

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»

Факультет комп'ютерно-інтегрованих технологій,
автоматизації, електроінженерії та радіоелектроніки

(повне найменування інституту, назва факультету)

Кафедра електронної техніки

(повна назва кафедри)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри електронної техніки

Вовна О.В.

(підпис)

(ініціали, прізвище)

«___» _____ 2018 р.

Випускна кваліфікаційна робота

магістра

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему «Обґрунтування структури електронної системи контролю якості
природного газу в газопроводі»

Виконав: студент 2 курсу, групи ЕЛТм-16

(шифр групи)

спеціальності 171 Електроніка

(шифр і назва спеціальності)

Оленич Владислав Вадимович

(прізвище та ініціали)

(підпис)

Керівник проф. кафедри ЕТ, д.т.н., проф.

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

А.А. Зорі

(підпис)

Рецензент _____

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

(підпис)

Рецензент _____

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

(підпис)

*Засвідчую, що у цій випускній кваліфікаційній
роботі немає запозичень з праць інших авторів
без відповідних посилань.*

Студент _____

(підпис)

Покровськ – 2018 р.

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»

Факультет комп'ютерно-інтегрованих технологій,
автоматизації, електроінженерії та радіоелектроніки

(повне найменування інституту, назва факультету)

Кафедра електронної техніки

(повна назва кафедри)

Захист відбувся _____

(дата)

з оцінкою _____

Секретар ДЕК _____

(підпис)

Випускна кваліфікаційна робота

_____ магістра

Тема: «Обґрунтування структури електронної системи контролю якості
природного газу в газопроводі»

Спецчастина: _____

Виконавець, студент

гр. ЕЛТм – 16

_____ Оленич В.В.

(підпис, дата, П.І.П)

Керівник

_____ проф. Зорі А.А.

(підпис, дата, П.І.П)

Консультанти:

_____ проф. Вовна О.В.

(підпис, дата, П.І.П)

_____ проф. Зорі А.А.

(підпис, дата, П.І.П)

_____ доц. Лактіонов І.С.

(підпис, дата, П.І.П)

_____ ст. викл. Тюрін Є.А.

(підпис, дата, П.І.П)

Нормоконтроль

_____ проф. Вовна О.В.

(підпис, дата, П.І.П)

Покровськ – 2018

**Державний вищий навчальний заклад
"Донецький національний технічний університет"**

Інститут, факультет Комп'ютерно-інтегрованих технологій, автоматизації, електроінженерії та радіоелектроніки

Кафедра Електронна техніка

Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр

Галузі знань 17 Електроніка та телекомунікації

(шифр і назва)

Спеціальність 171 Електроніка

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електронної техніки

Вовна О.В.

« » 2018 року

**З А В Д А Н Н Я
НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ МАГІСТРА**

Оленича Владислава Вадимовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Обґрунтування структури електронної системи контролю якості природного газу в газопроводі

керівник проекту (роботи) Зорі Анатолій Анатолійович, д.т.н., проф.

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від . .201 року №

2. Строк подання студентом проекту (роботи)

3. Вихідні дані до проекту (роботи)

Технічна документація та матеріали з переддипломної практики

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) аналіз характеристик і параметрів якості природного газу; аналітичний огляд методів і засобів вимірювання складу природного газу; обґрунтування вибору, технічні характеристики і параметри прототипу; математична модель вимірювального каналу теплотворної здатності природного газу; обґрунтування структурної схеми системи контролю теплотворної здатності природного газу.

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

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	д.т.н., проф., проф. каф. ЕТ Зорі А.А.		
2	д.т.н., доц. , зав. каф. ЕТ Вовна О.В.		
3	д.т.н., доц. , зав. каф. ЕТ Вовна О.В.		
4	к.т.н., доц. каф. ЕТ Лактіонов І.С.		
А	ст. викл каф. ОП Тюрін Є.А.		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Аналіз характеристик і параметрів якості природного газу. Аналітичний огляд методів і засобів вимірювання складу природного газу		
2	Математична модель вимірювального каналу теплотворної здатності природного газу		
3	Обґрунтування структурної схеми системи контролю теплотворної здатності природного газу		
4	Охорона праці та безпека під час надзвичайних ситуаціях на підприємстві		

Студент

(підпис)

Оленич В.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Зорі А.А.

(прізвище та ініціали)

ЛИСТ ЗАУВАЖЕНЬ

Посада П.І.Б.	Суть зауваження, оцінка та підпис

АНОТАЦІЯ

Оленич, В.В. Обґрунтування структури електронної системи контролю якості природного газу в газопроводі / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «магістр» за спеціальністю 171 Електроніка. – ДВНЗ «ДонНТУ», Покровськ, 2018.

Пояснювальна записка: 110 стор., 29 рис., 1 табл., 48 посилань.

Запропоновано вимірювати теплотворну здатність газу під час невідомого компонентного складу газу, для цього необхідно виконувати вимірювання густини газу, а також вносити поправку до результатів вимірювання за молярною концентрацією азоту та двооксиду вуглецю. Для вимірювання густини природного газу запропоновано використовувати витратомір Коріоліса на послідовних двох трубках, який забезпечує відносну похибку вимірювань не більш $\pm 0,15 \%$.

Ключові слова: газ, теплотворна здатність, щільність, концентрація, азот, оксид вуглецю, вимірювання, система, структура.

Перелік публікацій:

1. Оленич, В.В. Обґрунтування та розробка вимог до електронної системи контролю якості природного газу / В.В. Оленич, А.А. Зорі // Зб. доповідей Всеукр. наук.-практ. конф. молодих вчених «Телекомунікації, автоматика, комп'ютерно-інтегровані технології», 29-30 лист. 2017 р. – Покровськ: ДВНЗ «ДонНТУ», 2017. – С. 67 – 69.

2. Оленич, В.В. Обґрунтування та розробка структури вимірювача температури природного газу / В.В. Оленич, А.А. Зорі // Зб. наукових праць IV Всеукр. наук.-техн. конф. молодих учених, аспірантів та студентів «Автоматизація, контроль та управління: пошук ідей та рішень» (АКУ-2018), 22 – 23 травн. 2018 р. – Покровськ: ДВНЗ «ДонНТУ», 2018. – С. 100 – 102.

ABSTRACT

Olenich, V.V. Substantiation of the electronic system structure for the monitoring of the natural gas quality in the gas pipeline / Graduation qualification work for obtaining an educational degree 'Master' in specialty 171 Electronics. – SHEI 'DonNTU', Pokrovsk, 2018.

Explanatory note: 110 p., 29 fig., 1 tables, 48 references.

It is proposed to measure the calorific value of gas during an unknown component of the gas, for this purpose it is necessary to carry out measurements of gas density, and also to make corrections to the results of measurements at molar concentration of nitrogen and carbon dioxide. To measure the density of natural gas, it is proposed to use a Coriolis flow meter on successive two tubes, which provides a relative measurement error of not more than $\pm 0,15\%$.

Key words: net calorific value, density, concentration, nitrogen, carbon monoxide, measurement, system, structure.

List of publications:

1. Оленич, В.В. Обґрунтування та розробка вимог до електронної системи контролю якості природного газу / В.В. Оленич, А.А. Зорі // Зб. доповідей Всеукр. наук.-практ. конф. молодих вчених «Телекомунікації, автоматика, комп'ютерно-інтегровані технології», 29-30 лист. 2017 р. – Покровськ: ДВНЗ «ДонНТУ», 2017. – С. 67 – 69.

2. Оленич, В.В. Обґрунтування та розробка структури вимірювача температури природного газу / В.В. Оленич, А.А. Зорі // Зб. наукових праць IV Всеукр. наук.-техн. конф. молодих учених, аспірантів та студентів «Автоматизація, контроль та управління: пошук ідей та рішень» (АКУ-2018), 22 – 23 травн. 2018 р. – Покровськ: ДВНЗ «ДонНТУ», 2018. – С. 100 – 102.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
1 АНАЛІЗ ХАРАКТЕРИСТИК І ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ. АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ СКЛАДУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ.....	13
1.1 Аналіз характеристик і параметрів якості природного газу.....	13
1.1.1 Фізичні та хімічні параметри природного газу.....	13
1.1.2 Характеристики газового факела під час згоряння природного газу.....	18
1.2 Міжнародні вимоги до якості природного газу.....	23
1.3 Аналітичний огляд методів вимірювання концентрації компонентного складу природного газу.....	27
1.3.1 Оптичні методи аналізу газових компонентів.....	27
1.3.2 Термокондуктометричні методи аналізу.....	29
1.3.3 Термохімічні методи аналізу.....	30
1.3.4 Аналіз за електропровідністю.....	31
1.3.5 Об'ємні та манометричні методи аналізу.....	33
1.4 Аналітичний огляд засобів вимірювання концентрації компонентного складу природного газу.....	34
1.4.1 Багатоканальний газоаналізатор вибухонебезпечних газів та пари «СИГМА– 1М».....	34
1.4.2 СТМ– 30 – сигналізатор горючих газів.....	36
1.4.3 СГГ10Б – побутовий сигналізатор горючих газів.....	38
1.4.4 СТГ– 1 – сигналізатор токсичних і горючих газів.....	40
1.4.5 СКАПО – система контролю атмосфери промислових об'єктів..	41
1.5 Постановка задачі досліджень.....	43

2 МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ВИМІРЮВАЛЬНОГО КАНАЛУ ТЕПЛОТВОРНОЇ ЗДАТНОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	44
2.1 Розрахунок теплотворної здатності природного газу.....	44
2.2 Визначення метрологічних характеристик вимірювання теплотворної здатності з невідомим компонентним складом газу.....	50
2.3 Вимірювання щільності природного газу витратоміром Коріоліса....	60
2.4 Висновки.....	68
3 ОБҐРУНТУВАННЯ СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ТЕПЛОТВОРНОЇ ЗДАТНОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	70
3.1 Обґрунтування вимірювальної схеми температури природного газу.	70
3.2 Розробка мікропроцесорної блоку вимірювальної системи.....	78
3.3 Висновки.....	88
ВИСНОВКИ.....	89
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	92
ДОДАТОК А – Охорона праці та безпека під час надзвичайних ситуаціях на підприємстві.....	97

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АЦП	– аналого-цифровий перетворювач;
БІ	– блок індикації;
ВП	– вимірювальний перетворювач;
ВПТ	– вимірювальний перетворювач температури;
ОЗП	– оперативно-запам'ятовуючий пристрій;
ОППС	– операційний підсилювач постійного струму;
ПЗП	– постійно-запам'ятовуючий пристрій;
ПК	– персональний комп'ютер;
РКІ	– рідкокристалічний індикатор;
РМ	– резистивний міст;
СКВ	– середньоквадратичне відхилення;
ЦІ	– цифрова індикація.

ВСТУП

Актуальність теми. У теперішній час природний газ широко використовується як сировина і паливо для різних галузей промисловості. Природний газ є кращим видом палива, який поступається лише нафті. Ця перевага пов'язана з високою теплотою згорання, легко регульованою подачею газу в піч, відсутністю золи. Газ – самий екологічно чистий вид палива, внаслідок чого його використовують як джерело енергії набагато частіше, ніж інші види палива. Але його кількість у зв'язку із зростанням промисловості різко зменшується, внаслідок чого виникає проблема про раціональне використання газу, його якості. Відомо, що чим більше питома теплота згорання палива, тим менше питома витрата палива при такому ж показнику коефіцієнта корисної дії. Тому робота, направлена на рішення цих задач, є актуальною і має велике народногосподарське і промислове значення.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є обґрунтування та дослідження структури електронної системи контролю якості природного газу в газопроводі, який повинен бути простим і надійним, мати необхідні метрологічні характеристики, а також забезпечувати зручне і просте обслуговування.

Для досягнення поставленої мети в роботі сформульовані та вирішені **наступні задачі:**

- визначити характеристики та параметри, які визначають якість природного газу в газопроводі;
- вибрати метод вимірювального перетворення, на базі якого буде розроблено систему;
- розробити структурну схему вимірювального каналу визначення теплотворної здатності природного газу;
- оцінити його метрологічні характеристики.

Об'єкт дослідження: процеси, що протікають у вимірювальній системі теплотворної здатності природного газу.

Предмет дослідження: підвищенні точності та оперативності вимірювання теплотворної здатності природного газу в трубопроводі.

Методи дослідження базуються на положеннях теорії інформаційно-вимірювальних приладів та систем, теорії вірогідності та математичної статистики, теорії випадкових процесів, теорії планування наукового експерименту, комп'ютерного моделювання.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Запропоновано вимірювати теплотворну здатність газу під час невідомого компонентного складу газу, для цього необхідно виконувати вимірювання густини газу, а також вносити поправку до результатів вимірювання за молярною концентрацією азоту та двооксиду вуглецю.

2. Для вимірювання густини природного газу запропоновано використовувати витратомір Коріоліса на послідовних двох трубках, який забезпечує відносну похибку вимірювань не більш $\pm 0,15 \%$.

Практичне значення одержаних результатів.

1. Розроблена структура вимірювальної системи теплотворної здатності природного газу на основі результатів математичного моделювання.

2. Сформовані та обґрунтовані вимоги до структурних та принципових схем вимірювальної системи в умовах підвищеної вибухонебезпечності промислових підприємств.

Особистий внесок здобувача. Основні положення та результати кваліфікаційної роботи магістра одержані автором самостійно. Автором особисто розроблено: математична модель вимірювальної системи теплотворної здатності природного газу, визначені метрологічних характеристик вимірювання теплотворної здатності під час невідомого компонентного складу газу, обґрунтовано структурну схеми системи контролю теплотворної здатності природного газу, розроблений мікропроцесорної блоку вимірювальної системи.

Апробація результатів роботи. Основні розділи роботи пройшли апробацію на наступних науково-технічних конференціях: Всеукраїнська

науково-практична конференція молодих вчених «Телекомунікації, автоматика, комп'ютерно-інтегровані технології» (м. Покровськ, 29 – 30 листопада 2017 р.); IV Всеукраїнська науково-технічна конференції молодих учених, аспірантів та студентів «Автоматизація, контроль та управління: пошук ідей та рішень» (м. Покровськ, 22 – 23 травня 2018 р.), а також на наукових семінарах кафедри електронної техніки ДВНЗ «Донецький національний технічний університет» (м. Покровськ, 2016 – 2018 рр.).

Публікації. За результатами кваліфікаційної роботи опубліковано 2 друкованих роботи.

Структура та обсяг кваліфікаційної роботи магістра. Структура кваліфікаційної роботи магістра визначена загальною схемою наукового дослідження, метою досліджень та шляхами її досягнення. Робота складається зі вступу, трьох розділів, основних висновків та списку використаних джерел. Загальний обсяг роботи містить 110 сторінки машинописного тексту, зокрема 91 сторінка основного тексту, 29 рисунків, 1 таблиця та списку використаних джерел із 48 найменувань.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ХАРАКТЕРИСТИК І ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ. АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ СКЛАДУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

1.1 Аналіз характеристик і параметрів якості природного газу

1.1.1 Фізичні та хімічні параметри природного газу

Природний газ є природною сумішшю газоподібних вуглеводнів, у складі якої переважає метан від 80 до 97 % [1]. Утворюється в надрах землі під час повільного анаеробному (без доступу повітря) розкладанні органічних речовин. Природний газ відноситься до корисної копалини. Зазвичай є попутним газом під час добичі нафти. Природний газ у пластових умовах (умовах залягання в земних надрах) знаходиться в газоподібному стані – у вигляді окремих скупчень (газові поклади) або у вигляді газової шапки нафтогазових родовищ, або в розчиненому стані в нафті або воді. Природний газ існує також у вигляді природних газогідратів у океанах і зонах вічної мерзлоти материків.

Природні гази складаються переважно з граничних вуглеводнів, але в них зустрічаються також сірководень, азот, вуглекислота, водяні пари. Гази, що здобуваються з чисто газових родовищ, складаються в основному з метану. Газ і нафта в товщі землі заповнюють пористі породи, і при великих їх скупченнях доцільна промислова розробка та експлуатація покладів. Тиск в пласті залежить від глибини його залягання. Практично через кожні десять метрів глибини тиск у пласті зростає на 0,1 МПа (1 кгс/см²) [2].

Природний газ є високоефективним енергоносієм і цінною хімічною сировиною. Він має ряд переваг у порівнянні з іншими видами палива і сировини [2]:

– вартість здобичі природного газу значно нижче, ніж інших видів палива

але продуктивність праці під час його здобичі вища;

- відсутність у природних газах оксиду вуглецю запобігає можливості отруєння людей під час витоків газу;

- під час використання газового опалювання міст і населених пунктів набагато менше забруднюється повітряний басейн;

- під час роботи на природному газі забезпечується можливість автоматизації процесів горіння, досягаються високі к.к.д.;

- високі температури під час горіння (більш 2000°C) і питома теплота згорання дозволяють ефективно застосовувати природний газ як енергетичне й технологічне паливо.

Природний газ як промислове паливо має наступні технологічні переваги [2]:

- під час спалювання потрібен мінімальний надлишок повітря;
- містить найменшу кількість шкідливих механічних і хімічних домішок, що дозволяє забезпечити постійність процесу горіння;

- під час спалювання газу можна забезпечити точніше регулювання температурного режиму, ніж при спалюванні інших видів палива, це дозволяє економити паливо; газові пальники можна розташовувати в будь-якому місці печі, що дозволяє поліпшити процеси теплообміну та забезпечити стійкий температурний режим;

- при використанні газу відсутні втрати від механічного недогорання палива;

- форма газового полум'я порівняно легко регулюється, що дозволяє у разі потреби швидко забезпечити високий ступінь нагріву в потрібному місці.

Разом з тим газовому паливу властиві та деякі негативні властивості. Суміші, що складаються з певної кількості газу і повітря, є пожаро- і вибухонебезпечною. Під час внесення до таких сумішей джерела вогню або високонагрітого тіла відбувається їх спалах (вибух). Горіння газоподібного палива можливе тільки за наявності повітря, в якому міститься кисень, причому процес спалаху (вибуху) відбувається під час дії певних співвідношеннях газу

та повітря.

Теплота реакції горіння виділяється миттєво, продукти згорання газу нагріваються і, розширюючись, створюють в об'ємі, де вони знаходилися, підвищений тиск. Різке зростання тиску при згоранні газу в обмеженому об'ємі (приміщенні, топці, газопроводі) обумовлює руйнівний ефект вибуху.

Під час вибухів газоповітряної суміші в трубах з великим діаметром і довжиною можуть відбутися випадки, коли швидкість розповсюдження полум'я перевершить швидкість розповсюдження звуку. При цьому спостерігається підвищення тиску приблизно до 8 МПа (80 кгс/см²). Таке вибухове запалювання називається детонацією. Детонація пояснюється виникненням і дією ударних хвиль у середовищі, що спалахує.

Природні гази не отруйні, проте при концентрації метану в повітрі, що доходить до 10 % і більш, можлива задуха унаслідок зменшення кількості кисню в повітрі. Горючі гази представляють значну пожежну небезпеку; вони самі легко запалають, і їх горіння може викликати опіки або запалювання інших горючих матеріалів.

До складу газоподібного палива входять горюча і негорюча частини. Чим більше горюча частина палива, тим більше питома теплота його згорання. Відмінності у фізико-хімічних і теплотехнічних характеристиках газового палива обумовлені різною кількістю у складі газу горючих і негорючих газоподібних компонентів (баластів), а також шкідливих домішок.

До горючих компонентів відносяться наступні речовини [3, 4]:

Водень (H_2). Безбарвний нетоксичний газ без смаку та запаху, маса 1 м³ якого рівна 0,09 кг. Він у 14,5 рази легший за повітря. Питома теплота згорання водню складає: вища – 12 750 кДж/м³, 33 850 ккал/кг і 68 260 ккал/моль; нижча – відповідно 10 800 кДж/м³, 28 640 ккал/кг і 57 740 ккал/моль і перевищує на теплоту, що витрачається на випаровування води, що утворюється при згоранні водню; 1 м³ водню, згораючи в теоретично необхідній кількості повітря, утворює 2,88 м³ продуктів горіння. Воднево-повітряні суміші легкозаймисті і вельми пожаро- і вибухонебезпечні.

Метан (CH_4). Безбарвний нетоксичний газ без запаху і смаку. До складу метану входить 75 % вуглецю і 25 % водню; маса 1 м^3 метану дорівнює 0,717 кг [5]. При атмосферному тиску і температурі – 162°C метан зріджується і його об'єм зменшується майже в 600 разів. Тому зріджений природний газ є перспективним енергоносієм для багатьох галузей господарства.

Унаслідок вмісту в метані 25 % водню (по масі) є велика відмінність між його вищою і нижчою питомою теплотою згорання. Вища питома теплота згорання метану складає $39\,820\text{ кДж/м}^3$, $13\,200\text{ ккал/кг}$ і $212\,860\text{ ккал/моль}$; нижча – відповідно $35\,880\text{ кДж/м}^3$, $11\,957\text{ ккал/кг}$ і $191\,820\text{ ккал/моль}$ [5, 6].

Вміст метану в природних газах досягає 98 % [7], тому його властивості практично повністю визначають властивості природних газів. Природні і попутні гази, що складаються в основному з метану, є не тільки висококалорійним паливом, але цінна сировина для хімічної промисловості.

Метан має порівняно низьку реакційну здатність. Це пояснюється тим, що на розрив чотирьох зв'язків C-H в молекулі метану потрібна велика витрата енергії. Окрім метану в горючих газах можуть міститися етан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} та ін. [5, 6].

Вуглеводні метанового ряду мають загальну формулу C_nH_{2n+2} , де n – вуглецеве число, яке дорівнює 1 для метану, 2 для етану і 3 для пропану. Із збільшенням числа атомів в молекулі важких вуглеводнів зростають її густина і питома теплота згорання.

Оксид вуглецю (CO). Безбарвний газ без запаху і смаку, маса 1 м^3 якого складає 1,25 кг; питома теплота згорання $13\,250\text{ кДж/м}^3$, 2413 ккал/кг або $67\,590\text{ ккал/моль}$ [5, 6]. Збільшення змісту оксиду вуглецю за рахунок зниження баласту ($CO_2 + N_2$) різко підвищує питому теплоту згорання і температуру горіння низькокалорійних газів. У висококалорійних газах, що містять метан та інші вуглеводні, збільшення процентного вмісту оксиду вуглецю знижує питому теплоту згорання газу. При цьому утворюється $2,88\text{ м}^3$ продуктів горіння. Внаслідок малого їх об'єму на кожен кубічний метр оксиду вуглецю

доводиться більше теплоти, ніж на 1 м^3 продуктів горіння вуглеводнів.

Оксид вуглецю легко вступає в з'єднання з гемоглобіном крові. При вмісті в повітрі $0,04 \%$ CO приблизно 30% гемоглобіну крові вступає в хімічне з'єднання з оксидом вуглецю, при $0,1 \%$ CO – 50% , при $0,4 \%$ – більш 80% . Оксид вуглецю відноситься до високотоксичних газів, і знаходиться в приміщенні, повітря якого містить $0,2 \%$ CO , протягом однієї години шкідливо для організму, а при вмісті $0,5 \%$ CO знаходиться в приміщенні навіть протягом декількох хвилин небезпечно для життя.

У негорючу частину газоподібного палива входять азот, вуглекислий газ і кисень.

Азот (N_2) Безбарвний газ без запаху і смаку. Густина азоту дорівнює $1,25 \text{ г/м}^3$ [5, 6]. Атоми азоту сполучені між собою в молекулі потрійним зв'язком $\text{N}=\text{N}$, на розрив якої витрачається $170,2$ тис. ккал/моль теплоти. Азот практично не реагує з киснем, тому при розрахунках процесу горіння його розглядають як інертний газ. Вміст азоту в різних газах знаходиться в значних межах.

Вуглекислий газ (CO_2) Безбарвний газ, важкий, малореакційний при низьких температурах. Має злегка кислуватий запах і смак. Концентрація CO_2 в повітрі в межах від 4 до 5% призводить до сильного роздратування органів дихання, а в межах 10% викликає сильне отруєння. Густина CO_2 складає $1,98 \text{ г/м}^3$ [5, 6]. Вуглекислий газ важчий за повітря в $1,53$ рази, при температурі -20°C і тиску $5,8 \text{ МПа}$ (58 кгс/см^2) він перетворюється на рідину, яку можна перевозити в сталевих балонах. При сильному охолодженні CO_2 застигає в білу снігоподібну масу. Твердий CO_2 , або сухий лід, широко використовується для зберігання продуктів, що швидко псуються, та для інших цілей.

Кисень (O_2). Газ без запаху, кольору і смаку. Густина його складає $1,43 \text{ г/м}^3$ [5, 6]. Присутність кисню в газі знижує питому теплоту згорання і робить газ вибухонебезпечним. Тому вміст кисню в газі не повинен бути більше 1% від об'єму.

До шкідливих домішок відносяться наступні гази [8]:

Сірководень (H_2S) Безбарвний газ з сильним запахом, що нагадує запах тухлих яєць, високо токсичний. Маса 1 м^3 сірководню дорівнює $1,54\text{ кг}$. Сірководень, впливаючи на метали, утворює сульфіді. Він надає сильну корозійну дію на газопроводи, особливо при одночасній присутності в газі H_2S , H_2O і O_2 . При спалюванні сірководень утворює сірчистий газ, шкідливий для здоров'я і надає корозійну дію на металеві поверхні. Вміст сірководню в газі не повинен перевищувати 2 г на 100 м^3 газу.

Ціанистоводнева (синильна) кислота (HCN) є безбарвною легкою рідиною з температурою кипіння 26°C . Внаслідок такої низької температури кипіння HCN знаходиться в горючих газах в газоподібному стані. Синильна кислота дуже отруйна, має корозійну дію на залізо, мідь, олово, цинк та їх сплави. Тому допускається наявність не більш 5 г ціаністих з'єднань (у перерахунку на HCN) на кожні 100 м^3 газу.

Для того, щоб своєчасно знайти витік, всі горючі гази, направлені в міські газопроводи, піддають одоризації, тобто додають їм різкий специфічний запах, за яким їх легко знайти навіть при незначних концентраціях в повітрі приміщень. Одоризація газів здійснюється за допомогою спеціальних рідин, що мають сильний запах. Зазвичай в якості адоранту застосовують етил меркаптан. При цьому запах газу повинен відчуватися при концентрації його в повітрі не більш $1/5$ частин нижньої межі вибуховості. Практично це означає, що природний газ, що має нижню межу вибуховості, яка дорівнює 5% , повинен відчуватися в повітрі приміщень при 1% -ій концентрації. Запах зріджених газів повинен відчуватися при $0,5\%$ -ій концентрації їх в об'ємі приміщення.

1.1.2 Характеристики газового факела під час згоряння природного газу

Об'єктом теорії горіння газів є газовий факел. Фронт полум'я є тільки частиною факела. Це витікає з того, що стійкий фронт полум'я має місце тільки у разі, коли дотримуються наступні умови: наявність певного поля

концентрацій палива і окислювача, наявність зони стабілізації факела і зони відведення продуктів згорання. Спочатку розглянемо газовий кінетичний факел, на який не впливають процеси дифузії окислювача в паливо і навпаки. Це дозволить під час розглядання процесу горіння виключити фактори не значущі з погляду хімічної та фізичної кінетики процесу [9, 10].

Кінетичний факел (далі факел) має фізичні області різної структури, розташовані тільки в певній послідовності та існуючі сумісно. Факел складається з трьох характерних зон [9, 11]:

- фронт полум'я;
- «холодний конус»;
- зона стабілізації або зона зворотних струмів.

Зона стабілізації або зона зворотних струмів є частиною факела, в якій починається формування фронту полум'я в полі концентрацій горючої суміші за рахунок дифузії в неї продуктів згорання. Об'єм зони стабілізації одночасно є частиною перших двох, тому для спрощення подальших міркувань вважатимемо об'єм факела рівним сумі об'ємів «холодного конуса» і фронту полум'я. Факел може бути ламінарним і турбулентним. Моделі ламінарного і турбулентного факелів представлені на рисунку 1.1 [12], де позначено: 1 – «холодний конус», 2 – фронт полум'я, 3 – зона зворотних струмів.

