінності газу і не передбачають наявності засобів для визначення його енергетичної цінності і не формують вимог її врахування в результатах вимірювань.

Поряд з цим існують нові методологічні підходи до обліку природного газу з врахуванням його густини шляхом введення в склад пристроїв для

вимірювання і обліку витрати газу густиномірів. Проте даний підхід не може забезпечити достовірне визначення енергетичної цінності природного газу через те, що він є багатоконпонентною сумішшю і за однакової густини може формувати різну енергетичну цінність.

Останнім часом темі визначення теплоти згорання присвячено багато наукових робіт та запатентованих рішень.

Одним із запропонованих технічних рішень є пристрій для експрес-визначення теплоти згорання природного газу, який дозволяє проводити вимірювання в режимі реального часу. Для визначення теплоти згорання природного газу за його компонентним складом у пристрої передбачено вимірювальну камеру, де вимірюють швидкість проходження ультразвукових коливань у газі. Вона має кореляційний зв'язок із вмістом вуглеводневих компонентів у компонентному складі природного газу. При цьому кореляційний зв'язок швидкості ультразвуку від компонентного вмісту азоту і вуглекислого газу є слабким, що приводить до необхідності попереднього визначення концентрації азоту та вуглекислого газу в компонентному складі природного газу [16].

Для визначення вмісту вуглекислого газу можливе використання газоаналітичної техніки, а вміст азоту розраховують, як різницю 100 %, вмісту вуглеводневих компонентів та вуглекислого газу. Перед вимірюванням концентрації вуглекислого газу в природному газі його очищають від механічних домішок та осушують. Крім того в процесі визначення теплоти згорання природного газу вимірюють також його тиск, температуру та вологість. Для розрахунку теплоти згорання природного газу за результатами вимірювань використовують спеціально розроблену штучну нейронну мережу [16].

Інший підхід до визначення теплотворної здатності природного газу через його компонентний склад полягає у вимірюванні інтенсивності поглинання природним газом інфрачервоних коливань, що проходять через нього. Для цього використовують вимірювальну схему, що складається з трьох кільцеподібних кювет. Проте для забезпечення достатньої точності

вимірювання необхідно забезпечити однаковий тиск та температуру у вимірювальних та еталонних кюветах, що на практиці викликає певні технологічні труднощі [9].

Розроблена інтегральна автоматизована система вимірювання, приготування та ефективного розподілення природного газу за значенням його енергетичної цінності передбачає можливість неперервно контролювати калорійність газу та неперервно готувати задану енергетичну цінність газу, виражену добутком вимірених значень об'ємної теплоти згоряння (нижчої) газу та об'ємної витрати природного газу за стандартних умов шляхом додаткового введення контуру вимірювання об'ємної теплоти згоряння (нижчої) та контуру програмного управління. Проте вона зараз знаходиться на стадії наукових досліджень і практичної апробації [19].

1.2 Аналіз напірних перетворювачів як приладної складової вимірювання енергетичної цінності природного газу

Напірні пристрої створюють перепад тиску, що залежить від динамічного тиску потоку. Вони перетворюють кінетичну енергію потоку на потенційну. До цих пристроїв належать напірні: трубки, усереднювачі, крила і підсилювачі. Тільки напірні усереднювачі утворюють перепад тиску залежно від витрати, а решта пристроїв - залежно від швидкості, наявної в місці їхнього встановлення. Проте за допомогою напірних трубок можна визначати витрату рідин і газів.

Переваги напірних пристроїв: мала втрата тиску, можливість вимірювання в трубах і каналах некруглого перерізу, доступність вимірювання місцевих швидкостей під час експериментальних та інших робіт. Недолік - дуже мала чутливість за невеликих швидкостей.

Напірні трубки. Класичний приклад напірного пристрою - трубка Г-подібної форми з отвором, спрямованим назустріч потоку, яка називається трубкою Піто на ім'я французького вченого, який застосував її для вимірювання швидкості течії річки. Така трубка сприймає повний тиск, який дорівнює сумі динамічного $p_d = \rho v^2 / 2$ і статичного p_d тисків потоку. Щоб за допомогою

такої трубки виміряти швидкість v у трубопроводі, необхідно, крім трубки Піто, мати ще трубку для відбору тільки статичного тиску p_c . Тоді дифманометр, який вимірює різницю тисків $\Delta p = p_{\text{п}} - p_c = p_d$, слугуватиме для визначення швидкості за формулою [22]

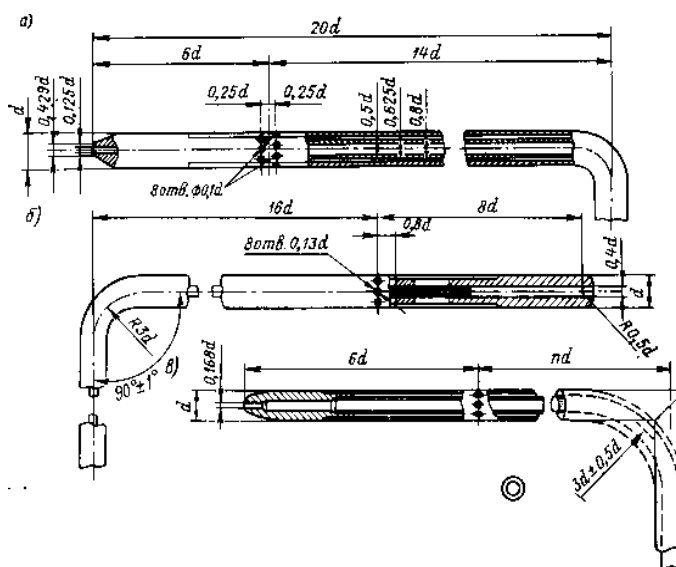
$$v = k_{\text{сж}} \cdot k_m \sqrt{2 \cdot p / \rho}, \quad (1.6)$$

де k_T - коефіцієнт трубки; $k_{\text{сж}}$ - коефіцієнт, що враховує стисливість газу, який визначається рівнянням

$$k_{\text{сж}} = [1 + \text{Ma}^2/4 + (2 - x) \cdot \text{Ma}^2/4 + \dots]^{-1}$$

де x - показник адіабати газу; Ma - число Маха, причому $\text{Ma} = v/c = v/\sqrt{x p/\rho}$.

Для рідини коефіцієнт $k_{\text{сж}} = 1$. Для повітря за нормальних умов ця поправка становить близько 0,5 % при $v = 70$ м/с.



а) - з конічним; б) - напівсферичним; в) - плоуеліпсоїдальним

Рисунок 1.2 – Диференціальні трубки Піто з кінцями

У більшості випадків трубки для відбору повного і статичного тисків конструктивно об'єднують. Подібний пристрій найправильніше називати диференціальною трубкою Піто. Для таких трубок, виготовлених відповідно до стандартів ІСО 3354-75, ІСО 3966-77 коефіцієнт $k_T = 1 \pm 0.0025$. Різновиди подібних трубок показано на рис. 1.2. Кожна з них складається з двох трубок, одна з яких розташована концентрично всередині іншої. Центральна трубка має відкритий кінець, спрямований назустріч потоку. Вона сприймає повний тиск

рп. Статичний тиск впливає через отвори, що знаходяться на циліндричній поверхні зовнішньої трубки. Осі цих отворів перпендикулярні до осі трубки, а отже, і до напрямку руху потоку. Дифманометр, з'єднаний із диференціальною трубкою Піто, вимірює динамічний тиск рд, що дорівнює різниці повного p_n і статичного p_c тисків.

Частина трубки, паралельна осі трубопроводу, називається голівкою, а перпендикулярна до цієї осі - тримачем. Носова частина трубки має обтічну форму: конічну, напів-сферичну або напівеліпсоїдальну. Відстань отворів для відбору статичного тиску від початку трубки має бути не менша $(6 \div 8)d$, а від тримача - не меншою за $(8 \div 14)d$, де d , зовнішній діаметр зовнішньої трубки. Це необхідно для правильного відбору p_c . Зазвичай загальна довжина головки перебуває в межах від 15 до 26 d . Діаметр отвору для приймання повного тиску дорівнює $(0,1 \div 0,4) d$, а для приймання статичного тиску - $(0,1 \div 0,2) d$, але не більше ніж 1,6 мм, причому кількість цих отворів має бути не менше ніж шість. Головка з тримачем з'єднується по дузі з радіусом $(3 \pm 0,5) d$ або ж впритул.

Щоб уникнути турбулентного впливу трубки на потік у трубопроводі бажано, щоб площа s проекції трубки разом із тримачем на поверхню, перпендикулярну до осі трубопроводу, становила не більш як 2% від площі S_T поперечного перерізу трубопроводу. Якщо ж $2\% \leq S/S_T \leq 6\%$, то результат вимірювання Δp треба зменшити на величину $\delta_{\Delta p}$, яка визначається згідно з формули [24]

$$\delta_{\Delta p} = 0.7k(S/S_T)\Delta p_{max}, \quad (1.8)$$

де k змінюється від 1 до 0,8 при $l/\sqrt{S_T}$ - від 0 до 0,2 відповідно (l - відстань між кінцем носика і віссю тримача трубки).

При $S/S_T > 6\%$ застосовувати напірні трубки не слід. Але навіть при $S/S_T = 2\%$ виникає похибка $\sigma_c/v = 0.0025$ від стиснення потоку.

Є й інші джерела похибки. Тиск, що виникає при гальмуванні рідини на торці носка трубки, дещо завищений через зміщення струменів завдяки поперечному градієнту швидкості. При $S/S_T = 2\%$ це призводить до похибки $\sigma_c/v = 0.0015$. Внаслідок нелінійності статичної характеристики напірної

трубки (вона більш чутлива до позитивних збільшень швидкості, ніж до негативних) турбулентні пульсації потоку викликають появу похибки σ_t . За рівня турбулентності 10% маємо $\sigma_t/v = 0.005$. За невеликого нахилу осі трубки до осі потоку виникає похибка σ_φ . За кута нахилу $\varphi \leq 3^\circ$ маємо $\sigma_\varphi/v = 0.0015$. Далі невелика похибка σ_ξ виникає від втрати напору через тертя на ділянці трубопроводу, що дорівнює відстані між отворами для повного і статичного тисків. При $d/D = 0.02$ і коефіцієнта опору $\lambda = 0.05$ похибка $\sigma_\xi/v = 0.001$. Крім того, похибка коефіцієнта трубки k_T становить $\delta_T =$ або від/у $= 0,00125$. У ГОСТ 8.439-81 рекомендується враховувати також похибку $O_u/\psi = 0,002$ від низькочастотних пульсацій швидкості [24].

Найчастіше застосовують дві прямі циліндричні трубки (зонди), що вводяться в трубопровід у радіальному напрямку (зазвичай у загальному чохлі). Отвір в одній трубці спрямований назустріч потоку, а в іншій - у протилежний йому бік. Такі трубки зручні для монтажу, і перепад тиску, створюваний ними, в 1,5-2 рази більший, ніж рд (що істотно з огляду на малу величину рд за невеликих швидкостей). Так, для газу за нормальних умов за $V = 5$ м/с динамічний тиск становить лише 17 Па. Але для напірних трубок у вигляді зонда потрібне індивідуальне градуювання. Крім того, вони більш чутливі до перекосу, ніж диференціальні трубки Піто (в останніх перекоп аж до 14° спричиняє зміну рд не більше ніж на $\pm 1,5\%$).

Методи вимірювання витрати за допомогою диференціальної трубки Піто. Є такі методи вимірювання витрати за допомогою диференціальної трубки Піто.

Метод "площа-швидкість", за якого переріз потоку розбивають на низку елементарних майданчиків (кільцевих у разі круглого перерізу трубопроводу), і за вимірюванням швидкості в кожній із них визначають середню швидкість потоку.

Безпосереднє вимірювання середньої швидкості УС У місці її існування. Вимірювання швидкості утах уздовж осі круглої труби з подальшим визначенням за нею середньої швидкості V_c . Вимірювання місцевої швидкості ум у довільній точці перерізу, в якій відоме співвідношення місцевої та

середньої V_c швидкості.

Під час послідовного вимірювання місцевих швидкостей витрата в трубі не повинна змінюватися; в цьому треба переконатися за допомогою контрольної трубки, встановленої в центрі. Допустимі лише коливання швидкості в центрі не більше ніж $\pm 1\%$ від середнього значення.

Метод безпосереднього вимірювання середньої швидкості V_c застосовується в трубах з $d > 300$ мм лише за осесиметричного потоку за достатньої довжини прямої ділянки труби. Згідно з ГОСТ 8.361-79 довжина має бути не менше $(30-4-55)D$ (залежно від виду місцевого опору), а після кількох колін у різних площинах не менше 800. Тоді за розвиненої турбулентної течії точки середньої швидкості V_c розташовані на окружності, віддаленій від внутрішньої поверхні стінки труби на відстань $(0,242 \pm 0,013)R_t$ і відповідно від центру труби на відстань $(0,758 \pm 0,013)R_t$, де R_t - внутрішній радіус труби. Деякі дослідники отримали останню відстань, що дорівнює $(0,762-4-0,777)R_t$, що пояснюється її залежністю від числа Ke і шорсткості труби. Зі зменшенням Ke швидкість V_c наближається до центру. Згідно з ГОСТ 8.361-79 коефіцієнт гідравлічного тертя λ труби має бути не більше 0,06, похибка визначення відстані точки відбору тиску від внутрішньої поверхні стінки труби не більше 0,0050, а число Маха під час вимірювання витрати газу не повинно перевищувати 0,25.

Для вимірювання швидкості V_u ГОСТ 8.361-79 допускається застосування не тільки диференціальної трубки Піто, коефіцієнт якої $K_t = 1 \pm 0,0025$, а й циліндричної трубки із зовнішнім діаметром $D = (54-30)$ мм та отвором для приймання повного напору $d = (24-4)$ мм, вісь якого розміщена на відстані $(34-5)D$ від нижнього заокругленого кінця трубки.

При цьому отвір для відбору статичного тиску повинен знаходитися в стінці трубопроводу в тому ж вимірювальному перерізі.

У третьому методі вимірювання витрати передбачається вимірювання максимальної швидкості на осі труби. При цьому довжини l прямих ділянок труб після місцевих опорів можуть бути меншими, ніж під час вимірювання середньої швидкості V_c , а саме $l = (10-4-25)D$ і лише після двох і більше колін у

різних площинах = 500.

Четвертий метод вимірювання витрати, за якого напірну трубку встановлюють у довільній точці вимірювального перерізу, не нормований. Його доцільно застосовувати після пристроїв (сопла або конфузора), що випрямляють епіюру швидкостей. За кута конфузора 30° і відношення його довжини B до вихідного діаметра/), що дорівнює 1,75, отримано в перерізі, що відстоїть на відстані 0,75/), від зрізу конфузора, дуже добре вирівняну епіюру швидкостей, для якої коефіцієнт $k_p = c/c_{ушах} = 0,995$. Це вдалося встановити лише за допомогою лазерно-доплерівського вимірювача швидкості, що давав змогу вимірювати швидкості на відстані 0,1 мм від стінки труби. Досліди проводили на воді. Конфузор і сопло, які також вирівнюють епіюру швидкостей, створюють втрату тиску, але зате, збільшуючи швидкість, покращують точність її вимірювання напірними пристроями. Якщо швидкість у трубопроводі вельми значна, то можна вихідний отвір сопла або конфузора зробити рівними площі труби, а перед вхідними отворами у відрізьку труби більшого діаметру поставити сітку, що відіграє роль струменевипрямляча (цей відрізок з'єднується з трубопроводом, що підводить, за допомогою короткого дифузора).

Порівнюючи між собою розглянуті чотири методи, можна сказати, що за малої довжини прямої ділянки трубопроводу тільки встановлення конфузора або сопла може забезпечити хорошу точність вимірювання витрати. Його додаткова перевага - відсутність необхідності встановлення напірної труби в чітко визначеній точці вимірювального перерізу.

У всіх цих трьох методах вимірюється швидкість лише в одній точці перерізу труби, тоді як для методу "площа-швидкість" потрібен послідовний вимір швидкостей у багатьох точках за одного й того самого значення витрати. У зв'язку з цим останній метод, на відміну від трьох інших, застосовують під час тимчасових, а не стаціонарних вимірів, хоча при цьому й забезпечується підвищена точність вимірювання витрати.

Напірні усереднювачі. У напірних усереднювачах перепад тиску відбувається залежно не від місцевого, а від деякого середнього динамічного тиску потоку. Усереднення може здійснюватися в межах одного, а також двох

радіусів або діаметрів по кільцевій площі або іншим способом [5].

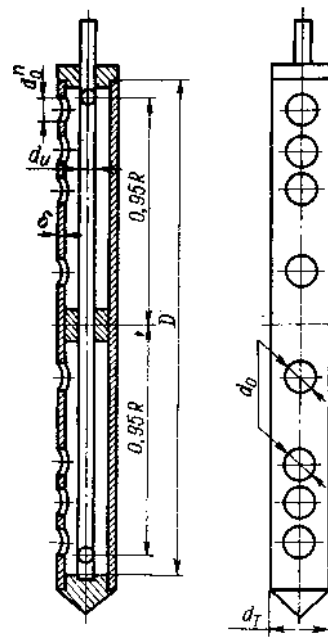


Рисунок 1.3 – Усереднююча напірна трубка

Усереднення по кільцевій площі зустрічається досить рідко. У цьому разі в трубопроводі встановлюють кільцеву вставку завдовжки 1,50, що прилягає до його внутрішньої поверхні. На вході і виході вставки, що має плавний сопловий профіль, зроблені отвори на рівних відстанях один від одного. Одні з них спрямовані назустріч потоку, а інші - у протилежний бік.

Значно частіше застосовують усереднювачі тиску за радіусом або діаметром. Вони складаються з циліндричної трубки (зонда), що перетинає трубопровід у діаметральному напрямку. У ній є низка отворів, які спрямовані назустріч потоку. Така трубка називається осереднювальною або інтегровальною. Осереднення тиску в трубці супроводжується перетіканням у ній рідини або газу з центральних отворів у периферійні. Статичний тиск відбирають або біля стінки трубопроводу в ділянці незворушеного потоку перед осереднювальною трубкою, або в другому циліндричному зонді з отвором, розташованим під кутом 90 або 180° до напрямку потоку. У цьому випадку потрібне індивідуальне градуювання. Для забезпечення міцності трубки і відсутності вібрації діаметр г/т слід вибрати тим більшим, чим більший діаметр трубопроводу і чим вища швидкість, а також густина

речовини.

Це наближає коефіцієнт трубки до одиниці. Загострений кінець трубки впирається в конусну бобишку, приварену до стінки труби. Інший кінець притискається фланцем. Внутрішня порожнина трубки розділяється в середині пробкою. У середині осереднювальної трубки проходить імпульсна трубка з двома отворами для відбору повного тиску на відстані 0,957 від осі труби. Зовнішній діаметр імпульсної трубки s_i 0,5 б/в, де б/в - внутрішній діаметр усереднювальної трубки. Діаметр отворів = $(0,254-0,75)$ йі, де б/в - внутрішній діаметр імпульсної трубки.

Діаметр осереднювальної трубки б/т вибирають залежно від діаметра трубопроводу.

Найбільший допустимий розмір б/т/О дорівнює 0,05. Внутрішній діаметр трубки б/в " 0,8б/т і, отже, товщина стінки б 0,Ит. Статичний тиск відбирають через окремий отвір у трубі, розташований на відстані 2б/т перед осереднювальною трубкою під кутом 45° вгору від горизонтального діаметра труби. Діаметр отвору не більше 5 мм, а його вісь перпендикулярна до осі труби.

Осереднювальна трубка створює перепад тиску, що залежить не від середньої швидкості по площі усереднення, а від середнього квадрата швидкості по цій площі. Ця обставина - причина появи невеликої систематичної похибки вимірювання витрати [22].

Напірна лопать. Цей напірний пристрій має форму обтічної лопаті або крила, що займає невелику частину прохідного перерізу труби та встановлений під деяким кутом (зазвичай у межах $45-90^\circ$) до осі потоку. Лопать має отвори, розташовані різним чином щодо осі потоку. Різниця тисків у цих отворах залежить від кута встановлення лопаті, що дає можливість застосовувати цей пристрій для вимірювання витрати як за малих, так і за великих швидкостей [9].

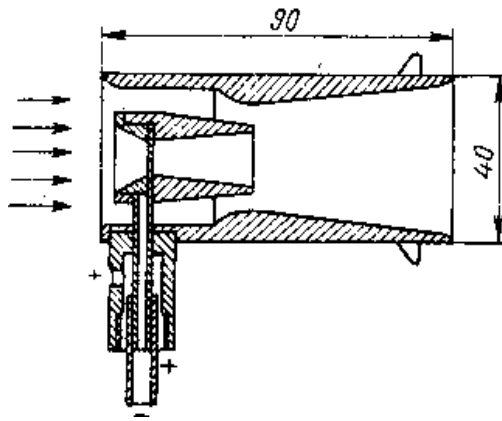


Рисунок 1.5 – Двоступенева трубка Піто-Вентурі

Для забезпечення коефіцієнта посилення близько 15-20 застосовують двоступеневу мікротрубку Вентурі або двоступеневу трубку Піто-Вентурі. У середині невеликої трубки Вентурі (рис. 1.5) поміщається друга менша трубка Вентурі, у якої вхідний або вихідний отвір збігається з горлом першої трубки. Тиск p_2 відбирається в найвужчій частині другої трубки, а тиск p_x - з отвору, спрямованого назустріч потоку. Коефіцієнт посилення до цього перетворювача можна трохи змінювати, переміщаючи кільце, наявне зовні більшої трубки біля її вихідного кінця.

1.3 Аналіз термоанемометрів як приладної складової вимірювання енергетичної цінності природного газу

Теплові анемометри засновані на зв'язку між тепловтратами безперервно нагрівається тіла і швидкістю газу або рідини, в якій це тіло знаходиться. Основне призначення термоанемометрів - вимірювання локальної швидкості і її вектора. Вони також можуть бути використані для вимірювання витрати тоді, коли відома взаємозв'язок між місцевою і середньою витратами, або коли остання безпосередньо вимірюється за допомогою термоанемометра. Крім того, їх налічується багато конструкцій термоанемометрів, спеціально розроблених для вимірювання витрати .

Більшість теплоанемометрів відносяться до теплопровідного типу зі

стабільним нагрівальним струмом або з постійним опором нагрітого тіла. У перших вимірюється електричний опір тіла, яке є функцією швидкості потоку, а в других - сила нагрівального струму, який повинен збільшуватися зі збільшенням витрати струму. Крім того, в одній групі теплопровідних перетворювачів нагрівальний струм одночасно служить для вимірювання, а в іншій розділені нагрівальний і вимірювальний струми. Через один резистор протікає нагрівальний струм, а через інший - струм, який отримує від першого тепло, необхідне для вимірювання [23].

До переваг теплових анемометрів можна віднести великий діапазон вимірюваних швидкостей, починаючи від дуже маленьких, і високу швидкість, що дозволяє вимірювати швидкості, які змінюються з частотою в кілька тисяч герц. Недоліком термоанемометрів з чутливими елементами дроту є крихкість останніх і зміна калібрування внаслідок старіння і перекристалізації матеріалу дроту внаслідок динамічних навантажень і високих температур нагріву.

Термоанемометричні перетворювачі. Первинні перетворювачі термоанемометрів діляться на: дротяні, плівкові і терморезисторні [20].

Чутливим елементом дротяного перетворювача є тонкий і зазвичай короткий дріт з платини, вольфраму, нікелю. Кінці дроту (термонитки) приварюються до кінців двох манганинових стрижнів, встановлених на жорсткій основі. Найвищу температуру нагріву T_r дроту (до $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$) дозволяє платина. Торіатний вольфрам може працювати до $T_r = 600\text{ }^{\circ}\text{C}$. Але, щоб уникнути швидкого старіння матеріалу, зазвичай дріт нагрівають тільки до $400\text{-}500\text{ }^{\circ}\text{C}$. При вимірюванні речовини, що має високу температуру T_c , терморізьба зміцнюється на основі, охолодженої проточною водою. Для захисту термонитки від обриву при високій витраті газу можна захистити її скляною оболонкою [20].

При зменшенні діаметра дроту можливість вимірювання низьких швидкостей обмежена. Так, при $d = 0,014\text{-}0,02\text{ мм}$, швидкість при $v > 0,24\text{-}0,1\text{ м / с}$. Зазвичай діаметр теплової нитки $y = 0,0054\text{-}0,3\text{ мм}$, а її довжина $L = 0,54\text{-}10\text{ мм}$. Зі збільшенням міцності і стабільності термічної нитки міцність і стабільність теплової нитки збільшуються, а можливість вимірювання низьких

швидкостей збільшується, але зростає інерція теплового анемометра і зменшується його омичний опір, що обумовлює необхідність збільшення довжини і сили нагрівального струму I . Тому при вимірюванні локальних швидкостей прагнуть до $<0,1$ мм. Як правило, дротяні термоанемометри малоінерційні. Так, навіть при дуже низькій швидкості, що змінюється з частотою 5 кГц, вони можуть її виміряти. При швидкості газу 100 м/с ця межа зростає до 50 кГц.

Плівковий перетворювач теплового анемометра складається з круглого скляного порожнистого стрижня діаметром кілька міліметрів з клиноподібним або конусоподібним кінцем, на який напилюється платинова плівка товщиною 50-100 Å у вигляді невеликої смужки (0,2 мм). Кінці смуги з'єднуються з проводами, що проходять всередині скляної палички. Іноді для температурної компенсації застосовується друга плівка більшого розміру [23]. Плівкові перетворювачі набагато міцніші за дротяні перетворювачі і можуть використовуватися для вимірювання швидкості газу від 1,5 м/с до 400-500 м/с при температурі до 500 °С і швидкості рідини до 18 м/с при температурі до 60°С. Їх інерція трохи більше, ніж у дроту і зростає зі зменшенням швидкості. Верхня межа частоти знижена зі 100 кГц при швидкості повітря 300 м/с до 1кГц при швидкості 1 м/с.

Чутливим елементом терморезисторного перетворювача є мініатюрний напівпровідниковий терморезистор, зазвичай у вигляді кулі або намистини. Їх перевагами є простота конструкції, механічна міцність і висока чутливість. Відсутність градууювальної стабільності значно знижується. Їх застосування в якості термоанемометрів для вимірювання швидкостей рідин і газів при дуже високих температурах все більше розширюється. Їх постійна часу трохи більше, ніж у дротяних і плівкових термоанемометрів, і в залежності від розміру терморезистора становить 0,5-2,5 с [23].

Найчастіше перетворювач теплового анемометра складається з двох терморезисторів, один з яких є вимірювальним, а інший компенсує зміни температури потоку.

Крім того, існують теплові анемометри, в яких контур опалення

відокремлений від ланцюга вимірювання. Терморезистор зазвичай розташовується всередині дротяного нагрівача. Можливі різні конструкції: наприклад, нагрівач намотаний на трубку, всередині якої знаходиться терморезистор, або спіраль нагріву. За допомогою скла воно закріплюється на напівпровідниковій кульці, а потім запаюється в скляний капіляр [20].

Перетворювачі термоанемометричних витратомірів. Перетворювач витратоміра термоанемометра відрізняється від перетворювача звичайного термоанемометра тим, що чутливий елемент (термофіламент) розташований не в якійсь одній точці потоку, а більш-менш рівномірно розподілений по всьому його перетину. Так, в витратомірі ГТВ, розробленому в Інституті теплофізики АН УРСР для вимірювання витрати газу в діапазоні 50-250 м³/год в трубах діаметром 100 мм при низькому надлишковому тиску 15-20Па, нагріта платинова нитка розжарювання зигзагами перетинає трубопровід. Похибка пристрою становить $\pm 2,5\%$.

У роботі [20] описаний перетворювач, що складається з 25 послідовно з'єднаних термоперетворювачів з константових і сталевих дротів діаметром 0,3 мм, розміщених по колу циліндричного кільця діаметром 55 мм. Гарячі з'єднання обігрівуються ніхромовим дротом, армованою на стиках бакелітовим лаком. Такий перетворювач реагує на середню швидкість потоку по колу заданого діаметра.

У теплопровідних анемометрах вимірювати зазвичай використовують мостові схеми. Термофіламент або терморезистор утворює один з рукавів моста. В іншій руці, якщо передбачена компенсація температури потоку, включається терморізьба або терморезистор, який сприймає температуру потоку, але не реагує на його швидкість. Для цього чутливий елемент поміщають в трубку або оболонку, що захищає його від охолоджуючого впливу швидкості потоку, або пропускають через нього невеликий струм, який не нагріває його. В одному з кіл невеликий струм в 4 мА пропускається не тільки через компенсацію, але і через вимірювальний елемент. Поруч з останньою знаходиться нагрівальна обмотка, по якій протікає струм в 18 мА. Решта рукава моста утворюють постійні резистори. Міст балансується при нульовій витраті. Міст балансується

вручну або автоматично зміною напруги живлення. Швидкість вимірюється силою нагрівального струму I або шкалою, пов'язаної з регулюючим реохордом. Запропоновано багато різних схем лінеаризації термоанемометричних шкал [14].

Існують спеціальні види термоанемометрів або для вирішення окремих завдань, або відрізняються пристроєм перетворювача. Так, для вимірювання дуже малих швидкостей повітря (0,01—0,1 м/с), для яких рівняння (2) не застосовне, оскільки посилюється вплив теплообміну за рахунок вільної конвекції і різних випадкових причин, був розроблений анемометр [2], перетворювач якого безперервно вібрує з кутовою частотою ω і амплітудою V . Напруга вихідного сигналу E тут буде змінюватися за законом $E = a + V(c + cV \sin \omega t)$, де V - вимірювана витрата.

Теплові витратоміри з випромінювачами

Істотним недоліком розглянутих калориметричних і термоконвективних витратомірів є їх висока інерційність. У зв'язку з цим були запропоновані і розроблені теплові витратоміри, в яких потік нагрівається за допомогою енергії електромагнітного поля високої частоти ВЧ (близько 100 МГц), надвисокої частоти мікрохвильової печі (близько 10 кГц) і інфрачервоного діапазону ПЕОМ.