Кінетичний факел формується під впливом наступних факторів. Форма гирла пальника визначає форму зони стабілізації, в якій починається стійке формування фронту полум'я. Фронт полум'я рухається ортогонально вектору швидкості горючої суміші в напрямі від зони стабілізації із швидкістю розповсюдження фронту полум'я, U . Фронт полум'я має ширину, λ [12].

Фронт полум'я, що розповсюджується в нерухомій горючій суміші, називають нормальним. Його можна характеризувати нормальною швидкістю розповсюдження, U_n і шириною нормального фронту полум'я, λ_n . Величина λ_n є розміром плоскої хвилі реакції (по нормалі до неї), в межах якої починаються і закінчуються всі фізичні та хімічні перетворення початкової горючої суміші.

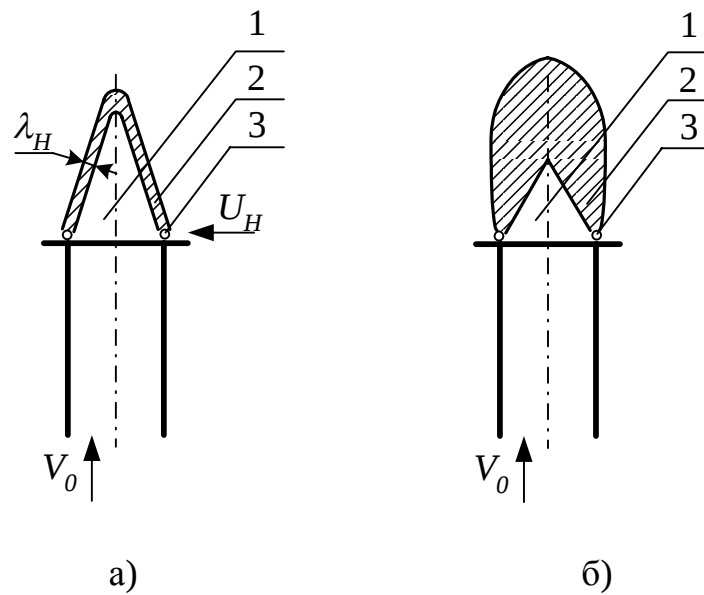


Рисунок 1.1 – Феноменологічні моделі ламінарного (а) та турбулентний (б) факелу

Питома об'ємна інтенсивність процесу горіння в області хвилі реакції виражається величиною [12]:

$$\omega_H = \frac{U_H}{\lambda_H}, [c^{-1}]$$

Факел характеризується об'ємом, V_ϕ , та об'ємною інтенсивністю горіння, ω_ϕ , тобто кількістю речовини (об'ємом горючої суміші), яка згорає в об'ємі факела за одиницю часу:

$$\omega_\phi = \frac{W}{V_\phi} = \frac{S \cdot \mathcal{G}_0}{V_\phi}, [c^{-1}]$$

Під час ламінарної течії швидкість потоку, $\mathcal{G}_0$, і геометрія пальника не впливають на величину швидкості розповсюдження фронту полум'я, що кількісно пояснює форму ламінарного фронту. Спеціальні дослідження показують, що ширина фронту на основній частині довжини ламінарного

полум'я залишається постійною. В межах точності вимірювань вона не залежить від швидкості ламінарного течії, розмірів і форми елементів пальника.

Таким чином, має місце наступне:

$$U_H = U_L = \text{const}; \quad \lambda_H = \lambda_L = \text{const}.$$

Розглянемо феноменологічну модель ламінарного факела (див. рис. 1.1, а). Нехай швидкість $\mathcal{G}_0$ постійна за перетином струменя. Тоді для об'єму факела круглого пальника, який включає об'єми «холодного конуса» і фронту полум'я, можна записати [13]:

$$V_\phi^L = V_{HK}^L + V_{\phi P}^L,$$

де для круглого пальника з діаметром d_0 :

$$V_{HK}^L = \frac{fL_{HK}}{3}.$$

Довжина «холодного конуса» визначається сходженням фронту полум'я, який рухається зі швидкістю U_H до центру пальника, проходячи шлях $d_0/2$. За цей же час потік зі швидкістю $\mathcal{G}_0$ перемістить його на шукану довжину [12, 13]:

$$L_{HK} = \frac{d_0 \mathcal{G}_0}{2U_H}.$$

Об'єм фронту: $V_{\phi P}^L = F_{\phi P}^L \lambda_H$, де площа фронту полум'я визначається з положення про те, що через весь об'єм горючої суміші в одиницю часу проходить фронт полум'я зі швидкістю U_H , тобто:

$$F_{\phi P}^{\mathcal{L}} = \frac{W}{U_H}.$$

У результаті для круглого пальника одержуємо:

$$V_{\phi P}^{\mathcal{L}} = \frac{(d_0 + 6\lambda_H)W}{6U_H}.$$

Для ламінарного факела одержуємо:

$$\omega_{\phi}^{\mathcal{L}} = \frac{6U_H}{d_0 + 6\lambda_H}.$$

Таким чином, для даного пальника всі об'ємні характеристики інтенсивності процесу є функцією тільки хіміко-фізичних властивостей суміші.

Відмінність турбулентного факела від ламінарного полягає у тому, що через наявність в аеродинамічній структурі потоку турбулентних вихорів і пульсацій фронт полум'я перестає мати чіткі межі, а турбулентний, різний по векторах, перенесення в ньому позбавляє значення поняття «швидкість розповсюдження турбулентного фронту полум'я».

Прямі дослідження об'ємних характеристик турбулентного факела показали, що його об'ємна інтенсивність, ω_{ϕ}^T не залежить від швидкості турбулентного потоку і характеристик турбулентності :

$$\omega_{\phi}^T = \omega_{\phi}^{\mathcal{L}} = \omega_{\phi} = const.$$

Залежність для розрахунку інтенсивності турбулентного факела у вигляді:

$$\omega_{\phi}^T = \frac{\Pi U_H}{1 + \Pi \lambda_H},$$

де l і Π – геометричні параметри пальника (l – це характеристичний розмір гирла пальника, а параметр Π залежить від форми пальника; так для круглого пальника – $\Pi = 6$, а для щілистого (плоскофакельного) пальника – $\Pi = 4$).

1.2 Міжнародні вимоги до якості природного газу

Вимоги до якості природного газу мають декілька цілей, включаючи захист від корозії, виключення випадання рідкої фази в трубопроводах і вплив на характеристики горіння [14]. Вимоги, пов'язані зі запобіганням корозії, обмежують концентрації CO_2 , H_2S , меркаптанів і загальної сірки. Установки видаляють CO_2 з газу до рівня $50 \cdot 10^{-6} \%$, щоб запобігти замерзанню в криогенних установках, що перероблюють газ, і таким чином, виконати вимоги, що пред'являються до газу магістральної якості. Вимоги за сіркою зазвичай відповідають японському ринку, який обмежує концентрацію H_2S значенням 5 мг/м^3 , а загальну сірку – цифрою 30 мг/м^3 . Відповідність японським вимогам також означатиме відповідність вимогам для Європи і США (окрім штату Каліфорнію, де загальна сірка не повинна перевищувати 18 мг/м^3).

Кислий газ зазвичай віддаляється в установках амінового очищення, використовують принцип поглинання кислих компонентів газу лужним розчинником. CO_2 як кислота слабкіша ніж H_2S , і тому зазвичай саме процес зниження концентрації CO_2 до рівня $50 \cdot 10^{-6} \%$, виступає визначаючим при проектуванні установок видалення кислого газу (H_2S – сильніша кислота, і тому його легше позбавитися). Виняток становлять заводи, що переробляють природний газ з високим змістом меркаптанів. Меркаптани – дуже слабкі кислоти, та їх доводиться видаляти іншими методами, ніж пряме хімічне поглинання.

Щоб запобігти випаданню рідини, газотранспортні компанії обмежують кількість бутану, пентану та важчих компонентів. Заводи по переробці

природного газу повинні виділяти важчі вуглеводні, щоб запобігти замерзанню в процесі зріджування, а видалені важкі компоненти є побічним продуктом – газоконденсатним бензином. Таким чином, технічні вимоги на вміст важких фракцій більшість заводів зріджування задовольняє.

Вимоги по запобіганню корозії та випадіння рідини достатньо послідовні, і потреби самих виробництв (тобто, запобігання замерзанню в ході криогенної переробки) роблять ці технічні вимоги майже універсальними. Залишаються вимоги до теплотворної здатності та взаємозамінності газу. Тут технічні вимоги значно відрізняються, як і сама продукція з різних джерел по всьому світу, а саме взаємозамінність представляє найбільшу проблему.

Спочатку торгівля велася з Японією з країн Тихоокеанського басейну і експортних заводів Близького Сходу, а також з Європою з Північної Африки. Японські технічні вимоги розрізняються залежно від компанії, що імпортує, але зазвичай вони обумовлюють високу теплотворну здатність – між 39,7 і 43,3 МДж/м³ (мегаджоулей на нормальний кубічний метр при 1 атм і 15°C), що дорівнює діапазону від 1065 до 1160 Btu/SCF (британських теплових одиниць на стандартний кубічний фут при 14,73 psia і 60 °F). Цей порівняно високий діапазон дозволяє максимально використовувати інфраструктуру завдяки переміщенню калорійнішого палива в тому ж об'ємі. Європейські країни зазвичай допускають ширші коливання. Іспанія, наприклад, дозволяє використовувати газ в діапазоні від 35,0 до 44,9 МДж/м³ (від 940 до 1205 Btu/SCF) [14].

Приведений нижче рисунок 1.2 [14] містить представницьку вибірку вимог до допустимої теплотворної здатності для різних країн. В одному з прикладів газ з ВТС = 42,6 МДж/м³ придатний для японського і корейського ринків, але це значення дуже високо для США або Великобританії. В іншому прикладі газ з ВТС = 37,2 МДж/м³ відповідає специфікаціям США/Великобританії, але його ВТС дуже низька для Кореї або Японії. В обох випадках, проте, ці значення задовольняють стандартам Франції та Іспанії.

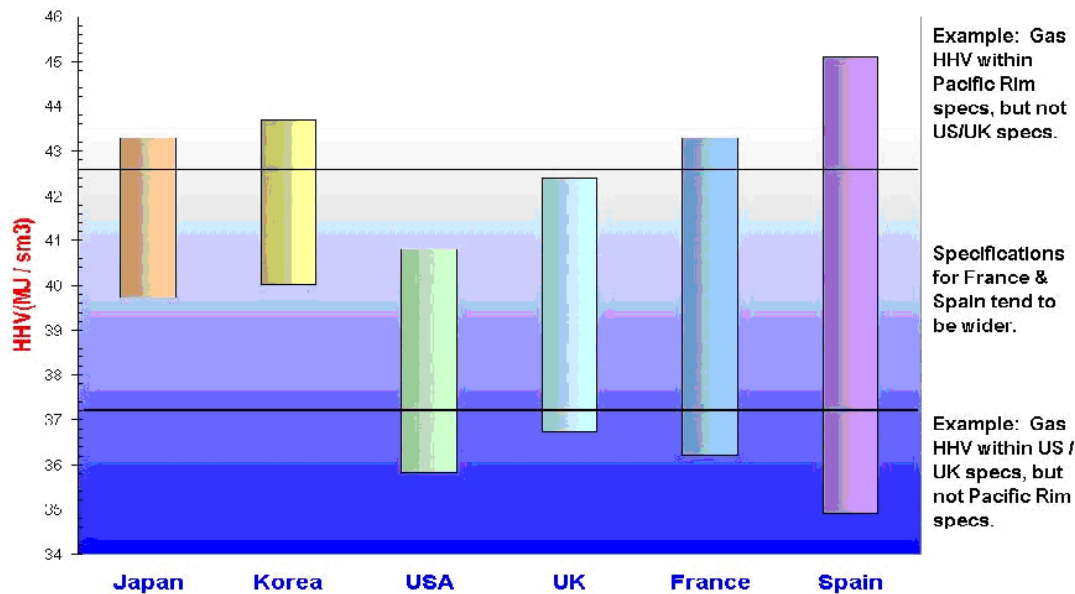


Рисунок 1.2 – Вимоги до теплотворної здатності в різних країнах

У Європі також обмовляється показник взаємозамінності газу (число Воббе) [15]. Число Воббе визначається як WTC/v питома маса газу (щодо повітря) і часто виступає строгішим критерієм, ніж теплотворна здатність. Британський стандарт 7859 обумовлює всі деталі стандартних умов, теплотворної здатності компонентів, розрахунків ідеальний – неідеальний газ і т.д. Число Воббе – не зовсім точна характеристика для того, щоб передбачити поведінку печей на різних газах, але для більшості задач його воно достатньо зручне і точне

У цілому можна сказати, що газ, що потрапляє в переважну область ВТС і чисел Воббе горітиме без проблем, таких, як зрив полум'я, зворотний удар полум'я, надмірне утворення NO_x і CO або жовтий верх полум'я. На рисунку 1.3 показана область переважних чисел Воббе і результату роботи в небажаних діапазонах [14].

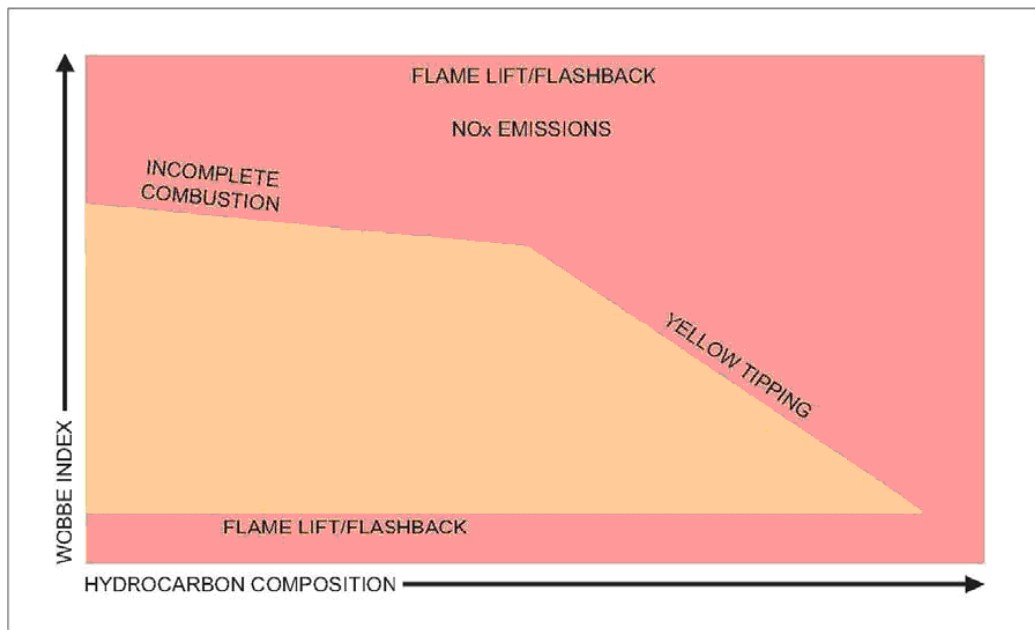


Рисунок 1.3 – Залежність горючих властивостей від ВТС і числа Воббе

Ринок природного газу зараз зазнає зміни через вихід на сцену двох гравців: США і Великобританії. Іронія нинішньої ситуації у тому, що обидва «нових» гравця прийшли на ринок спочатку у середині 1970-х рр., проте нормативну кризу в США і британські відкриття в Північному морі привели до різкого зниження виробництва природного газу в цих країнах. Тепер США прогнозують збільшення розриву між виробленням газу і попитом на нього, і цей попит може бути задоволений тільки шляхом імпорту природного газу, який, ймовірно, виросте до 90 млн. метричних тонн в рік (МТГ) до 2025 р. [16].

Трансграничні газопроводи Великобританії колись експортували газ з країни на континент, але недавно потік пішов у зворотному напрямі. Очікується, що імпорт газу до Великобританії через трубопроводи має довгострокові перспективи, і у теперішній час будуються три заводи приймання імпортного природного газу загальною потужністю майже 16 МТГ [17]. Завдяки розширенню цих проектів або організації нових до 2013 р. буде забезпечено нарощування потужностей додатково на 8 МТГ.

Поза сумнівом, попит в США і Великобританії надасть велику дію на ринок Атлантичного басейну, де на даний момент реалізується приблизно 49 МТГ. Розміри ринків США і Великобританії більш ніж достатні для того,

щоб націлюватися на них, а для цього необхідно, щоб якість газу відповідала вимогам, що пред'являються. Це особливо важливо для виробників на Близькому Сході, тому що звідти грузнув однаково зручно відправляти як тихоокеанським, так і атлантичним споживачам. Існує багато варіантів зміни якості імпортованого або експортованого газу на стороні як виробника, так і покупця, і всі учасники процесу дуже зацікавлені в тому, щоб відшукати якнайкраще рішення в кожній конкретній ситуації.

Технічні характеристики природного газу в США залишаються декілька розмитими, оскільки не існує національного стандарту теплотворної здатності або числа Воббе. У березні 2005 р. Рада з природного газу (NGC) випустила рекомендації по взаємозамінності для Федеральної комісії енергетичного регулювання (FERC), яка включає обмеження на максимальне число Воббе 1400 Btu/SCF (52,1 МДж/м³).

FERC оголосила 15 червня 2006 р., що рекомендує слідувати критеріям NGC на добровільній основі. Хоча це і дозволило уникнути порушень в торгівлі, ринок як і раніше перебуває в стані невизначеності; хто стане ризикувати якістю, якщо в майбутньому можуть бути введені обов'язкові вимоги?

1.3 Аналітичний огляд методів вимірювання концентрації компонентного складу природного газу

1.3.1 Оптичні методи аналізу газових компонентів

Аналіз засновано на індивідуальному характері інфрачервоних спектрів поглинання газів із гетероатомними молекулами. Мірою концентрації компоненту газової суміші є потужність допоміжного потоку інфрачервоної радіації належного спектрального складу, що поглинається ним. Поглинена потужність радіації перетворюється у теплоту замкнутого об'єму газу. При

цьому підвищується температура газу. Остання прямо (наприклад, за допомогою термоелектричного приймача) або побічно (наприклад, за допомогою оптико-акустичного приймача, в якому підвищення тиску газу пропорційно підвищенню температури, сприймається конденсаторним мікрофоном) перетворюється у пропорційне поглинення потужності в електричний сигнал. Цей сигнал вимірюється приладом, який градуйовано в одиницях концентрації контрольованого компонента газової суміші.

Інфрачервоний газоаналізатор для аналізу складних сумішей. Метод в принципі вибірковий, проте, на практиці виникають труднощі за наявності істотного перекриття спектрів поглинання контрольованого та неконтрольованих компонентів суміші. Таким газоаналізатором не можна контролювати гази із одноатомними та гомоатомними молекулами. Підвищення чутливості може бути досягнуто завдяки збільшенню товщини шару газу, що поглинає радіацію, і стисненню газової суміші (від 100 до 150 атм.)

Мала інерційність робить їх придатними для застосування у системах автоматичного управління технологічними процесами. При експлуатації необхідно не рідше за один раз у тиждень перевіряти нульове показання.

Мінімальні значення меж вимірювань складає для CO_2 від 0 до $5 \cdot 10^{-3\text{об.}\%}$ (у спеціальних випадках до $1 \cdot 10^{-4\text{об.}\%}$), для CO від 0 до $1 \cdot 10^{-2\text{об.}\%}$. Максимальні значення меж вимірювання для газів становить від 0 до $100^{\text{об.}\%}$ [6, 8, 18].

Основна приведена похибка знаходиться у діапазоні від ± 2 до $\pm 3^{\text{відн.}\%}$ для меж вимірювання не менше $0 - 1^{\text{об.}\%}$ та від ± 5 до $\pm 10^{\text{відн.}\%}$ для менших меж. Зміна температури газу на $\pm 10^\circ\text{C}$ спричиняє додаткову приведену похибку від ± 1 до $\pm 5^{\text{відн.}\%}$, а зміна тиску газу на ± 10 мм.рт.ст. – похибку від $\pm 0,5$ до $\pm 1,5^{\text{відн.}\%}$. Коливання напруги та частоти живлячої електромережі також впливають на показання вимірювача. Поріг чутливості складає $(1 - 3) \%$ від діапазону шкали. Постійна часу $(30 - 40)$ с. та менш до декількох секунд [19, 20].

1.3.2 Термокондуктометричні методи аналізу

Аналіз заснований на індивідуальних значеннях теплопровідності різних газів [8, 19]. Теплопровідність суміші газів є функцією теплопровідності, і концентрації кожного із компонентів суміші. Тому термокондуктометричний метод газового аналізу невивірковий. Зазвичай функція, що зв'язує теплопровідність та склад суміші, нелінійна навіть для бінарних сумішей і не підкорюється правилу адитивності; у ряді випадків вона ще неоднозначна. Тому термокондуктометричні газоаналізатори градууються емпірично. Вимірювання теплопровідності здійснюється шляхом визначення тепловіддачі дроту, який нагрівається електричним струмом та встановлено в контрольовану суміш газів. За перепадом температури дроту судять за зміною електричного опору останньою. Вихідний прилад схеми вимірювання опору градується в одиницях концентрації відповідного компонента газової суміші.

Невивірковість методу обумовлює його придатність лише для бінарних та квазібінарних сумішей (тобто сумішей із практично постійним співвідношення концентрацій незмінних компонентів). У останньому випадку, для того щоб зменшити вплив коливання складу невимірюваних компонентів, застосовують диференціальний метод вимірювання, при якому теплопровідність аналізованої суміші порівнюють із теплопровідністю цієї ж суміші, але після видалення із неї контрольованого компонента. Метод придатний для будь-якої пари або квазіпари газів із істотно різними значеннями теплопровідності у діапазоні вимірюваних концентрацій. Чутливість термокондуктометричних газоаналізаторів у звичайному виконанні дозволяє застосовувати їх для діапазонів концентрації не менше 0,5^{об.}%; для менших діапазонів необхідні спеціальні прилади із підвищеною чутливістю. Для контролю концентрацій газових сумішей складу, що швидко змінюється, звичайні термокондуктометричні газоаналізатори непридатні, оскільки запізнювання їх показань (з точністю до основної похибки) може досягати 2 хв. Перевагою

термокондуктометричних газоаналізаторів є висока надійність, відносна простота та дешевизна при задовільній точності.

Мінімальні межі вимірювання складають від $(0 - 0,5)^{\text{об.}\%}$ до $(0 - 5)^{\text{об.}\%}$ в залежності від типу газу. Максимальні – від 0 до $100^{\text{об.}\%}$; безнульові шкали можливі при мінімальному діапазоні від 1 до $3^{\text{об.}\%}$ залежно від типу газу [8].

Основна приведена похибка складає від $\pm 1,5$ до $\pm 5^{\text{відн.}\%}$ залежно від меж вимірювань та типу газу; додаткова температурна приведена похибка може досягати від ± 2 до $\pm 3^{\text{відн.}\%}$ на кожних 10°C зміни температури газоаналізатору. Ця похибка зводиться до мінімуму схемами температурної корекції або термо-статкування. Останні стабілізують фактори, які штучно впливають на результати вимірювання. Поріг чутливості складає не менше $(1 - 2)^{\text{відн.}\%}$ від діапазону вимірювань. Запізнювання показань у межах основної похибки складає від $(10 - 15)$ с. до 2 хв.

1.3.3 Термохімічні методи аналізу

Методи засновані на індивідуальних значеннях теплового ефекту будь-якої певної хімічної реакції. За постійних умов реакції, деякому значенню її теплового ефекту відповідає певна зміна температури (термодинамічний ефект) [8]. Якщо однією з взаємодіючих речовин є компонент газової суміші, термометричний ефект вибраної реакції може служити мірою концентрації контрольованого компонента. За типом реакції термохімічні газоаналізатори розділяються на дві групи: каталітичні газові, в яких реакція проводиться у газовій фазі, зазвичай на твердому каталізаторі, та термосорбційні, в яких аналізована газова суміш реагує із відомим рідким реагентом. В обох випадках за допомогою термоелектричних батарей або електричних термометрів опору вимірюється те, що відбувається внаслідок реакції підвищення температури газової суміші або рідинного реагенту. Існує також фотометричні термохімічні газоаналізатори і газосигналізатори, в яких підвищення температури газової

суміші, виникає внаслідок реакції горіння контрольованого компоненту, визначається оптично за підвищенням інтегральної яскравості полум'я.

Вибірковість термохімічного методу обмежена із-за можливої присутності у газовій суміші компонентів, які вступають, на ряду із контрольованим компонентом, у хімічну реакцію. При використанні каталітичного методу це обмеження вдається інколи значно ослабити підбором температури каталізатора.

Метод придатний для всіх газів, які легко вступають у реакції, що протікають кількісно та із значним тепловим ефектом. Сюди відносяться H_2 , CO , H_2S та інші гази, що легко окислюються у надлишку кисню; O_2 , що підтримує згорання еквівалентної кількості водню при надлишку останнього; CO_2 та SO_2 , що реагують із надміром водного розчину. Метод широко використовується у газоаналізаторах, які служать у якості індикаторів появи гримучих або таких, що наближаються до них за складом сумішей, а також токсично небезпечних концентрацій. Термохімічний метод аналізу газів застосовується у діапазоні від мікроконцентрацій до 100^{об.}%.

Межі вимірюваних концентрацій складають від 0 – 0,001 до 0 – 100^{об.}%. Термохімічні газоаналізатори горючих та вибухонебезпечних газів зазвичай градуують у відносних відсотках концентрації, яка відповідає нижній межі діапазону займання. Основна приведена похибка для газоаналізаторів складає від ± 2 до $\pm 10^{\text{відн.}}$ % залежно від меж вимірювань та типу газу. Для газоаналізаторів час запізнення показань складає від 0,5 до 1 хв., для газоаналізаторів– автоматів від 2 до 5 хв., а у деяких випадках і більше (до 15 хв.) [8].

1.3.4 Аналіз за електропровідністю

Аналіз засновано на залежності питомої електропровідності розчину суміші електролітів від концентрації у ньому з'єднань, що утворюються внаслідок взаємодії (при всіх інших рівних умовах) визначуваного компонента

суміші газів із тими, що знаходяться у надлишку розчином відомого електроліту. Взаємодія полягає у розчиненні газу у рідкому реагенті та супроводжується переходом газу із молекулярної форми в іонну та утворенням нових з'єднань, що залишаються у розчині або виділяються із нього. Характер взаємодії визначається зовнішніми умовами, хімічною природою розчину електроліту, внаслідок взаємодії із сумішшю газів є мірою концентрації у ній визначуваного компонента. Хоча принципово метод може бути вибірковим, практично він таким не є, оскільки лише у дуже окремих випадках можна підібрати такий розчин електроліту, який взаємодіючи із визначуваним компонентом, не взаємодівав би ні з одним із невизначуваних компонентів контрольованої суміші газів. Тому метод за електропровідністю застосовується переважно при аналізі бінарних або квазібінарних сумішей.

Електропровідні газоаналізатори зазвичай застосовуються для визначення мікроконцентрацій та малих концентрацій, тому що чутливість методу при цьому найбільша. В окремих випадках метод застосовується і для середніх та високих концентрацій, але лише за умови, що діапазон вимірювань не відповідає ділянці двозначності питомої електропровідності розчину електроліту як функції концентрації визначуваного компонента газової суміші. Метод придатний для визначення SO_2 , CO_2 , H_2S , CS_2 , Cl_2 , CCl_2 , PH_2 , AsH_3 , HCN , NH_3 , N_2O , органічних газів, що містять сірку, гідролізуючих газоподібних хлоридів. Електропровідні газоаналізатори обов'язково або ретельно термостатують, або забезпечуються схемами автоматичної корекції впливу температури, оскільки електропровідність розчинів електролітів сильно залежить від температури (від 1,5, до 7^{відн.о}% на 1°). Напівавтоматичні електропровідні газоаналізатори знаходять застосування для експрес-аналізу вуглецю, сірки та кисню у твердих речовинах шляхом переведення визначуваного елемента у газову фазу із подальшим кондуктометричним визначенням відповідного компоненту суміші газів.

Межі вимірюваних концентрацій складають мінімум від 0 до $4 \cdot 10^{-5}$ об.% для та від 0 до 0,1 об.%, максимально від нуля до десятих долей відсотку або

декількох відсотків залежно від типу газу. Основна приведена похибка знаходиться в межах від ± 5 до $\pm 10^{\text{відн.}\%}$ залежно від типу газу та меж вимірювання. Поріг чутливості для H_2S і SO_2 складає від 2 до $5 \cdot 10^{-6} \text{ об.}\%$. Запізнювання показань дорівнює від 30 с. до декількох хвилин [8, 19].

1.3.5 Об'ємні та манометричні методи аналізу

Аналіз засновано на зміні об'єму проби газової суміші при постійному тиску та постійній температурі, що відбувається внаслідок хімічної дії на пробу. Ця дія вибіркова по відношенню до контрольованого компонента проби і призводить до видалення його із проби або до переведення у інше з'єднання із іншим молярним об'ємом. Видалення здійснюється: поглинанням рідким реагентом, спалюванням, комбінованим поглинанням та спалюванням. Відношення зменшеного об'єму проби до первинного дорівнює концентрації у газовій суміші відповідного компонента. Аналіз проводиться циклічно за наявності у приладі декількох пристроїв для роздільної вибіркової обробки декількох компонентів. Об'ємні прилади випускаються у ручному та автоматичному виконанні, манометричні прилади бувають головним чином ручної дії та служать для періодичних вимірювань.

Варіантом об'ємного методу газового аналізу, особливо придатним для інертних газів, є метод «залишкового газу», при якому контрольований компонент поглинається реагентом, а невизначувані компоненти утворюють залишкову газову фазу. Об'єм або витрата останньої є мірою визначення концентрації. Витрата залишкової газової фази вимірюється у разі стабілізації всіх дестабілізуючих факторів, при цьому метод аналізу із циклічного перетворюється на безперервний.

Об'ємно-манометричні газоаналізатори застосовні для будь-яких газів у будь-яких сумішах, якщо тільки може бути знайдений достатньо вибіркового в умовах цієї суміші спосіб виділення контрольованого компонента або навпроти

всіх невизначуваних компонентів. При використанні автоматичних об'ємних приладів метод обмежується: циклічністю аналізів, що при частоті від 6 до 40 аналізів в годину виключає застосування цих приладів для аналізу швидко змінних за складом середовищ та для автоматичного управління технологічними процесами, неможливістю при звичайних способах вимірювання об'ємів газу в автоматичних приладах мати шкалу із діапазоном менше від 0 до 1^{об.} %, наявністю у приладі рідин, що виключає експлуатацію його при нахилах, трясінні та вібрації. Можливе вибухобезпечне виконання об'ємно – манометричних газоаналізаторів.

Межі вимірюваних концентрацій в об'ємних автоматичних приладах складають від 0 – 5^{об.}% та до 0 – 100^{об.}%; діапазон без нульових шкал не менше ніж від 5 до 10^{об.} %. Манометричні прилади епізодичної дії виконуються і для мікроконцентрацій, наприклад, для визначення від 10^{-3} до 10^{-7} об.% суми $N_2 + O_2$ у H_2 . Похибка складає від ± 2 до ± 3 відн. % для приладів, що працюють у широких межах концентрації, та до ± 10 відн.% – для приладів, що працюють у вузьких межах концентрацій [8,19].

1.4 Аналітичний огляд засобів вимірювання концентрації компонентного складу природного газу

1.4.1 Багатоканальний газоаналізатор вибухонебезпечних газів та пари «СИГМА– 1М»

Газоаналізатор «СИГМА– 1М» [21] здійснює вимірювання довибухових концентрацій багатоконпонентних повітряних сумішей горючих газів та пари (метану, пропану, бутану, гептану, гексану, пари бензину, дизельного палива та ін.). Видача звукових та світлових сигналів сповіщення, а також сигналів керування для апаратури вимикання під час перевищення заданого рівня концентрації газу в атмосфері вибухонебезпечних зон, виробничих приміщень

та зовнішніх установок. Зовнішній вигляд газоаналізатору «СИГМА– 1М» наведено на рисунку 1.4.



Рисунок 1.4 – Зовнішній вигляд багатоканального газоаналізатора вибухонебезпечних газів та пари «СИГМА– 1М»

Призначення: обладнання промислових приміщень; насосних станцій; нафтобаз; об'єктів нафтовидобувних, газодобувних та переробляючих підприємств; об'єктів газових господарств; приміщень котельних; усіх інших об'єктів, де необхідний постійний контроль за концентрацією вибухонебезпечних, що накопичуються, і пожежонебезпечних газів і пари.

Технічні характеристики [21]:

– живлення від мережі змінного струму:

– напруга, В 220^{+10}_{-15} ;

– частота, Гц 50 ± 1 ;

– потужність, що споживається, ВА не більш 55;

– струм короткого замикання іскробезпечного кола, А не більш 0,18.

Габаритні розміри, мм:

– інформаційного пульта 155 x 280 x 195;

– датчика метану IP 54 92x128x48.

Вага, кг:

– інформаційного пульта не більш 5;

– датчика метану IP 54 не більш 0,5.

Управління зовнішньою апаратурою:

– число реле керування 8;

- струм комутації, А не більш 3;
- напруга комутації, В не більш 240.

1.4.2 СТМ– 30 – сигналізатор горючих газів

Призначений для автоматичного безперервного контролю довибухово-безпечних концентрацій багатоконпонентних повітряних сумішей горючих газів і пари. Сфера застосування: у процесі нафто- і газодобування, на нафто- і газопроводах; на об'єктах газових господарств, в автомобільних господарствах, на заправках; на промислових підприємствах (каналізація, котельні); на виробництвах лаків і фарб; на складах ГСМ (у портах, на залізниці, нафтобазах та ін.); на танкерах та інших судах річкових і морських пароплавств. Зовнішній вигляд газоаналізатору СТМ– 30 [22] наведено на рисунку 1.5.



Рисунок 1.5 – Зовнішній вигляд сигналізатора горючих газів СТМ– 30

Сигналізатори СТМ– 30 складаються із блоку сигналізації та живлення (БС та Ж), блоку датчика (із вбудованим або виносним датчиком) та блоку обміну інформацією БОІ (із можливістю підключення від 1 до 16 БС і Ж для модифікацій сигналізаторів тільки із цифровою індикацією).

Тип газоаналізатора – стаціонарний. Принцип роботи – термохімічний. Сигналізатори мають світлову сигналізацію при досягненні порогових концентрацій горючих газів або несправності датчика.

СТМ– 30 із цифровою індикацією складається з [22]:

БД – здійснює вимірювання та цифрову індикацію поточної концентрації контрольованих газів за місцем встановлення та передає нормований сигнал за 2–х дротяною лінією зв'язку на БСП.

БСЖ – обробляє інформацію, яка поступає із БД, має цифрову індикацію поточної концентрації контрольованих газів, видає світловий сигнал та замикає (розмикає) «сухі» контакти реле, досягши порогових значень концентрації (пороги регулювання) та несправності датчика.

БОІ – здійснює збір інформації із БСП (від 1 до 16), накопичення, зберігання та передачу оброблених даних до інформаційної системи за допомогою цифрового інтерфейсу (RS232, RS485).

Конструкція сигналізаторів дозволяє об'єднувати канали в єдині інформаційні системи до 99 БОІ (1584 точок контролю) для захисту об'єктів і спрощує монтаж, обслуговування, перевірку і ремонт безпосередньо на об'єктах.

У разі використання модифікацій сигналізаторів із примусовою подачею контрольованого середовища необхідна лінія стислого повітря із тиском від 0,25 до 0,6 МПа. Забрудненість лінії стислого повітря має бути не більш за клас 5 (ГОСТ 17433). Витрата контрольованого середовища для сигналізаторів із примусовою подачею проби не менше 48 л/год.

Технічні характеристики [22]:

Живлення, В:

– змінне 220;

– резервне постійне 24.

Потужність споживання, ВА не більш 10.

Габаритні розміри, мм:

– для БОІ 303x118x230;

– для БСЖ 303x56x230;

– для блоку датчика 183x106x100;

– для виносного датчика 64x72x36;

– із примусовою подачею	260x106x100.
Вага, кг, не більш:	
– для БОІ	2,2;
– для БСЖ	1,9;
– для блоку датчика	1,5;
– для виносного датчика	0,4;
– із примусовою подачею	2,5.
Час спрацьовування сигналізації, с	не більш 7.

1.4.3 СГГ10Б – побутовий сигналізатор горючих газів

Сигналізатор горючих газів СГГ10Б [23] призначений для безперервного контролю вмісту довибухобезпечної концентрації горючих газів (метану або пропан-бутанової суміші) у повітрі комунально-побутових приміщень та видачі управляючого сигналу на імпульсні електромагнітні клапани (КЕГ– 9720) для аварійного відключення газу. Зовнішній вигляд побутового сигналізатора горючих газів СГГ10Б наведено на рисунку 1.6 [23].



Рис. 1.6 Зовнішній вигляд побутового сигналізатора горючих газів СГГ10Б

Сфера застосування СГГ10Б: у житлових будівлях, у котеджах та багатоквартирних будинках, в інших побутових приміщеннях, де знаходяться

газові прилади, а також у невибухонебезпечних зонах об'єктів піднаглядних Укртехнадзору. «СГГ– 10Б» призначений для установки в квартирах для запобігання аварійним ситуаціям, у цілях забезпечення безпечної експлуатації газовикористовуючого устаткування у житловому секторі.

Метод вимірювання сигналізатора термохімічний.

Спосіб забору проби – дифузійний.

Тип сигналізатора – стаціонарний.

Режим роботи – безперервний.

Технічні характеристики [23]:

– час спрацьовування сигналізації, с	не більш 10;
– час безперервної роботи коректування, років	1;
– час прогрівання сигналізатора, хв.	не більш 7;
– рівень звукової сигналізації, дБ	не менш 70;
– робочий температурний діапазон, °С,	від плюс 5 до плюс 45;
– напруга живлення, В:	
– Ісп 1	220;
– Ісп 2	12.

Потужність споживання, не більш:

– при живленні від 220 В, ВА	8;
– при живленні від 12 В, Вт	3,5;

Габаритні розміри, мм, не більш:

– блок датчика	115x70x40;
– блок живлення	120x70x70.

Вага, кг, не більш:

– блок датчика	0,15;
– блок живлення	0,5.

Середній термін служби, років:

– сигналізатора	10;
– датчика	3.

1.4.4 СТГ– 1 – сигналізатор токсичних і горючих газів

Сигналізатор токсичних і горючих газів СТГ– 1 [24] призначений для видачі сигналізації про перевищення встановлених значень об'ємної долі горючих газів та масової концентрації оксиду вуглецю у повітрі. Сфера застосування: установка у приміщенні котельних різної потужності, що працюють на зрідженому і природному газах, а також у невибухонебезпечних зонах інших виробничих, адміністративних та житлових приміщеннях. Зовнішній вигляд сигналізатора токсичних і горючих газів СТГ– 1 наведено на рисунку 1.7 [24].



Рисунок 1.7 – Зовнішній вигляд сигналізатора токсичних і горючих газів СТГ– 1

Спосіб збору проби – дифузійний. Принцип роботи термохімічний (на горючий газ), електрохімічний (на CO).

Конструктивно кожен сигналізатор складається із блоку контролю і сигналізації (БКС) із вбудованим датчиком оксиду вуглецю та одного або двох блоків датчиків горючих газів (БД), сполучених із БКС кабельними лініями.

Технічні характеристики [24]:

Температура навколишнього середовища, °C від 0 до плюс 50;

Довжина кабелю зв'язку між сигналізатором і датчиком
по горючому газу, мм– код(переріз жили 0,75 мм) до 200;

Габаритні розміри, мм, не більш:

– для блоку датчика 70x130x40;

– для блоку живлення і сигналізації	240x200x70.
Вага кг не більш:	
– для блоку датчика	0,15;
– для блоку живлення і сигналізації	1,2.
Живлення, В	220.
Термін служби, років, не менше	
– приладу	10;
– датчика	3.

1.4.5 СКАПО – система контролю атмосфери промислових об'єктів

Багатоканальна газоаналітична система СКАПО [25] призначена для безперервного автоматичного контролю концентрацій токсичних, вибухонебезпечних газів, кисню та сигналізації про перевищення заданих порогів, а також управління виконавчими пристроями (системи вентиляції, звукові і світлові сигналізації), а також інших параметрів: швидкість потоку повітря, температури, вологості, тиску і т.д. Універсальність і гнучкість у конфігурації системи дозволяє ефективно і економічно вирішувати питання комплексного контролю у робочій зоні ГДК токсичних (CO_2 , CO , HCl , NO_2 , SO_2 , Cl_2 , NH_3 , H_2S), ДВК вибухонебезпечних газів (CH_4 , C_3H_8 , H_2 , C_2H_2 і ін.) та кисню (O_2). Зовнішній вигляд компонентів системи контролю атмосфери промислових об'єктів СКАПО наведено на рисунку 1.8 [25].



Рисунок 1.8 – Зовнішній вигляд компонентів системи контролю атмосфери промислових об'єктів СКАПО

Система СКАПО виконує наступні функції:

- видачу сигналів при досягненні гранично-допустимих значень довибухобезпечних концентрацій горючих газів і пари;
- видачу сигналів при досягненні граничних допустимих значень шкідливих токсичних речовин;
- управління (включено/виключено) виконавчими пристроями, технологічним устаткуванням об'єкту контролю;
- сповіщення персоналу про аварійну ситуацію;
- зберігання інформації про стан атмосфери об'єкта, її обробки та відображення на ПЕОМ;

Система дозволяє реєструвати ступінь загазованості як безпосередньо на об'єктах, так і в операторній на персональній ЕОМ.

Структура системи СКАПО:

- блок сигналізації і управління (БСУ);
- блок розширення і зв'язку (БРЗ);
- блок реле (БР);
- адаптер інтерфейсу (АІ);
- коробка розподільна;
- блок місцевої сигналізації (БМС);
- ПЕОМ;
- датчики–газоаналізатори (ДАК), датчики–сигналізатори (СТМ– 30);
- пульт контролю (для контролю режимів роботи).

Технічні характеристики [25]:

- температура навколишнього середовища, °С від мінус 25 до плюс 50;
- габаритні розміри, мм не більш 200x53x140;
- вага, кг не більше 0,5;
- ступінь захисту IP20.
- період зберігання звіту про роботу системи в енергозалежній пам'яті, доба, не менш 7;
- дискретність (задається при програмуванні БСУ), с 30.

1.5 Постановка задачі досліджень

У теперішній час природний газ широко використовується як сировина і паливо для різних галузей промисловості. Природний газ є кращим видом палива, який поступається лише нафті. Ця перевага пов'язана з високою теплотою згорання, легко регульованою подачею газу до печі, відсутністю золи. Газ – самий екологічно чистий вид палива, внаслідок чого його використовують як джерело енергії набагато частіше, ніж інші види палива. Але його кількість у зв'язку із зростанням промисловості різко зменшується, внаслідок чого виникає проблема про раціональне використання газу, його якості. Відомо, що чим більше питома теплота згорання палива, тим менше питома витрата палива при такому ж показнику коефіцієнта корисної дії. Тому робота, направлена на рішення цих задач, є актуальною і має велике народногосподарське і промислове значення.

Основною метою роботи є обґрунтування та дослідження структури електронної системи контролю якості природного газу в газопроводі, який повинен бути простим і надійним, мати необхідні метрологічні характеристики, а також забезпечувати зручне і просте обслуговування.

Для досягнення поставленої мети в роботі сформульовані наступні задачі:

- визначити характеристики і параметри, які визначають якість природного газу в газопроводі;
- вибрати метод вимірювального перетворення, на базі якого буде розроблена система;
- розробити структурну схему вимірювального каналу визначення теплотворної здатності природного газу;
- оцінити його метрологічні характеристики.

РОЗДІЛ 2

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ВИМІРЮВАЛЬНОГО КАНАЛУ ТЕПЛОТВОРНОЇ ЗДАТНОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

2.1 Розрахунок теплотворної здатності природного газу

Теплоємністю або теплотворна здатність будь-якого тіла називається величина, яка дорівнює кількості тепла, яку потрібно повідомити тілу, щоб підвищити його температуру на один кельвін [26, 27]. Якщо передача тілу кількості тепла dQ підвищує його температуру на dT , то теплоємність за визначенням дорівнює [28]:

$$C = \frac{dQ}{dT}. \quad (2.1)$$

Молярною теплоємністю називають теплоємність одного моля газу, а питомою теплоємністю – теплоємність одиниці маси газу [29].

Теплоємність газу, що знаходиться в постійному об'ємі, називається теплоємністю при постійному об'ємі (C_v), а газу, що знаходиться при постійному тиску – теплоємністю при постійному тиску (C_p).

Якщо нагрівання відбувається при постійному об'ємі, тіло не скоює роботи над зовнішніми тілами і, отже, згідно першому початку термодинаміки, все тепло йде на приріст внутрішньої енергії тіла [28, 29]:

$$dQ_v = dU. \quad (2.2)$$

З (2.2) витікає, що теплоємність будь-якого тіла під час постійного об'єму дорівнює:

$$C_v = \left(\frac{\partial U}{\partial T} \right)_v. \quad (2.3)$$

Відомо [30], що внутрішня енергія довільної маси газу m буде дорівнювати:

$$U = \frac{m}{\mu} \cdot C_v \cdot T. \quad (2.4)$$

Якщо нагрівання газу відбувається під час дії постійного тиску, то газ розширятиметься, скоюючи над іншими тілами позитивну роботу. Отже, для підвищення температури газу на один кельвін в цьому випадку знадобиться більше тепла, ніж при нагріванні при постійному об'ємі, оскільки частина тепла витрачатиметься на здійснення роботи. Тому теплоємність при постійному тиску більш ніж теплоємність при постійному об'ємі.

Запишемо рівняння першого початку термодинаміки для моля газу [28]:

$$dQ_p = dU_m + p dV_m. \quad (2.5)$$

У даному випадку тепло передається газу в умовах, коли тиск постійний. У рівнянні (2.5) на це указує індекс p при Q . Розділивши рівняння (2.5) на dT , одержимо вираз для молярної теплоємності газу при постійному тиску:

$$C_p = \frac{dU_m}{dT} + p \cdot \left(\frac{\partial V_m}{\partial T} \right)_p. \quad (2.6)$$

Величина $\left(\frac{\partial V_m}{\partial T} \right)_p$ є приростом об'єму моля газу при підвищенні температури на один кельвін, що виходить у разі, коли p постійно. З рівняння

стану відомо, що $V_m = \frac{RT}{p}$. Диференціюючи цей вираз по T , враховуючи $p = \text{const}$, знаходимо:

$$\left(\frac{\partial V_m}{\partial T} \right)_p = \frac{R}{p}. \quad (2.7)$$

Підставивши даний результат в (2.6), одержимо

$$C_p = C_v + R. \quad (2.8)$$

Таким чином, робота, яку скоює моль ідеального газу під час підвищення його температури на один кельвін з постійним тиском, виявляється рівною газової постійної R . Відзначимо, що співвідношення (2.8) одержане з використанням рівняння стану ідеального газу, і справедливе тільки для ідеального газу.

Величина $\gamma = \frac{C_p}{C_v}$ є характерною для кожного газу величиною. Для одноатомних газів це відношення близьке до $5/3$, для двоатомних – до $7/5$, для трьохатомних – до $4/3$.

З рівняння (2.8) одержимо:

$$C_v = \frac{R}{\gamma - 1}. \quad (2.9)$$

З використанням виразу (2.9) можна одержати співвідношення для визначення внутрішньої енергії ідеального газу:

$$U = \frac{1}{\gamma - 1} \cdot p \cdot V. \quad (2.10)$$

Розглянемо процес, в рівнянні якого фігурує відношення теплоємностей $\gamma = \frac{C_p}{C_v}$, так званий адіабатичним. Адіабатичний процес – це процес, що протікає без теплообміну із зовнішнім середовищем. Найближчими до адіабатичного є процеси, що швидко протікають. Знайдемо рівняння, що зв'яже параметри стану для ідеального газу. Для цього запишемо перший початок термодинаміки для адіабатичного процесу $\partial Q = dU + \partial A$ і оскільки ∂Q дорівнює нулю, то [28 – 30]:

$$dU + pV = 0,$$

отже

$$\frac{m}{\mu} C_v dT + p dV = 0. \quad (2.11)$$

Скористаємося рівнянням Менделєєва-Клапейрона [28 – 30]:

$$p = \frac{m}{\mu} \cdot \frac{R \cdot T}{V}. \quad (2.12)$$

Підставимо (2.12) в рівняння (2.11). Одержимо:

$$C_v dT + R \cdot T \cdot \frac{dV}{V} = 0,$$

інакше

$$\frac{dT}{T} + \frac{R}{C_v} \frac{dV}{V} = 0. \quad (2.13)$$

Інакше

$$d\left(\ln T + \frac{R}{C_v} \ln V\right) = 0.$$

Значить

$$\ln T + \frac{R}{C_v} \ln V = \text{const},$$

або

$$T \cdot V^{\frac{R}{C_v}} = \text{const},$$

інакше

$$T \cdot V^{\gamma-1} = \text{const}. \quad (2.14)$$

Замінивши T на

$$\frac{m}{\mu} \cdot \frac{R \cdot T}{V},$$

одержуємо співвідношення

$$p \cdot V^\gamma = \text{const}, \quad (2.15)$$

так зване рівняння Пуассона.

Теплоту згорання природного газу використовують під час реалізації газу споживачам. Питому об'ємну теплоту згорання природного газу визначають по ГОСТ 22667. У таблиці 2.1 наведено значення вищої та нижчої питомої теплоти згорання відповідно до ISO 6976 [15]. Похибка визначення теплоти згорання при відомому компонентному складі газу розраховується за наступною формулою [15]:

$$\delta_H = \frac{z_c}{\sum_i x_i \cdot H_{ui}} \cdot \left[\sum_i (x_i \cdot H_{ui} \cdot \delta_{xi})^2 \right]^{0,5}, \quad (2.16)$$

де z_c – фактор стисливості природного газу за стандартних умов; H_{ui} – теплотворна здатність i -го газу в ідеально-газовому стані (див. табл. 2.1); δ_{xi} – похибка визначення молярної частки i -го компоненту природного газу.

Таблиця 2.1 – Теплотворна здатність компонентів природного газу та продуктів його переробки в ідеально-газовому стані

Назва газу	Хімічна формула	Теплота згорання ΔH_{ui} , МДж/м ³		Похибка, ΔH_{ui} , %
		висока	низька	
Метан	CH_4	37,04	33,37	0,1
Етан	C_2H_6	64,91	59,39	0,1
Пропан	C_3H_8	92,29	84,94	0,2
<i>n</i> -Бутан	$n - C_4H_{10}$	119,7	110,5	0,3
<i>i</i> -Бутан	$i - C_4H_{10}$	119,3	110,1	0,3
<i>n</i> -Пентан	$n - C_5H_{12}$	147,0	136,0	–
<i>i</i> -Пентан	$i - C_5H_{12}$	146,8	135,7	–
<i>n</i> -Гексан	$n - C_6H_{14}$	174,5	161,6	–
<i>n</i> -Гептан	$n - C_7H_{16}$	201,8	187,1	–
<i>n</i> -Октан	$n - C_8H_{18}$	229,2	212,7	–
Ацетилен	C_2H_2	54,09	52,25	0,1
Етилен	C_2H_4	58,68	55,01	0,2
Пропилен	C_3H_6	85,58	80,07	0,2
Бензол	C_6H_6	137,3	131,8	–
Толуол	C_7H_8	164,2	156,8	–
Моноксид вуглецю	CO	11,76	11,76	0,1
Водень	H_2	11,89	10,05	0,1
Сірководень	H_2S	23,37	21,53	0,4
Аміак	NH_3	15,93	13,17	0,4
Метилмеркаптан	CH_4S	51,54	47,86	0,4

2.2 Визначення метрологічних характеристик вимірювання теплотворної здатності з невідомим компонентним складом газу

Якщо невідомий компонентний склад газу допускається визначати вищу та нижчу питому теплоту згорання за формулам [15]:

$$H_{C.B.} = 92,819 \cdot (0,51447 \cdot \rho_c + 0,05603 - 0,65689 \cdot x_a - x_y) \quad (2.17)$$

$$H_{C.H.} = 85,453 \cdot (0,52190 \cdot \rho_c + 0,04242 - 0,65197 \cdot x_a - x_y) \quad (2.18)$$

де ρ_c – густина природного газу кг/м^3 ; x_a – молярна частка азоту; x_y – молярна частка двооксиду вуглецю.

Похибка визначення теплоти згорання з невідомим компонентним складом газу [15]:

$$\delta_H = [0,04 + 0,1 \cdot \delta_{\rho_c}^2 \cdot \rho_c^2 + (x_y \cdot \delta_{xy})^2 + 0,4 \cdot (x_a \cdot \delta_{xa})^2]^{0,5}, \quad (2.19)$$

де δ_{ρ_c} , δ_{xa} і δ_{xy} – похибки визначення, відповідно, густини природного газу за стандартних умов, молярної частки азоту та молярної частки двооксиду вуглецю.

Графіки зміни вищої та нижчої питомої теплоти згорання природного газу від зміни його густини в діапазоні від 0,68 до 0,85 кг/м^3 , при зміні молярної частки азоту в газі від 5 до 7 % та з незмінною молярною концентрацією двооксиду вуглецю 0,5 %, наведено на рисунках 2.1 і 2.2, де позначено: 1) $N_2 = 5 \%$; 2) $N_2 = 6 \%$; 3) $N_2 = 7 \%$.