У першому випадку для нагріву протікає рідини зовні трубопроводу встановлюються два електроди, до яких подається напруга E високої частоти / від джерела, який може служити потужним ламповим генератором. Електроди разом з рідиною між ними утворюють конденсатор. Потужність W , що виділяється у вигляді тепла в обсязі рідини V , що знаходиться в електричному полі E , пропорційна своїй частоті і залежить від діелектричних властивостей рідини відповідно до формули [2]:

$$W = 0,555 \varepsilon' f \operatorname{tg} \delta E^2 V, \quad (1.3)$$

де ε' - реальна складова комплексної проникності; $\operatorname{tg} \delta$ - тангенс діелектричних втрат.

Хоча швидкість нагріву рідини в електричному полі дуже висока, проте досягається кінцева температура залежить від швидкості руху рідини і

зменшується зі збільшенням прогресу. Це дозволяє судити про витрату, вимірюючи ступінь нагріву рідини. При дуже високій швидкості рідина вже не встигає прогрітися в конденсаторі обмеженого розміру. У разі вимірювання витрати розчинів електролітів, електропровідність яких сильно залежить від температури, доцільно вимірювати ступінь нагріву шляхом вимірювання електропровідності рідини. В цьому випадку нагрівальний елемент поєднується з чутливим і досягається максимальна швидкість витратоміра. У приладах використовується метод порівняння електропровідності в трубці, де тече рідина, і в аналогічній закритій ємності з електродами, де та ж рідина знаходиться при постійній температурі. Вимірювальна схема складається з високочастотного генератора, який подає напругу через розділові конденсатори на два коливальних контури. До одного з них паралельно підключається конденсатор з проточною рідиною, а до іншого - конденсатор зі стаціонарною рідиною. При зміні витрати останніх змінюється падіння напруги на одному з ланцюгів, а отже, і різниця напруг між обома ланцюгами, яка вимірюється. Ця схема підходить для електролітів. Якщо рідина має дуже високу електропровідність, то для вимірювання ступеня її нагріву можна використовувати звичайні термометри, такі як термометри. Але в цьому випадку швидкість роботи пристрою знизиться [23].

1.4 Постановка задачі на бакалаврську роботу

Згідно завданням на бакалаврську роботу необхідно розглянути теоретичні засади функціонування витратоміра енергетичної цінності природного газу з використанням поєднання напірних і термоанемометричних перетворювачів.

В роботі необхідно розробити конструктивні рішення створення напірно-термоанемометричних вимірювачів енергетичної цінності природного газу і здійснити метрологічну оцінку розробленого витратоміра.

Також необхідно розглянути питання охорони праці і безпечних умов експлуатації розробленого витратоміра енергетичної цінності природного газу.

2 РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ВИМІРЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЦІННОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

2.1 Розроблення теоретичних засад функціонування термоанемометричного перетворювача у складі пристрою контролю енергетичної цінності природного газу

Застосування термоанемометричного методу згідно фізичних основ функціонування дозволяє вимірювати швидкість потоку з врахуванням теплофізичних параметрів робочого середовища. Однак на сьогодні практичне застосування даного методу використовується для вимірювання якісних характеристик газів у складі термокодуктометричних газоаналізаторів або у складі термоанемометрів для вимірювання витрати.

Одні з нових досліджень стосуються поглибленого вивчення застосування термоанемометра при вимірюванні витрати природного газу, що теоретично дозволяє вимірювати швидкість потоку з врахуванням теплофізичних параметрів робочого середовища. Однак на сьогодні практичне застосування даного методу стосується виключно визначення витрати. Також відомими є застосування термоанемометра для дослідження профілю швидкості потоків газу в трубопроводах [18], а не їх енергетичної цінності.

Новий метод експрес-контролю енергетичної цінності природного газу стосується тільки визначення якісних характеристик природного газу, як окремого інформативного параметра у інформаційно-вимірювальних системах обліку природного газу.

Для визначення енергетичної цінності природного газу необхідно реалізувати поєднання перетворювачів витрати і теплоти згорання, наприклад, у вигляді напірно-термоанемометричного вимірювача, який є композицією первинних перетворювачів – трубки Піто і термоанемометричного перетворювача з відповідними пристроями збору і обробки вимірювальної інформації.

При розробленні математичної моделі пристрою контролю енергетичної

цінності природного газу спочатку зупинимося на дослідженні особливостей функціонування термоанемометричного перетворювача в середовищі природного газу.

Рівняння теплового балансу між термоанемометричним перетворювачем (давачем) і робочим середовищем можна подати за допомогою формули [23]:

$$I_D^2 R_D = \pi \alpha d_D l_D (T_D - T), \quad (2.1)$$

де I_D – електричний струм, що проходить через термоанемометричний давач; R_D – електричний опір термоанемометричного давача при функціонуванні напірно-термоанемометричного вимірювача; α – коефіцієнт тепловіддачі термоанемометричного давача; l_D , d_D , T_D – довжина, діаметр і температура робочого елемента термоанемометричного давача (платинової дротини) за робочих умов напірно-термоанемометричного вимірювача.

Далі використовуючи критерій подібності Нуссельта Nu запишемо таку формулу для визначення коефіцієнта тепловіддачі α [18]:

$$\alpha = \frac{Nu \cdot \lambda}{d_D}, \quad (2.2)$$

де λ – коефіцієнт теплопровідності природного газу.

Враховуючи, що процес теплообміну між металевною дротиною і газовим середовищем відбувається завдяки теплопровідності і вимушеній конвекції, критерій подібності Nu можна подати через критерії подібності Прандтля Pr і Рейнольдса Re [18]:

$$Nu = 0,42Pr^{0,2} + 0,57Pr^{0,33} Re^{0,5}, \quad (2.3)$$

$$\text{де } Pr = \frac{c_p \mu}{\lambda}; \quad Re = \frac{\rho v d_D}{\mu}. \quad (2.4)$$

В (2.3)-(2.4) позначено: c_p , μ – коефіцієнти теплоємності і динамічної в'язкості природного газу за робочих умов термоперетворювача відповідно.

Після підставлення (2.2) і (2.3) в (2.1) отримуємо:

$$I^2 R_D = \pi l \lambda_{\Gamma} (T_D - T_{\Gamma}) (0,42Pr^{0,2} + 0,57Pr^{0,33} Re^{0,5}). \quad (2.5)$$

Це рівняння описує функціонування термоанемометричного перетворювача, що входить до складу напірно-термоанемометричного

вимірювача.

При температурі T_D електричний опір дротини R_D можна визначити таким чином [9]:

$$R_D = R_C(1 + k(T_D - T_C)), \quad (2.6)$$

де R_C – електричний опір дротини за стандартних умов; k – температурний коефіцієнт опору.

Електричний опір дротини R_C із заданими геометричними розмірами можна розрахувати за відомою формулою:

$$R_C = r \cdot \frac{l_D}{S_D}, \quad (2.7)$$

де r – питомий опір матеріалу дротини; l_D – довжина дротини; S_D – площа поперечного перетину дротини.

Як відомо, термоанемометричний перетворювач може функціонувати в режимі постійної температури платинової дротини або в режимі постійного струму в її електричному колі.

В режимі постійного струму в електричному колі платинової дротини алгоритм функціонування термоанемометричного вимірювача передбачає вимірювання його електричного опору. Внаслідок непостійної швидкості потоку робочого середовища і зміни компонентного складу природного газу кількість тепла, що віддає дротина робочому середовищу, буде змінною. Разом з тим буде змінюватися температура дротини і її електричний опір, який в даному алгоритмі виступає в ролі інформативного параметру. Математично даний алгоритм на базі (2.5) – (2.7) можна записати формулою [18]:

$$R_D = \frac{R_C \pi l_D \lambda (k(T_C - T_G) - 1) (0,42 \text{Pr}^{0,2} + 0,57 \text{Pr}^{0,33} (\text{Re})^{0,5})}{I^2 k R_C - \pi l_D \lambda (0,42 \text{Pr}^{0,2} + 0,57 \text{Pr}^{0,33} (\text{Re})^{0,5})}. \quad (2.8)$$

Проаналізувавши (2.3)-(2.4), є очевидним, що теплофізичні характеристики c_p , λ , μ , ρ є змінними і залежать від компонентного складу природного газу та робочих умов функціонування вимірювача (тиску і температури робочого середовища). Звідси випливає, що в процесі функціонування термоанемометричного перетворювача непостійність теплофізичних

характеристик робочого середовища буде впливати на інформативний параметр R_d , що визначається з алгоритму (2.8). Це підкреслює необхідність проведення досліджень кількісного впливу компонентного складу природного газу на його теплофізичні характеристики та на інформативний параметр термоанемометричного перетворювача.

2.2 Розробка парціального витратоміра для контролю енергії природного газу

Розроблений пристрій стосується того, що у парціальному витратомірі, що містить напірну трубку з приймачами повного та статичного тиску, закріплену на трубопроводі за допомогою стакана з встановленим пристроєм для ущільнення напірної трубки і пробковим краном для перекриття імпульсних ліній напірної трубки, термочутливий давач з блоком для визначення теплопровідності робочого середовища, споряджений коректором на температуру і локальну швидкість робочого середовища, термочутливий давач встановлений в обвідному трубопроводі напірної трубки з двома кранами для перекривання потоку робочого середовища в обвідному трубопроводі, спорядженому давачами температури і тиску робочого середовища, а блок для визначення теплопровідності робочого середовища додатково оснащений коректором по тиску робочого середовища [7].

Використання в парціальному витратомірі обвідного трубопроводу дозволяє здійснювати забір робочого середовища, наприклад, природного газу, безпосередньо з основного трубопроводу при визначенні теплофізичних параметрів газу за допомогою встановленого в обвідному трубопроводі термочутливого давача і функціонуванні його при відсутності потоку газу через термочутливий давач, що дозволяє підвищити точність визначення теплофізичних властивостей за рахунок ліквідації потреби врахування швидкості потоку газу, чим досягається підвищення точності витратоміра [7].

Встановлення термочутливого давача блока для визначення теплопровідності у обвідному трубопроводі дозволяє спростити конструкцію

парціального витратоміра внаслідок відсутності потреби доповнення напірної трубки термочутливим здавачем з вивідними під'єднувальними провідниками. Крім того, наявність у обвідному трубопроводі давачів тиску і температури робочого середовища не потребує конструктивного втручання в основний трубопровід, чим також досягається спрощення конструкції парціального витратоміра [7].

Застосування коректора по тиску в блоці для визначення теплопровідності природного газу, як нового засобу коригування вимірювальної інформації, дозволяє підвищити точність визначення теплофізичних властивостей природного газу в обвідному трубопроводі, використовуючи дані інформативного сигналу термочутливого давача.

Розроблений парціальний витратомір (рис. 2.1) містить закріплену на трубопроводі 1 з робочим середовищем 2 напірну трубку 3 з приймачами повного 4 та статичного 5 тиску, стакан з ущільнювачем 6 напірної трубки 3, пробковий кран 7 для перекривання імпульсних ліній напірної трубки 3, під'єднаний до трубопроводу 1 обвідний трубопровід 8, який оснащений запірними кранами 9 і 10, термочутливим давачем, давачами тиску і температури, блок вимірювання швидкості потоку 11, блок 12 визначення інформативних параметрів витратоміра, блок визначення теплопровідності 13 робочого середовища 2 і блок вимірювання витрати 14 [7].

з термочутливого давача теплопровідності робочого середовища поступає до блоку 12 визначення інформативних параметрів витратоміра. Одночасно в блок 12 поступає інформація про тиск і температуру робочого середовища. Після обробки інформації в блоці 12 здійснюється визначення теплопровідності робочого середовища в блоці 13 з корекцією по температурі і тиску робочого середовища. Інформація про швидкість потоку з блока 11 і блока визначення теплопровідності 13 подаються до блока вимірювання витрати 14 робочого середовища 2. Таким чином отримується інформація про витрату робочого середовища з одночасним врахуванням його теплофізичних властивостей, що дає змогу визначати енергетичну цінність плинних робочих середовищ, наприклад, природного газу [7].

Для підготовки наступного вимірювання здійснюється відновлення потоку в обвідному трубопроводі шляхом відкривання попередньо закритого крану у ньому для досягнення в обвідному трубопроводі якісних характеристик робочого середовища основного трубопроводу.

2.3 Розробка комплексного напірно-темоанемометричного вимірювача для контролю енергії природного газу

Ще одна відома конструкція витратоміра полягає в тому, що він додатково містить термочутливий перетворювач з блоком для визначення теплопровідності природного газу, який укомплектований коректором на температуру і локальну швидкість робочого середовища. Крім того, що приймачі повного і статичного тиску напірної трубки і термочутливий давач знаходяться співвісно до умовно вибраної осі відносно перерізу трубопроводу, яка визначає локальну швидкість робочого середовища. Крім того, що термочутливий давач знаходиться після напірної трубки за напрямком потоку робочого середовища [18].

Розміщення напірної трубки і термочутливого давача на одній осі вздовж трубопроводу дає можливість визначити термодинамічні властивості,

наприклад теплопровідність в локальній точці визначення витрати робочого середовища.

Розміщення термочутливого давача після напірної трубки за напрямком потоку робочого середовища дозволяє уникнути ефекту збурення потоку перед напірною трубкою, що сприяє підвищенню точності вимірювання витрати напірною трубкою. Його схема показана на рис. 2.2.

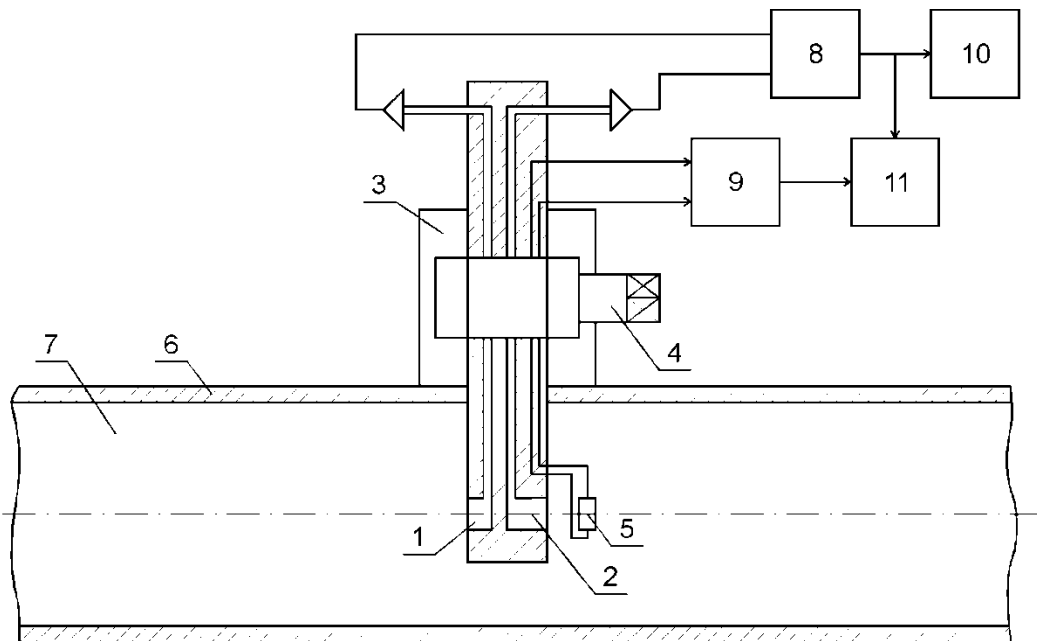


Рисунок 2.2 – Блок-схема парціального витратоміра при контролі енергетичної цінності газу

Парціальний витратомір містить напірну трубку з приймачами повного 1 і статичного 2 тиску, стакан 3 з ущільнювачем напірної трубки, пробковий кран для імпульсних ліній напірної трубки 4, термочутливий давач 5, трубопровід 6 з газовим середовищем 7, блок вимірювання швидкості потоку 8, блок вимірювання температури 9, блок вимірювання витрати 10, блок визначення теплопровідності 11 [18].