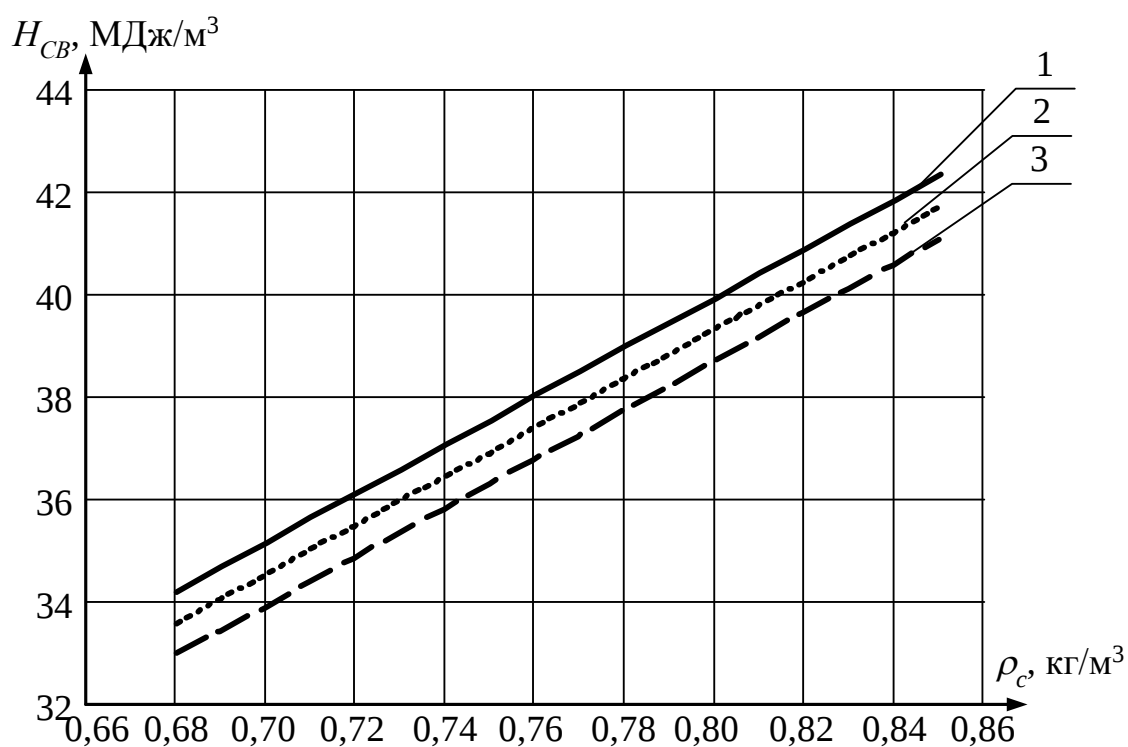


Рисунок 2.1 – Зміна вищої питомої теплоти згорання газу від густини з незмінною молярною концентрацією $CO_2 = 0,5\%$ і зміні N_2

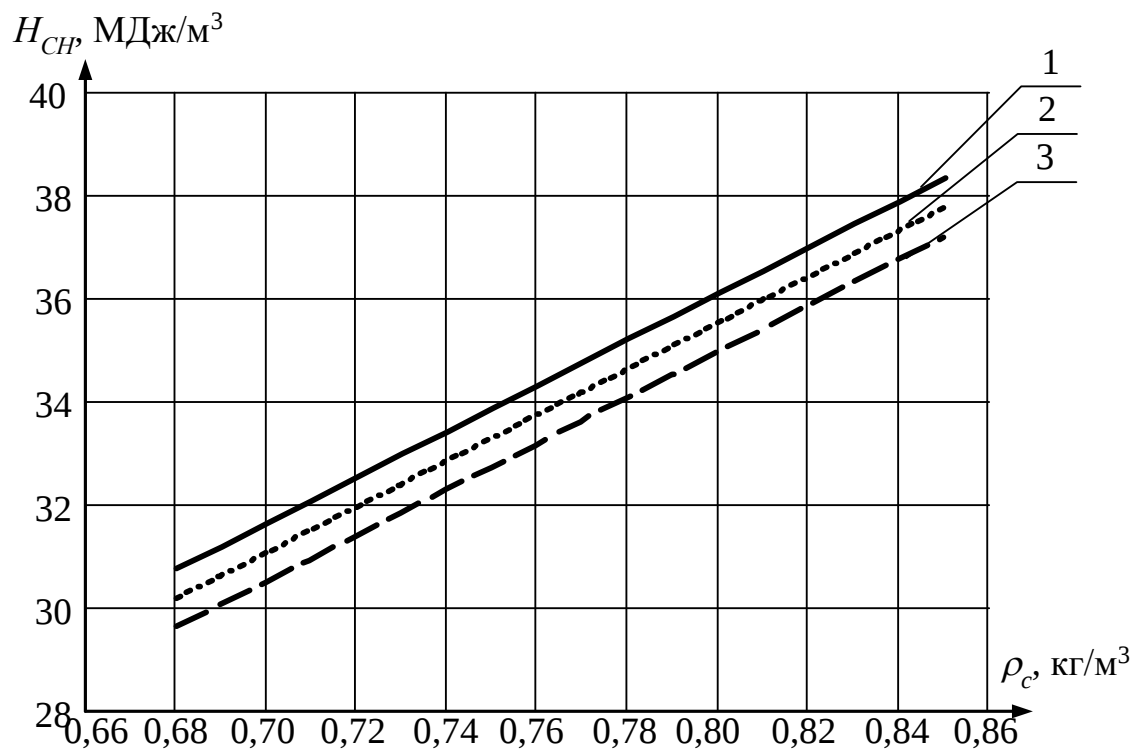


Рисунок 2.2 – Зміна нижчої питомої теплоти згорання газу від густини з незмінною молярною концентрацією $CO_2 = 0,5\%$ і зміні N_2

На підставі отриманих результатів, розрахуємо чутливість вимірювального контролю вищої питомої теплоти згорання природного газу, зі зміною:

– густини в діапазоні від 0,68 до 0,85 кг/м³, при незмінних молярних концентраціях азоту $N_2=6\%$ і двооксиду вуглецю $CO_2=0,5\%$:

$$S_{\rho_C, N_2=5\%, CO_2=0,5\%}^{CB} = \frac{\Delta H_{CB}(\rho_C; N_2 = 5\%, CO_2 = 0,5\%)}{\Delta \rho_C} =$$

$$= \frac{42,310 - 34,186}{0,85 - 0,68} = 47,8 \frac{\text{МДж/м}^3}{\text{кг/м}^3};$$

– молярної концентрації азоту N_2 у діапазоні від 5 до 7 %, з незмінною густиною $\rho_C=0,77$ кг/м³ і молярною концентрацією двооксиду вуглецю $CO_2=0,5\%$:

$$S_{\rho_C=0,77 \text{ кг/м}^3, N_2, CO_2=0,5\%}^{CB} = \frac{\Delta H_{CB}(\rho_C = 0,77 \text{ кг/м}^3; N_2, CO_2 = 0,5\%)}{\Delta N_2} =$$

$$= \frac{37,267 - 38,487}{7 - 5} = -0,61 \frac{\text{МДж/м}^3}{\%};$$

– молярної концентрації двооксиду вуглецю CO_2 у діапазоні від 0,5 до 1,5 %, з незмінною густиною $\rho_C=0,77$ кг/м³ та молярною концентрацією азоту $N_2=5\%$:

$$S_{\rho_C=0,77 \text{ кг/м}^3, N_2=5\%, CO_2}^{CB} = \frac{\Delta H_{CB}(\rho_C = 0,77 \text{ кг/м}^3; N_2 = 5\%, CO_2)}{\Delta CO_2} =$$

$$= \frac{37,558 - 38,487}{1,5 - 0,5} = -0,93 \frac{\text{МДж/м}^3}{\%}.$$

Графіки зміни вищої та нижчої питомої теплоти згорання природного

газу від зміни його густини в діапазоні від 0,68 до 0,85 кг/м³, зі зміною молярної частки двооксиду вуглецю в газі від 0,5 до 1,5% та з незмінною молярною концентрацією азоту 6 %, наведено на рисунках 2.3 і 2.4, де позначено: 1) $CO_2 = 0,5 \%$; 2) $CO_2 = 1,0 \%$; 3) $CO_2 = 1,5 \%$.

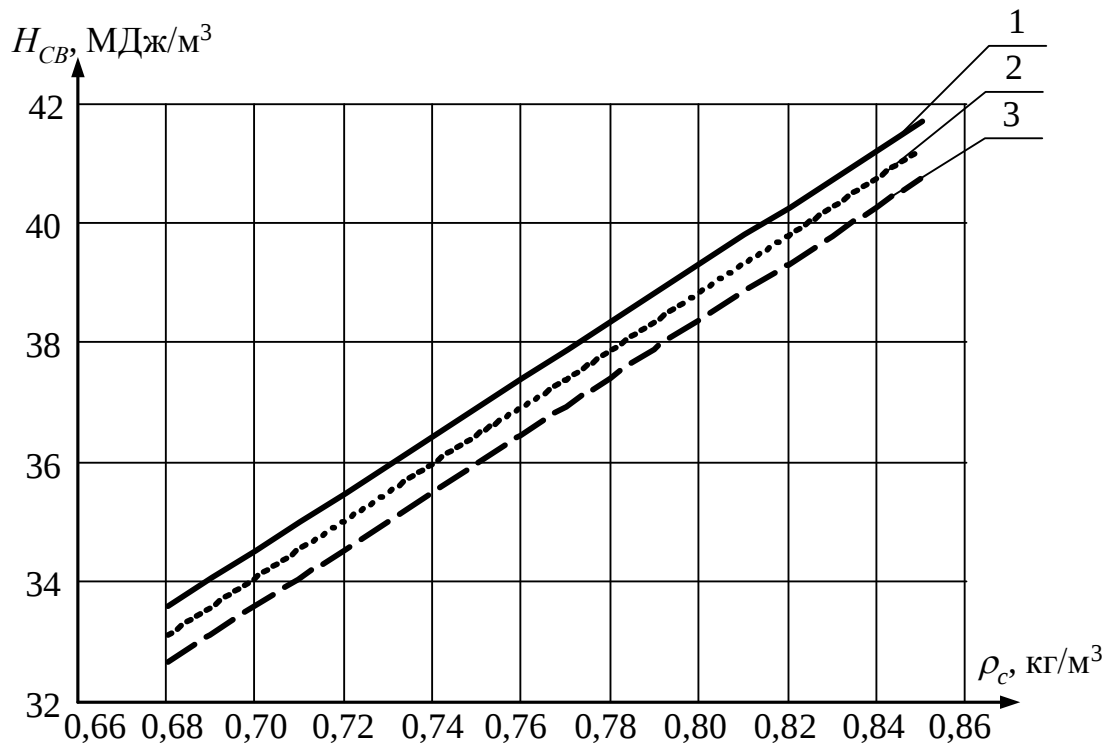


Рисунок 2.3 – Зміна вищої питомої теплоти згорання газу від густини з незмінною молярною концентрацією $N_2 = 6 \%$ і зміні CO_2

Розрахуємо чутливість вимірювального контролю нижчої питомої теплоти згорання природного газу, зі зміною:

– густини в діапазоні від 0,68 до 0,85 кг/м³, з незмінною молярною концентрацією азоту $N_2 = 6 \%$ та двооксиду вуглецю $CO_2 = 0,5 \%$:

$$\begin{aligned}
 S_{\rho_c, N_2=5\%, CO_2=0,5\%}^{CH} &= \frac{\Delta H_{CH}(\rho_c; N_2 = 5\%, CO_2 = 0,5\%)}{\Delta \rho_c} = \\
 &= \frac{38,316 - 30,734}{0,85 - 0,68} = 44,6 \frac{\text{МДж/м}^3}{\text{кг/м}^3};
 \end{aligned}$$

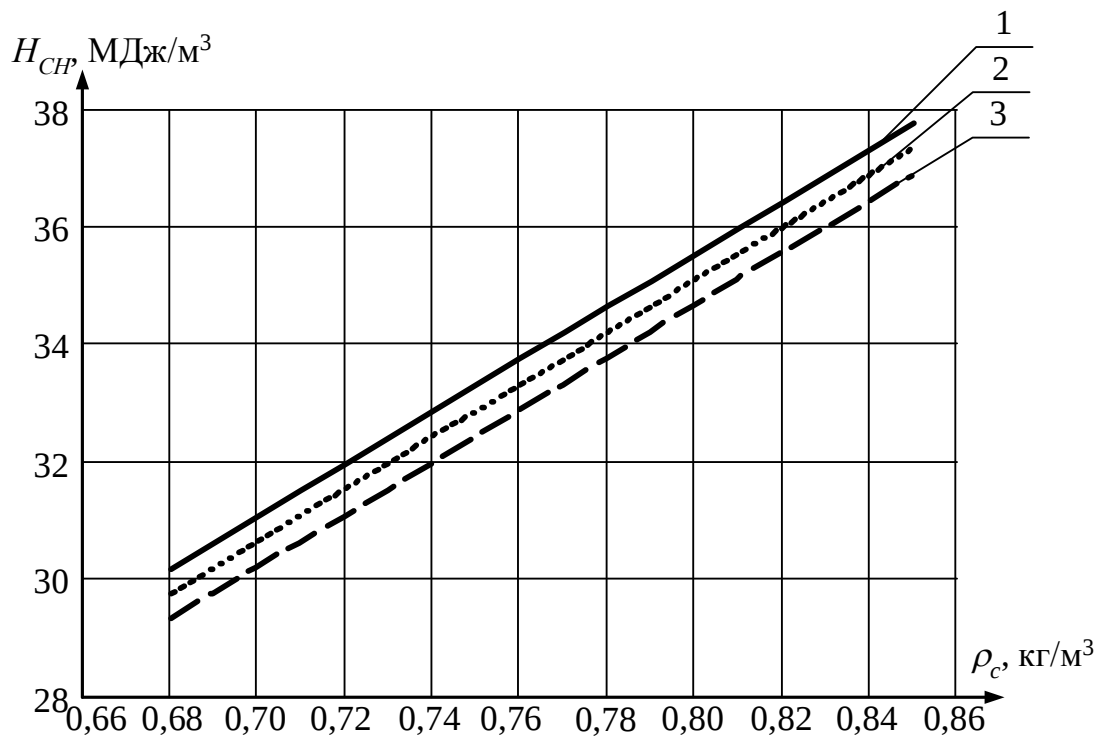


Рисунок 2.4 – Зміна нижчої питомої теплоти згорання газу від густини з незмінною молярною концентрацією $N_2=6\%$ і зміні CO_2

– молярної концентрації азоту N_2 у діапазоні від 5 до 7 %, з незмінною густиною $\rho_c=0,77 \text{ кг/м}^3$ та молярною концентрацією двооксиду вуглецю $CO_2=0,5\%$:

$$S_{\rho_c=0,77 \text{ кг/м}^3, N_2, CO_2=0,5\%}^{CH} = \frac{\Delta H_{CH}(\rho_c = 0,77 \text{ кг/м}^3; N_2, CO_2 = 0,5\%)}{\Delta N_2} =$$

$$= \frac{33,632 - 34,748}{7 - 5} = -0,56 \frac{\text{МДж/м}^3}{\%};$$

– молярної концентрації двооксиду вуглецю CO_2 у діапазоні від 0,5 до 1,5 %, з незмінною густиною $\rho_c=0,77 \text{ кг/м}^3$ і молярною концентрацією азоту $N_2=5\%$:

$$S_{\rho_c=0,77 \text{ кг/м}^3, N_2=5\%, CO_2}^{CH} = \frac{\Delta H_{CH}(\rho_c = 0,77 \text{ кг/м}^3; N_2 = 5\%, CO_2)}{\Delta CO_2} =$$

$$= \frac{33,894 - 34,748}{1,5 - 0,5} = -0,85 \frac{\text{МДж/м}^3}{\%}.$$

Виходячи з проведеного аналізу чутливості вимірювального контролю питомої теплоти згорання природного газу до зміни густини газу та молярних концентрацій азоту та двооксиду вуглецю, можна зробити наступний висновок. Для вимірювання питомої теплоти згорання природного газу необхідно виконувати вимірювання параметра – густина газу в діапазоні від 0,68 до 0,85 кг/м³ та вносити поправку за двома факторами, що дестабілізують:

- молярна концентрація азоту в діапазоні від 5 до 7 %;
- молярна концентрація двооксиду вуглецю в діапазоні від 0,5 до 1,5 %.

Для визначення похибки вимірювань густини газу та молярних концентрацій азоту та двооксиду вуглецю необхідно виконати оцінку результатів вимірювань питомої теплоти згорання непрямим методом. Згідно [31 – 34] похибки величин, які визначаються непрямим методом, можна розрахувати за наступною формулою [35]:

$$\Delta_{H_c} = k \cdot \sqrt{\left(\frac{\partial H_c}{\partial \rho_c} \cdot \Delta_{\rho_c}\right)^2 + \left(\frac{\partial H_c}{\partial N_2} \cdot \Delta_{N_2}\right)^2 + \left(\frac{\partial H_c}{\partial CO_2} \cdot \Delta_{CO_2}\right)^2}, \quad (2.20)$$

де Δ_{H_c} – довірча межа похибки вимірювання питомої теплоти згорання природного газу, яка визначається непрямим методом при довірчій достовірності P ; k – коефіцієнт, значення якого визначається прийнятою довірчою вірогідністю P ($k=1,1$ при $P=0,95$); Δ_{ρ_c} , Δ_{N_2} , Δ_{CO_2} – абсолютні похибки прямих вимірювань густини природного газу і молярних концентрацій азоту та оксиду вуглецю.

Згідно рекомендаціям [33] як похибки Δ_{ρ_c} , Δ_{N_2} і Δ_{CO_2} у формулі (2.20) можна прийняти похибки прямих вимірювань, вважаючи, що інші складові (наприклад, методична) достатньо малі. Таким чином, для визначення похибки спочатку необхідно оцінити похибки прямих вимірювань Δ_{ρ_c} , Δ_{N_2} і Δ_{CO_2} .

Визначимо частинні похідні функції верхньої (2.17) і нижньої (2.18) питомої теплоти згорання природного газу по змінних густини газу ρ_c і

молярним концентраціям азоту N_2 і оксиду вуглецю CO_2 :

– для верхньої питомої теплоти згорання природного газу:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial \rho_c} H_{CB}(\rho_c, N_2, CO_2) &= \\ &= \frac{\partial}{\partial \rho_c} \left(92,819 \cdot \left(0,51447 \cdot \rho_c + 0,05603 - 0,65689 \cdot \frac{N_2}{100} - \frac{CO_2}{100} \right) \right) = 47,79; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial N_2} H_{CB}(\rho_c, N_2, CO_2) &= \\ &= \frac{\partial}{\partial N_2} \left(92,819 \cdot \left(0,51447 \cdot \rho_c + 0,05603 - 0,65689 \cdot \frac{N_2}{100} - \frac{CO_2}{100} \right) \right) = -0,61; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial CO_2} H_{CB}(\rho_c, N_2, CO_2) &= \\ &= \frac{\partial}{\partial CO_2} \left(92,819 \cdot \left(0,51447 \cdot \rho_c + 0,05603 - 0,65689 \cdot \frac{N_2}{100} - \frac{CO_2}{100} \right) \right) = -0,93; \end{aligned}$$

– для нижньої питомої теплоти згорання природного газу:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial \rho_c} H_{CH}(\rho_c, N_2, CO_2) &= \\ &= \frac{\partial}{\partial \rho_c} \left(85,453 \cdot \left(0,52190 \cdot \rho_c + 0,04242 - 0,65197 \cdot \frac{N_2}{100} - \frac{CO_2}{100} \right) \right) = 44,60; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial N_2} H_{CH}(\rho_c, N_2, CO_2) &= \\ &= \frac{\partial}{\partial N_2} \left(85,453 \cdot \left(0,52190 \cdot \rho_c + 0,04242 - 0,65197 \cdot \frac{N_2}{100} - \frac{CO_2}{100} \right) \right) = -0,56; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial CO_2} H_{CH}(\rho_c, N_2, CO_2) &= \\ &= \frac{\partial}{\partial CO_2} \left(85,453 \cdot \left(0,52190 \cdot \rho_c + 0,04242 - 0,65197 \cdot \frac{N_2}{100} - \frac{CO_2}{100} \right) \right) = -0,85. \end{aligned}$$

Абсолютна похибка вимірювання питомої теплоти згорання природного газу визначається наступними співвідношеннями:

– верхнє питоме теплотворення:

$$\Delta_{H_{CB}}(\Delta_{\rho_c}, \Delta_{N_2}, \Delta_{CO_2}) = k \cdot \sqrt{(47,79 \cdot \Delta_{\rho_c})^2 + (-0,61 \cdot \Delta_{N_2})^2 + (-0,93 \cdot \Delta_{CO_2})^2};$$

– нижнє питоме теплотворення:

$$\Delta_{H_{CB}}(\Delta_{\rho_c}, \Delta_{N_2}, \Delta_{CO_2}) = k \cdot \sqrt{(44,60 \cdot \Delta_{\rho_c})^2 + (-0,56 \cdot \Delta_{N_2})^2 + (-0,85 \cdot \Delta_{CO_2})^2}.$$

Відносна похибка вимірювання питомої теплоти згорання природного газу визначається наступними співвідношеннями:

– верхнє питоме теплотворення:

$$\delta_{H_{CB}}(\Delta_{\rho_c}, \Delta_{N_2}, \Delta_{CO_2}) = \frac{\Delta_{H_{CB}}(\Delta_{\rho_c}, \Delta_{N_2}, \Delta_{CO_2})}{H_{CB}} \cdot 100 \%;$$

– нижнє питоме теплотворення:

$$\delta_{H_{CH}}(\Delta_{\rho_c}, \Delta_{N_2}, \Delta_{CO_2}) = \frac{\Delta_{H_{CH}}(\Delta_{\rho_c}, \Delta_{N_2}, \Delta_{CO_2})}{H_{CH}} \cdot 100 \%.$$

Зміна відносної похибки вимірювань верхньої питомої теплоти згорання природного газу $\delta_{H_{CB}}$ при зміні абсолютної похибки вимірювання густини газу

Δ_{ρ_c} у діапазоні від 0,0068 до 0,034 кг/м³ наведено на рисунку 2.5 [35], де позначено: 1) $\Delta_{N_2} = \pm 0,05 \%$, $\Delta_{CO_2} = \pm 0,005 \%$; 2) $\Delta_{N_2} = \pm 0,25 \%$, $\Delta_{CO_2} = \pm 0,005 \%$; 3) $\Delta_{N_2} = \pm 0,05 \%$, $\Delta_{CO_2} = \pm 0,025 \%$. Густина природного газу $\rho_c = 0,77$ кг/м³, молярна концентрація азоту $N_2 = 5 \%$, молярна концентрація двооксиду вуглецю $CO_2 = 0,5 \%$ при цьому верхня питома теплота згорання складає 33,39 МДж/м³.

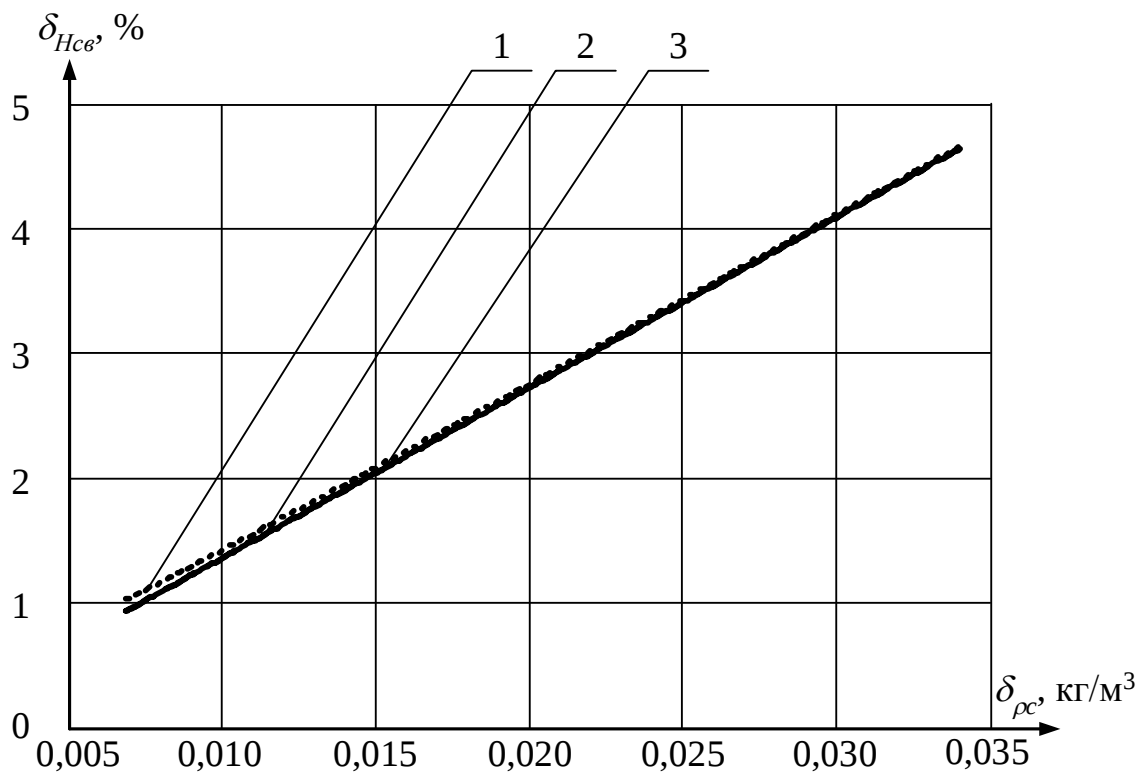


Рисунок 2.5 – Зміна $\delta_{H_{CB}}$ при зміні Δ_{ρ_c} у діапазоні 0,0068 до 0,034 кг/м³

Зміна відносної похибки вимірювань нижньої питомої теплоти згорання природного газу $\delta_{H_{CH}}$ при зміні абсолютної похибки вимірювання густини газу Δ_{ρ_c} у діапазоні від 0,0068 до 0,034 кг/м³ наведено на рисунку 2.6, де позначено: 1) $\Delta_{N_2} = \pm 0,05 \%$, $\Delta_{CO_2} = \pm 0,005 \%$; 2) $\Delta_{N_2} = \pm 0,25 \%$, $\Delta_{CO_2} = \pm 0,005 \%$; 3) $\Delta_{N_2} = \pm 0,05 \%$, $\Delta_{CO_2} = \pm 0,025 \%$. Густина природного газу $\rho_c = 0,77$ кг/м³, молярна концентрація азоту $N_2 = 5 \%$, молярна концентрація двооксиду

вуглецю $CO_2 = 0,5 \%$ при цьому верхня питома теплота згорання складає $34,75 \text{ МДж/м}^3$.

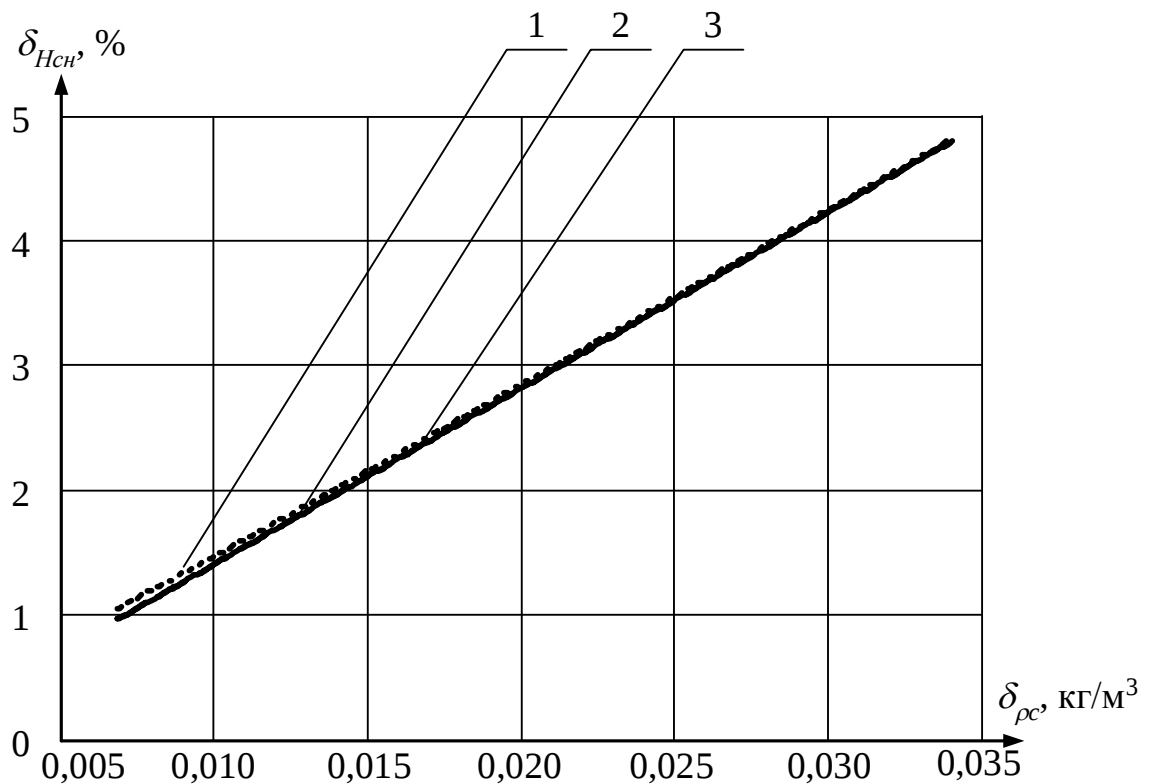


Рисунок 2.6 – Зміна $\delta_{H_{CH}}$ при зміні $\Delta_{\rho c}$ у діапазоні 0,0068 до 0,034 кДж/м^3

З аналізу одержаних залежностей (див. рис. 2.5 і 2.6) видно, що для вимірювання питомої теплоти згорання природного газу з відносною похибкою вимірювання не більш $\pm 2 \%$, значення абсолютної похибки вимірювань при цьому не більш $\pm 0,6 \text{ МДж/м}^3$ в діапазоні вимірювань від 29 до 43 МДж/м^3 необхідно вимірювати [35]:

– густина природного газу з відносною похибкою вимірювань не більш $\pm 15 \%$, значення абсолютної похибки вимірювань при цьому не більш $\pm 0,01 \text{ кг/м}^3$ в діапазоні вимірювань від 0,68 до $0,85 \text{ кг/м}^3$;

– молярну концентрацію азоту в природному газі з відносною похибкою вимірювань не більш $\pm 5 \%$, значення абсолютної похибки вимірювань при цьому не більш $\pm 0,25 \%$ у діапазоні вимірювань від 5 до 7% ;

– молярну концентрацію двооксиду вуглецю в природному газі з

відносною похибку вимірювань не більш $\pm 5\%$, значення абсолютної похибки вимірювань при цьому не більш $\pm 0,025\%$ у діапазоні вимірювань від 0,5 до 1,5 %.

2.3 Вимірювання густини природного газу витратоміром Коріоліса

Перші коріолісові масові витратоміри були сконструйовані в 1970-х роках. Ці витратоміри штучно додавали обертаючий рух речовини і вимірювали масову витрату, фіксуючи результуючий обертаючий момент. Розглянемо перебіг речовини в горизонтальній трубі [36, 37]. Закріпимо трубу з одного кінця і додамо їй обертання з постійною кутовою швидкістю в горизонтальній площині щодо точки закріплення. Якщо речовині повідомити коріолісово прискорення, за допомогою обертання труби, то величина сили Коріоліса, що відхиляє, залежатиме від масової витрати. Сила, що відхиляє, діє на трубу, буде завжди направлена вправо щодо вектора швидкості. Вектор сили Коріоліса і вектор швидкості речовини знаходиться в одній (горизонтальній) площині.

Частинка речовини dm рухається з швидкістю V у трубі T (див. рис. 2.7) [35, 36]. Труба обертається щодо нерухомої точки P . Частинка знаходиться на відстані r від точки P , яка дорівнює радіусу труби R . Частинка рухається з кутовою швидкістю ω . Прискорення частинки складається з двох складових: доцентрового, направленого до точки P і коріолісова, яка направлена вправо, щодо доцентрового.

доцентрове	$a_r = \omega^2 r;$
------------	---------------------

коріолісово	$a_t = 2\omega V.$
-------------	--------------------

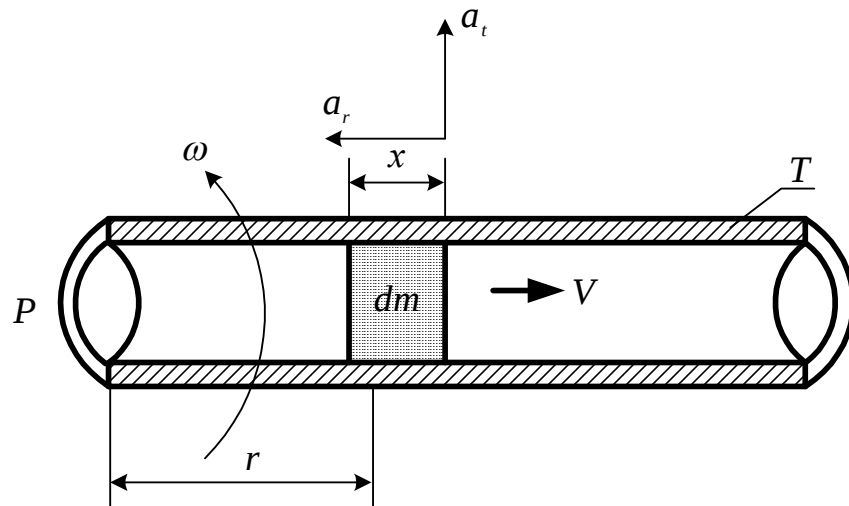


Рисунок 2.7 – Визначення сили Коріоліса під час руху речовини по трубі

Для того, щоб повідомити речовині коріолісово прискорення, необхідно, щоб з боку труби на частинку речовини діяла сила $a_t dm$. З боку речовини на трубу діє така ж сила, але протилежно направлена – сила Коріоліса:

$$F_c = a_t \cdot dm = 2 \cdot \omega \cdot V(dm). \quad (2.21)$$

Нехай речовина має густину ρ і протікає з постійною швидкістю у середині труби, що обертається, через поперечний перетин площею S . На частину труби, що має довжину x , діятиме сила Коріоліса, величина якої дорівнює:

$$F_c = 2 \cdot \omega \cdot V \cdot \rho \cdot S \cdot x.$$

Оскільки масова секундна витрата дорівнює $dm = \rho \cdot V \cdot S$, то $F_c = 2 \cdot \omega \cdot (dm) \cdot x$. У результаті маємо:

$$M = \frac{F_c}{2 \cdot \omega \cdot x}. \quad (2.22)$$

Таким чином, вимірюючи значення сили Коріоліса речовини в трубці, що обертається, можна визначити величину масової витрати. Природно, обертати трубу в промислових умовах укрαι незручно, а в більшості випадках просто неможливо, але якщо додати трубці коливальні рухи або вібрацію, то можна досягти аналогічного ефекту. Коріолісові витратоміри можуть вимірювати масову витрату, як в прямому, так і у зворотному напрямі перебіг речовини.

У більшості конструкцій, трубка закріплена в двох точках і їй повідомляється коливальний рух між цими двома точками. Така конфігурація можлива, наприклад, якщо примусити вібрувати пружину разом із заповненою трубою на її резонансній частоті, яка залежить від маси труби з речовиною. Частоту коливань вибирають резонансною, оскільки при цьому необхідна мінімальна сила пружини, що вимушує, щоб підтримувати постійні коливання заповненої труби. Залежність амплітуди вимушених коливань від частоти сили, що вимушує, призводить до того, що при деякій визначеній для даної системи частоті амплітуда коливань досягає максимального значення. Коливальна система виявляється особливо чуйною на дію сили, що вимушує, при цій частоті. Це явище називається резонансом, а відповідна частота – резонансною частотою. Значення резонансної частоти:

$$\omega_{\text{рез}} = \text{sqrt root}(\omega_0^2 - 2 \cdot B^2), \quad (2.23)$$

де ω_0 – власна частота системи; $B = r/2m$ – коефіцієнт загасання; r – коефіцієнт опору, тобто коефіцієнт пропорційності між швидкістю і силою опору, m – маса тіла.

В формули (2.23) видно, що резонансна частота залежить від маси всієї збірки.

Принцип дії полягає у тому, що коли трубки скоює коливальні рухи, в системі виникає додаткова сила інерції – сила Коріоліса. І під дією цієї сили трубки починають згинатися. Їх вигин фіксується датчиками.

Трубка може бути зігнутою або прямою. Деякі конструкції можуть бути

ними, що самозаповнюються, коли встановлені вертикально (див. рис. 2.8) [38]. На рисунку 2.8 позначено: 1 – термодатчик; 2 – привід; 3 – індукційна котушка ліва; 4 – індукційна котушка права.

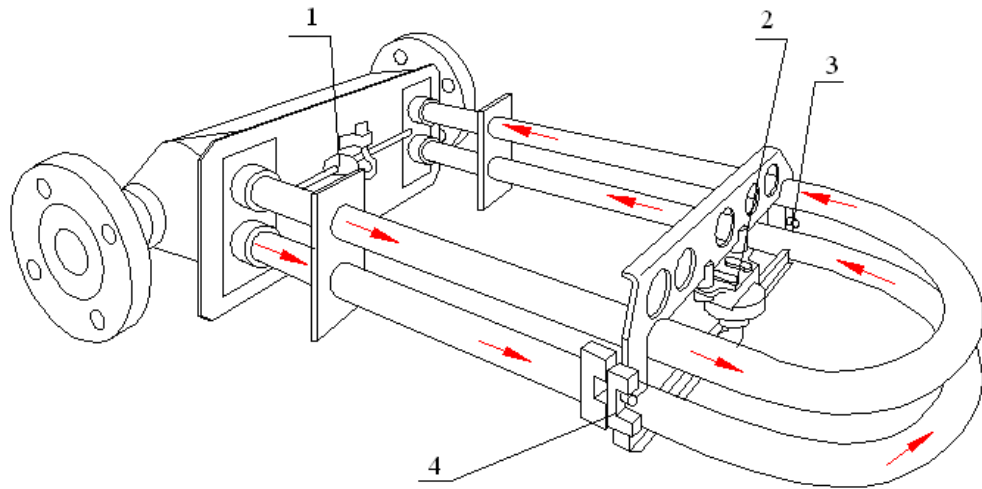


Рисунок 2.8 – Конструкція витратоміра Коріоліса
на послідовних двох трубках

Коли витратомір складається з двох паралельних трубок, потік розділяється на два потоки на вході і з'єднується в один на виході. При використанні однієї трубки (або сполучених послідовно двох трубок) потік у витратомірі не розділяється. У будь-якому випадку, привід примушує трубки вібрувати. Електромагнітний привід складається з котушки, яка сполучена з однією трубкою, і з магніту, який сполучений з іншою трубкою. На котушку подається змінний струм, який примушує магніт періодично то притягуватися, то відштовхуватися.

На провідник із струмом, яким є котушка, в магнітному полі (магніт) діє сила Ампера, яка дорівнює множенню сили струму на векторне множення елементу довжини провідника на магнітну індукцію поля :

$$dF = I[dl, B], \quad (2.24)$$

де dF – елементарна сила Ампера; I – сила струму; dl – елемент довжини провідника; B – індукція магнітного поля.

Оскільки магніт і котушка жорстко закріплені на різних трубках, то сила відштовхуватиме і притягатиме трубки один від одного або один до одного. Необхідною умовою є наявність змінного струму в котушці, оскільки сила повинна міняти напрям.

Датчик може визначити положення, швидкість або прискорення трубок. Якщо використовуються електромагнітні датчики, магніт і котушка в датчику міняють своє положення один щодо одного, під час того, як трубки вібрують, викликаючи зміну в магнітному полі котушки. Тому синусоїдальна напруга на котушці є рухом трубок.

Принцип дії електромагнітного датчика заснований на явищі електромагнітної індукції, відкритої Фарадеєм в 1821 р. Це явище полягає у виникненні індукційного струму, при русі котушки в постійному магнітному полі або русі магніту (сердечника) усередині нерухомої катушки. Індукційний струм направлений за правилом Ленца, яке говорить, що індукційний струм має такий напрям, щоб його власне магнітне поле протидіяло зміні магнітного потоку. Закон Фарадея: е.р.с електромагнітної індукції в контурі E_{ind} прямо пропорційна швидкості зміни магнітного потоку Φ_m крізь поверхню контуру:

$$E_{ind} = -\frac{d\Phi_m}{dt}. \quad (2.25)$$

Коли потік відсутній (у витратомірі з двома трубками) і відбувається вібрація, відмінності в показниках двох датчиків в точках B_1 і B_2 відсутні. Якщо є потік рідини і привід створює вібрацію трубок, то сили Коріоліса створюють вторинну згинаючу вібрацію, яка виявляється в невеликій різниці фаз відносних рухів трубок. Це виявляється датчиками в двох точках. Відхилення трубок, що викликається силою Коріоліса, має місце тільки у тому випадку, коли одночасно присутній потік рідини і вібрація трубок. Вібрація без потоку або потік без вібрації не дають будь-якої інформації приладу.

При одночасному знятті сигналів відбувається зсув по фазі на ΔT

(див. рис. 2.9), де позначено: 1 – вихідний сигнал індукційної котушки правої; 2 – вихідний сигнал індукційної котушки лівої [38]. Це відносне запізнювання прямо пропорційно масовій витраті. Природна резонансна частота двотрубною конструкції залежить від геометрії, конструкційних матеріалів і маси всієї конструкції (маси трубок і маси речовини усередині трубок). Маса труби постійна. Оскільки витрата речовини є її густина (ρ), значення якої помножено на об'єм (який також постійний), частота вібрації може бути обумовлена густиною рідини, що протікає. Отже, густина речовини може бути визначена шляхом вимірювання резонансної частоти коливань трубок (помітимо, що густина речовини може бути визначена і у відсутність потоку, поки трубки заповнені речовиною і коливаються).

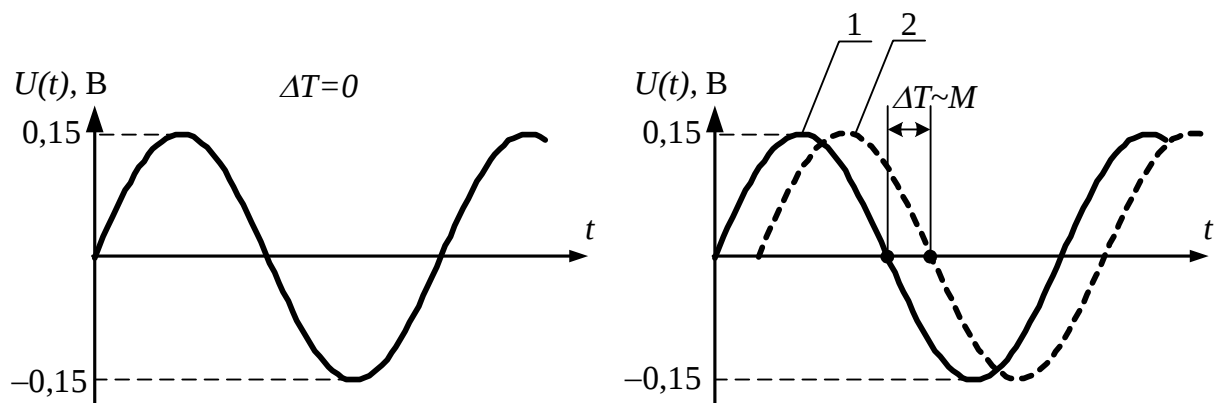


Рисунок 2.9 – Вихідні сигнали витратоміра Коріоліса при
а) відсутність руху речовини; б) речовина рухається

Товщина стінок трубок змінюється значно від моделі до моделі, але проте, навіть найміцніша трубка матиме товщину менше, ніж у трубопроводу. На додаток в багатьох конструкціях використовуються трубки малого діаметру, що різко збільшує швидкість потоку (від (1,5 – 3) м/с до більш ніж 7,6 м/с). Конструкції з великою товщиною стінки труби і високими швидкостями потоку вимагають застосування особливих матеріалів через виникнення ерозії. Коріолісов витратомір повинен бути зроблений з особливих матеріалів оскільки він піддається корозії, а також для запобігання пітингу. Для трубопроводів

зазвичай використовуються вуглецеві та неіржавіючі сталі, оскільки допускається невелика кількість пітингу. Для витратомірів навіть незначна кількість пітингу неприпустимо, оскільки стінки тонкі, а пітинг породжує концентрацію напрузі в конструкції, що може привести до її руйнування. Тому стандартні таблиці корозії (заснована на критерії втрати ваги) не годяться при виборі матеріалів для Коріолісова витратоміра, і це повинно бути враховано виробником.

Рівняння для визначення масової витрати масовим коріолісовим витратоміром RotaMASS має вигляд [38]:

$$M = S_k \cdot \frac{A_c}{A_e} \cdot \frac{1}{f_v}, \quad (2.26)$$

де M – масова витрата речовини; A_c – амплітуда коливань трубок при дії сили Коріоліса; A_e – амплітуда вимушених коливань; A_c / A_e – фаза; f_v – частота вимушених коливань; S_k – постійна приладу (калібрувальна константа) [38]:

$$S_k = S_k(20^\circ\text{C}) \cdot (1 + S_{kt} \cdot (T - 20^\circ\text{C})),$$

де $S_k(20^\circ\text{C})$ – постійна приладу при 20°C ; S_{kt} – поправочний коефіцієнт на температуру (константа, залежна від матеріалу).

Рівняння для густини сенсора RotaMASS [38]:

$$\rho = KD \cdot \left(\left(\frac{f_t(20^\circ\text{C})}{f_v(20^\circ\text{C})} \right)^2 - 1 \right), \quad (2.27)$$

де ρ – густина речовини; $f_t(20^\circ\text{C})$ – частота сили, що вимушує, при порожніх трубках і температурі 20°C ; $f_v(20^\circ\text{C})$ – частота сили, що вимушує, при заповнених трубках і температурі 20°C ; KD – калібрувальна постійна для густини.

Температурна поправка для частоти коливань, що вимушують [38]:

$$f_v(20^{\circ}\text{C}) = f_v \cdot (1 + FKT \cdot (T - 20^{\circ}\text{C})),$$

де FKT – температурний поправочний коефіцієнт, залежний від матеріалу і розміру трубок.

Структурну схему вимірювання масової витрати, густини, об'ємної витрати і температура наведено на рисунку 2.10 [38]:

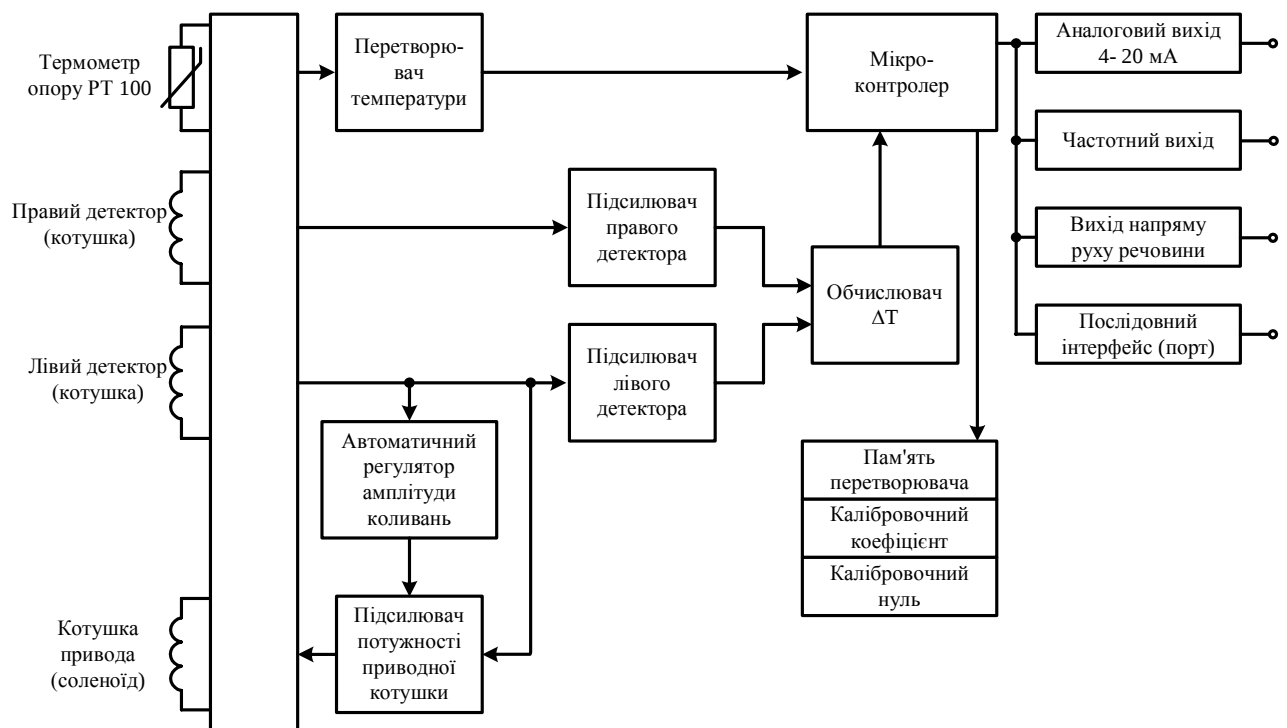


Рисунок 2.10 – Структурна схема вимірювання масової витрати, густини, об'ємної витрати і температури природного газу

Іншою складовою частиною коріолісової системи є перетворювач сигналів і контролер, який вмонтований на приладовому щиті в операторній. Перетворювач перетворить низькорівневий сигнал сенсора в аналоговий сигнал від 4 до 20 мА і частотний, вихідні сигнали.

По частотному каналу йде інформація про витрату, а аналогові сигнали програмуються на вимірювання густини.

На контролер окрім маси продукту і густини заведені сигнали температури продукту. Контролер має вихід через персональний комп'ютер на принтер для автоматичного друку.

Результатом обробки сигналів датчика будуть: масова витрата; густина; об'ємна витрата; температура. Такі масові витратоміри забезпечують відносну похибку вимірювань не більш $\pm 0,15 \%$.

2.4 Висновки

Під час математичного моделювання вимірювальної системи теплотворної здатності природного газу одержані наступні результати:

1. Запропоновано вимірювати теплотворну здатність газу з невідомим компонентним складом газу, для цього необхідно виконувати вимірювання густини газу, а також вносити поправку в результати вимірювання за молярної концентрації азоту та двооксиду вуглецю.

2. Чутливість вимірювального контролю вищої питомої теплоти згорання природного газу під час зміни:

– густини в діапазоні від $0,68$ до $0,85 \text{ кг/м}^3$, з незмінними молярними концентраціями азоту $N_2=6 \%$ і двооксиду вуглецю $CO_2=0,5 \%$ складає $47,8 \text{ МДж/м}^3$;

– молярної концентрації азоту N_2 у діапазоні від 5 до 7% , з незмінною густиною $\rho_c=0,77 \text{ кг/м}^3$ і молярною концентрацією двооксиду вуглецю $CO_2=0,5 \%$ складає $-0,61 \text{ МДж/м}^3$;

– молярної концентрації двооксиду вуглецю CO_2 у діапазоні від $0,5$ до $1,5 \%$, з незмінною густиною $\rho_c=0,77 \text{ кг/м}^3$ і молярною концентрацією азоту $N_2=5 \%$ складає $-0,93 \text{ МДж/м}^3$.

3. Чутливість вимірювального контролю нижчої питомої теплоти згорання природного газу під час зміни:

– густини в діапазоні від $0,68$ до $0,85 \text{ кг/м}^3$, з незмінною молярною

концентрацією азоту $N_2=6\%$ і двооксиду вуглецю $CO_2=0,5\%$ складає $44,6 \text{ МДж/м}^3$;

– молярної концентрації азоту N_2 у діапазоні від 5 до 7 %, з незмінною густиною $\rho_c=0,77 \text{ кг/м}^3$ і молярною концентрацією двооксиду вуглецю $CO_2=0,5\%$ складає $-0,56 \text{ МДж/м}^3$;

– молярної концентрації двооксиду вуглецю CO_2 у діапазоні від 0,5 до 1,5 %, при незмінних густині $\rho_c=0,77 \text{ кг/м}^3$ і молярної концентрації азоту $N_2=5\%$ складає $-0,85 \text{ МДж/м}^3$.

4. Для вимірювання питомої теплоти згорання природного газу з відносною похибкою вимірювання не більш $\pm 2\%$, значення абсолютної похибки вимірювань при цьому не більш $\pm 0,6 \text{ МДж/м}^3$ у діапазоні вимірювань від 29 до 43 МДж/м^3 необхідно забезпечити вимірювання:

– густина природного газу з відносною похибкою вимірювань не більш $\pm 15\%$, значення абсолютної похибки вимірювань при цьому не більш $\pm 0,01 \text{ кг/м}^3$ в діапазоні вимірювань від 0,68 до $0,85 \text{ кг/м}^3$;

– молярної концентрації азоту в природному газі з відносною похибкою вимірювань не більш $\pm 5\%$, значення абсолютної похибки вимірювань при цьому не більш $\pm 0,25\%$ у діапазоні вимірювань від 5 до 7 %;

– молярної концентрації двооксиду вуглецю в природному газі з відносною похибкою вимірювань не більш $\pm 5\%$, значення абсолютної похибки вимірювань при цьому не більш $\pm 0,025\%$ у діапазоні вимірювань від 0,5 до 1,5 %.

5. Для вимірювання густини природного газу в діапазоні від 0,68 до $0,85 \text{ кг/м}^3$ з абсолютною похибкою не більш $\pm 0,01 \text{ кг/м}^3$ запропоновано використовувати витратомір Коріоліса на послідовних двох трубках, який забезпечує відносну похибку вимірювань не більш $\pm 0,15\%$.

РОЗДІЛ 3

ОБҐРУНТУВАННЯ СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ТЕПЛОТВОРНОЇ ЗДАТНОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Найвищу точність, яка може бути досягнута навіть у несприятливих умовах експлуатації, можна одержати завдяки використанню цифрових вимірювальних систем. У теперішній час цифрові вимірювальні системи набули достатньо широке поширення не тільки у прецизійних, але і у виробничих вимірюваннях. Структурна схема вимірювальної системи, тобто сукупність взаємозв'язаних у просторі та часі блоків, описується алгоритмом роботи. Алгоритм роботи системи обов'язково включає сукупність операцій над вхідними сигналами, які необхідні для знаходження вимірювальних величин. Система контролю теплотворної заданості газу – вимірювальна система з трьома та більш вхідними сигналами, які функціонально пов'язаними із вимірювальною величиною H .

3.1 Обґрунтування вимірювальної схеми температури природного газу

Одним із параметрів, який підлягає вимірювальному контролю, під час аналізу теплотворної здатності природного газу, є температура. Максимальний діапазон зміни середньомісячних температур газу становить від $-7,9$ до $+23,2^{\circ}\text{C}$ [39, 40]. Відхилення температури газу на 1°C від стандартного значення температури (20°C) призводить до зміни облікованого об'єму природного газу на $0,34\%$. У такому випадку похибка обліку газу буде знаходитися в діапазоні від $-9,5$ до $+1,1\%$ [40].

Точність вимірювання температури терморезистивними термометрами визначається, по-перше, похибками вимірювання опору терморезистору і, по-друге, нестабільністю його параметрів [41 – 42]. Для високостабільних

платинових терморезисторів основне джерело похибки – це вимірювальна схема, тому їй надають основну увагу при побудові високоточних термометрів.

На рисунку 3.1 наведено схема терморезистивного термометру, у якого нестабільність градуовальної характеристики термоперетворювача опору не впливає на точність вимірювання [43]. Термоперетворювач опору 1 працює у схемі перетворювача 2 «зміна опору – напруга», яка живиться від джерела 3 змінні струми із частотою ω_1 . Далі йде фазочутливий випрямляч 4 напруги, із виходу якого через ключі 5 і 6 по черзі подається через дільник напруги 7 та інтегратор 8 на входи диференціального підсилювача 9. Частоту Ω комутаційного генератора 16 вибирають так, щоб враховувати теплову інерцію термоперетворювачів опору 1.

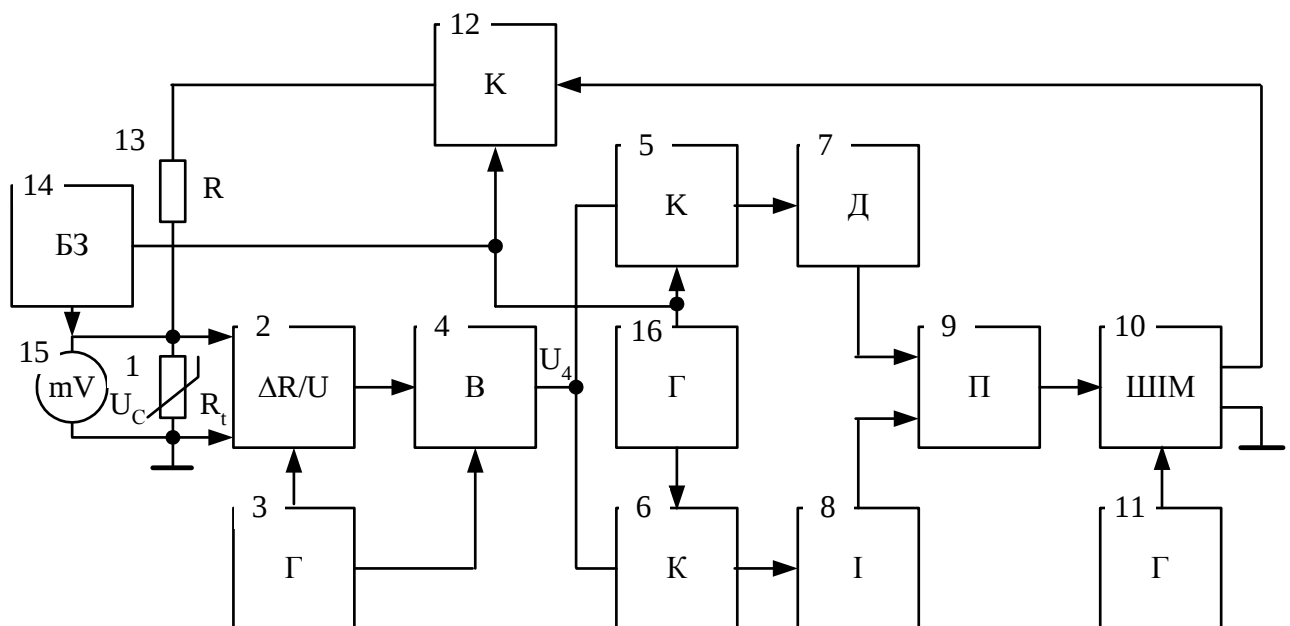


Рисунок 3.1 – Структурна схема вимірювача температури з автоматичним урівноваженням імпульсним струмом

Характеристику терморезистору 1 із урахуванням його нелінійності можна записати у наступному вигляді:

$$R_t = R_0(1 + \nu \cdot \theta), \quad (3.1)$$

де $\nu = \frac{dR}{dt}$ – усереднена чутливість терморезистору, яка має змінне значення, залежно від температури його перегріву θ щодо початкової, при якій опір терморезистору R_t дорівнює R_0 .