Парціальний витратомір працює наступним чином. З приймачів повного 1 та статичного 2 тиску по пневматичних імпульсних лініях напірної трубки, яка закріплена на трубопроводі 6 за допомогою стакана 3 з ущільнювачем, інформація про повний і статичний тиск через відкритий пробковий кран 4 подається до блоку вимірювання швидкості робочого середовища 8. Термочутливий давач 5 під'єднаний до перетворювача температури 9, який в

свою чергу з'єднаний з блоком визначення теплопровідності 11. Одночасно дані про швидкість потоку з блоку 8 подаються до блоку вимірювання витрати і блоку визначення теплопровідності 11 [18].

Блок визначення теплопровідності 11 містить коректор по визначенні температури, вхідний сигнал на який поступає з блоку 9 вимірювання температури робочого середовища. Коректор по швидкості потоку, який входить в склад блоку визначення теплопровідності 11, як вхідний сигнал містить інформацію про локальну швидкість потоку з блоку вимірювання швидкості 8. Таким чином отримується інформація про швидкість і теплофізичні властивості робочого середовища.

Одержання інформації про витрату, отриману в блоці вимірювання витрати 10, та теплопровідність природного газу, отриману в блоці визначення теплопровідності 11, ми отримуємо можливість визначати енергетичну цінність природного газу.

2.4 Розробка комплексного напірно-термоанемометричного вимірювача на базі трубки Піто

Розроблений витрато-термоанемометричний пристрій контролю, який термінологічно конкретизований щодо типу вибраних первинних перетворювачів як напірно-термоанемометричний, характеризується патентозахищеним технічним рішенням [6]. Він містить розміщену в трубопроводі 2 (рис. 2.3) з робочим середовищем 1 гідродинамічну трубку Піто 3 з приймачами повного 11 та статичного 12 тисків, яка закріплена в стакані 10 для монтажу напірно-термоанемометричного вимірювача. В трубопроводі 2 знаходиться термоанемометричний давач 13, який під'єднано до блоку 8 вимірювання температури давача 13 і блоку 9 визначення теплопровідності робочого середовища. Розрахунок витрати газу здійснюється обчислювальним блоком 7 за інформацією про локальну швидкість газу (визначається блоком 6 за перепадом тиску на трубці Піто 3), його абсолютний тиск (блок 4) і абсолютну температуру (блок 5 з давачем температури 14). При цьому

вимірювання енергетичної цінності природного газу здійснюється блоком 7 з врахуванням теплоти згорання газу за інформацією з блока визначення теплофізичних характеристик газу, який розраховує її з врахуванням локальної швидкості природного газу [6].

Використання в напірно-термоанемометричному засобі контролю термоанемометричного перетворювача з блоком для визначення теплопровідності і теплоємності природного газу з врахуванням температури і локальної швидкості робочого середовища дає змогу опосередковано визначати теплоту згорання робочого середовища. Розміщення напірної трубки і термоанемометричного перетворювача на одній осі вздовж трубопроводу дає можливість визначати не тільки витрату робочого середовища, але і здійснювати контроль його енергетичної цінності, наприклад, з врахуванням теплофізичних характеристик природного газу.

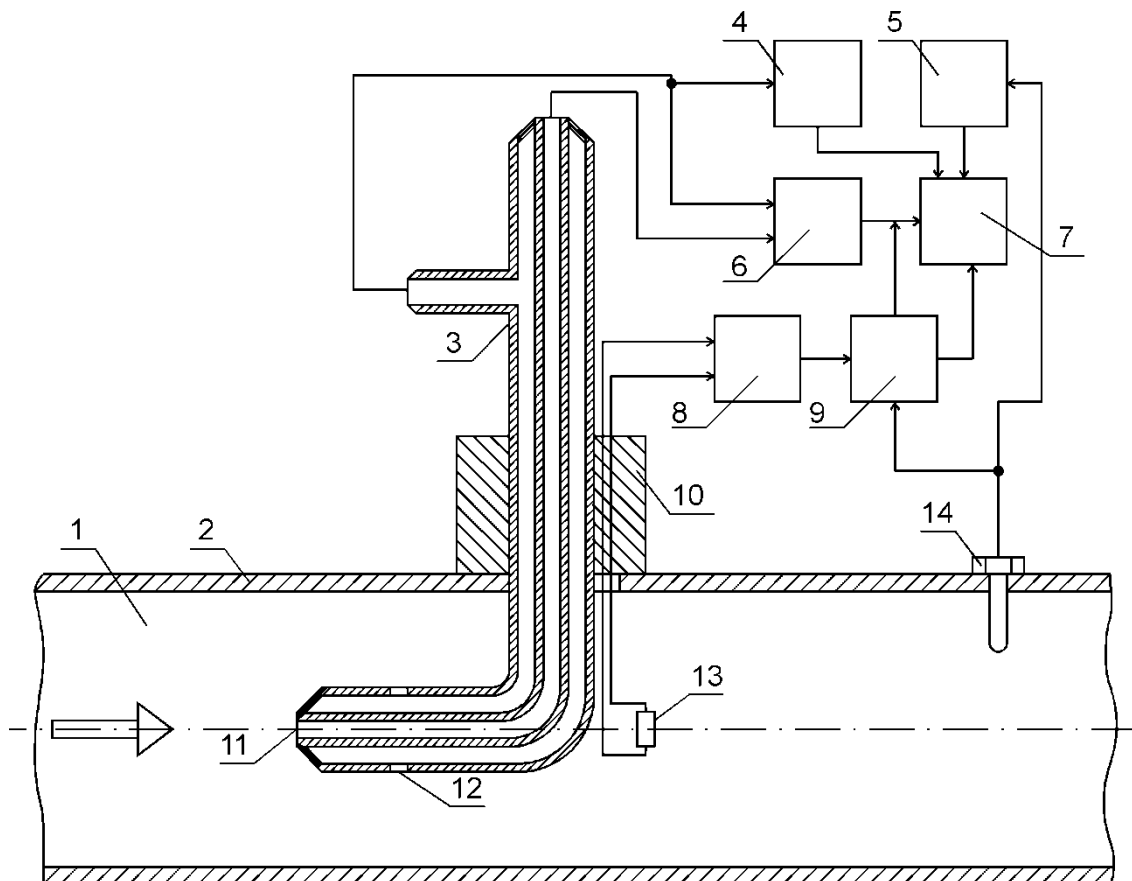


Рисунок 2.3 – Схема напірно-термоанемометричного пристрою контролю енергетичної цінності газу

Розміщення термоанемометричного перетворювача після напірної трубки

за напрямком потоку робочого середовища дозволяє уникнути ефекту збурення потоку перед напірною трубкою, що сприяє підвищенню точності вимірювання витрати напірною трубкою. Завдяки такому конструктивному рішенню напірно-термоанемометричний вимірювач може здійснювати облік природного газу з врахуванням його теплоти згорання, тобто енергетичної цінності, використовуючи як інформативний параметр теплофізичні властивості природного газу.

Алгоритм функціонування напірно-термоанемометричного вимірювача при визначенні енергетичної цінності плинних потоків природного газу описується формулою (1.4).

Об'ємну витрату природного газу q , як складову його енергетичної цінності, можна обчислювати за формулою [18]:

$$q = \frac{\pi}{4} K_v \cdot v \cdot d^2, \quad (2.9)$$

де K_v – відношення середньої швидкості потоку в даному перетині трубопроводу до швидкості потоку в точці вимірювання; v – локальна швидкість потоку; d – внутрішній діаметр трубопроводу.

Виміряна швидкість потоку робочого середовища v при застосуванні трубки Піто становить [24]:

$$v = \sqrt{\frac{2\Delta p K_t}{\rho}}, \quad (2.10)$$

де Δp – перепад тиску на трубці Піто; K_t – коефіцієнт трубки Піто, який визначається її конструктивним виконанням; ρ – густина газу за робочих умов.

Густину газу ρ обчислюють за відомою формулою [22]:

$$\rho = \rho_c \frac{p T_c}{p_c T K}, \quad (2.11)$$

де ρ_c – густина газу за стандартних умов; p , T – абсолютний тиск і абсолютна температура газу в трубопроводі відповідно; p_c , T_c – значення стандартних умов тиску і температури газу відповідно; K – коефіцієнт стисливості природного газу.

Таким чином в процесі функціонування напірно-термоанемометричного

вимірювача коефіцієнт тепловіддачі α за робочих умов можна визначати експериментальним шляхом на базі алгоритму (2.9) таким чином [18]:

$$\alpha = \frac{I_D^2 R_D}{\pi d_D l_D (T_D - T)}. \quad (2.12)$$

2.5 Розрахунок трубки Піто для вимірювання витрати природного газу.

Вимірювання витрати ґрунтується на залежності динамічного тиску (напору) від швидкості потоку контрольованого середовища.

Відповідно до рівняння Бернуллі різницю між повним і статичним тиском записуємо $p_{\text{п}} - p_{\text{с}} = \rho v^2 / 2$. Звідки отримуємо швидкість

$$v = \sqrt{2(p_{\text{п}} - p_{\text{с}}) / \rho} = \sqrt{2p_{\text{Д}} / \rho}, \quad (2.13)$$

де $p_{\text{п}}$, $p_{\text{с}}$ і $p_{\text{Д}}$ - повний, статичний і динамічний тиск,

v ; ρ і ρ — швидкість (м/с) і густина (кг/м³) контрольованого середовища.

Динамічний натиск, а отже, і швидкість вимірюють швидкісними трубками в комплекті з диференціальним манометром (рис.2.4). За наведеної схемою лівою трубкою вимірюють статичний тиск, а правою (вигнутою під кутом) — повний тиск. Диференціальний манометр, що з'єднує обидві трубки, показує різницю між повним і статичним тиском, тобто динамічний тиск. Якщо при цьому різниця рівнів робочої рідини в дифманометрі дорівнює h , то динамічний тиск становить:

$$p_{\text{с}} = p_{\text{п}} - p_{\text{с}} = \rho g h \quad (2.14)$$

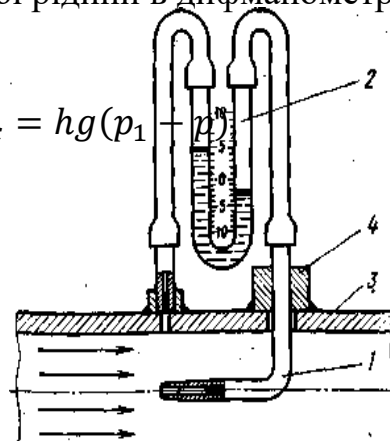


Рисунок 2.4 Схема вимірювання динамічного тиску:
1 - напірна трубка; 2 - дифманометр; 3 - трубопровід; 4 - сальник

де p_1 - густина робочої рідини в дифманометрі; g - прискорення вільного падіння.

Підставляючи значення з формули p_0 (2.14) до формули (2.13), отримуємо

$$v = \sqrt{\frac{2g}{\rho}} h(p_1 - p). \quad (2.15)$$

Розглянутий спосіб вимірювання одинарною напірною трубкою вперше застосовано 1732 р. Піто для вимірювання швидкості води. Подальший розвиток цього способу призвело до створення подвійних трубок напірних, в яких трубки для вимірювання повного і статичного тисків з'єднані. Застосовують ряд конструкцій подвійних трубок напірних, пристосованих як для лабораторних, так і для промислових вимірювань витрати рідин і газів.

Зовнішній діаметр напірної трубки повинен бути невеликим, щоб не викликати помітного звуження потоку в місці установки трубки. Зазвичай зовнішній діаметр напірної трубки не перевищує 1/10 внутрішнього діаметра трубопроводу. Динамічний тиск, що вимірюється, зазвичай невеликий, тому при малих швидкостях потоків застосовують мікроманометри з нахиленою трубкою або чашкові.

Напірними трубками повний та статичний тиск вимірюють з деякою похибкою, яка залежить від конструкції напірної трубки. Це пояснюється тим, що практично не можна поєднати в одній точці вхідні отвори лівої та правої трубок. Крім того, ці отвори не ідентичні для всіх напірних трубок. Тому у формулу (2.15) вводять поправочний коефіцієнт ξ , що враховує конструктивні особливості та неточності виготовлення трубок. Коефіцієнт ξ для трубок різних конструкцій визначають дослідним шляхом.

У загальному вигляді формула визначення швидкості має вигляд

$$v = \xi \sqrt{\frac{2g}{\rho}} h(p_1 - p). \quad (2.16)$$

Для ретельно виконаних трубок при $Re > 700$ коефіцієнт ξ близький до одиниці, а при $Re < 700$ коефіцієнт ξ зменшується і може значно відрізнятись від одиниці.

З застосовуваних конструкцій напірних трубок найбільш поширені нормалізовані подвійні трубки з напівсферичним та конічним (гострим) наконечником (рис. 2.5). Для цих трубок коефіцієнт $\xi = 1$. Трубка складається з вимірювального циліндра 1, що має центральний отвір для сприйняття повного тиску. На вимірювальному циліндрі є два або чотири отвори для виміру статичного тиску. Один кінець вимірювального циліндра закріплений на тримачі 2 овального перерізу, що містить два штуцери 4 для приєднання до диференціального манометра. Центральний отвір вимірювального циліндра з'єднується наскрізним каналом усередині вимірювального циліндра та металевій трубки 3, розташованої в тримачі, зі штуцером трубки більшого тиску. Статичний тиск передається через кільцеву щілину, з'єднану з другою металевією трубкою 3 всередині тримача.

Швидкісну трубку встановлюють в отворі, просвердленому в стінці трубопроводу, і закріплюють на фланці або в штуцері з сальниковим ущільненням. У всіх випадках при монтажі бажано забезпечити можливість поздовжнього переміщення трубки. Швидкісні трубки встановлюють на прямих ділянках трубопроводів або після струменевипрямлячів.

При визначенні витрати швидкісними трубками має бути виміряна середня за перерізом трубопроводу швидкість потоку. Найбільш простий спосіб визначення середньої швидкості v_{cp} в трубопроводах круглого перерізу при ламінарному та турбулентному потоках ґрунтується на використанні залежності $v_{cp} / v_{max} = f(Re)$, де v_{max} - максимальна швидкість потоку по осі трубопроводу; Re - число Рейнольдса, віднесене до діаметра трубопроводу.

На рис. 2.5 показана експериментальна крива, що виражає залежність відношення v_{cp} / v_{max} від числа Рейнольдса. Швидкісну трубку встановлюють вздовж осі трубопроводу, вимірюють v_{max} , по ній підраховують Re , а потім за графіком (рис. 2.5) визначають середню швидкість v_{cp} . Переріз трубопроводу, в якому встановлюють трубку, повинна бути розташована на відстані $(40-50) D$ від входу.

Більш точним, що не залежить від характеру потоку та форми перерізу трубопроводу, є спосіб розбивки перерізу трубопроводу на ряд ділянок з

рівними площами та вимірювання швидкості в певній точці кожної ділянки. Середню швидкість для повного перерізу трубопроводу можна визначити як середнє арифметичне цих швидкостей:

$$v_{\text{ср}} = \frac{1}{n} (v_1 + v_2 + \dots + v_n), \quad (2.17)$$

де $v_1 + v_2 + \dots + v_n$ —швидкості, які виміряні в різних перерізах;
 n – кількість точок вимірювання.

Різниця рівнів, що відповідає середній швидкості становить:

$$\sqrt{h_{\text{ср}}} = (\sqrt{h_1} + h_2 + \dots + \sqrt{h_n}), \quad (2.18)$$

де h_1, h_2, \dots, h_n — різниці рівнів, що відповідають швидкостям v_1, v_2, \dots, v_n .

Середня швидкість потоку становить:

$$v_{\text{ср}} = \sqrt{\frac{2g}{p}} h_{\text{ср}}(p_1 - p). \quad (2.19)$$

Згідно викладеного вище перерізи круглих трубопроводів розбивають на n рівновеликих за площею концентричних кілець радіусами, проведеними з центру перерізу. Динамічний тиск слід вимірювати на кожному кільці в чотирьох точках, що лежать на двох взаємно перпендикулярних діаметрах.

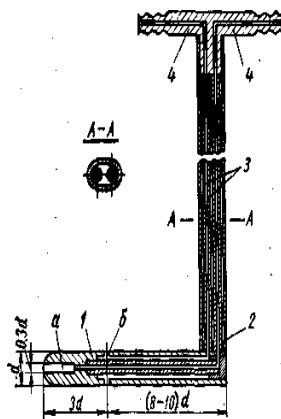


Рисунок 2.5 - Нормалізована подвійна напірна трубка з напівсферичним наконечником

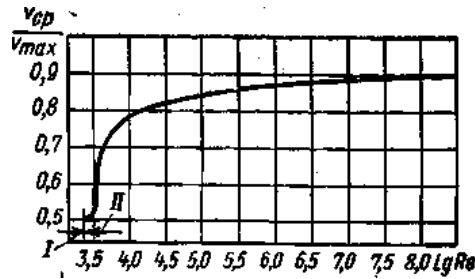


Рисунок 2.6 Залежність v_{cp} / v_{max} від числа Рейнольдса
(I - ламінарний режим; II - турбулентний режим)

Перетин прямокутних трубопроводів із площею перерізу до $0,35 \text{ м}^2$ рекомендується розбивати не менше ніж на 16 рівних за площею ділянок і вимірювати динамічний тиск у центрі кожної ділянки. Для прямокутних трубопроводів з великим перерізом площу кожної ділянки рекомендується брати трохи більше від $0,025 \text{ м}^2$. Знаючи середню швидкість потоку і площу поперечного перерізу трубопроводу, миттєву витрату ($\text{м}^3/\text{с}$) визначають за формулою

$$Q = sv_{cp} \quad (2.20)$$

При відхиленні форми і розмірів швидкісних трубок від нормалізованих у формулі витрати вводять поправочний коефіцієнт ξ , який визначають експериментально, наприклад, як це вказано в [5].

Згідно завдання на бакалаврську роботу об'єма витрати природного газу становить $Q_0 = 200 \text{ м}^3/\text{год}$ у трубопроводі діаметром $D = 80 \text{ мм}$.

Розраховуємо перепад тиску, який буде формуватися трубкою Піто.

Спочатку визначаємо середню швидкість V_c потоку газу по перерізу трубопроводу за формулою

$$V_c = \frac{4Q_0}{\pi D^2} \quad (2.21)$$

Підстановка вхідних числових значень у формулу (2.21) дає результат:

$$V_c = \frac{4 \cdot 200}{\pi \cdot (80 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 3600} = 11,05 \text{ м/с} \quad (2.22)$$

Розраховуємо число Рейнольдса для вимірюваного потоку газу за формулою

$$Re = \frac{V_c \cdot D \cdot \rho}{\mu}, \quad (2.23)$$

де μ – динамічна в'язкість газу, яка із [5] становить $12 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}$;

ρ – густина газу, яку згідно завдання приймаємо $0,75 \text{ кг/м}^3$.

Тому число Re буде становити

$$Re = \frac{11,05 \cdot 0,08 \cdot 0,75}{12 \cdot 10^{-6}} = 5,52 \cdot 10^4 \quad (2.24)$$

Згідно рекомендацій [5] для діапазону чисел Re від $4 \cdot 10^3$ до $3 \cdot 10^6$, яка відповідає розрахованому за (2.24) значенню $5,52 \cdot 10^4$, при встановленні центра трубки Піто вздовж осі трубопроводу ця місцева швидкість потоку буде відповідати середній швидкості потоку.

Далі розраховуємо перепад тиску на трубці Піто за формулою

$$\Delta p = \frac{v^2 \cdot K_T \cdot \rho}{2}, \quad (2.25)$$

де K_T – коефіцієнт форми трубки Піто, який згідно експериментальних даних [5] можна прийняти $K_T=0,96$.

Тому

$$\Delta p = \frac{11,05^2 + 0,96 \cdot 0,75}{2} = 43,96 \text{ Па} \quad (2.26)$$

Враховуючи, що це невелике значення перепаду тиску, то для його вимірювання необхідно вибрати відповідний дифманометр. Вибираємо вимірювальний перетворювач різниці тисків моделі STX2100 фірми Druck з такими метрологічними і технічними характеристиками [5]:

- діапазони вимірювання від 0-375 Па до 0-2 МПа;
- границя допустимої проведеної похибки $\pm 0,1\%$;
- вихідний сигнал: двохпровідна лінія від 4 до 20 мА з протоколом HART;
- маса перетворювача 3,4 кг.

2.6 Конструювання пристрою для вимірювання витрати та енергетичної цінності природного газу

Суть конструйованого пристрою полягає в тому, що він містить давач витрати пневмометричного типу на базі модернізованої трубки Піто-Прантля, яка складається із традиційної трубки повного тиску та трубки статичного тиску, що виконана у вигляді кільцевої камери причому торець трубки повного тиску співвісно розташований в центрі трубопроводу і кільцевої камери. Давач температури та дифманометричний перетворювач, який підключений

імпульсними лініями до трубки повного тиску і кільцевої камери. Обчислювально-реєструючий блок під'єднаний із вказаними давачами, а давач температури виконаний у вигляді поверхневого термоперетворювача опору, працюючого у режимі постійної потужності нагріву та напиленого на зовнішній поверхні трубки повного тиску на відстані, не меншій за п'ятикратний діаметр трубки повного тиску. Конструктивно зовнішня поверхня напиленого шару має вигляд черв'яка із напівсферичних виступів та заглибин [11].

За рахунок виконання давача температури у вигляді поверхневого напиленого термоперетворювача опору, який працює у режимі постійної потужності нагріву досягається суттєва зміна кількості тепла, що відбирається від термоперетворювача контрольованим вимірювальним середовищем. У випадку високих значень коефіцієнтів теплопровідності, теплоємності та дифузійних характеристик газового середовища при фіксованій швидкості потоку природного газу, кількість відібраного тепла буде великою, а ефективна вимірювана температура газу буде нижчою. Отримана різниця температур буде пропорційна теплоті його згорання. Чим нижчі вказані показники, тим менша різниця температур, а значить і нижча теплота згорання газової суміші.

На рис.2.7 зображена принципова схема пристрою для вимірювання витрати та енергетичної цінності природного газу, де: 1 - циліндричний корпус пристрою, 2 - торцеві фланці для закріплення пристрою у працюючий газопровід, 3 - кільцева камера з відбором статичного тиску, 4 - трубка повного тиску, 5 - напилений поверхневий термоперетворювач опору. Кільцева камера 3 і трубка повного тиску 4 складають модернізовану трубку Піто-Прандтля. На цьому ж рисунку ще показані: 6 - дифманометричний перетворювач, 7 - блок вимірювання температури та пристрій нагріву термоперетворювача опору постійної потужності, 8 - обчислювальний блок визначення уточненої витрати та енергетичної цінності природного газу.

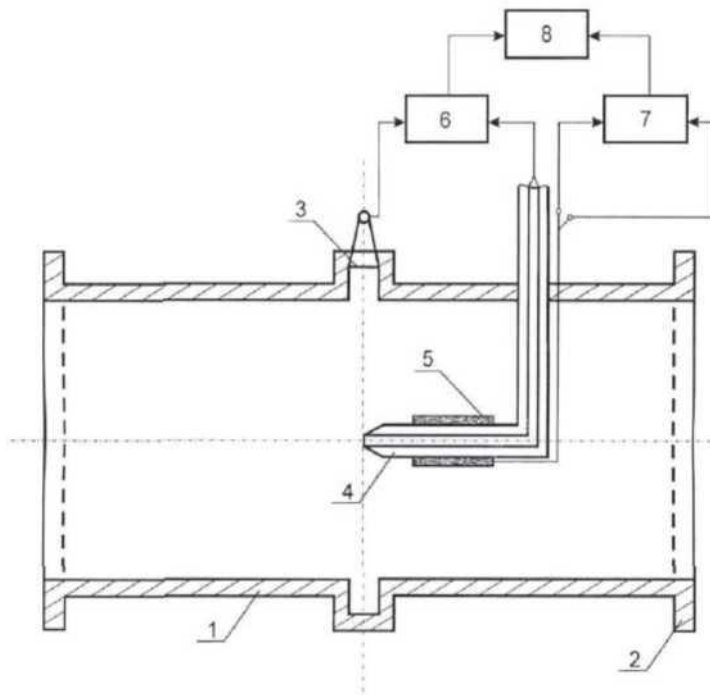


Рисунок 2.7 - Принципова схема пристрою для вимірювання витрати та енергетичної цінності природного газу.

При протіканні природного газу всередині корпусу 1, який за допомогою фланців 2 вмонтований в технологічний газопровід, дифманометричний перетворювач 6 сприймає повний тиск від трубки повного тиску 4 та статичний тиск від кільцевої камери (так званої модернізованої трубки Піто-Прандтля). Різниця вказаних повного і статичного тисків пропорційна середній швидкості газового потоку, а її добуток із площею поперечного перерізу дає експериментатору значення об'ємної витрати спожитого газу. Напильний термоперетворювач опору 5 працює в режимі постійної потужності нагріву, що дозволяє в початковий момент отримати уточнене значення витрати газу через корпус давача запропонованої конструкції [11].

Напильний термоперетворювач опору, що в подальшому працює циклічно, завдяки нагріву постійної потужності, має на початку певну температуру, а при проходженні паливного газу, який характеризується певними значеннями теплопровідності, теплоємності і дифузійної здатності, відбирає від нагрітого термоперетворювача опору також певну кількість тепла, змінюючи його температуру. При зміні вказаних параметрів паливного чи природного газу, кількість тепла, що відбирається потоком газу, також буде змінюватися на

більшу величину при їх збільшенні, і зменшуватися при їх зменшенні. Тобто зміна температури нагрітого постійною потужністю термоперетворювача опору однозначно буде зв'язана із теплотворною здатністю газу. За наявності газових сумішей різної теплотворної здатності проводиться відповідне градування термоперетворювача опору, який працює за термоанемометричним принципом. Сигнал, пропорційний теплотворній здатності паливного газу, формується в обчислювальному блоці 7, а поступаючи в обчислювальний блок 8, де формуються за певним алгоритмом величини витрати, кількості спожитого газу та його енергетичної цінності [22].

На рис. 2.8 приведена схема розташування напиленого термоперетворювача опору 5 на трубці повного тиску 4 із зовнішнім діаметром d , а відстань встановлення вказаного термоперетворювача опору від торця трубки повного тиску $L > 5d$ [11].

На рис. 2.9 показаний переріз трубки повного тиску 4, на якій змонтований напилений термоперетворювач опору 5, який відділяється від трубки повного тиску шаром 9 із ізоляційного матеріалу 9 [11].

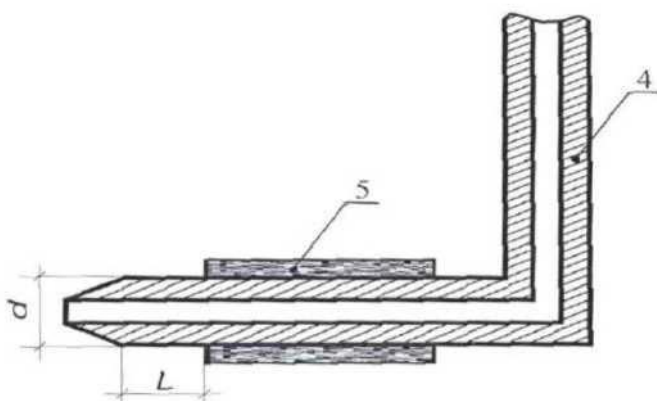


Рисунок 2.8 - Схема розташування напиленого термоперетворювача опору

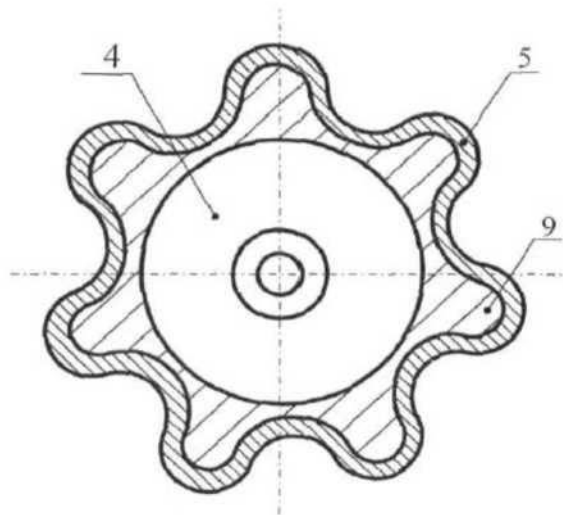


Рисунок 2.9 - Переріз трубки повного тиску 4, із змонтованим напиленим термоперетворювачем опору 5

3 МЕТРОЛОГІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВИМІРЮВАЧА ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЦІННОСТІ

3.1 Розробка метрологічної моделі напірно-термоанемометричного пристрою контролю енергетичної цінності природного газу

Метрологічний аналіз напірно-термоанемометричного пристрою контролю проведемо з використанням концепції невизначеності у вимірюваннях.