Випрямлена напруга U_4 на виході ланки 4 при розімкненому ключі 12 у моменти часу, коли ключ 6 замкнений, поступає до інтегратору 8, де запам'ятовується:

$$U'_4 = S \cdot R_0 \cdot \nu_1 \cdot \theta, \quad (3.2)$$

де S – сумарна чутливість та коефіцієнт перетворення 2 і 4; ν_1 – значення чутливості терморезистору 1 при температурі θ .

Коли закривається ключ 5, напруга U_4 через ділника 7, який має коефіцієнт розподілу K_d , поступає на неінвертуючий вхід підсилювача 9. Підсилена різниця напруги перетвориться широтно-імпульсним модулятором 10, який живиться від генератору 11 змінною напругою із частотою ω_2 . Послідовність імпульсів, яка через ключ 12 та резистор 13 поступає на термоперетворювач опору 1, підігріваючи його на невелике значення температури Δt . В результаті додаткового розбалансування моста 2, напруга U_4 зростає до значення:

$$U''_4 = S \cdot R_0 \cdot \nu_2 \cdot \frac{\theta + \Delta\theta}{K_d} \quad (3.3)$$

де ν_2 – нове значення чутливості терморезистору при температурі $\theta + \Delta\theta$.

Частота проходження імпульсів $\omega_2 \neq \omega_1$, тому фазочутливий випрямляч, яким управляє генератор 3 за частотою ω_1 , не реагує на імпульси, які поступають у плече мостової схеми 2. У невеликому діапазоні зміни температури $\Delta\theta$ можна вважати характеристику терморезистору лінійною, $\nu_1 \approx \nu_2$, і тоді

$$\frac{\theta + \Delta\theta}{K_d} \approx \theta. \quad (3.4)$$

Температура перегріву терморезистору визначається наступним співвідношенням:

$$\Delta\theta = \frac{R_0 I_d^2}{F\alpha} [1 + \nu(\theta + \Delta\theta)], \quad (3.5)$$

де I_d – діюче значення імпульсного струму; α – коефіцієнт тепловіддачі із поверхні термоперетворювачу, який має площу F .

Стале значення падіння напруги U_c на термоперетворювачу опори реєструється мілівольтметром 15, після отримання сигналу дозволу, який формується блоком затримки 14. Затримка визначається тепловою інерційністю термоперетворювачу опору 1:

$$U_c = \frac{F \cdot \alpha \cdot (K_d - 1)}{I_m} \cdot \theta, \quad (3.6)$$

де I_m – амплітуда однополярного імпульсного струму.

З формули (3.6) видно, що на похибку вимірювання цією схемою не впливають нестабільність та нелінійність градуовальної характеристики термоперетворювачу опору.

Недоліком даної схеми є вплив амплітуди імпульсів струму, який визначається співвідношенням опорів баластного резистору R і термоперетворювачу опору R_t при його нагріванні і охолодженні, а також вплив теплової постійної часу на охолодження терморезистору у другій половині періоду комутації, коли відсутні імпульси для підігріву термоперетворювачу. Це призводить до появи систематичної похибки через залишкове нагрівання термоперетворювачу опору і до зниження швидкодії

засобу вимірювання, якщо потрібно зменшити цю похибку. Цього недоліку можна уникнути, якщо стабілізувати амплітуду однополярних імпульсів (див. рис. 3.2) схемою порівняння 19, на яку подає падіння напруги на резисторі 13 та напруга стабільного джерела 20 [43]. При цьому на виході схеми порівняння 19 формується додатковий сигнал, величина якого пропорційна зміні струму однополярних імпульсів. Цей сигнал через повторювач напруги 21 також поступає на термоперетворювач опору 1, що забезпечує його додаткове нагрівання.

Для виключення впливу теплової інерційності термоперетворювачу опору 1 повторний цикл запам'ятовування напруги на інтеграторі 8 здійснюється затримкою при замиканні ключа 6 одновібратором 17. Значення затримки дорівнює (4...5) постійним часу термоперетворювачу опору 1. Всі інші ланки схеми, яку наведено на рисунку 3.2, аналогічні наведеної на рисунку 3.1 [43].

У іншому варіанті цієї схеми (див. рис. 3.3) амплітуду імпульсів струму стабілізують схемою порівняння 19, яка діє на керований підсилювач 21 та змінює коефіцієнт підсилення та амплітуду імпульсів. Схема, яку наведено на рисунку 3.3, надійніша, тому що у неї зміна амплітуди імпульсів струму коректується окремою ланкою. Вимірювальний канал температури природного газу, структурну схему якого наведено на рисунку 3.3, буде простішим у реалізації та наладці. Ці схеми дозволяють забезпечити стабілізацію імпульсів підігріву термоперетворювача опору та точніше зафіксувати зміну сигналу на виході вимірювального моста, що підвищує швидкодію вимірювального каналу температури системи контролю температури природного газу.

Висока інерційність теплових об'єктів дозволяє використовувати у контурі управління частотні перетворювачі сигналу. Це спрощує оптоелектронну розв'язку гальванічних кіл живлення контролеру та перетворювачу, який приєднаний до термоперетворювачу опору. Оскільки у деяких приладах довжина цих каналів може досягати 100 м та більше, оптоелектронна розв'язка істотно підвищує надійність приладу.

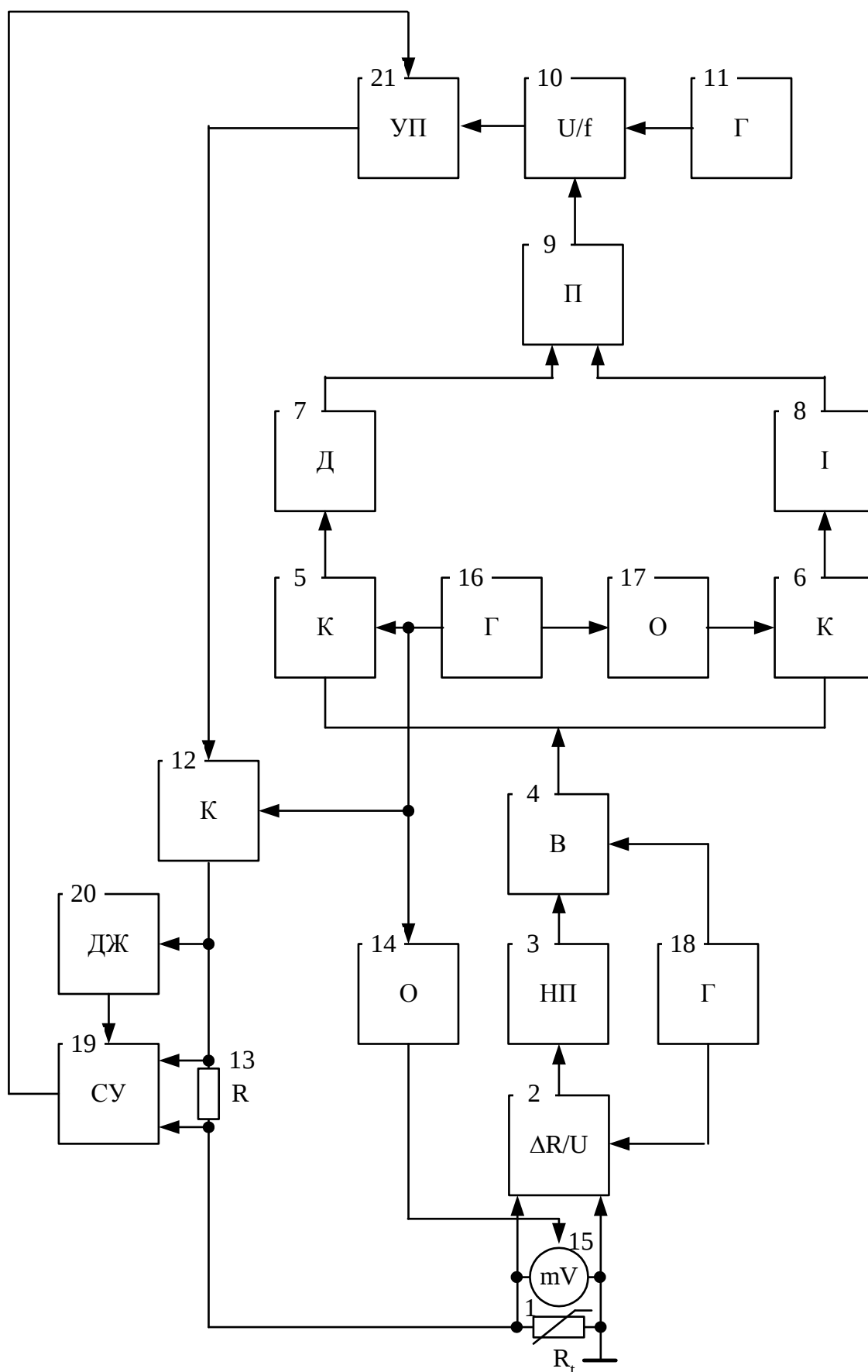


Рисунок 3.3 – Структурна схема вимірювача температури
із стабілізацією імпульсного струму

На рисунку 3.4 [43] наведено структурну схему вузла перетворення опору терморезистору в частотно-модульований сигнал. Живлення термоперетворювача опору здійснюється від високостабільного джерела струму 2. Для зниження кількості електронних компонентів використовується принцип мультиплексування. Трьохдротняна схема підключення термоперетворювача опору допускає використання трьох мультиплексорів M_1 , M_2 , M_3 . За допомогою мультиплексору M_1 до джерела струму підключається один із термоперетворювачів опору.

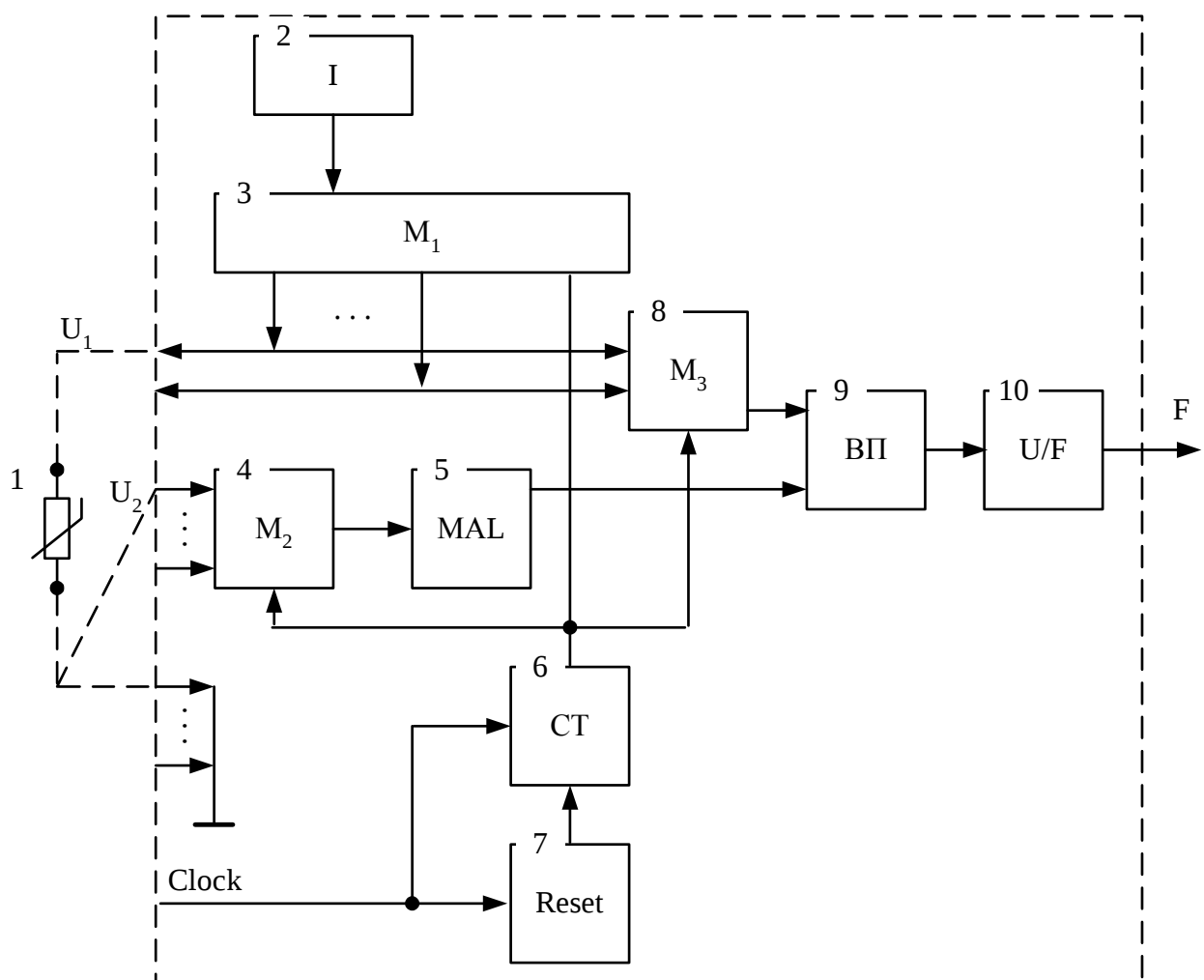


Рисунок 3.4 – Структурна схема терморезистивного перетворювача температура-частота

Мультиплексори M_2 і M_3 використовуються для підключення до

вимірювального підсилювача напруги 9 по інвертуючому U_2 та неінвертуючому U_1 входам. Для компенсації впливу синфазної напруги на входах використовується інструментальний вимірювальний підсилювач 5. Схему підключення одного термоперетворювача опору наведено на рисунку 3.4 [43] пунктиром.

Кількість термоперетворювачів опору визначається розмірністю мультиплексорів. При підвищенні кількості каналів знижується похибка вимірювання, що обумовлено розігріванням термоперетворювачів струмом. Сполучення із контролером здійснюється за двома дискретними каналами Clock і F [43]. Це істотно знижує кількість елементів оптоелектронної розв'язки та спрощує схему сполучення контролеру із перетворювачем.

3.2 Розробка мікропроцесорної блоку вимірювальної системи

Виділимо основні функції мікропроцесорного блоку вимірювальної системи теплотворної здатності природного газу:

- вимірювання поточних значень щільності природного газу, температури, концентрації азоту та оксиду вуглецю;
- запис та збереження інформації до пам'яті;
- передачі інформації щодо поточного значення контрольованих параметрів на диспетчерський пункт;
- передача інформації здійснюється за допомогою радіосигналу, частота якого повинна відповідати частоті 433,92 МГц,

Структурну схему мікропроцесорного блоку вимірювальної системи теплотворної здатності природного газу наведено на рисунку 3.5, де позначено: $U_1(\rho, \text{кг/м}^3)$, $U_2(t, ^\circ\text{C})$, $U_3(N_2, \%)$, $U_4(\text{CO}_2, \%)$ – сигнали напруги від вимірювальних каналів щільності та температури природного газу, а також концентрації азоту та оксиду вуглецю; АК – аналоговий комутатор; АЦП – аналого-цифровий перетворювач; МПБ – мікропроцесорний блок; РП – радіопередавач.

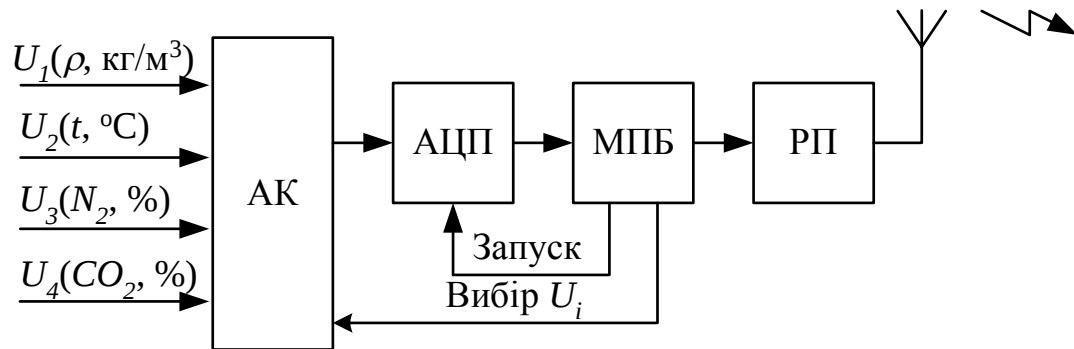


Рисунок 3.5 – Структурна схема мікропроцесорного блоку вимірювальної системи теплотворної здатності природного газу

Мікроконтролер ATmega128L. 8-розрядний AVR-мікроконтролер із внутрішньо-системною програмованою флеш-пам'яттю ємністю 128 кБайт [44]. Високопродуктивний, малопотужний 8-розрядний AVR-мікроконтролер. Розташування виводів мікроконтролера ATmega128L наведено на рисунку 3.6.

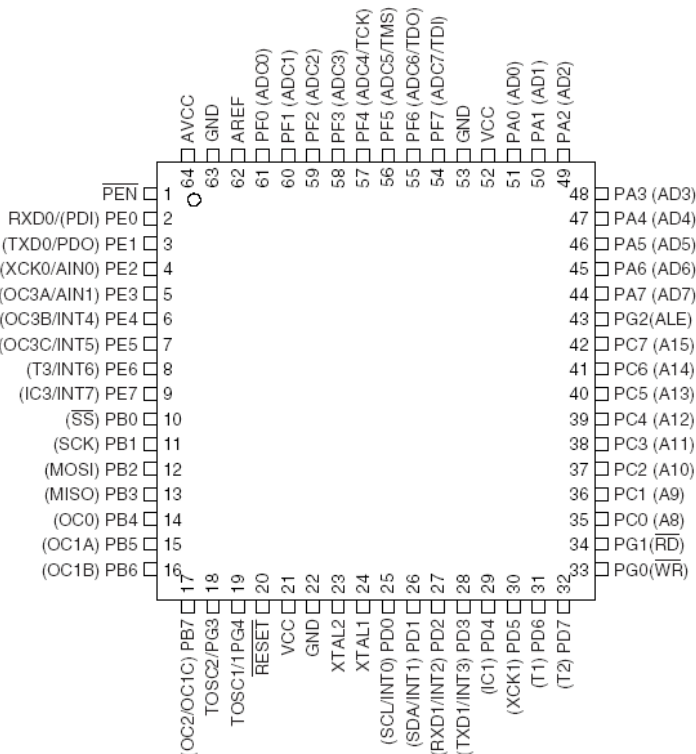


Рисунок 3.6 – Розташування виводів мікроконтролера ATmega128L

Аналоговий компаратор МК ATmega128L. Аналоговий компаратор порівнює напругу на неінвертуючому вході AIN0 та інвертуючому вході AIN1.

Якщо напруга на неінвертуючому вході AIN0 перевищує напругу на інвертуючому вході AIN1, то вихід аналогового компаратора АСО приймає одиничний стан. Вихід компаратора може бути використаний в якості джерела вхідного сигналу для схеми захоплення фронтів таймера-лічильника 1. Крім того, компаратор може генерувати власний запит на обробку переривання. Користувач може вибрати декілька подій, за якими виникає переривання: наростаючий, спадаючий фронт на виході компаратора або будь-яка його зміна. Функціональну схему компаратора та пов'язаної із ним логіки наведено на рисунку 3.7 [44].

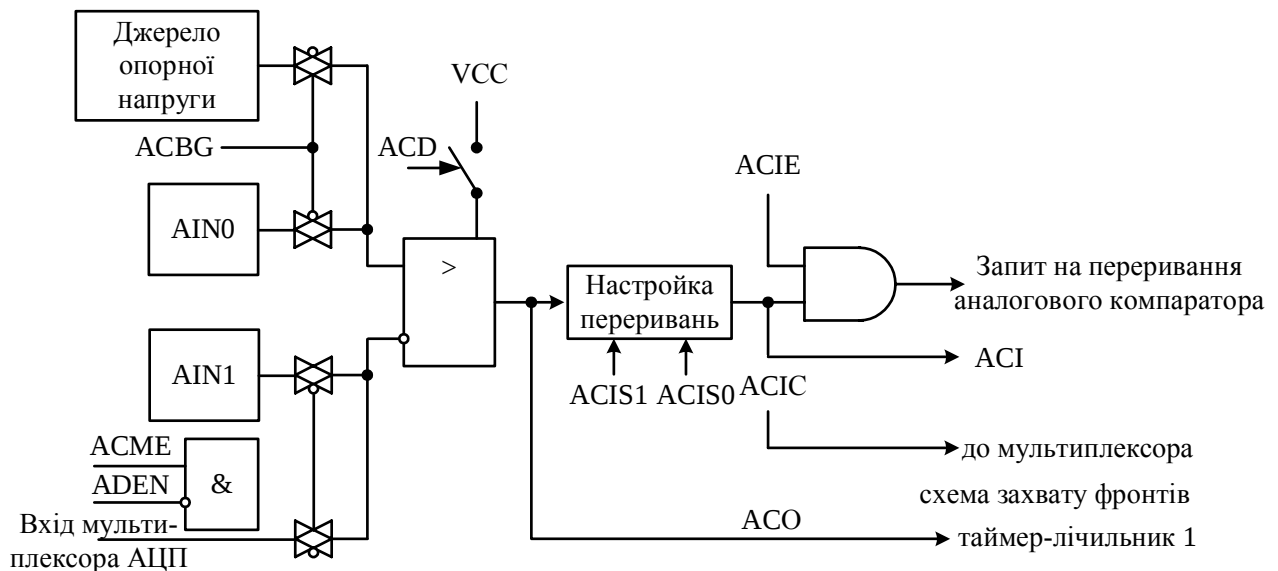


Рисунок 3.7 Функціональна схема аналогового компаратора мікроконтролера ATmega128L

Якщо вимкнений аналогово-цифровий перетворювач ($ADEN=0$ у регістрі ADCSRA) і в цей розряд записано логічна 1, то до інвертуючого входу аналогового компаратора підключено вихід аналогового мультиплексора АЦП. Запис до цього розряду лог. 0 приведе до підключення інвертуючого входу аналогового компаратора до виводу мікроконтролера AIN1.

Мультиплексований вхід аналогового компаратора. Виводу ADC 0..ADC 7 використовуються як неінвертуючі входи аналогового компаратора. Для організації такого вводу використовується мультиплексор АЦП, який в цьому

випадку повинен бути відключено. Якщо встановлений біт дозволу підключення мультиплексора до аналогового компаратора (біт ACME в SFIOR) та вимкнений АЦП (ADEN=0 в регістрі ADCSRA), то стан розрядів MUX 2..0 регістру ADMUX визначають який вивід мікроконтролера підключено до неінвертуючого входу аналогового компаратора. Якщо ACME скинуто або встановлено ADEN, то в якості неінвертуючого входу аналогового компаратора використовується вивід мікроконтролера AIN1.

Аналогово-цифрової перетворювач МК ATmega128L має наступні характеристики і параметри [44]:

- 10-розрядний дозвіл;
- інтегральна нелінійність 0,5 мол. розр;
- абсолютна похибка ± 2 мол. разр;
- час перетворення (65 – 260) мкс;
- частота перетворення до 15 тис. перетворень в секунду при максимальному дозволі;
- 8 мультиплексованих однополярних входів;
- 7 диференціальних входних каналів;
- 2 диференціальні входні канали із опційним підсиленням на 10 і 200;
- представлення результату із лівостороннім або правостороннім вирівнюванням у 16-розр. слові.
- діапазон входної напруги АЦП від 0 до VCC;
- вибіркове внутрішнє ДОН на 2,56 В;
- режими одиночного перетворення та автоматичного перезапуску;
- переривання після закінчення перетворення АЦП;
- механізм придушення шумів у режимі сну.

ATmega128 має 10-розрядний АЦП послідовного наближення. АЦП пов'язаний із 8-канальним аналоговим мультиплексором, 8 однополярних входів якого пов'язано із лініями порту F. Загальний входний сигнал повинен мати потенціал 0 В (тобто пов'язаний із GND). АЦП також підтримує введення 16 диференціальних напруг. Два диференціальні входи (ADC1, ADC0 і ADC3,

ADC2) містять каскад із ступінчастим програмованим підсиленням: 0 дБ (1х), 20 дБ (10х), або 46 дБ (200х). Сім диференціальних аналогових каналів використовують загальний інвертуючий вхід (ADC1), а вся решта входів АЦП виконує функцію неінвертуючих входів. Якщо вибрано підсилення 1х або 10х, то можна чекати 8-розр. дозвіл, а якщо 200 х, то 7-розрядний.

АЦП має ПВЗ (пристрій вибірки-зберігання), яке підтримує на постійному рівні напругу на вході АЦП під час перетворення. АЦП має окремий вивід живлення AVCC (аналогове живлення). AVCC не повинен відрізнятися більш ніж на $\pm 0,3$ В від VCC. В якості внутрішньої опорної напруги може виступати напруга від внутрішнього ДОН на 2,56 В або напруга AVCC. Якщо потрібне використання зовнішнього ДОН, то воно повинно бути підключено до виводу AREF із підключенням до цього виводу блокувального конденсатору для поліпшення шумових характеристик.

Одиночне перетворення запускається шляхом запису лог.1 в біт запуску перетворення АЦП ADSC. Цей біт залишається у високому стані в процесі перетворення і скидається після закінчення перетворення. Якщо в процесі перетворення перемикається канал аналогового введення, то АЦП автоматично завершить поточне перетворення перш, ніж перемкне канал.

У режимі автоматичного перезапуску АЦП безперервно оцифровує аналоговий сигнал та обновляє регістр даних АЦП. Цей режим задається шляхом запису лог.1 в біт ADFR регістра ADCSRA. Перше перетворення ініціюється шляхом запису лог.1 в біт ADSC регістра ADCSRA. У даному режимі АЦП виконує послідовне перетворення, незалежно від того скидається прапор переривання АЦП ADIF чи ні. Переддільник АЦП наведено на рисунку 3.8 [44]:

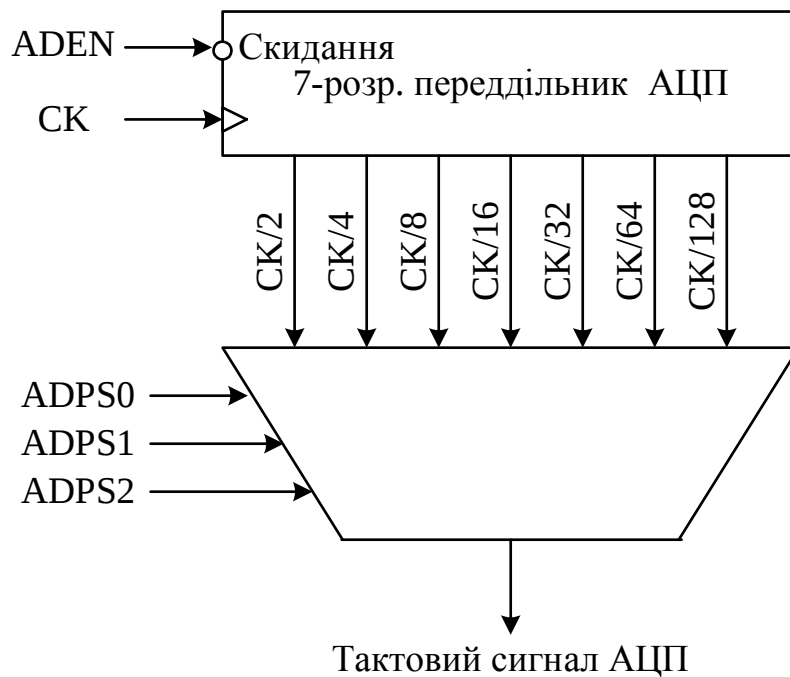


Рисунок 3.8 – Переддільник АЦП

Якщо потрібна максимальна роздільна здатність (10 розрядів), то частота на вході схеми послідовного наближення повинна бути у діапазоні від 50 до 200 кГц. Якщо достатньо дозвіл менше 10 розрядів, але потрібна вища частота перетворення, то частота на вході АЦП може бути встановлена понад 200 кГц. Модуль АЦП містить переддільника, який формує похідні частоти понад 100 кГц по відношенню до частоти синхронізації ЦПП. Коефіцієнт розподілу встановлюється за допомогою біта ADPS в регістрі ADCSRA. Переддільник починає рахунок із моменту включення АЦП установкою біта ADEN у регістрі ADCSRA. Переддільник працює поки біт ADEN = 1 скинуто, коли ADEN=0. Якщо ініціюється однополярне перетворення установкою біта ADSC у регістрі ADCSRA, то перетворення починається із наступного наростаючого фронту тактового сигналу АЦП.

Нормальне перетворення вимагає 13 тактів синхронізації АЦП. Перше перетворення після включення АЦП (установка ADEN в ADCSRA) вимагає 25 тактів синхронізації АЦП за рахунок необхідності ініціалізації аналогової схеми. Після початку нормального перетворення на вибірку-зберігання витрачається 1,5 такти синхронізації АЦП, а після початку першого

перетворення – 13,5 тактів. Після закінчення перетворення результат поміщається в регістри даних АЦП і встановлюється прапор ADIF. У режимі одиночного перетворення одночасно скидається біт ADSC. Програмно біт ADSC може бути знову встановлений та нове перетворення буде ініційоване першим наростаючим фронтом тактового сигналу АЦП.

Схему аналогового входу для однополярних каналів представлено на рисунку 3.9 [44, 45]. Незалежно від того, який канал підключений до АЦП, аналоговий сигнал, підключений до виводів ADCn, навантажується ємністю виводу і входним опором витoku. Після підключення каналу до АЦП аналоговий сигнал буде пов'язаний із конденсатором вибірки-зберігання через послідовний резистор, опір якого еквівалентний всьому входному колу. АЦП оптимізований під аналогові сигнали із вихідним опором не більш 10 кОм. Вивід AVCC необхідно пов'язати із цифровим живленням VCC через LC-коло відповідно до рисунку 3.10.

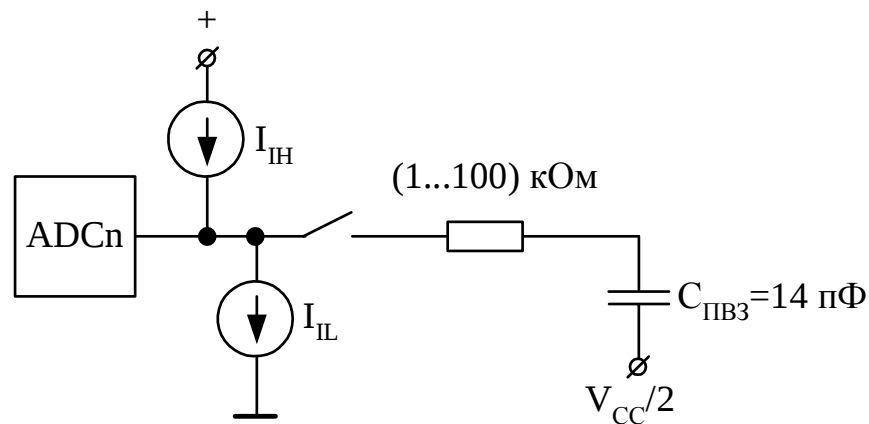


Рисунок 3.9 – Схема аналогового входу

Після закінчення перетворення ($ADIF = 1$) результат може бути вилучено із пари регістрів результату перетворення АЦП ($ADCL$, $ADCH$). Для однополярного перетворення [46, 47]:

$$ADC = \frac{V_{IN} \cdot 1024}{V_{REF}},$$

де V_{IN} – рівень напруги на підключеному до АЦП входу; V_{REF} – напруга вибраного джерела опорної напруги.

При використанні диференціального каналу

$$ADC = \frac{(V_{POS} - V_{NEG}) \cdot GAIN \cdot 512}{V_{REF}},$$

де V_{POS} – напруга на неінвертуючому (інвертуючому) вході; V_{NEG} – коефіцієнт підсилення; V_{REF} – напруга вибраного ДОН.

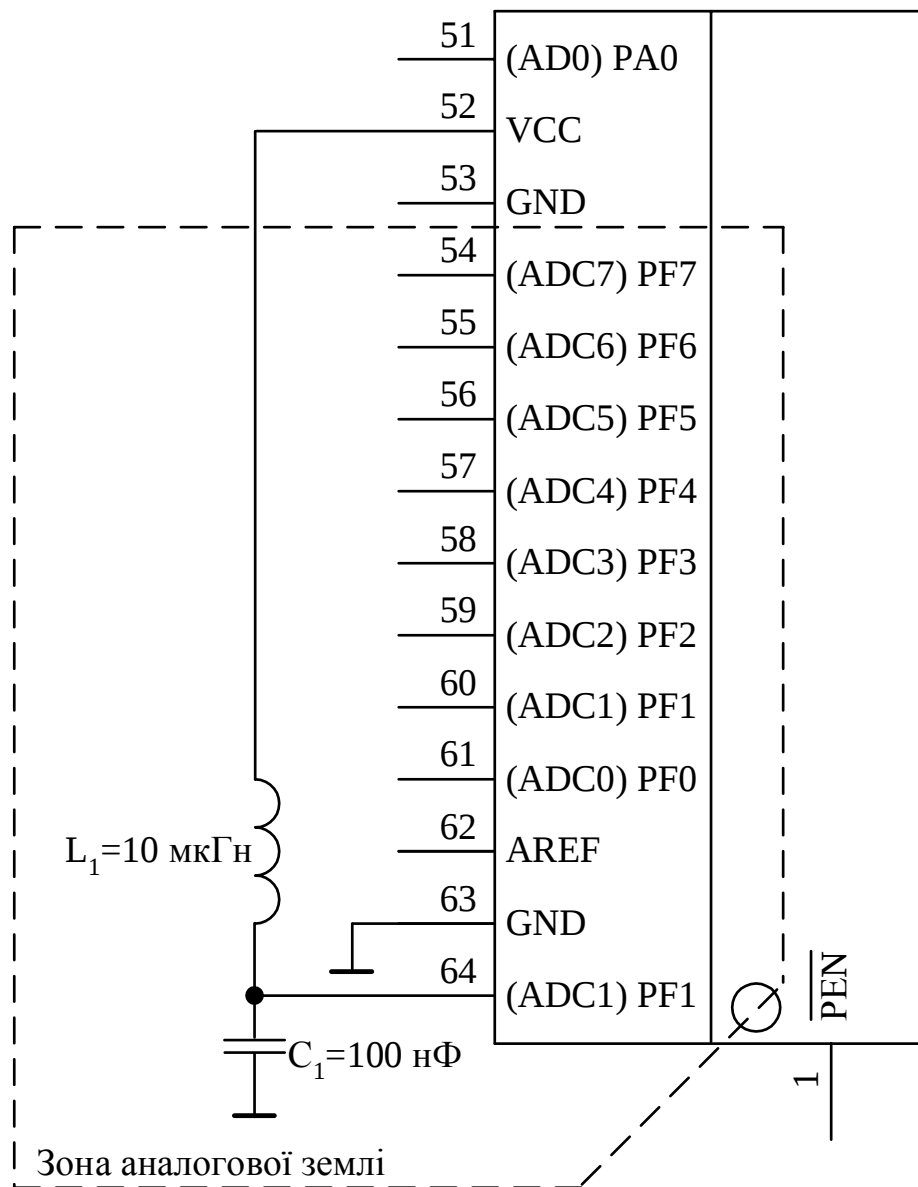


Рисунок 3.10 – Підключення живлення АЦП

Універсальний синхронний та асинхронний послідовний приймач-передавач МК ATmega128L [44]. (УСАПП) призначений для організації гнучкого послідовного зв'язку:

- повнодуплексна робота (роздільні регістри послідовного прийому і передачі);
- асинхронна або синхронна робота;
- провідне або підлегле тактування зв'язку в синхронному режимі роботи;
- висока роздільна здатність генератора швидкості зв'язку;
- підтримка формату даних передачі із 5, 6, 7, 8 або 9 бітами даних і 1 або 2 стоп-бітами;
- апаратна генерація і перевірка біта паритету (парність/непарність);
- визначення переповнювання даних;
- визначення помилки в структурі посилки;
- фільтрація шуму із детектуванням помилкового старт-біта і цифровим ФНЧ;
- три роздільні переривання після закінчення передачі, звільненні регістра передачі даних і завершення прийому;
- режим багатопроцесорного зв'язку;
- режим подвоєння швидкості зв'язку в асинхронному режимі.

ATmega128 містить два УСАПП: УСАПП0 і УСАПП1. УСАПП0 і УСАПП1 мають роздільні регістри вводу-виводу.

Ініціалізація УСАПП. Перед початком сеансу зв'язку необхідно виконати ініціалізацію УСАПП. Процес ініціалізації зазвичай складається із установки швидкості зв'язку, завдання формату посилки і дозволу роботи передавача і приймача. Якщо використовується управління зв'язком за перериваннями, то під час ініціалізації необхідно, щоб був скинутий прапор загального дозволу переривань (тобто необхідно заборонити всі переривання).

Принципову схему мікропроцесорного блоку вимірювальної системи теплотворної здатності природного газу наведено на рисунку 3.11.

3.3 Висновки

1. Для зменшення динамічної похибки вимірювальних перетворювачів температури природного газу в схемі забезпечено стабілізацію імпульсів підігріву термоперетворювача опору. Стабілізація імпульсів виконується джерелом струму, яке управляється джерелом напруги від цифро-аналогового перетворювача. Частоту подачі імпульсів струму на амплітуду імпульсів визначає мікропроцесорна система контролю та управління, що дозволить підвищити швидкодію вимірювального каналу температури приладу контролю теплотворної здатності природного газу.

2. З урахуванням проведеного аналізу, як функціональних особливостей вимірювального контролю теплотворної здатності природного газу, так і необхідного метрологічного забезпечення вимірювання, проведено синтез структурної схеми вимірювальної системи теплотворної здатності природного газу.

3. Розроблений мікропроцесорний блок вимірювальної системи, який виконує:

- вимірювання поточних значень щільності природного газу, температури, концентрації азоту та оксиду вуглецю;
- запис та зберігання інформації в пам'яті;
- передачі інформації про поточне значення контрольованих параметрів на диспетчерський пункт;
- передача інформації здійснюється за допомогою радіосигналу, частота якого повинна відповідати частоті 433,92 МГц.

ВИСНОВКИ

Проведені дослідження дозволили отримати нові, науково-обґрунтовані теоретичні та практичні результати, які у сукупності є суттєвими для підвищення точності та оперативності контролю теплотворної здатності природного газу. Основні наукові висновки та результати роботи полягають у наступному:

1. Визначені характеристики і параметри, які визначають якість природного газу в газопроводі.

2. Запропоновано вимірювати теплотворну здатність газу з невідомим компонентним складом газу, для цього необхідно виконувати вимірювання густини газу, а також вносити поправку в результати вимірювання за молярної концентрації азоту та двооксиду вуглецю.

3. Чутливість вимірювальної системи вищої питомої теплоти згорання природного газу під час зміни:

– густини в діапазоні від 0,68 до 0,85 кг/м³, з незмінною молярною концентрацією азоту $N_2=6\%$ і двооксиду вуглецю $CO_2=0,5\%$ складає 47,8 МДж/м³;

– молярної концентрації азоту N_2 у діапазоні від 5 до 7 %, з незмінною густиною $\rho_c=0,77$ кг/м³ і молярною концентрацією двооксиду вуглецю $CO_2=0,5\%$ складає – 0,61 МДж/м³;

– молярної концентрації двооксиду вуглецю CO_2 у діапазоні від 0,5 до 1,5 %, з незмінною густиною $\rho_c=0,77$ кг/м³ і молярною концентрацією азоту $N_2=5\%$ складає – 0,93 МДж/м³.

4. Чутливість вимірювального контролю нижчої питомої теплоти згорання природного газу під час зміни:

– густини в діапазоні від 0,68 до 0,85 кг/м³, з незмінною молярною концентрацією азоту $N_2=6\%$ і двооксиду вуглецю $CO_2=0,5\%$ складає 44,6 МДж/м³;

– молярної концентрації азоту N_2 у діапазоні від 5 до 7 %, з незмінною густиною $\rho_c=0,77 \text{ кг/м}^3$ і молярною концентрацією двооксиду вуглецю $CO_2=0,5 \%$ складає $-0,56 \text{ МДж/м}^3$;

– молярної концентрації двооксиду вуглецю CO_2 у діапазоні від 0,5 до 1,5 %, з незмінною густиною $\rho_c=0,77 \text{ кг/м}^3$ і молярною концентрацією азоту $N_2=5 \%$ складає $-0,85 \text{ МДж/м}^3$.

5. Для вимірювання питомої теплоти згорання природного газу з відносною похибкою вимірювання не більш $\pm 2 \%$, значення абсолютної похибки вимірювань при цьому не більш $\pm 0,6 \text{ МДж/м}^3$ в діапазоні вимірювань від 29 до 43 МДж/м^3 необхідно забезпечити вимірювання:

– густина природного газу з відносною похибкою вимірювань не більш $\pm 15 \%$, значення абсолютної похибки вимірювань при цьому не більш $\pm 0,01 \text{ кг/м}^3$ в діапазоні вимірювань від 0,68 до 0,85 кг/м^3 ;

– молярної концентрації азоту в природному газі з відносною похибкою вимірювань не більш $\pm 5 \%$, значення абсолютної похибки вимірювань при цьому не більш $\pm 0,25 \%$ у діапазоні вимірювань від 5 до 7 %;

– молярної концентрації двооксиду вуглецю в природному газі з відносною похибкою вимірювань не більш $\pm 5 \%$, значення абсолютної похибки вимірювань при цьому не більш $\pm 0,025 \%$ у діапазоні вимірювань від 0,5 до 1,5 %.

6. Для вимірювання густини природного газу в діапазоні від 0,68 до 0,85 кг/м^3 з абсолютною похибкою не більш $\pm 0,01 \text{ кг/м}^3$ запропоновано використовувати витратомір Коріоліса на послідовних двох трубках, який забезпечує відносну похибку вимірювань не більш $\pm 0,15 \%$.

7. Для зменшення динамічної похибки вимірювальних перетворювачів температури природного газу в схемі забезпечено стабілізацію імпульсів підігріву термоперетворювача опору. Стабілізація імпульсів виконується джерелом струму, яке управляється джерелом напруги від цифро-аналогового перетворювача. Частоту подачі імпульсів струму на амплітуду імпульсів

визначає мікропроцесорна система контролю та управління, що дозволить підвищити швидкодію вимірювального каналу температури приладу контролю теплотворної здатності природного газу.

8. З урахуванням проведеного аналізу, як функціональних особливостей вимірювального контролю теплотворної здатності природного газу, так і необхідного метрологічного забезпечення вимірювання, проведено синтез структурної схеми вимірювальної системи теплотворної здатності природного газу.

9. Розроблений мікропроцесорний блок вимірювальної системи, який виконує:

- вимірювання поточних значень щільності природного газу, температури, концентрації азоту та оксиду вуглецю;
- запис та зберігання інформації в пам'яті;
- передачі інформації про поточне значення контрольованих параметрів на диспетчерський пункт;
- передача інформації здійснюється за допомогою радіосигналу, частота якого повинна відповідати частоті 433,92 МГц.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Научно-популярный блок [Электронный ресурс]: Природный газ – Электронні данні. – Режим доступа: <http://www.npblog.com.ua/index.php/himiya/pryrodney-gaz.html>. – Дата доступа: квітень 2018. – Загл. з екрану.
2. Энергетика: історія, сучасність і майбутнє. Від вогню та води до електрики / В. І. Бондаренко, Г. Б. Варламов, І. А. Вольчин та ін.; наук. ред. І.М. Карп, Ю.О. Ландау, І.Я. Сігал. – К.: Б.в., 2013. – 264 с.
3. Большинский, М.И. Газодинамические явления в шахтах: моногр. / М.И. Большинский, Б.А. Лысиков, А.А. Каплюхин. – Севастополь: Вебер, 2003. – 284 с.
4. Карпов, Е.Ф. Автоматическая защита и контроль рудничной атмосферы / Е.Ф. Карпов, И.Э. Биренберг, Б.И. Басовский. – М.: Недра, 1984. – 286 с.
5. Крешков, А.П. Основы аналитической химии. Физические и физико-химические (инструментальные) методы анализа. Книга третья / А.П. Крешков; изд. 2-е. – М.: Химия, 1977. 488 с.
6. Аналитическая химия: учебник: в 2-х кн. Кн. 2: Физико-химические методы анализа / Под. ред. В.П. Васильева. – 5-е изд., стер. – М.: Дрофа, 2005. – 383 с.
7. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки: ГОСТ 30319.1-96 – [Действующий от 1997-07-01]. – М.: Издательство стандартов, 1996. – 28 с.
8. Справочник химика: в 6 т. Т. 4: Аналитический анализ, спектральный анализ, показатели преломления / Под. общ. ред. Б.П. Никольского. – Л.: Химия Ленингр. отделение. – 1967. – 920 с.
9. Вильямс, Ф.А. Теория горения / Ф.А. Вильямс. – М.: Наука, 1971. – 615 с.
10. Крыжановский, В.Н. Феноменологические основы контрверзной

теории горения: монография / В.Н. Крыжановский, Ю.В. Крыжановский. – К.: Освіта України, 2011. – 176 с.

11.Фристром, Р. М., Структура пламени / Р.М. Фристром, А.А. Вестенберг. – М.: Металлургия, 1969. – 364 с.

12.Вулис, Л.А. Аэродинамика факела / Л.А. Вулис, Л.П. Ярин. – Л.: Энергия, 1978. – 216 с.

13.Зельдович, Я.Б. Математическая теория горения и взрыва / Я.Б. Зельдович, Г.И. Баренблатт, В.Б. Либрович и др. – М.: Наука, 1980. – 480 с.

14.Анализ природного газа и нефти [Электронный ресурс]: Койл, Д. Проблемы качества природного газа в индустрии СПГ / Д. Койл, Ф.Ф. де ла Вега, Ч.Дурр – Електронні данні. – Режим доступу: http://gazanaliz.ru/articles/PS4_7/PS4_7_Natural_gas_specification_challenges_RU.html. – Дата доступу: травень 2018. – Загл. з екрану.

15.ГОСТ 22667-82. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе. – М.: Изд-во стандартов. – 1982. – 4 с.

16.US Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2004. – DOE/EIA-0383(2004) January 2004. – 278 p.

17.Haynes, D. LNG is Coming Home/ D. Haynes, P. Martin // Gastech 2005, 14-17 March 2006.

18.ГОСТ 23781-87. Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 20 с.

19.Бастль, В. Измерения в промышленности: справочник / В. Бастль, Г. Бендит, П. Бервегер и др.; под ред. П. Профоса; пер. с нем. под ред. Д.Н. Агейкина. – М.: Металлургия, 1980. – 648 с.

20.Салль, А.О. Инфракрасные газоаналитические измерения / А.О. Салль. – М.: Издательство стандартов, 1971. – 100 с.

21.Gazoanalizators [Электронный ресурс]: СИГМА-1М газоанализатор взрывоопасных газов и паров многоканальный стационарный. –

Електронні данні. – Режим доступу: <http://www.gazoanalizators.ru/SIGMA-1M.html>. – Дата доступу: квітень 2018. – Загл. з екрану.

22.Гортехинвест [Електронний ресурс]: СТМ-30 - сигнализатор горючих газов. – Електронні данні. – Режим доступу: <http://www.gortehinvest.com/signalizatori-goriuchich-gazov/stm-30-signalizator-goriuchich-gazov.html>. – Дата доступу: квітень 2018. – Загл. з екрану.

23.Аналитприбор [Електронний ресурс]: СГГ10-Б – бытовой сигнализатор горючих газов. – Електронні данні. – Режим доступу: http://www.analitpribor-smolensk.ru/products/kom_hozyaistvo/mnogokvartirnie_doma/ssgg10-b_signalizator/. – Дата доступу: квітень 2018. – Загл. з екрану.

24.Samcar [Електронний ресурс]: Багатоканальний стаціонарний сигнализатор горючих та токсичних газів СТГ-1-1 (новий) і СТГ-1-2. . – Електронні данні. – Режим доступу: <http://samcar.in.ua/stg-1-1-stg-1-2-novij-signalizator-toksichnix-i-goryuchix-gaziv-stacionarnij-bagatokanalnij/>. – Дата доступу: квітень 2018. – Загл. з екрану.

25.Гортехинвест [Електронний ресурс]: СКАПО - система контроля атмосферы промышленных объектов. – Режим доступу: <http://www.gortehinvest.com/pribori-gazovogo-kontrolya/skapo-sistema-kontrolya-atmosferi-promishlennich-obektov.html>. – Дата доступу: квітень 2018. – Загл. з екрану.

26.ГОСТ 10062-75. Газы горючие природные. Метод определения удельной теплоты сгорания. – М.: Изд-во стандартов. 1986. – 26 с.

27.ГОСТ 27193-86. Газы горючие природные. Метод определения теплоты сгорания водяным калориметром. – М.: Изд-во стандартов. – 1987. – 13 с.

28.Несмашний, Є.О. Класична механіка. Молекулярна фізика і термодинаміка: навч.посіб. / Є.О. Несмашний. – Кривий Ріг: Мінерал, 2001. – 211 с.

29.Попов, А.В. Механіка і молекулярна фізика : навч. посіб. / А.В. Попов,

Р.В. Вовк. – 2-ге вид. – Х. : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2016. – 172 с.

30.Булавін, Л.А. Молекулярна фізика: підручник / Л.А. Булавін, Д.А. Гаврюшенко, В.М. Сисоєв. – К.: Знання, 2006. – 576 с.

31.Поліщук, Є.С. Метрологія та вимірювальна техніка: Підручник/ Є.С. Поліщук, М.М. Дорожовець, В.О. Яцук, та ін.; за ред. проф. Є.С. Поліщука. - Львів: Видавництво «Бескид Біт», 2003. – 544 с.

32.Бурдун, Г.Д. Основы метрологии / Г.Д. Бурдун, Б.Н. Марков. – М.: Изд. стандартов, 1985. – 256 с.

33.Тартаковский, Д.Ф. Метрология, стандартизация и технические средства измерения: учеб. для вузов /Д.Ф. Тартаковский, А.С. Ястребов. – М.: Высш. шк., 2001. – 205 с.

34.Сергеев, А.Г. Метрология: учебник /А.Г. Сергеев. – М.: Логос, 2005. – 272 с.

35.Оленич, В.В. Обґрунтування та розробка вимог до електронної системи контролю якості природного газу / В.В. Оленич, А.А. Зорі // 36. доповідей Всеукр. наук.-практ. конф. молодих вчених «Телекомунікації, автоматика, комп'ютерно-інтегровані технології», 29-30 лист. 2017 р. – Покровськ: ДВНЗ «ДонНТУ», 2017. – С. 67 – 69.

36.Савельев, И. В. Курс общей физики, т. 1. Механика. Молекулярная физика: учебное пособие / И.В. Савельев. – 2-е изд., перераб. – М.: Наука, 1982. – 432 с.

37.Детлаф, А.А. Курс физики: учеб. пособие для вузов / А.А. Детлаф, Б.М. Яворский. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Высш. шк., 1999. – 718 с.

38.Кориолисов массовый расходомер RataMASS: [технические характеристики и параметры расходомера GS 1R4B4-R-H]. – Фирма Yokogawa Europe B.V., 2012. – 16 с.

39. Оленич, В.В. Обґрунтування та розробка структури вимірювача температури природного газу / В.В. Оленич, А.А. Зорі // 36. наукових праць IV Всеукр. наук.-техн. конф. молодих учених, аспірантів та студентів «Автоматизація, контроль та управління: пошук ідей та рішень» (АКУ-2018),

22 – 23 травн. 2018 р. – Покровськ: ДВНЗ «ДонНТУ», 2018. – С. 100 – 102.

40. Кузь, М.В. Методичні аспекти підвищення точності обліку природного газу лічильниками з електронними пристроями температурної компенсації / М.В. Кузь, О.Є. Середюк // Методи та прилади контролю якості, 2012. – № 28. – С. 113 – 119.

41. Готра, О. Терморезистивні вимірювальні пристрої / О. Готра // Вимірювальна техніка та метрологія, 2000. – № 56. С. 46 – 51.

42. Бромберг, Э.М. Тестовые методы повышения точности измерений / Э.М. Бромберг, К.Л. Куликовский. – М.: Энергия, 1978. – 176 с.

43. Електричні вимірювання електричних та неелектричних величин : навч. посібник для студ. електротехніч. та енергетич. спец. вузів / За ред. Є. С. Поліщука. – К.: Вища школа, 1978. – 352 с.

44. Электроника и связь [Электронный ресурс]: ATmega128, ATmega128L 8-разрядный AVR-микроконтроллер с внутрисистемно программируемой флэш-памятью емкостью 128 кбайт. – Електронні данні. – Режим доступу: <https://eandc.ru/pdf/mikroskhema/atmega128.pdf>. – Дата доступу: травень 2018. – Загл. з екрану.

45. Гусев В.Г. Электроника и микропроцессорная техника: [учеб. для вузов] / В.Г. Гусев, Ю.М. Гусев. – [4-е изд., доп.]. – М.: Высш. шк., 2006. – 799 с.

46. Хоровиц, П. Искусство схемотехники : монография / П. Хоровиц, У. Хилл ; [пер. с англ.]. – 7-е изд., перераб. и доп. – М.: БИНОМ, 2009. – 704 с.

47. Опадчий, Ю.Ф. / Аналоговая и цифровая схемотехника (Полный курс) : учеб. для вуз. / Ю.Ф. Опадчий, О.П. Глудкин, А.И. Гуров ; [под ред. О.П. Глудкина]. – М. : Горячая Линия – Телеком, 2000. – 768 с.

48. Жидецький В.Ц. Практикум із охорони праці / Жидецький В.Ц. та [ін.]. – Л.: Афіша. – 2000 – 349 с.

ДОДАТОК А – Охорона праці та безпека під час надзвичайних ситуацій на підприємстві

А.1 Характеристика умов праці науково-дослідного відділу контролю якості природного газу

У теперішній час природний газ широко використовується як сировина і паливо для різних галузей промисловості. Природний газ є кращим видом палива, який поступається лише нафті. Ця перевага пов'язана з високою теплотою згорання, легко регульованою подачею газу в піч, відсутністю золи. Газ – самий екологічно чистий вид палива, внаслідок чого його використовують як джерело енергії набагато частіше, ніж інші види палива. Але його кількість у зв'язку із зростанням промисловості різко зменшується, внаслідок чого виникає проблема раціонального використання газу, його якості. Відомо, що чим більше питома теплота згорання палива, тим менше питома витрата палива при такому ж показнику коефіцієнта корисної дії.

В магістерській роботі виконано обґрунтування та розробку вимірювальної системи контролю теплотворної здатності природного газу. Практичне значення роботи полягає у тому, що розроблена структура вимірювальної системи контролю теплотворної здатності природного газу на основі результатів математичного моделювання, сформовані та обґрунтовані вимоги до структурних та принципових схем вимірювальної системи в умовах підвищеної вибухонебезпечності.

Робочим приміщенням, у якому розроблялася магістерська робота, є науково-дослідницький відділ розмірами 6 метрів на 3,5 метри. У приміщенні розташовані 2 комп'ютери потужністю 0,5 кВт/год., 2 монітори потужністю 0,1 кВт/год. 2 принтери потужністю 0,4 кВт/год.

Приміщення знаходиться на 6-ому поверсі адміністративного будинку цегельної будівлі та за своїх характеристикам цілком відповідає вимогам СІ І і П 2.09.04 – 87 «Адміністративні і побутові будинки виробничих підприємств»,

а також СП 512 – 78 «Інструкція з проектування будинків і приміщень ЕОМ».

Діяльність працівників відділу напряму пов'язана з роботою на комп'ютерному обладнанні (ноутбук або стаціонарний комп'ютер) та користуванням мобільними телефонами. До основних шкідливих та небезпечних факторів виробничого середовища, які пов'язані з роботою на персональному комп'ютері належать: напруга зорових органів та пов'язане з нею перевтомлення; значне навантаження на кисті рук та пальці; тривале знаходження в сидячій позі, що викликає застійні явища в організмі; випромінювання різного виду (рентгенівське, електромагнітне, інфрачервоне, статистичні поля); механічні шуми, пов'язані з роботою кулера, дискового приводу, оргтехніки; іонізація повітря; виділення в повітря робочого приміщення різних хімічних речовин (озон, триметілфосфат, біфеніли).

Мобільний телефон є також джерелом електромагнітного випромінювання, на яке організм певним чином реагує. Наукові дослідження підтверджують негативний вплив таких пристроїв на мозок. Але вплив мобільного апарату на організм користувача і досі не є достатньо вивченим.

До психологічно шкідливих факторів, які впливають на людину при роботі з комп'ютером можна віднести розумову напругу та нервово-емоційне перевантаження, які виникають внаслідок підвищеної концентрації уваги.

Всі ці фактори негативно впливають на здоров'я працівників науково-дослідного відділу та сприяють виникненню професійних захворювань: комп'ютерний зоровий синдром; радіохвильова хвороба; синдром висихання рогівки ока; кистьовий тунельний синдром; захворювання шкіри; захворювання кишкового тракту; серцево-судинні захворювання.

Негативними наслідками регулярного використання мобільного телефону є ослаблення пам'яті, часті головні болі, зниження уваги, напруга в барабанних перетинках, порушення сну, дратівливість та ін.

А.2 Заходи по поліпшенню умов праці

Для зменшення шкідливого впливу негативних факторів виробничого середовища на працівників науково-технічного відділу необхідно вжити заходів щодо поліпшення їх умов праці. Розміщення робочих місць з ПК у підвальних приміщеннях та на цокольних поверхах заборонено. Кімната, у якій розташоване робоче місце з ПК повинна мати природне освітлення, яке здійснюється через світлові прорізи, орієнтовані переважно на північ чи північний схід. Віконні прорізи такого приміщення мають бути обладнані регульованими пристроями (жалюзі, завіски, зовнішні козирки). Також приміщення має бути обладнане системою опалення, кондиціонування повітря, або припливно-витяжною вентиляцією для забезпечення оптимальних показників мікроклімату. Загальний контур заземлення будівлі повинен бути виведений через розетку на кожне робоче місце з ПК. Забороняється для оздоблення інтер'єру приміщень з ПК застосовувати полімерні матеріали (деревинно-стружкові плити, шпалери, що миються, рулонні синтетичні матеріали, шаруватий паперовий пластик тощо), що виділяють у повітря шкідливі хімічні речовини. У приміщеннях, де розташовано монітори, потрібно виконувати заходи щодо боротьби зі статичним полем. Найбільш простим способом відповідно до рекомендацій є підтримка відносної вологості повітря на рівні (50 – 60)%, заземлення усіх приладів, а також використання для підлоги антистатичного ліноліму. Площа на одне робоче місце з ПК має становити не менше ніж $6,0 \text{ м}^2$, а об'єм не менше ніж $20,0 \text{ м}^3$. Відстань від робочого місця з ПК до стіни з вікном повинна становити не менше ніж 1,5 м; від інших стін – на відстані 1 м, а відстань між столами – 1,5 м.

Для зменшення шкідливого впливу негативних факторів виробничого середовища робоче місце з ПК повинно відповідати наступним гігієнічним вимогам: екран та клавіатура повинні розташовуватись на оптимальній відстані від очей користувача, що становить (600...700) мм; висота робочої поверхні робочого столу має регулюватися в межах (680...800) мм; робочий стіл повинен

мати простір для ніг заввишки не менше ніж 600 мм, завширшки не менше ніж 500 мм, завглибшки (на рівні колін) не менше ніж 450 мм, на рівні простягнутої ноги – ніж 650 мм.

Для зменшення негативного впливу мобільного апарату необхідно: скоротити до мінімуму час розмови по телефону; обирати мобільний телефон з мінімальним значенням SAR (Specific Absorbtion Rate) – одиниця вимірювання питомої величини поглинання випромінювання організмом людини; максимальна потужність випромінювання телефону. Максимальне значення SAR у Європі складає 2 Вт/кг; підносити термінал до вуха після з'єднання з абонентом, оскільки під час здійснення з'єднання збільшується потужність випромінювання телефону.

Розташування робочих місць з ПК у науково-дослідного відділу зображено на рисунку А.1. При аналізі облаштованості робочих місць з ПК в науково-дослідному відділі виявлені наступні порушення:

1. Один робочий стіл, обладнаний із ПК2 перебуває напроти вікон, у такий спосіб працюючий звернений до вікна, що заборонено;
2. Одне робоче місце ПК1 розташоване біля стіни, а воно повинно розташовуватися на відстані не менш 1 м.

Відповідно до проведених досліджень рекомендується провести такі заходи щодо поліпшення робочих місць:

1. Перемістити одне робоче місце (ПК1) від стіни на відстань 1 м;
2. Поставити стіл з ПК2 таким чином, щоб світло падало на нього збоку.

У такий спосіб робочі місця користувачів ПК у відділі будуть розташовані згідно ГОСТ і будуть мати вигляд представлений на рисунку А.2.

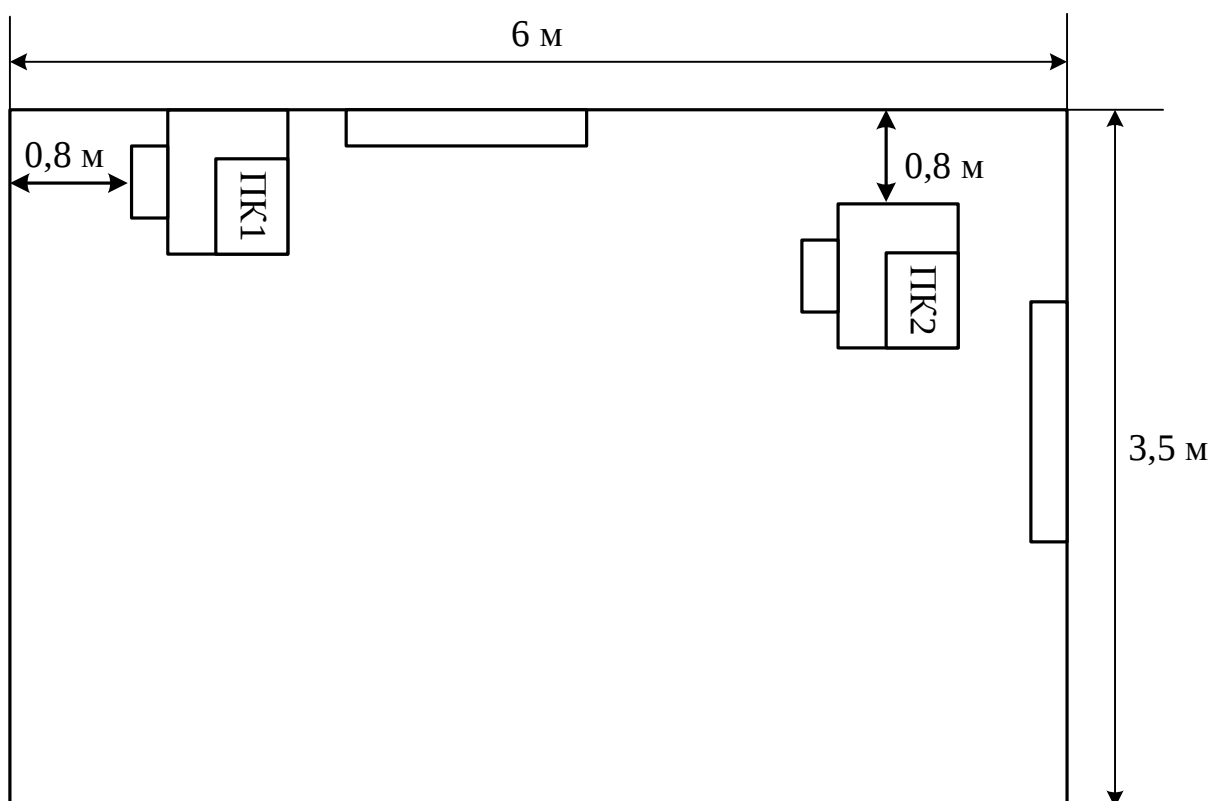


Рисунок А.1 – Облаштованість робочих місць із ПК
науково-дослідного відділу

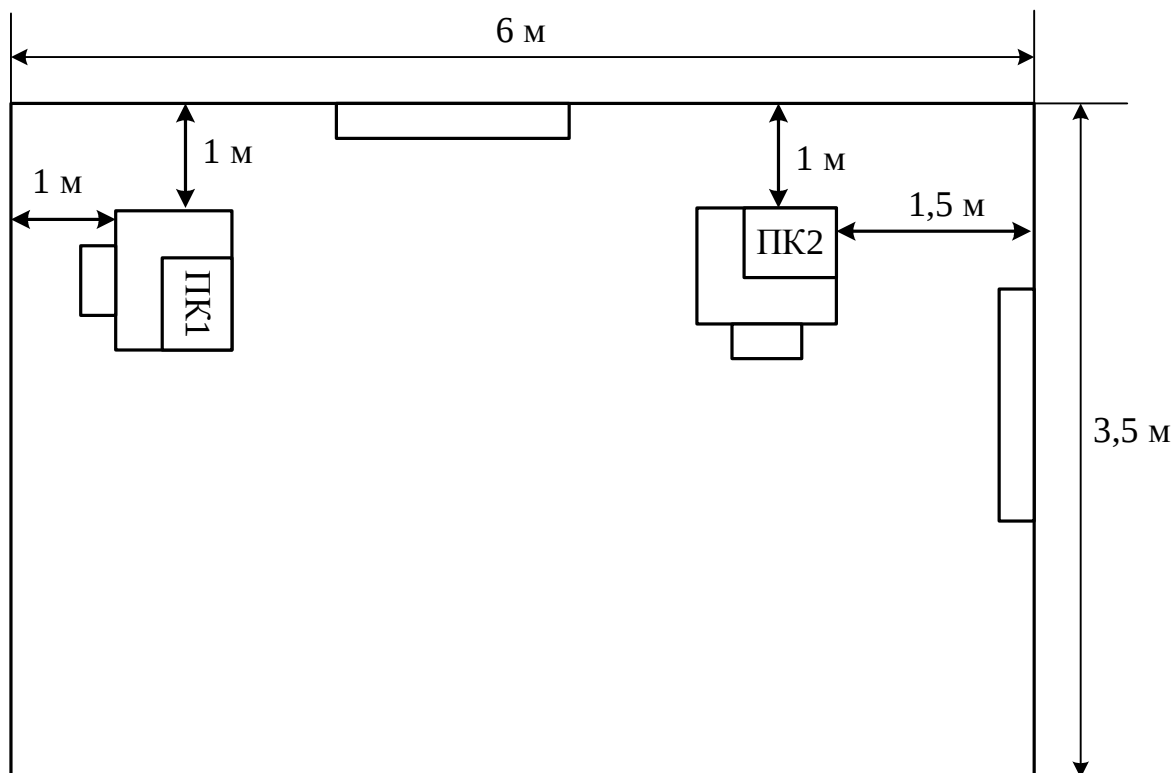


Рисунок А.2 – Облаштованість робочих місць із ПК
науково-дослідного відділу згідно ГОСТ

А.2.1 Мікроклімат робочого місця

У приміщенні науково-дослідного відділу є джерела тепловиділення, тому необхідно визначити необхідні умови його вентилявання. Витрату повітря в приміщенні з додатковим тепловиділенням визначаємо за формулою:

$$L = \frac{Q_{\text{НАД}}}{c \cdot p \cdot (t_B - t_H)}, \quad (\text{A.1})$$

де $Q_{\text{НАД}}$ – надлишкове виділення тепла в робочому приміщенні, ккал/год.; c – теплоємність повітря (0,237 ккал/кг); p – обсягова вага повітря (1,226 кг/м³); t_B – температура витяжного повітря (30°C); t_H – температура приточного повітря (20°C).

Розрахуємо надлишкове надходження тепла за наступною формулою:

$$Q_{\text{НАД}} = Q_{\text{УСТ}} + Q_{\text{ПЕР}} + Q_{\text{ОСВ}} + Q_{\text{СР}}, \quad (\text{A.2})$$

де $Q_{\text{УСТ}}$ – виділення тепла від устаткування; $Q_{\text{ПЕР}}$ – виділення тепла робітниками; $Q_{\text{ОСВ}}$ – надходження тепла від електричного освітлення; $Q_{\text{СР}}$ – надходження тепла від сонячної радіації через вікна.

Визначимо виділення тепла від устаткування за формулою:

$$Q_{\text{УСТ}} = P \cdot K_a \cdot K_{\sigma} \cdot 860, \quad (\text{A.3})$$

P – сумарна потужність устаткування, кВт/год; K_a – коефіцієнт установленної потужності (0,95); K_{σ} – коефіцієнт одночасної роботи (1,0).

$$\begin{aligned}
Q_{уст} &= [x_1 \cdot k_1 + x_2 \cdot k_2 + x_3 \cdot k_3 + x_4 \cdot k_4 + x_5 \cdot k_5 + x_6 \cdot k_6 + x_7 \cdot k_7 + \\
&+ x_8 \cdot k_8 + x_9 \cdot k_9] \cdot K_a \cdot K_b \cdot 860 = \\
&= [1 \cdot 0,5 + 1 \cdot 0,1 + 1 \cdot 0,07 + 2 \cdot 0,4 + 1 \cdot 0,06 + 1 \cdot 0,05 + 1 \cdot 0,6 + 4 \cdot 0,15 + \\
&+ 1 \cdot 3,5] \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 860 = 5131 \text{ ккал/год.}
\end{aligned}$$

Визначимо виділення тепла від обслуговуючого персоналу за допомогою наступної формули:

$$Q_{пер} = n \cdot g = 2 \cdot 100 = 200 \text{ ккал/год.}, \quad (\text{A.4})$$

де n – кількість працюючих; g – кількість тепла, що виділяє один працівник за годину (100 ккал/год.).

Визначимо надходження тепла від електричного освітлення за формулою:

$$Q_{осв} = E_M \cdot g_1 \cdot S = 300 \cdot 0,05 \cdot 21 = 315 \text{ ккал/год.}, \quad (\text{A.5})$$

де E_M – нормована освітленість для цієї зорової роботи, величина якої дорівнює 300 лк; g_1 – питоме тепловиділення на 1 м^2 підлоги при 1 лк освітленості (для / люмінесцентних ламп – 0,05 ккал/год.) S – площа приміщення, м^2 .

Визначимо надходження тепла від сонячної радіації через вікна за наступною формулою:

$$Q_{ср} = F \cdot g_2 \cdot K_{осл} = 7,5 \cdot 65 \cdot 0,4 = 195 \text{ ккал/год.}, \quad (\text{A.6})$$

де F – площа віконних прорізів ($3 \times 2,5 = 7,5 \text{ м}^2$); g_2 – кількість тепла, що надходить через 1 м^2 віконного прорізу (65 ккал/год.); $K_{осл}$ – коефіцієнт ослаблення, приймаємо 0,4.

Визначимо кількість надлишкового тепла:

$$Q_{\text{НАД}} = Q_{\text{УСТ}} + Q_{\text{ПЕР}} + Q_{\text{ОСВ}} + Q_{\text{СР}} = 5131 + 200 + 315 + 195 = 5841 \text{ ккал/год.}$$

Визначимо витрати повітря в приміщенні:

$$L = \frac{Q_{\text{НАД}}}{c \cdot \rho \cdot (t_B - t_H)} = \frac{5848}{0,237 \cdot 1,226 \cdot (30 - 20)} = 2010 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Існуюча в наявності система кондиціонування і вентилявання має продуктивність 2200 куб. м./годину, що задовольняє необхідним нормативам.

Параметри мікроклімату на робочих місцях регламентуються ДНАОП 0.03.3.15 – 86 «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень № 4088–86». Відповідно доданих санітарних норм температура повітря, швидкість руху повітря та відносна вологість у холодні періоди року повинна складати (22 – 24) градуса за Цельсієм, 0,1 метра в секунду та 40-60 % відповідно. При збереженні всіх параметрів можливе коливання температури від 21 до 25 градусів Цельсія. У теплі періоди року температура повітря повинна складати (23 – 25) градусів Цельсія, рухливість повітря (0,1 – 0,2) метрів секунду, вологість (40 – 60) %. Температура може коливатися від 22 до 26 градусів Цельсія при збереженні всіх інших параметрів мікроклімату. Вище зазначені норми цілком відповідають фактичним даним приміщення лабораторії вимірювальної техніки та науково-дослідним відділом.

А.2.2 Розрахунок системи загального рівномірного освітлення з лампами розжарювання для приміщення, в якому використовуються зорові роботи високої точності

Розміри приміщення: довжина ($a=6$ м), ширина ($b=3,5$ м), висота ($h=3,5$ м). Приміщення має світлу побілку: коефіцієнт відбиття $P_{\text{стелі}} = 70 \%$, $P_{\text{стін}} = 50 \%$. Висота робочих поверхонь (столів) $h_p = 0,7$ м. Для освітлення

прийнято світильники типу УПМ-15, які підвищуються до стелі, відстань від світильника до стелі $h_c = 0,4$ м.. Мінімальна освітленість за нормами $E = 300$ лк.

1) Визначимо висоту підвісу світильників над підлогою

$$h_0 = H - h_c = 3,5 - 0,4 = 3,1 \text{ м.}$$

Для світильників загального освітлення з лампами розжарювання потужністю до 200 Вт мінімальна висота підвісу над підлогою відповідно до СНІП П-4-79 повинна бути у межах (2,5 – 4,0) м, залежно від характеристики світильника. В лабораторії виміральної техніки та науково-дослідному відділу відповідає цій вимозі.

2) Визначимо висоту підвісу світильника над робочою поверхнею:

$$h = h_0 - h_p = 3,5 - 0,4 = 2,8 \text{ м.}$$

Рівномірність освітлення досягається при відповідному співвідношенні відстані між світильниками (L) та висоти їх підвісу (h).

3) Визначимо рекомендовану відстань між світильниками

$$L = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 2,8 = 2,0 \text{ м.}$$

4) Розрахуємо необхідну кількість світильників

$$N = \frac{a \cdot b}{L^2} = \frac{6 \cdot 3,5}{2^2} = 6.$$

Приймаємо 6 світильників, враховуючи розміри приміщення розміщуємо їх у два ряди по 3 штуки.

5) Світловий потік лампи світильника ($\Phi_{\text{л}}$) визначається за формулою:

$$\Phi_{л} = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{N \cdot n \cdot \eta},$$

де E – нормативна освітленість, лк; K_3 – коефіцієнт запасу, який враховує зниження освітленості в результаті забруднення та старіння ламп; S – площа приміщення, що освітлюється, м²; Z – коефіцієнт нерівномірності освітлення для ламп розширювання (1,15); N – кількість світильників; n – кількість ламп у світильнику; η – коефіцієнт використання світового потоку, який визначається за світлотехнічними таблицями залежно від показника приміщення (i) та коефіцієнтів відбиття стін та стелі.

6) Визначимо показник приміщення:

$$i = \frac{a \cdot b}{h \cdot (a + b)} = \frac{6 \cdot 3,5}{3,5 \cdot (6 + 3,5)} = 2,21.$$

З таб. 3.25 [48] знаходимо коефіцієнт використання $\eta = 0,48$ для світильника УПМ-15 (при $i = 2,5$; $P_{стелі} = 70\%$, $P_{стін} = 50\%$)

Світловий потік одного світильника, а значить і лампи, оскільки за конструктивним виконанням у світильнику цього типу встановлена лише одна лампа, дорівнює:

$$\Phi_{л} = \frac{E \cdot S \cdot Z}{N \cdot n \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 21 \cdot 1,15}{6 \cdot 1 \cdot 0,48} = 2683,3 \text{ лм.}$$

9) З Таб. 3.27 [48] обираємо лампу Б-150 потужністю 150 Вт, світловий потік якої становить 2100 лм. Хоча це значення на 18% більше розрахованого, однак не перевищує встановлену норму ($-0\% < \Phi_{л} < +20\%$). Сумарна електрична потужність усіх світильників, встановлених у приміщенні становить:

$$P_{CB} = P \cdot N = 150 \cdot 6 = 900 \text{ Вт.}$$

А.3 Пожежна безпека

Найважливішою умовою роботи будь-якого підприємства є дотримання правил пожежної охорони.

У приміщенні науково-дослідного відділу основні міри для забезпечення пожежної безпеки визначає. Інструкція про заходи пожежної безпеки для службових приміщень. Вона є обов'язковою для виконання всіма співробітниками.

В інструкції про засоби пожежної безпеки для службових приміщень забороняється:

- улаштовувати тимчасові електромережі, застосовувати саморобні плавкі вставки в запобіжниках, прокладати електричні проводи безпосередньо по пальній основі, експлуатувати світильники зі знятими ковпаками (розсіювачами), використовувати саморобні подовжувачі, що не відповідають вимогам «Правил пристрою електроустановок»;

- пристосовувати вимикачі, штепсельні розетки для підвішування одягу й інших предметів, обгортати електролампи і світильники, заклеювати ділянки електромережі пальною тканиною, папером;

- використовувати побутові електрокип'ятильники, чайники тощо без непальних підставок, залишати без нагляду включеними в електромережу кондиціонери, комп'ютери, рахункові і друкарські машинки і т.п.;

- захаращувати підступи до засобів пожежогасіння, використовувати пожежні крани, рукави і пожежний інвентар не по призначенню, зберігати документи, різні матеріали, предмети й інвентар у шафах (нішах) інженерних комунікацій;

- курити (крім спеціально відведених для цього адміністрацією місць, позначених написом «Місце для паління» і забезпечених урною чи попільницею з непального матеріал), проводити зварювальні й інші вогневі роботи без оформлення відповідного дозволу, застосовувати легкозаймисті рідини.

А.4 Безпека при надзвичайних ситуаціях на підприємстві

Об'єктом розгляду на предмет визначення надзвичайних небезпек та їх наслідків є науково-дослідний відділ. Однією із вірогідних загроз може бути раптове виникнення пожежу внаслідок короткого замикання в електромережах або розрядів статистичної електрики, що може привести до пошкодження і руйнування будівлі, устаткування, комунікацій, виділення токсичних продуктів горіння.

Тому в науково-дослідному відділі розроблено оперативний план гасіння пожежі, який визначає порядок дії персоналу при пожежі, порядок її гасіння в електроустановках, взаємодію з власним складом пожежних підрозділів, а також застосування схем и засобів пожежогасіння з урахуванням заходів безпеки.

Будівля повинна бути обладнана мережею протипожежного водозабезпечення, установками виявлення та гасіння пожеж відповідно вимогам нормативно-технічних документів. Кожний працівник повинен чітко знати та виконувати вимоги ППБ та протиаварійний режим на об'єкті, уміти користуватися наявними вогнегасниками, іншими первинними засобами пожежогасіння і знати місце їхнього перебування.

Меблі й устаткування повинні розміщатися таким чином, щоб забезпечувався вільний евакуаційний прохід до дверей виходу з приміщення (шириною не менше 1 м). Евакуаційні шляхи і виходи необхідно постійно держати вільними, нічим не захащувати. Засоби протипожежного захисту в приміщеннях потрібні триматися у справному стані.

У випадку виявлення пожежі слід: негайно повідомити державну пожежну охорону за телефоном «101», вказати при цьому адресу, кількість поверхів, місце виникнення пожежі, наявність людей, своє прізвище; повідомити про пожежу керівництву, а в нічний час черговому охоронцю; у разі можливості почати гасіння пожежі наявними засобами, організувати зустріч пожежних підрозділів.

При виникненні пожежі у початковій стадії його розвитку випромінюється тепло, накопичуються токсичні продукти згоряння, імовірні руйнування будівельних споруд. Тому слід як можна швидше провести евакуацію людей із палаючої будівлі. Показником ефективності евакуації є час, протягом якого працівники можуть при необхідності залишити окремі приміщення і будівлю в цілому. Безпека евакуації досягається тоді, коли час евакуації не перевищує час настання критичної фази розвитку пожежі, тобто часу від початку пожежі до досягнення граничних для людини впливів факторів пожежі (критичних температур, ступені задимлення, зниження концентрації кисню и т.п.). Число евакуаційних виходів повинно бути не менш двох. Вони повинні розташовуватися розосереджено. Мінімальна відстань між найбільш віддаленими один від одного евакуаційними виходами із приміщення визначається за формулою:

$$l = 1,5 \cdot \sqrt{P} = 1,5 \cdot \sqrt{19} = 6,5 \text{ м}, \quad (\text{A.7})$$

де P – периметр приміщення, м.

Двері на шляхах евакуації повинні відкриватися у напрямку виходу із будівлі. У кожному приміщенні на видному місці повинен бути вивішений план евакуації при пожежі.

При пожежі обов'язково необхідно враховувати небезпечні чинники і механізм їх дії на людину. При виникненні пожежі, після виклику пожежної охорони, необхідно попередити про це усіх, хто знаходиться поруч, після чого евакуюватися самому і по можливості допомогти евакуюватися іншим, особливо особам літнього віку і дітям, попереджаючи при цьому виникнення паніки. З метою обмеження циркуляції повітря, яке здатне збільшувати швидкість горіння, покидаючи приміщення, закрийте за собою усі двері, якщо це можливо. Якщо пожежа виникла в приміщенні над вами і безпосередньої загрози для вас не спостерігається, то бажано виконати заходи по зниженню можливих втрат від води яку проливають при гасінні пожежі. Для цього

необхідно відключити всі електроприводи та прикрити їх поліетиленовою плівкою. Значно гірше, якщо пожежа виникла в приміщенні під вами – потрібно оцінити обстановку и якщо є впевненість, що ще не має сильної задимленості з високою температурою, потрібно негайно покинути приміщення, рухаючись до виходу по коридорам і сходовим кліткам. Користуватися ліфтом категорично забороняється, за винятком ліфтів, які спеціально призначені для транспортування пожежної охорони. Шахта ліфта є шляхом для поширення диму і отруйних продуктів горіння, до того ж при пожежі ліфт часто відключають і можна опинитися в пастці при пожежі.

Якщо ви знаходитесь в приміщенні де немає пожежі, але відрізани вогнем, димом, високою температурою від головних шляхів евакуації, то в першу чергу необхідно заважити доступу диму и продуктів горіння в це приміщення. Для чого необхідно негайно закрити усі щілини у дверях та під ними змоченими водою ганчірками, рушниками, робочими халатами та ін. Якщо приміщення все ж заповнено димом, необхідно підповзти до вікна, закрити при цьому рот та ніс змоченою тканиною, яка грає роль фільтру та в певній мірі захищає від продуктів горіння.

Рухатись у задимленій зоні поповзом або максимально пригнувшись, необхідно тому що більшість нагрітих газоподібних отруйних речовин та дим збираються у верхній зоні приміщення, окрім цього, в приміщенні при горінні температура на рівні очей людини у 6 разів вище за температуру на рівні полу, до того ж внизу завжди зберігається більша концентрація кисню. Коли ви опинились біля вікна трохи відкрийте його та дихайте через щілину, очікуючи прибуття пожежників. При їх прибутті негайно зверніть на себе увагу. Ніколи не стрибайте через вікно без відомої на це необхідності (кожний другий стрибок з 4-го поверху при пожежі смертельний).