Для розрахунку стандартної невизначеності визначення енергетичної цінності природного газу при функціонуванні напірно-термоанемометричного пристрою контролю розроблена його метрологічна модель, яка реалізована на базі алгоритму функціонування (1.4), (3.1)-(3.3) [21].

На ній (рис. 3.1) позначено: u_{BE} – стандартна невизначеність визначення енергетичної цінності природного газу; u_{BH} – стандартна невизначеність визначення нижчої теплоти згорання природного газу; u_{Bq} – стандартна невизначеність визначення витрати природного газу; u'_{BH} – стандартна невизначеність апроксимації теплоти згорання природного газу за коефіцієнтом тепловіддачі α_C термоанемометричного перетворювача; $u_{B\alpha_C}$ – стандартна невизначеність приведення коефіцієнта тепловіддачі α до стандартних умов; $u_{B\alpha}$ – стандартна невизначеність визначення коефіцієнта α за робочих умов напірно-термоанемометричного вимірювача; $u_B(I_D)$, $u_B(R_D)$, $u_B(d_D)$, $u_B(l_D)$, $u_B(p)$, $u_B(T)$ – стандартні невизначеності вимірювання сили електричного струму через термоанемометричний давач, електричного опору, діаметра та довжини термоанемометричного давача, тиску та температури природного газу відповідно; $u'_{BpT\alpha}$, $u'_{Bv\alpha}$ – стандартні невизначеності апроксимацій коефіцієнта α від тиску, температури та швидкості потоку газу відповідно; $u_B(p)$, $u_B(T)$ – стандартні невизначеності вимірювання тиску і температури відповідно; u_{Bv} – стандартна невизначеність визначення швидкості потоку природного газу; $u_B(d)$, $u_B(\Delta p)$ – стандартні невизначеності вимірювання внутрішнього діаметра трубопроводу і перепаду тиску на трубіці Піто відповідно; $u_B(K_i)$ – стандартна

невизначеність визначення коефіцієнта трубки Піто; u_{BK} , $u_{B\rho_c}$ – стандартна невизначеність визначення коефіцієнта стисливості та густини природного газу за стандартних умов відповідно [21].

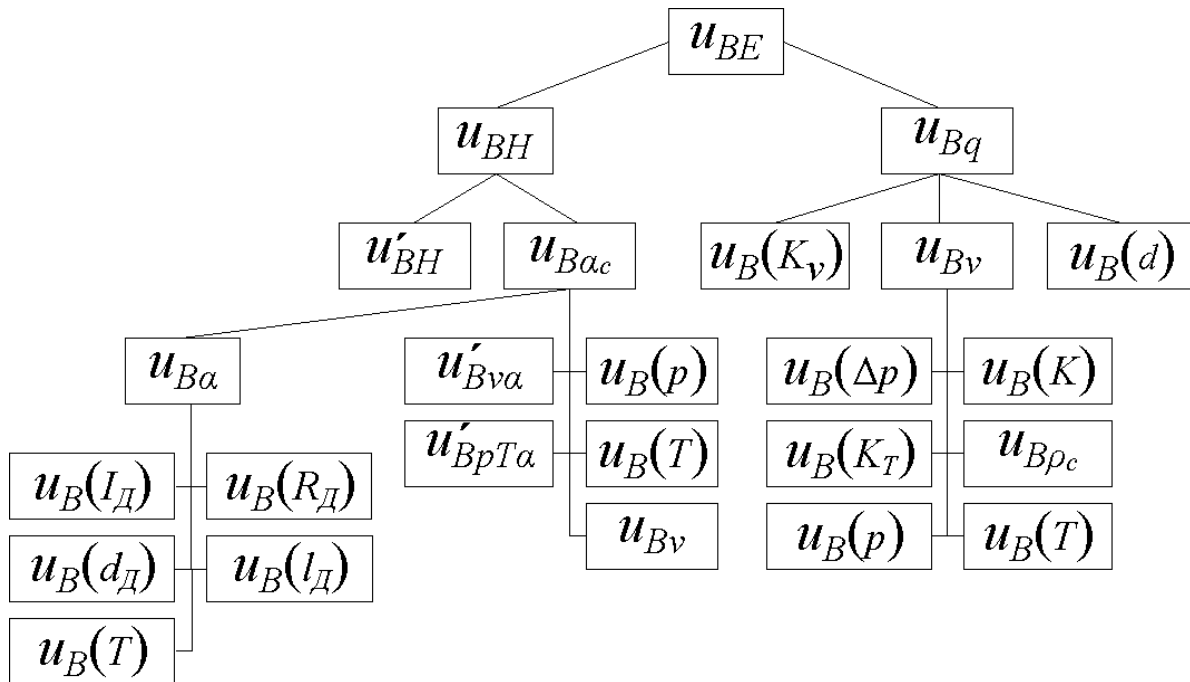


Рисунок 3.1 – Метрологічна модель визначення енергетичної цінності природного газу при функціонуванні напірно-термоанемометричного пристрою контролю

З врахуванням того, що до метрологічної моделі (рис. 3.1) входить стандартна невизначеність визначення густини природного газу за стандартних умов $u_{B\rho_c}$, розглянемо окрему метрологічну модель для її визначення [15].

Метрологічна модель визначення $u_{B\rho_c}$ (рис. 3.2) містить наступні невизначеності: $u'_{B\rho_c}$ – стандартна невизначеність апроксимації густини природного газу за стандартних умов від коефіцієнта тепловіддачі α_{c0} за стандартних умов при швидкості потоку 0 м/с; $u_{B\alpha_{c0}}$ – стандартна невизначеність приведення коефіцієнта тепловіддачі при відсутності потоку α_0 до стандартних умов; $u'_{BpT\alpha_0}$ – стандартна невизначеність апроксимації коефіцієнта α від тиску та температури відповідно.

Невизначеність $u_{B\rho_c}$ розрахуємо за формулою [15]:

$$u_{B\rho_c} = \sqrt{u'_{B\rho_c}{}^2 + \left(\frac{\partial \rho_c}{\partial \alpha_{c0}} u_{B\alpha_{c0}} \right)^2}, \quad (3.1)$$

де $\frac{\partial \rho_c}{\partial \alpha_{c0}}$ – коефіцієнт чутливості для розрахунку стандартної невизначеності коефіцієнта α_{c0} .

На базі алгоритму (1.4) і за умови припущення відсутності кореляційних зв'язків між значеннями його параметрів, запишемо такий вираз для розрахунку сумарної невизначеності u_{Be} при знаходженні енергетичної цінності природного газу e [5]:

$$u_{BE} = \sqrt{\left(\frac{\partial e}{\partial q} u_{Bq}\right)^2 + \left(\frac{\partial e}{\partial H} u_{BH}\right)^2}, \quad (3.2)$$

де $\frac{\partial e}{\partial q}$ і $\frac{\partial e}{\partial H}$ – вагові коефіцієнти впливу для розрахунку невизначеності параметрів q та H відповідно.

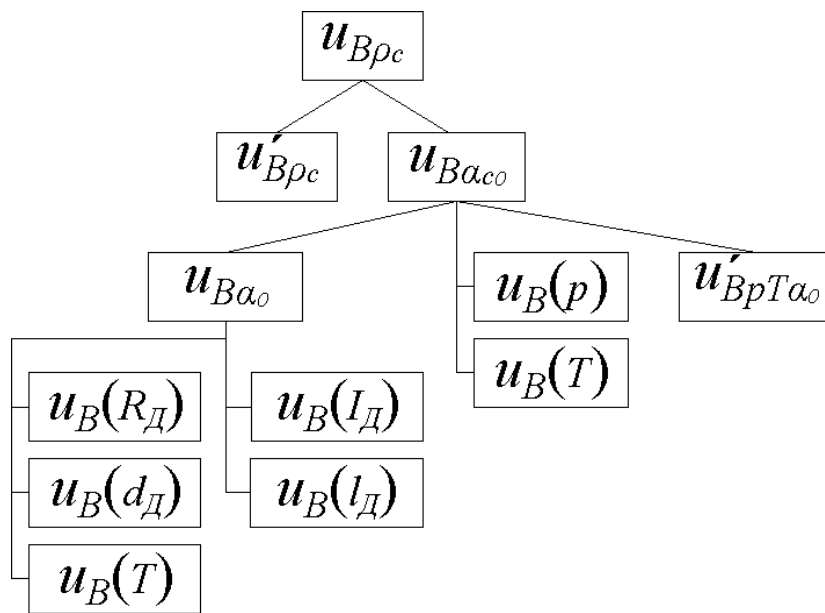


Рисунок 3.2. – Метрологічна модель опосередкованого визначення густини природного газу за стандартних умов при функціонуванні напірно-термоанемометричного пристрою контролю

3.2 Метрологічний аналіз визначення коефіцієнта тепловіддачі термоанемометричного перетворювача при оцінці теплоти згорання природного газу

Запишемо алгоритм розрахунку стандартної невизначеності u_α визначення коефіцієнта тепловіддачі [8]:

$$u_\alpha = u_{B\alpha} + u_{Bp\alpha} + u_{BT\alpha}, \quad (3.3)$$

де $u_{B\alpha}$ – стандартна невизначеність при знаходженні коефіцієнта α ; $u_{Bp\alpha}$ і $u_{BT\alpha}$ – стандартні невизначеності від непостійності тиску та температури природного газу відповідно.

При побудові метрологічної моделі визначення коефіцієнта тепловіддачі термоанемометричного перетворювача необхідно враховувати похибки всіх складових, що входять в алгоритм (3.5) знаходження коефіцієнта тепловіддачі в процесі функціонування напірно-термоанемометричного вимірювача. З врахуванням (2.6)-(2.7) алгоритм (3.5) можна записати у вигляді [8]:

$$\alpha = \frac{I_D^2 R_D}{\pi d_D l_D \left(\frac{R_D + (4rl_D / \pi d_D^2) \cdot (kT_C - 1)}{4krl_D / \pi d_D^2} - T_\Gamma \right)}. \quad (3.4)$$

Для розрахунку стандартної невизначеності $u_{B\alpha}$ знаходження коефіцієнта α використаємо принцип незалежності похибки вимірювання параметрів у (3.4). Таким чином на базі алгоритму (3.4) і за умови припущення відсутності кореляційних зв'язків між значеннями його параметрів, запишемо такий вираз для досліджуваної метрологічної моделі [9]:

$$u_{B\alpha} = \sqrt{\left(\frac{\partial \alpha}{\partial I_D} u_B(I_D) \right)^2 + \left(\frac{\partial \alpha}{\partial R_D} u_B(R_D) \right)^2 + \left(\frac{\partial \alpha}{\partial d_D} u_B(d_D) \right)^2 + \left(\frac{\partial \alpha}{\partial l_D} u_B(l_D) \right)^2 + \left(\frac{\partial \alpha}{\partial T_\Gamma} u_B(T_\Gamma) \right)^2}, \quad (3.5)$$

де $\frac{\partial \alpha}{\partial I_D}$, $\frac{\partial \alpha}{\partial R_D}$, $\frac{\partial \alpha}{\partial d_D}$, $\frac{\partial \alpha}{\partial l_D}$, $\frac{\partial \alpha}{\partial T_\Gamma}$ – коефіцієнти чутливості параметрів I_D , R_D , d_D ,

l_D, T_G відповідно при розрахунку невизначеності коефіцієнта α ;

$u_B(I_D), u_B(R_D), u_B(d_D), u_B(l_D), u_B(T_G)$ – стандартні невизначеності вимірювання параметрів I_D, R_D, d_D, l_D, T_G відповідно.

При цьому у формулі (3.5) стандартні невизначеності $u_B(r), u_B(k), u_B(T_C)$ і $u_B(\pi)$ не вказані внаслідок того, що питомий електричний опір матеріалу дротини (платини), температурний коефіцієнт електричного опору для платини, температура за стандартних умов є фізичними константами $r=11 \cdot 10^{-8}$ Ом·м, $k=3,9 \cdot 10^{-3}$ К⁻¹, $T_C=293,15$ К і подаються в довідковій літературі.

Зважаючи, що на стадії попередньої оцінки метрологічних характеристик напірно-термоанемометричного пристрою контролю практично неможливо обчислити кількісні характеристики невизначеностей без конкретних числових даних, то задамося такими попередньо визначеними оцінками значень вхідних величин для робочих умов функціонування пристрою контролю: $I_D=0,2$ А, $R_D=2$ Ом, $d_D=30 \cdot 10^{-6}$ м, $l_D=0,01$ м, $T_G=30$ °С, $p_G=0,2$ МПа [8].

Спочатку визначимо всі стандартні невизначеності, які входять в (3.5). При цьому їх будемо обчислювати за типом В силу неможливості застосування статистичних методів оцінки для обробки результатів багаторазових вимірювань.

Невизначеності вимірювання сили електричного струму I_D , температури природного газу T_G , електричного опору R_D , діаметра d_D та довжини l_D металеві дротини визначаються метрологічними характеристиками використаних вимірювальних приладів. Так для вимірювання електричного струму використовується амперметр з границею основної похибки $\delta(I_D)=\pm 0,5$ %, а для вимірювання електричного опору – омметр з границею основної похибки $\delta(R_D)=\pm 0,5$ %. Діаметр металеві дротини визначали розрахунковим методом шляхом вимірювання її електричного опору за допомогою мостової схеми, що забезпечило досягнення абсолютної похибки $\Delta(d_D)=\pm 1 \cdot 10^{-8}$ м. Довжину металеві дротини можна вимірювати за допомогою мікроскопа з абсолютною похибкою рівною $\Delta(l_D)=\pm 1 \cdot 10^{-5}$ м. Температура природного газу вимірюється за допомогою термометра з абсолютною похибкою $\Delta(T_G)=\pm 0,15$ К. З врахуванням

нормального закону розподілу спостережень при вимірюванні сили електричного струму, електричного опору, температури газу та довжини металеві дрітчини отримуємо [10]:

$$u_B(I_D) = \frac{2 \cdot \delta(I_D) \cdot I_D}{100 \cdot \sqrt{36}} = 3,3 \cdot 10^{-4} \text{ А}; \quad (3.6)$$

$$u_B(R_D) = \frac{2 \cdot \delta(R_D) \cdot R_D}{100 \cdot \sqrt{36}} = 0,003 \text{ Ом}; \quad (3.7)$$

$$u_B(T_G) = \frac{2 \cdot \Delta(T_G)}{\sqrt{36}} = 0,05 \text{ К}. \quad (3.8)$$

Невизначеність вимірювання діаметра та довжини металеві дрітчини знайдена як стандартна невизначеність типу В з прийнятим трикутним законом розподілу результатів спостережень, який має місце при вимірюванні лінійних розмірів циліндричних об'єктів [10]:

$$u_B(d_D) = \frac{2 \cdot \Delta(d_D)}{\sqrt{24}} = 4,08 \cdot 10^{-7} \text{ м}; \quad (3.9)$$

$$u_B(l_D) = \frac{2 \cdot \Delta(l_D)}{\sqrt{24}} = 4,08 \cdot 10^{-6} \text{ м}. \quad (3.10)$$

Кількісну оцінку коефіцієнтів чутливості, які входять у (3.5), знайдемо з використанням програмного пакету MathCad для розрахунку часткових похідних досліджуваного параметра α відносно параметрів, які формують його похибку. З врахуванням їх достатньо складного математичного запису подамо їхні кількісні оцінки за умови врахування вказаних вище кількісних значень робочих умов функціонування вимірювача. Цими числами будуть:

$$\frac{\partial \alpha}{\partial I} = 134500 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К} \cdot \text{А}}; \quad \frac{\partial \alpha}{\partial R_D} = -2837,0 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К} \cdot \text{Ом}}; \quad \frac{\partial \alpha}{\partial d_D} = -5,128 \cdot 10^8 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}};$$

$$\frac{\partial \alpha}{\partial l_D} = -5,675 \cdot 10^5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}; \quad \frac{\partial \alpha}{\partial T_G} = 21,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}^2}.$$

Таким чином, після підстановки у (3.5) розрахованих за формулами (3.6)-(3.10) значень стандартних невизначеностей і відповідних значень коефіцієнтів чутливості отримаємо таке числове значення стандартної невизначеності для коефіцієнта тепловіддачі $u_{B\alpha} = 23,783 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$.

Для визначення додаткових невизначеностей $u_{Bp\alpha}$ і $u_{BT\alpha}$ [8] на базі алгоритму (2.9) запишемо:

$$u_{Bp\alpha} = \frac{\partial \alpha_C}{\partial p_G} u_B(p_G); \quad (3.11)$$

$$u_{BT\alpha} = \frac{\partial \alpha_C}{\partial T_G} u_B(T_G), \quad (3.12)$$

де $\frac{\partial \alpha_C}{\partial p_G}$, $\frac{\partial \alpha_C}{\partial T_G}$ – коефіцієнти чутливості для розрахунку невизначеності

параметрів p_G і T_G відповідно;

$u_B(p_G)$, $u_B(T_G)$ – стандартні невизначеності вимірювання параметрів p_G і T_G відповідно.

Для вимірювання тиску природного газу використовувався перетворювач тиску з границею основної похибки $\delta(p_G) = \pm 0,1$ %. З врахуванням нормального закону розподілу результатів вимірювань тиску отримуємо таке значення стандартної невизначеності [14]:

$$u_B(p_G) = \frac{2 \cdot \delta(p_G) \cdot p_G}{100 \cdot \sqrt{36}} = 6,7 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}. \quad (3.13)$$

Обчислимо коефіцієнти чутливості для (3.11)-(3.12), знайшовши частинні похідні для досліджуваного параметра α_C . Далі підставимо в отримані формули визначені оцінки значень вхідних величин. При цьому числове значення $\bar{\alpha}$ (середнє значення коефіцієнта α), яке для заданих значень оцінок параметрів, згідно з (3.4) буде становити $\bar{\alpha} = 1345,0 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. Тому отримуємо [14]:

$$\frac{\partial \alpha_C}{\partial p_G} = \frac{-2261102584 \cdot \bar{\alpha}}{(1,54 \cdot T_G + 14638 \cdot p_G + 1367,5)^2} = -12120 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К} \cdot \text{Па}};$$

$$\frac{\partial \alpha_C}{\partial T_G} = \frac{-237881 \cdot \bar{\alpha}}{(1,54 \cdot T_G + 14638 \cdot p_G + 1367,5)^2} = -1,275 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}^2}.$$

Підставивши отримані значення у (3.11)-(3.12) отримаємо такі числові значення стандартних невизначеностей: $u_{Bp\alpha} = -0,081204 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$; $u_{BT\alpha} = -0,06375 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. Підставивши отримані значення стандартних невизначеностей $u_{B\alpha}$, $u_{Bp\alpha}$ і $u_{BT\alpha}$ у (3.3) отримаємо числове значення стандартної невизначеності для коефіцієнта тепловіддачі $u_{\alpha} = 23,92 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ [8].

З врахуванням розрахованого значення коефіцієнта $\bar{\alpha} = 1345,0 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ отримуємо таке значення відносної сумарної невизначеності:

$$\delta u_{\alpha} = \frac{u_{\alpha}}{\bar{\alpha}} \cdot 100 = 1,78 \%. \quad (3.14)$$

Для обчислення розширеної невизначеності визначення коефіцієнта α необхідно результат з (3.14) помножити на коефіцієнт охоплення k_0 для відповідної довірчої ймовірності. Приймаючи $k_0=2$ у відповідності до вибраної довірчої ймовірності $P=0,95$, отримаємо $u_P(\alpha) = \pm 3,56 \%$.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Аналіз потенційно шкідливих факторів та небезпек виробничого середовища

Термоанемометричний витратомір енергетичної цінності природного газу для проведення необхідних вимірів та обчислень автоматизований, тобто робота на ньому пов'язана з персональним комп'ютером за допомогою якого оператор проводить необхідні роботи.

Конструкція термоанемометричного витратоміра енергетичної цінності природного газу не передбачає використання напруги яка перевищує 220 В. Але заздалегідь передбачає відповідний захист персоналу від випадкового ураження від струмонесучих провідників. На робочих місцях операторів ПК знаходиться інструкція, що містить правила роботи з термоанемометричним витратоміром.

Трудова діяльність працівників відбувається у певному виробничому середовищі, що впливає на їхній функціональний стан. До найбільш значимих фізичних факторів виробничого середовища належать [25, 26]:

- електромагнітні хвилі різних частотних діапазонів;
- електростатичні поля;
- параметри мікроклімату (температура, атмосферний тиск, відносна вологість повітря, тощо);
- шум;
- світлотехнічні показники.

Робота на ПК впливає на психофізіологічні можливості людини, оскільки така діяльність характеризується:

- суттєвим статичними фізичними навантаженнями;
- напруженнями сенсорного апарату,
- недостатньою руховою активністю;
- навантаженням нервових центрів, що забезпечують увагу, мислення, регуляції рухів.

- інформаційними навантаженнями.

Робота користувачів ПК частіше за все проходить за взаємодії з іншими людьми, тому виникають актуальні питання раціоналізації міжособових стосунків.

Такі питання порушують як психологічні, так і соціально-психологічні аспекти взаємовідносин між працівниками, які також є факторами «ризиків» та впливають на функціональний стан користувачів ПК.

Потенційні небезпеки роботи на ПК [27]:

- 1) зоровий дискомфорт;
- 2) ураження шкіри;
- 3) перенапруження скелетно-м'язової системи;
- 4) електромагнітне випромінювання.

Порушення зорових функцій користувачів ПК пов'язані з трьома групами факторів [27]:

- параметрами освітлення робочого місця;
- специфікою роботи за комп'ютером;
- характеристиками дисплея.

При профілактиці астенопії перш за все слід звернути увагу на:

- забезпечення раціонального освітлення робочого місця,
- дотримання режимів праці та відпочинку;
- використання сучасних дисплеїв.

Заходи щодо запобігання створенню значної напруженості поля, а також, захисту від статичної електрики, полягають у наступному [27]:

- встановити нейтралізатори статичної електрики;
- застелити підлогу в приміщеннях антистатичним лінолеумом та проводити щоденне вологе прибирання приміщення;
- підтримувати в приміщенні відносно вологість повітря не нижче 50% (сухе повітря більш електростатичних зарядів);
- складати всі полімерні покриття у найбільш віддаленому від користувачів місці;
- користувачам персональних комп'ютерів рекомендовано носити одяг, з

натуральних матеріалів;

– для зняття статичного заряду слід кілька разів на день мити обличчя та руки водою. Або торкатися металевих поверхонь (наприклад, батареї центрального опалення);

– протирати екран ПК та робоче місце зволоженою тканиною або спеціальною антистатичною серветкою.

Основними причинами перенапруження скелетно-м'язової системи є [27]:

– нераціональне положення тіла (поза) на робочому місці;

– обмежена загальна рухова активність;

– однотипні циклічні навантаження, що викликані, наприклад, роботою за клавіатурою.

Дослідження присвячені пошуку заходів щодо профілактики шкірних захворювань у користувачів ПК виявили, що підвищення відносної вологості повітря та вилучення килимових покриттів (які нагромаджують на собі статичні заряди), сприяють зниженню виникнення шкірних висипань на обличчі. Також, встановлення сіткового екрана з металевого дроту між оператором і дисплеєм знижувало частоту виникнення захворювань шкіри.

Заходи профілактики несприятливого впливу електромагнітного випромінювання на користувача ПК полягають у наступному [27, 28]:

– встановити відеотермінал, що відповідає сучасним вимогам захисту від випромінювань (МРК-II або ТСО-95);

– не переобтяжувати приміщення великою кількістю робочих місць з персональними компютерами;

– встановити на ПК старої конструкції (до 1995р.) заземлений приєкранний фільтр;

– вимикати комп'ютерну техніку, якщо на ньому не працюють, але знаходяться неподалік від нього.

Характеристика несприятливих виробничих факторів, що впливають на здоров'я працівника подано в табл.4.1.

Таблиця 4.1 – Аналіз потенційних небезпек виробничих факторів

Джерело небезпеки	Характеристика потенційно небезпечних виробничих факторів, допустимі значення
<p>1. Термоанемометричний витратомір енергетичної цінності природного газу:</p> <ul style="list-style-type: none"> - максимальний тиск природного газу; - відносна вологість повітря; - шум установки. <p>2. ПЕОМ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - рентгенівське випромінювання; - електричний струм - яскравість - електростатичне поле 	<ul style="list-style-type: none"> - не перевищує 0,6 МПа (можливо отримати механічні травми в аварійних випадках). - до 80 % (може негативно впливати на терморегуляцію організму людини). - діюче значення звукового тиску ГДК: $L_p=74$дБ; $f_{с.т.}=31,5$Гц $L_p=50$ дБ; $f_{с.т.}=31,5$Гц. - фактичне значення: 10–12 мкр.год. (в діапазоні 1-2 КеВ). Існує можливість „м’якого” опромінення ГДД: 100мкр.год. - напруга 220 В; сила струму 5 А; частота 50Гц. Можливість ураження електричним струмом. - фактичне значення: 75 – 80 кд/м² (допустиме значення: 35 кд/м²). Можливість пошкодження зору. - фактичне значення: 15 кВ/м. (допустима напруженість поля 20-60 кВ/м). Можливе ураження шкіри, серцево-судинної, дихальної, та нервової системи.

У випробувальній лабораторії перш за все слід звернути увагу на:

- відсутність витоку газу;
- вибухозахисту та попереджуючі написи;

- наявність заглушок у вхідних пристроях, які на даний час не використовуються;
- наявність заземлюючі пристроїв.

Персонал, який проводить вимірювання енергетичної цінності природного газу у лабораторії, повинен мати інформацію щодо властивостей газу [29]. Також, слід пам'ятати, що природний газ не має забарвлення та запаху, але йому властиві отруйні властивості для організму людини. При наявності від 4 до 16% природного газу в повітрі таке середовище стає вибухонебезпечним.

Таблиця 4.2 - Характеристика шкідливих речовин при роботі пристрою

Назва речовини	ГДК мг/м ³		Перша допомога
	в робочій зоні	в атмосфері	
СО	20	5	Винести потерпілого в лежачому положенні на свіже повітря. Звільнити від частини одягу який заважає диханню. Забезпечити потерпілому дихання киснем, щоб видалити СО. Дати випити активоване вугілля.
Природний газ	300	50	Винести за межі впливу шкідливого газу. Зігріти тіло, грілками. При порушенні дихання дати кисень.

Природний газ може накопичуватись в приміщеннях, шурфах, колодязях. При виникненні такої ситуації суворо забороняється палити, запалювати вогнища. Перш за все, слід перевіряти наявність витoku газу. При цьому забороняється проведення робіт без дотримання техніки безпеки.

Для виявленні витoku газу йому надають неприємний запах, а саме шляхом добавлення одоранту (0.001%) й гасу (1%).

Характеристика шкідливих речовин, які мають місце у виробничому процесі наведено в табл.4.2.

4.2 Забезпечення нормальних умов праці

Для забезпечення нормальних умови праці, які б відповідали усім вимогам закону, необхідно вибрати способи створення та підтримання належних метеорологічних умов виробничого середовища на робочому місці [30].

Визначивши категорії робіт за енерговитратами можна прийняти метеорологічні умови для виробничого приміщення, що проектується, для теплого та холодного періодів року. Вибрані дані будуть оформлені у вигляді табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Оптимальні значення метеорологічних умов для робочих зон виробничого приміщення

Назва приміщення	Категорія важкості фізичних робіт	Період року	Температура, °C	Відносна вологість повітря, %	Швидкість руху повітря, м/с
Вимірювальна лабораторія	I, б – л.	холод.	19 – 21	40 – 60	0,1
		тепл.	22 – 23	40 – 60	0,1
	II, а – с.	холод.	18 – 20	40 – 60	0,2
		тепл.	21 – 23	40 – 60	0,3

Для створення нормальних умов зорової роботи існують встановлені значення мінімальної освітленості, які відповідають санітарним нормам та правилам [31]. Саме базуючись на них було підібрано необхідну величину освітленості.

Значення величини освітленості робочих місць вимірювальної лабораторії, наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Характеристика штучної освітленості робочих місць

Назва приміщення	Розряд зорової роботи	Освітленість, лк			Тип світильника
		Загальна освітленість приміщення	Комбіноване освітлення приміщення	Аварійне освітлення	
Лабораторія	III, в	300	400	30	НПО – 220 – 100

Рух повітря у приміщення може утворюватись внаслідок проходження повітряних потоків через двері, вікна та інші отвори, а також від рухомих частин машин, наприклад, вентилятори комп'ютерів [32, 33]. Потік повітря також утворюється штучно для оздоровлення умов праці.

Виробнича вентиляція – це організований обмін повітря між атмосферою та виробничим приміщенням.

Розрізняють природну та штучну вентиляцію в залежності від джерела, що приводить повітря в рух.

Для утворення в даній лабораторії умов, як відповідають законодавству, рекомендується організувати в приміщенні штучну вентиляцію. Параметри мікроклімату робочих місць підприємства повинні відповідати вимогам ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Характеристика штучної вентиляції наведена в табл.4.5.

Таблиця 4.5 - Характеристики штучної вентиляції робочого приміщення

Приміщення	Тип вентиляції в приміщенні	Вентиляційне обладнання	Кратність повітряного обміну, 1/год
Лабораторія	Механічна, притічно-витяжна	Ц-4-70 (відцентровий)	8
Приміщення з ПК	Притічна	Кондиціонер повного кондиціювання повітря „SAMSUNG – 2SM”	2

4.3 Забезпечення безпеки експлуатації та ремонтних робіт вимірювальних приладів, автоматики та ЕОМ в лабораторіях

Вимоги механічної та електричної безпеки експлуатації ЕОМ і систем обробки інформації встановлені нормативним документом ДСТУ EN 60051-6:2015 [34]. А додаткові чи особливі заходи безпеки при експлуатації і технічному обслуговуванні ЕОМ та пристроїв, вказуються в їх документації на їх експлуатацію.

Працівники, що допускаються до технічного обслуговування та експлуатації ЕОМ, повинні пройти навчання щодо вивчення правил роботи і вимог безпеки під час роботи з ЕОМ. Також, слід детально вивчити експлуатаційну документацію на ЕОМ, для роботи з якими вони одержують дозвіл. До експлуатації ЕОМ допускаються працівники, які мають групу по електробезпеці II і вище, а до технічного обслуговування групу III.

Для безпечної експлуатації ЕОМ повинні забезпечуватися кліматичні умови, які вказані в експлуатаційній документації.

Всі пристрої ЕОМ мають підлягати захисному заземленню [35]. Це не поширюється на пересувні і переносні пристрої, в конструкції яких заземлення не передбачено.

Міцність ізоляції та електричний опір в пристроях ЕОМ перевіряється відповідно до експлуатаційної документації. При цьому, враховують наявність подвійної, підсиленої чи додаткової ізоляції.

Не рідше одного разу на рік періодичній перевірці підлягає струм витoku пристроїв ЕОМ. Його значення не повинне перевищувати, мА:

- 0,25 мА – для пристроїв класу II;
- 0,75 мА – для ручних пристроїв класу I;
- 3,5 мА – для переносних пристроїв класу I, стаціонарних – класу I, призначених для постійного приєднання до мережі, стаціонарних – класу I з вилкою і розеткою.

Перевірка проводиться за допомогою міліамперметра згідно ГОСТ 25861–83 для вторинних ланцюгів, які не мають з'єднань із заземленням. Міліамперметрами по черзі вимірюється струм між заземлюючим елементом пристрою (установки) та проводами вторинного ланцюга.

Блокування, які є на пристроях ЕОМ, повинні бути в справному стані. Вони підлягають обов'язковій перевірці при регламентованому технічному обслуговуванні [35].

У пристроях відображення інформації та введення/виведення інформації ЕОМ, з високовольтними телевізійними трубками, можуть створюватися і накопичуватися заряди статичної електрики. Ці засоби підлягають перевірці під час регламентованому технічному обслуговуванні.

У пристроях ЕОМ, що виробляють паперовий пил чи працюють з порошками при нормальній роботі, обов'язково повинні бути в справності пристосування, які перешкоджають розповсюдженню пилу і забезпечують його накопичення у визначених місцях.

Перевірка таких пристосувань та очищення пристроїв від накопичень паперового пилу проводиться при технічному обслуговуванні пристроїв з періодичністю, яка встановлена в експлуатаційній документації на обладнання.

Попереджувальні написи щодо призначення а також положення органів управління індикації повинні підлягати перевірці при кожному технічному обслуговуванні. Написи на пристроях, що стали непридатними, підлягають відновленню або заміні. Категорично забороняється на пристроях (установках) з ЕОМ, що знаходяться під напругою:

- приєднання та від'єднання зовнішніх та внутрішніх роз'ємів;
- зняття і установка вентиляторів, вузлів і блоків;
- заміна мережевих запобіжників;
- електромонтажні роботи по заміні електрорадіоелементів.

4.4 Розрахунок механічної вентиляції приміщення

В приміщенні, де експлуатується розроблена установка, пропонується для захисту від дії шкідливих речовин встановити механічну вентиляцію.

Розрахуємо конструкцію вентиляції виходячи з умови: кількість виділюючих шкідливостей 38 г/м^3 , а повний тиск вентилятора становить $H_{\Pi}=25 \text{ кг/м}^2$.

Розрахунок здійснено за наступною методикою:

1) при виділенні в повітря приміщення шкідливих газів необхідний повітрообмін визначається з умов розбавлення їх концентрацій допустимого значення:

$$L = \frac{G}{C_e - C_{np}}, \quad (4.1)$$

де G – кількість шкідливих речовин, що поступають в повітря приміщення, мг/год ; C_e , – концентрація шкідливих речовин в повітрі, що видаляється, мг/м^3 ; C_{np} – концентрація шкідливих речовин в припливному повітрі, мг/м^3 .

Концентрація шкідливих речовин в повітрі, що видаляється C_e не повинно перевищувати границю допустимої норми, тобто $C_e \leq C_{\text{док}}$.

Границя допустимої концентрації $C_{\text{док}}=20 \text{ мг/м}^3$. Отже, вміст шкідливих речовин в припливному повітрі не має перевищувати $0,3 C_{\text{док}}$, тобто $C_{np}=0,3 C_{\text{док}}=6 \text{ мг/м}^3$.

Підставляючи значення у формулу (4.1) отримаємо необхідний повітрообмін:

$$L = \frac{38 \cdot 10^3}{20 - 6} = 2714,3 \text{ м}^3/\text{год}.$$

2) для вибору вентилятора розрахуємо необхідну потужність на його валу:

$$N_B = \frac{H_{\Pi} \cdot L}{102 \cdot \eta}, \quad (4.2)$$

де N_B – потужність на валу, кВт ; H_{Π} – повний тиск, який розвиває вентилятор кг/м^2 ; L – розхід повітря вентилятора, $\text{м}^3/\text{год}$; η – коефіцієнт корисної дії передачі ($\eta=0,98$ за умови встановлення колеса через муфту).

Отже, за (4.2) отримуємо:

$$L = \frac{25 \cdot 2714,3}{102 \cdot 0,98} = 6,78 \text{ кВт.}$$

3) наступним кроком є визначення потужності електродвигуна для приводу вентилятора. Враховуємо коефіцієнт запасу потужності згідно формули:

$$N_{ел} = K \cdot N_B, \quad (4.3)$$

для відцентрованого вентилятора $K = 1,1 \div 1,5$ (приймаємо $K = 1,2$).

Отже, за (4.3) отримаємо:

$$N_{ел} = 1,2 \cdot 6,78 = 8,14 \text{ кВт.}$$

Для забезпечення робочої продуктивності $L = 2714,3 \text{ м}^3/\text{год}$ при тиску $P = 25 \text{ кгс/м}^2$ вибираємо відцентрований вентилятор типу Ц-4-70.

Висновки до розділу

В розділі 4 бакалаврської роботи розглянуто питання охорони праці в умовах застосування термоанемометричного витратоміра енергетичної цінності природного газу. Проаналізовано потенційно-небезпечні фактори, що виникають при експлуатації витратоміра та методи їх усунення. Вказано умови для забезпечення безпечності праці обслуговуючого персоналу при виконанні їх службових обов'язків. Здійснено розрахунок примусової вентиляції в приміщенні.

ВИСНОВКИ

Проведений аналіз різних методів вимірювання енергетичної цінності природного газу з врахуванням чинних в Україні нормативних документів. Більш детально розглянуті технічні підходи, які стосуються застосування напірних перетворювачів і термоанемометрів як складових, які в комплексі можуть забезпечити вимірювання енергетичної цінності природного газу.

Розглянуті теоретичні засади вимірювання енергетичної цінності природного газу і розроблені конструктивні рішення витратомірів для цієї реалізації.

Здійснено розроблення декількох схем практичної реалізації вимірювання енергії які стосуються використання парціального витратоміра, комплексного напірно-термоанемометричного вимірювача, а також вимірювача з використанням трубки Піто. Також розглянуто конструкцію вимірювача із застосуванням обвідного трубопроводу на звужувальному пристрої в трубопроводі.

Розроблено метрологічну модель напірно-термоанемометричного вимірювача енергетичної цінності природного газу.

Розглянуті питання охорони праці і вивчення шкідливих та потенційно небезпечних виробничих факторів при роботі вимірювача. Здійснено розрахунок примусової вентиляції в приміщенні.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Власюк Я.М. Реалізація концепції створення єдиної системи обліку природного газу в Україні / Я.М. Власюк, І.С. Кісіль, О.Є. Середюк // *Методи та прилади контролю якості*. – 2005. – № 13. – С.61-65.
2. Пістун Є.П. Облік та економія природного газу / Є.П. Пістун // *Нафтова і газова промисловість*. – 2000. – № 2. – С.43-47.
3. Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо запровадження на ринку природного газу обліку та розрахунків за обсягом газу в одиницях енергії» / *Відомості Верховної Ради*, 2022, №5, ст.30.
4. Природний газ. Визначення енергії: ДСТУ ISO 15112:2009. – [Чинний від 2011-01-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 48 с. – (Національний стандарт).
5. Облік природного газу: довідник / [М.П.Андріїшин, О.М.Карпаш, Я.С.Марчук, І.С.Петришин, О.Є.Середюк, С.А.Чеховський]; за ред. С.А.Чеховського. – Івано-Франківськ: ПП «Сімик», 2008. – 180 с.
6. Пат. 99887 С2 Україна, МПК (2012.01) G 01 F 1/00. Парціальний витратомір / Середюк О.Є., Малісевич В.В. – № а201114278; заявл. 02.12.11; опубл. 10.10.12, Бюл. № 19.
7. Пат. 91778 U Україна, МПК (2014.01) G 01 F 1/00. Парціальний витратомір / Середюк О.Є., Малісевич В.В.; заявники і патентовласники Середюк О.Є., Малісевич В.В. – № u201402428; заявл. 11.03.2014; опубл. 10.07.2014, Бюл. № 13.
8. Малісевич В.В. Метрологічний аналіз визначення коефіцієнта тепловіддачі термочутливого парціального витратоміра при оцінці теплоти згоряння природного газу / В.В. Малісевич, О.Є. Середюк // *Методи та прилади контролю якості*. – 2014. – № 1 (32). – С. 64-71.
9. Метрологія і технологічні вимірювання у нафтовій та газовій промисловості: навч. посіб. / С.А. Чеховський, Н.М. Піндус, О.Є. Середюк [та ін.]; за ред. С.А. Чеховського. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – 534 с.

10. Кісіль І.С. Метрологія, точність і надійність засобів вимірювань: навч. посібник. Івано-Франківськ.: Факел, 2002. – 400с.

11. Пат. 117197 С2 Україна, МПК (2018.01) G 01 F 1/00. Пристрій для вимірювання витрати та енергетичної цінності природного газу / Кулик М.П., Середюк О.Є., Вашкурак Ю.З., Мойсишин В.М.; заявник і патентовласник Івано-Франківський націон. техн. ун-т нафти і газу. – № а 201704087; заявл. 28.08.2017; опубл. 25.06.2018, Бюл. № 12.

12. ДСТУ ISO 15971:2014 (ISO 15971:2008, IDT) Природний газ. Вимірювання властивостей. Теплота згоряння та число Воббе. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 39 с. (Національний стандарт України).

13. ДСТУ EN ISO 15112:2020 (EN ISO 15112:2018, IDT; ISO 15112:2018, IDT) Газ природний . Визначання енергії. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2021. 60 с. (Національний стандарт України).

14. ДСТУ EN 12405-2:2018 (EN 12405-2:2012, IDT). Лічильники газу. Пристрої перетворювання. Частина 2. Перетворювання в енергію. - [Чинний від 2018-12-18]. - Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2019. 46 с. (Національний стандарт України).

15. ДСТУ ISO 6974-1:2007 (ISO 6974-1:2000, IDT) Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 1. Настанови щодо спеціалізованого аналізування. Київ : Держспоживстандарт України, 2008. 24 с. (Національний стандарт України).

16. Пат. 92846 С2 Україна, МПК (2009) G01N25/20. Спосіб експрес-визначення теплоти згоряння природного газу / Карпаш О.М., Дарвай І.Я., Карпаш М.О. [та ін.]; заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № а200905201; заявл. 25.05.09; опубл. 10.12.10; Бюл. № 23.

17. Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювань енергії згоряння: ДСТУ 2614-94. – [Чинний від 1997-01-01]. – К.: Держстандарт України, 1997. – 22 с. – (Державний стандарт України).

18. Середюк О.Є., Малісевич В.В. Теоретичні засади застосування напірного витратоміра для визначення енергетичної цінності природного газу / *Метрологія та прилади*. – 2014. – № 5. – С. 38-47.

19. Пат. 98215 U Україна, МПК (2006.01) G01W1/11. Інтегральна автоматизована система вимірювання, приготування й ефективного розподілення природного газу за базовими значеннями його енергетичної цінності, вираженої вимірними об'ємними теплотою згоряння та витратою газу за стандартних умов / Крук І.С., Химко М.П., Крук О.П. [та ін.]; заявник і патентовласник Публічне акціонерне товариство "Укртрансгаз". – № u201410726; заявл. 01.10.14; опубл. 27.04.15; Бюл. № 8.

20. Середюк О.Є., Криницький О.С., Ткачук В.В. Сучасні тенденції розвитку термоанемометрії у сфері обліку природного газу. *Український метрологічний журнал*, 2020, №3А. С.51-55.

21. Малісевич В.В., Середюк О.Є., Середюк Д.О. Метрологічна модель напірного витратоміра при контролі енергетичної цінності природного газу. *Український метрологічний журнал*, 2015, № 1. С. 58-63.

22. Вимірювання витрати та кількості газу: довідник / М.П.Андрієшин, С.О. Канєвський, О.М.Карпаш, Я.С.Марчук, І.С.Петришин, А.А. Руднік, О.Є.Середюк, С.А.Чеховський. – Івано-Франківськ: ПП «Сімик», 2004. – 160 с.

23. Малісевич В.В. Контроль енергетичної цінності природного газу із застосуванням термоанемометричних перетворювачів: дис. ... канд. техн. наук: 05.11.13. Івано-Франківськ, 2015. 210с.

24. ДСТУ 7221:2011. Метрологія. Витрата рідини та газу. Методика виконання вимірювання за швидкістю в одній точці перетину труби:– [Чинний від 2011-08-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2011. – 12 с. (Національний стандарт України).

25. Кривенко Г. М., Семчук Я. М., Стеліга І. І., Лялюк-Вітер Г. Д., Шиманський В. Я.. Охорона праці: методичні вказівки до виконання розділу "Охорона праці" випускної кваліфікаційної роботи бакалавра. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. 84 с.

26. ДСТУ-Н Б А.3.2-1:2007 Система стандартів безпеки праці. Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використанні в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва

27. ДСанПіН 3.3.2-007-98 Державні санітарні правила і норми. Гігієнічні вимоги до організації роботи з візуальними дисплейними терміналами електронно-обчислювальних машин. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0007282-98#Text>

28. ДСанПіН 3.3.6.096-2002 Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0203-03#Text>

29. Наказ МОЗУ №30 від 23.02.2000р. «Про затвердження списків і введення в дію гігієнічних регламентів шкідливих речовин у повітрі робочої зони і атмосферному повітрі населених місць» URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0030282-00#Text>

30. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/va042282-99#Text>

31. ДБН В.2.5-28-2018 Інженерне обладнання будинків і споруд, Природне і штучне освітлення.

32. НПАОП 0.00-7.15-18 Вимоги щодо безпеки та захисту здоров'я працівників під час роботи з екранними пристроями

33. Жидецький В. Ц., Джигирей В. С., Сторожук В. М. та ін. Практикум із охорони праці. Навчальний посібник / За ред. канд. техн. наук, доцента В. Ц. Жидецького - Львів: Афіша, 2000. - 352 с.

34. ДСТУ EN 60051-6:2015 Прилади прямої дії електровимірювальні аналогові, показувальні та допоміжні частини до них.

35. ДСТУ Б В.2.5-82:2016 Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом.