

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

Провальчук Василь Васильович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 681.122

(індекс)

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Метрологічний аналіз установки для калібрування та повірки засобів обліку газу

(назва роботи)

Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка

(назва освітньої програми)

152 Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка

(шифр і назва спеціальності)

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

Здобувач освітнього ступеня В.В. Провальчук
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник Піндус Наталія Миколаївна к.т.н., доцент
(підпис, прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання керівника)

Допущено до захисту
Завідувач кафедри

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

Івано-Франківськ – 2025

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 05.05.2025р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів бакалаврської роботи | Термін виконання етапів роботи | Примітка |
|-------|--|--------------------------------|----------|
| 1. | <i>Вступ</i> | 15.05.2025 | |
| 2. | <i>Порівняльний аналіз вітчизняних та закордонних установок, що працюють на повітрі та природному газі</i> | 01.06.2025 | |
| 3. | <i>Теоретичні дослідження приладного забезпечення і відмінностей метрологічних характеристик лічильників газу при роботі на повітрі та природному газі</i> | 10.06.2025 | |
| 4. | <i>Розроблення методики виконання експериментальних досліджень лічильників газу на природному газі</i> | 15.06.2025 | |
| 5 | <i>Метрологічний аналіз калібрувальної установки на природному газі</i> | 15.06.2025 | |
| 6 | <i>Охорона праці</i> | 15.06.2025 | |
| 7. | <i>Оформлення бакалаврської роботи</i> | 20.06.2025 | |
| | | | |

Студент _____ Провальчук В.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Піндус Н.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Зміст

| | |
|---|----|
| ВСТУП..... | 6 |
| 1 ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ВІТЧИЗНЯНИХ ТА ЗАКОРДОННИХ УСТАНОВОК, ЩО ПРАЦЮЮТЬ НА ПОВІТРІ ТА ПРИРОДНОМУ ГАЗІ | 8 |
| 1.1 Первинний еталон об'єму та об'ємної витрати газу при високому тиску “PIGSAR” | 9 |
| 1.2 Установа в Гронінгені..... | 13 |
| 1.3 Установа в Бергумі..... | 14 |
| 1.4 Стенд для калібрування промислових лічильників середньої пропускної здатності | 16 |
| 1.6 Установа для повірки побутових лічильників газу ІфГаз – РVT | 18 |
| 2 ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИЛАДНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ І ВІДМІННОСТЕЙ МЕТРОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЛІЧИЛЬНИКІВ ГАЗУ ПРИ РОБОТІ НА ПОВІТРІ ТА ПРИРОДНОМУ ГАЗІ | 26 |
| 2.1 Складові вимірних комплексів витрати і об'єму газу та інформаційних мереж | 26 |
| 2.2 Обчислювачі (коректори) і комплексні газові лічильники для вузлів обліку | 27 |
| 2.3 Теоретичні дослідження метрологічних характеристик лічильників газу від фізико-хімічних властивостей середовища | 38 |
| 3 РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИКИ ВИКОНАННЯ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ЛІЧИЛЬНИКІВ ГАЗУ НА ПРИРОДНОМУ ГАЗІ | 41 |
| 3.1 Експериментальні дослідження та визначення градуовальної характеристики лічильника газу для певних умов вимірювання..... | 41 |
| 3.2 Вимоги до засобів вимірювальної техніки | 44 |
| 3.2.2 Умови проведення досліджень | 45 |

| | |
|---|----|
| 3.2.3 Обробка результатів досліджень | 46 |
| 4 МЕТРОЛОГІЧНИЙ АНАЛІЗ КАЛІБРУВАЛЬНОЇ УСТАНОВКИ НА ПРИРОДНОМУ ГАЗІ | 48 |
| 4.1 Метрологічне дослідження каналів вимірювання тиску | 48 |
| 4.2 Метрологічний аналіз каналів вимірювання температури | 49 |
| 4.3 Визначення стабільності температури та тиску..... | 51 |
| 4.4 Визначення похибки передачі розміру одиниці об'єму газу до ЗВТ об'єму газу..... | 52 |
| 5 ОХОРОНА ПРАЦІ | 54 |
| 5.1 Законодавче та нормативне регулювання питань охорони праці | 54 |
| 5.2 Організація роботи з охорони праці на підприємствах газової галузі. | 54 |
| ВИСНОВОК..... | 63 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ | 64 |
| Додаток А..... | 67 |
| Додаток Б..... | 67 |
| Додаток В | 68 |
| Додаток Г | 69 |

ВСТУП

За останні роки зросли вимоги до точності обліку природного газу. Відомо, що характеристики лічильників газу залежать, як від механічних характеристик самих лічильників, так і від фізико-хімічних властивостей робочого (вимірювального) середовища. В Україні не проводилось ґрунтовних досліджень впливу фізико-хімічних характеристик робочого (вимірюваного) середовища на метрологічні характеристики лічильників газу. За кордоном такі дослідження проводяться вже тривалий час, які показують залежність метрологічних характеристик лічильників газу від характеристик вимірювального середовища (тиску, температури, густини, тощо).

В Україні повірка, калібрування лічильників газу проводиться з використанням у якості робочого середовища повітря, що робиться виходячи із вимог безпеки та економічної ефективності. За кордоном повірку та калібрування лічильників газу проводять, як на повітрі, так і на природному газі або інертних газах.

Слід зазначити, що закордонні виробники сучасних засобів вимірювальної техніки об'єму та об'ємної витрати газу в технічних описах вказують характеристики лічильників газу при роботі на повітрі та на газі при атмосферному тиску, а також при високих тисках.

Для проведення повірки, калібрування лічильників газу при робочих умовах необхідно, по-перше, створити необхідне технічне забезпечення або ж удосконалити існуючу технічну базу. По-друге, необхідно створити нормативне забезпечення для повірки лічильників газу при робочих умовах.

На сьогодні в Україні діючими стандартами регламентується повірка лічильників газу тільки на повітрі, тому необхідно переробити або ж допрацювати існуючі стандарти, що стосуються повірки лічильників газу. По-третє, необхідно внести зміни до повірочної схеми засобів вимірювальної техніки об'єму та об'ємної витрати газу.

Тому потрібно визначити залежність показів при проведенні випробувань лічильників газу з використанням робочого середовища природного газу у

порівнянні з повітрям. Одним із методів вирішення цієї проблеми є визначення градувальних характеристик лічильників газу на робочому середовищі повітрі та перерахунок їх для робочих умов, в яких буде експлуатуватися лічильник газу (тиск, температура, густина, в'язкість газу).

1 ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ВІТЧИЗНЯНИХ ТА ЗАКОРДОННИХ УСТАНОВОК, ЩО ПРАЦЮЮТЬ НА ПОВІТРІ ТА ПРИРОДНОМУ ГАЗІ

Під час аналізу систем вимірювання витрати газу варто звернути увагу на те, що характеристики газових лічильників можуть змінюватися залежно від середовища, в якому вони працюють. Саме тому рекомендується проводити калібрування і градування при умовах, максимально наближених до реальних умов експлуатації. Це дозволяє мінімізувати похибки, що виникають через вплив фізико-хімічних властивостей середовища на точність вимірювання. Проведений огляд міжнародних джерел показав, що існують суттєві відмінності у показниках роботи лічильників, які залежать від складу повітря і природного газу. Наприклад, при певних витратах різниця в показах лічильників, що працюють на повітрі та на газі, може сягати до 0,8% [1].

Такі відмінності залежать від конструктивних особливостей лічильників. Для роторних моделей при тиску до 0,3–0,4 МПа характеристики майже не відрізняються незалежно від середовища. Але при вищих тисках розбіжності стають помітнішими через зміну режиму потоку в щілинах, що може призводити до похибок до 1%. У випадку з турбінними та більшістю тахометричних лічильників, точність залежить від профілю потоку, тобто від типу течії, який визначається числом Рейнольдса:

$$Re = \frac{4 \cdot \rho \cdot q}{D \cdot 3600 \cdot \pi \cdot \mu}, \quad (1.1)$$

де ρ – густина робочого середовища; D – діаметр умовного проходу трубопроводу; μ – динамічна в'язкість робочого середовища; q - задане значення витрати.

З формули (1.1) бачимо, що ключовим параметром, який впливає на режим потоку, є густина робочого середовища, яка залежить від тиску. Число Рейнольдса виступає критерієм подібності течій, тому можна зробити висновок: якщо значення числа Рейнольдса однакове, то й похибка у вимірюванні об'єму газу буде такою ж [1].

У кількох країнах світу існують еталонні вимірювальні установки, що працюють безпосередньо з природним газом. Такі системи функціонують,

зокрема, в Нідерландах, Німеччині, Канаді, США та інших країнах. Найяскравішим прикладом є нідерландські установки, особливо враховуючи, що саме компанія “Instromet International” з Нідерландів розробила установку в Канаді на базі компанії TCC (Trans Canadian Calibration). На сьогодні найточнішою серед еталонних установок, які працюють з природним газом, вважається німецька система “PIGSAR” — первинний еталон для визначення об’єму та витрати газу при високому тиску. З огляду на це, детальніше розглянемо установки, що діють у Нідерландах та Німеччині. Тим паче, що у 1999 році ці країни провели гармонізацію одиниць вимірювання об’єму і витрати газу при високому тиску [2].

1.1 Первинний еталон об’єму та об’ємної витрати газу при високому тиску “PIGSAR”

PIGSAR™ — це первинний еталонний комплекс Німеччини, створений на базі компанії Ruhrgas і функціонує під наглядом Федерального фізико-технічного відомства (PTB). Система включає кілька основних секцій: вхідну, еталонну, операторську, робочу та вихідну. Серцем комплексу є високотискова поршнева установка, яка слугує для калібрування робочих еталонів. Ці еталони, у свою чергу, застосовуються для перевірки робочих газових лічильників. Робоча секція оснащена еталонними турбінними лічильниками: чотири з максимальною витратою 1600 м³/год, ще чотири — до 400 м³/год і один — до 160 м³/год. Схематичне зображення установки наведено на рисунку 1. Розширена невизначеність відтворення одиниці об’єму газу становить 0,15%. Комплекс здатний працювати в діапазоні витрат від 8 до 6500 м³/год, при тиску від 15 до 50 бар. На установці проводять калібрування різних типів газових лічильників, зокрема: турбінних, ультразвукових, вихрових і Коріолісових. Щодо роторних лічильників — їх випробування здійснюється лише у виняткових випадках, оскільки вони можуть створювати пульсації в потоці [2].

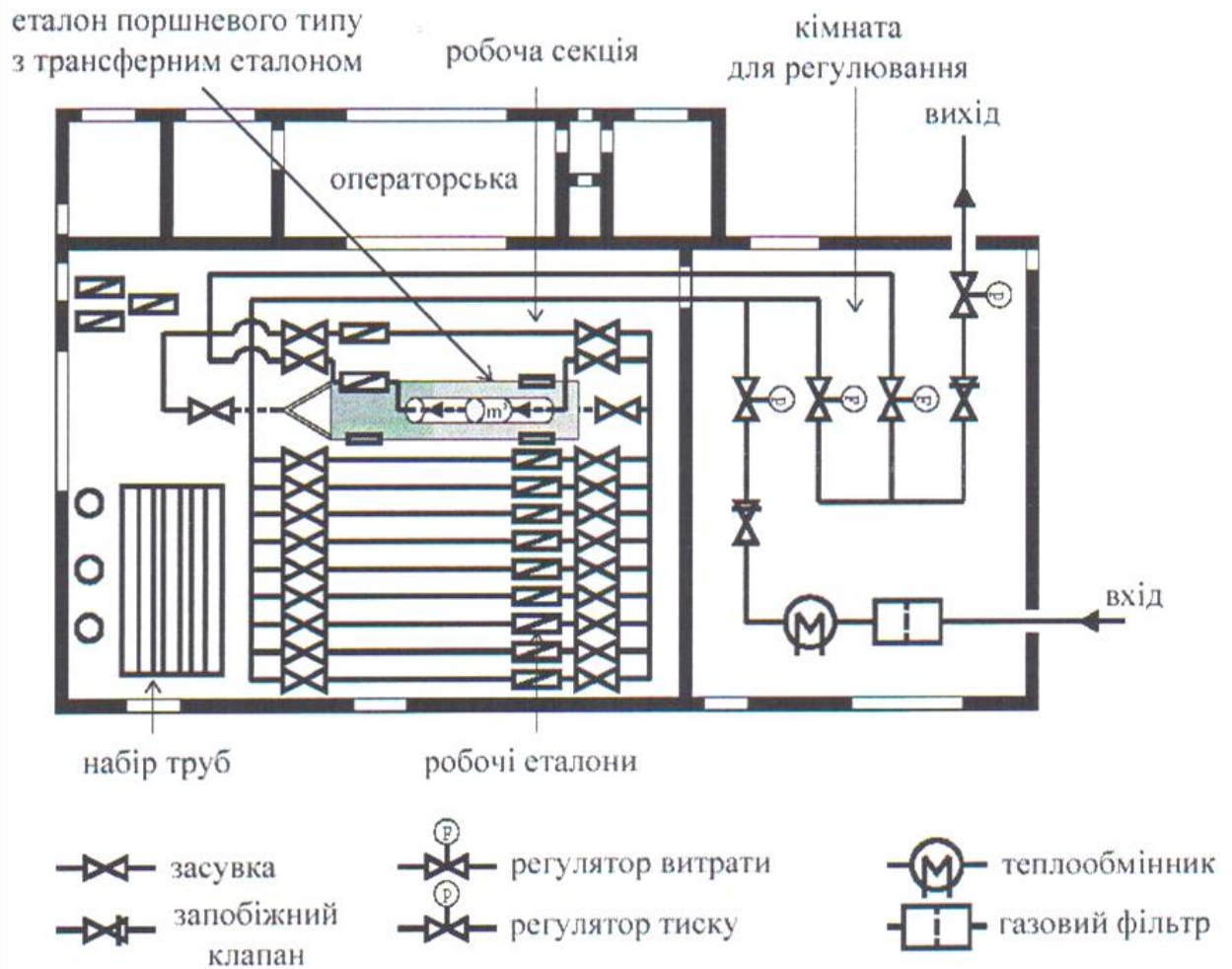


Рисунок 1.1 – Схема станції «PIGSAR»



Рисунок 1.2 – Еталонна секція: поршнева установка та трансферний еталонний лічильник

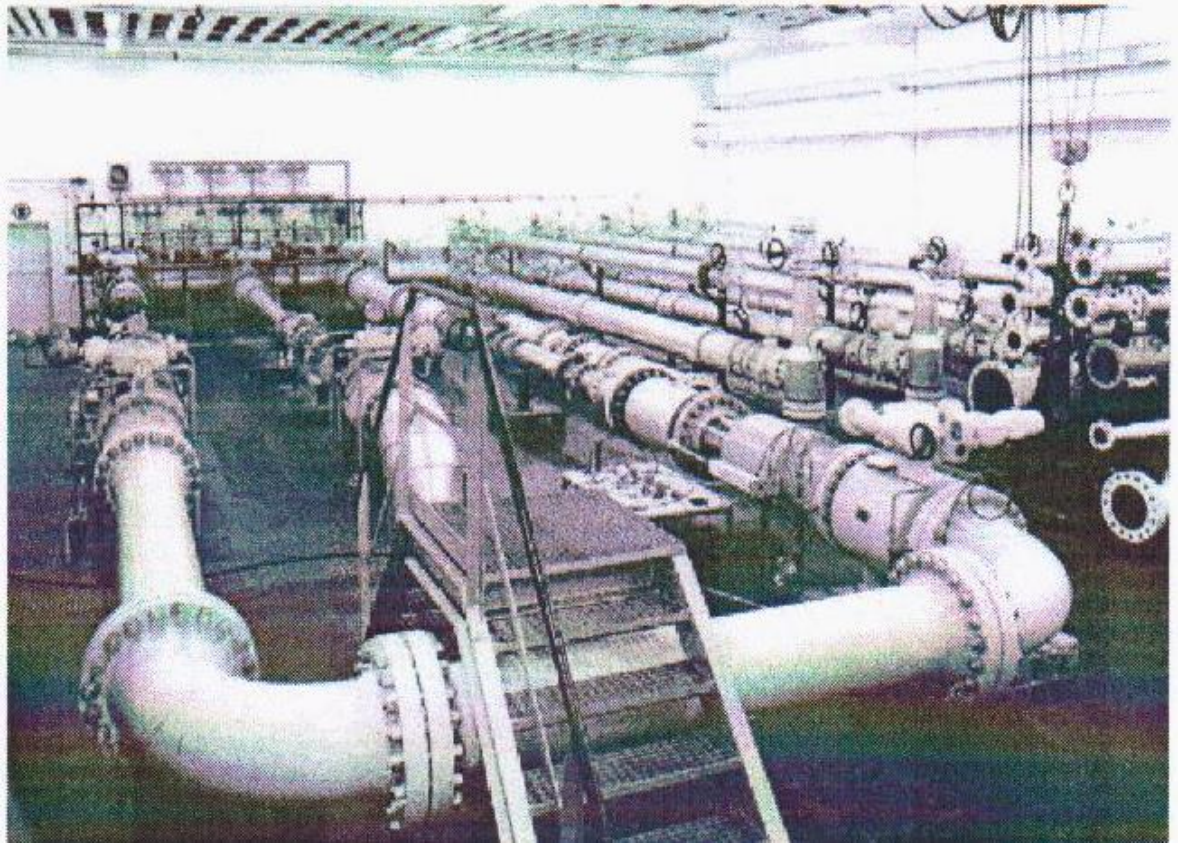


Рисунок 1.3 – Робоча секція: робочі еталони та дослідні ділянки

Процедура передачі одиниці об'єму газу за допомогою еталона PIGSAR™ реалізується за наступним принципом. Спершу проводиться атестація поршневої установки з використанням еталона довжини. Після цього, на основі даних поршневої установки, калібрується еталонний лічильник типу G250. Він слугує для перевірки та калібрування робочих еталонів, які, у свою чергу, використовуються для калібрування промислових газових лічильників. У Нідерландах функціонує кілька випробувальних стендів, що працюють із природним газом під високим тиском. Вони розташовані у містах Гронінген, Бергум, Утрехт та Вестерборк [3].

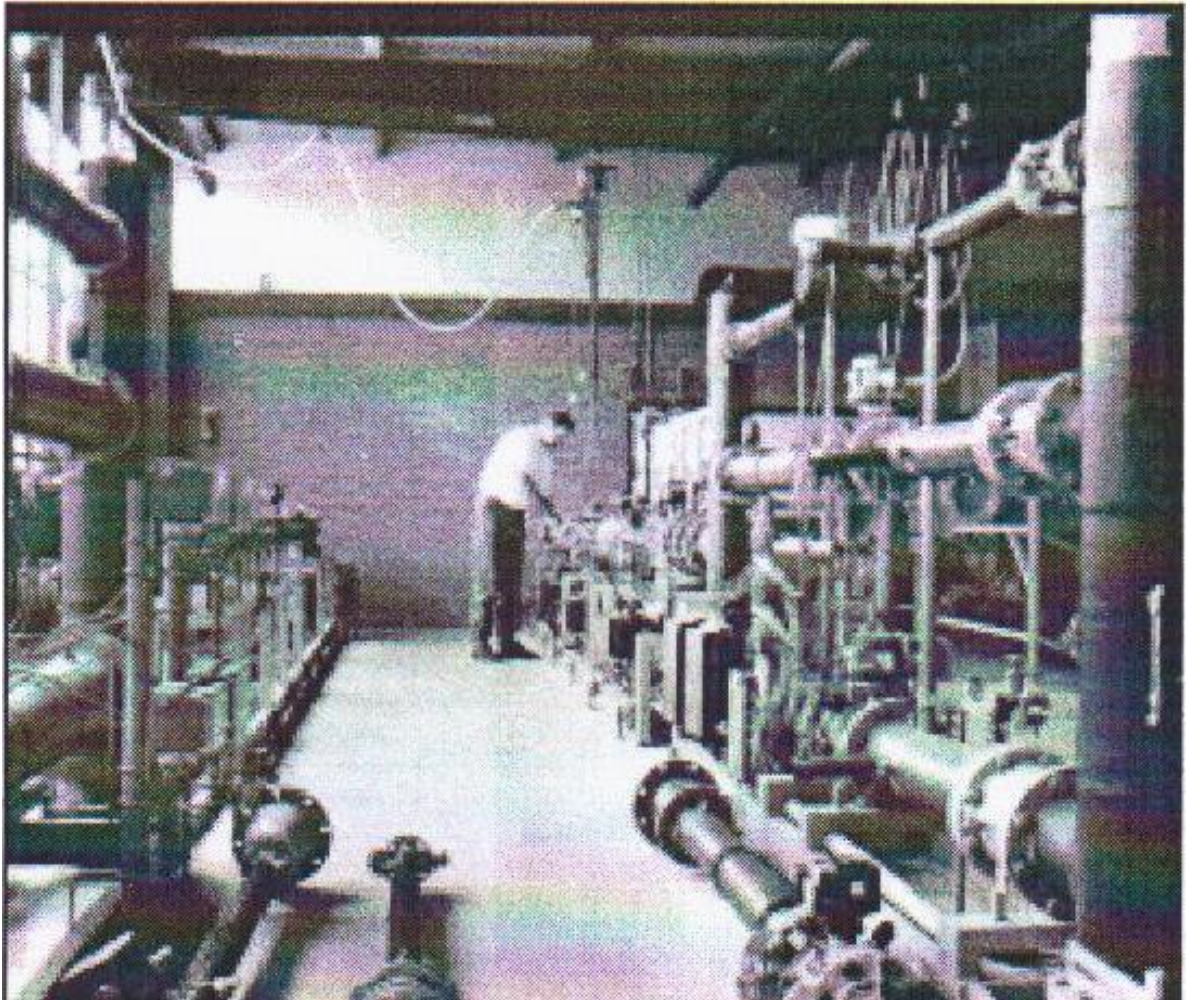


Рисунок 1.4 – Калібрувальна установка лічильників газу на високому тиску в
Утрехті

Таблиця 1.1 – Калібрувальні установки, що працюють на природному газі в Нідерландах

| Власник установки | Розташування | Діапазон зведених стандартних м ³ /год | витрат, до умов, | Абсолютний робочий тиск, бар |
|-------------------|--------------|---|------------------|------------------------------|
| Gasunie | Гронінген | 45-36 000 | | 9-41 |
| Nmi | Бергум | 45-13 2000 | | 9-51 |
| Gasunie | Вестерборк | 6000-2 400 000 | | 60 |
| Instromet | Утрехт | 45-90 000 | | 9 |

1.2 Установа в Гронінгені

Установа в Гронінгені має дослідницьке призначення. Вона належить компанії “Gasunie” і використовується переважно для вивчення роботи газових лічильників, зокрема впливу монтажних особливостей, регуляторів тиску та іншого обладнання на точність їх функціонування. Хоча установка рідко застосовується безпосередньо для калібрування лічильників, вона відіграє важливу роль у системі передачі одиниць об'єму та витрати газу. Комплекс обладнано двома секціями еталонних лічильників. Перший блок складається з десяти об'ємних лічильників типу SVM (лічильники з поворотною камерою), об'єднаних паралельно, кожен з яких здатен пропускати до 400 м³/год. Цей блок використовується виключно для калібрування проміжних (трансферних) еталонів. Другий блок виконує функцію робочих еталонів для щоденних досліджень. До його складу входить один SVM-лічильник з максимальною витратою 400 м³/год та чотири турбінних лічильники, що забезпечують витрати 650, 1600 і два по 4000 м³/год відповідно. Завдяки такій архітектурі, можливе пряме калібрування робочих еталонів за допомогою блоку з 10 SVM-лічильників [3].

Усі еталони в Гронінгені функціонують при постійному абсолютному тиску 9 бар. Досліджувані прилади можуть працювати в діапазоні тиску від 9 до 41 бар, тому для узгодження тиску між еталонною та дослідною частинами системи застосовується редукування. Через це критично важливо точно враховувати стискуваність газу. Для розрахунку коефіцієнта стискуваності використовують методику AGA NX-19-mod або спрощену формулу GERG. Оскільки стискуваність залежить від складу газової суміші, установка обладнана поточним газовим хроматографом для контролю компонентного складу [3].

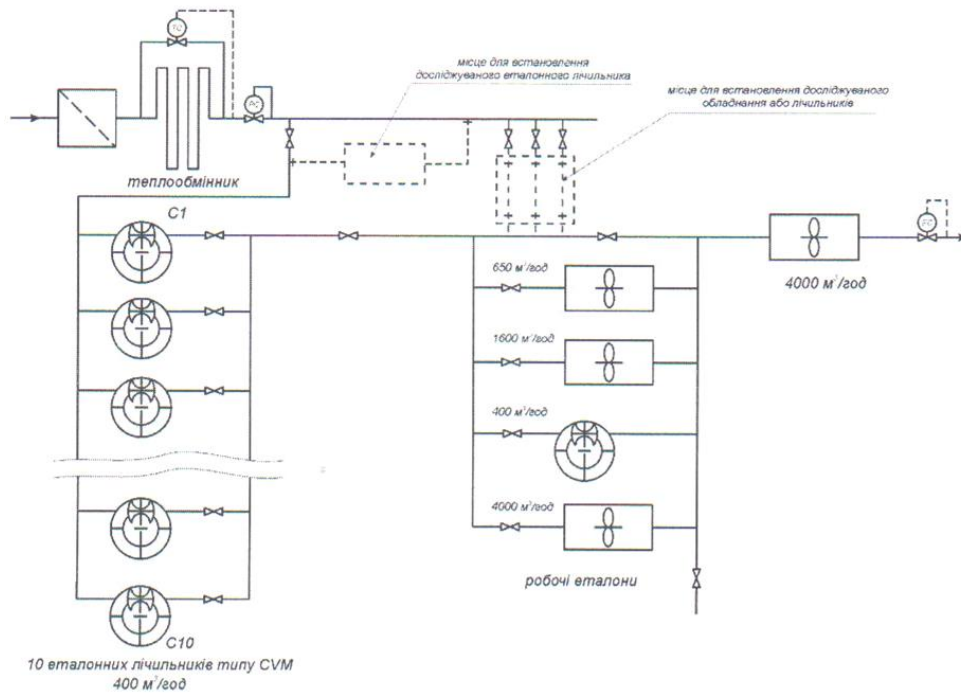


Рисунок 1.5 – Схема дослідної установки на природному газі в Гронінгені

1.3 Установка в Бергумі

Установка в місті Бергум була спеціально спроектована для проведення калібрування газових лічильників і функціонує саме з цією метою. Вона належить Нідерландському метрологічному інституту (NMI) та розміщена поруч із газорозподільною станцією, що обслуговує електростанцію потужністю 668 МВт. Робочий тиск в установці може змінюватися в діапазоні від 9 до 51 бар. Точність відтворення одиниці об'єму природного газу залежить від тиску і знаходиться в межах від 0,23% до 0,30%. Еталонна система установки включає чотири турбінні лічильники з максимальною витратою 4000 м³/год, один турбінний лічильник на 1000 м³/год, а також два CVM-лічильники з максимальною витратою 400 та 100 м³/год відповідно. Для забезпечення стабільних і точних вимірювань при малих витратах у комплексі також використовується набір критичних сопел, що дозволяє точно задавати і контролювати низькі витрати газу [4].

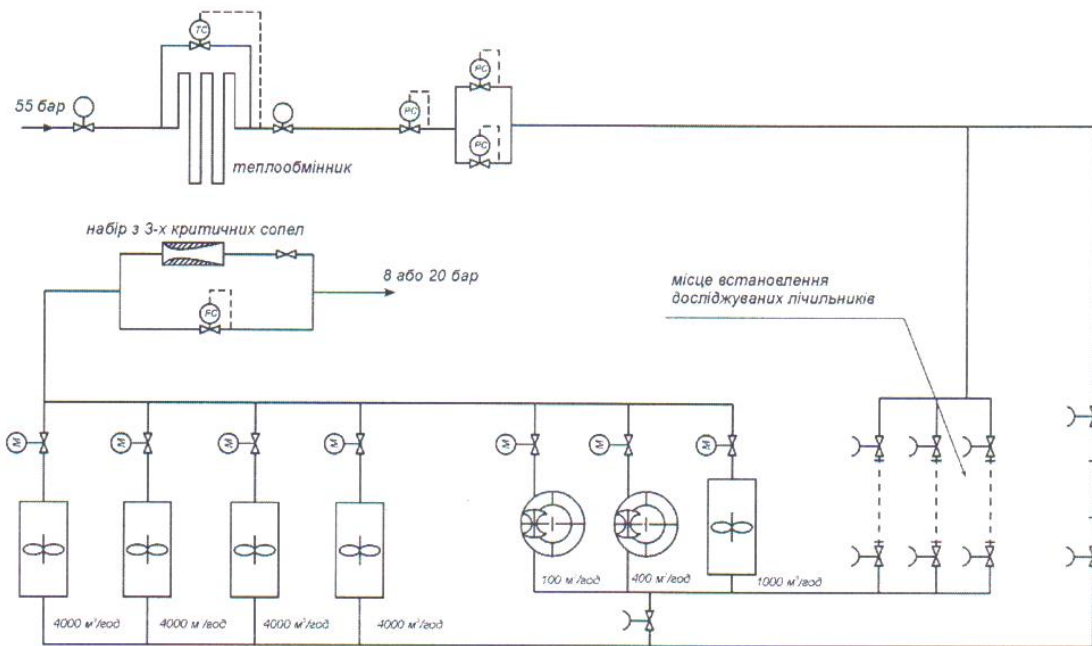


Рисунок 1.6 – Схема тестової установки на природному газі в Бергумі

На установці в Бергумі як еталонні, так і досліджувані лічильники працюють майже за однакового тиску. Це забезпечує перевагу у вигляді відсутності додаткових похибок, які могли б виникати через необхідність розрахунку коефіцієнта стискуваності. Однак, недоліком такого підходу є те, що еталонні прилади повинні бути попередньо відкалібровані за кількома значеннями тиску — зокрема, при 9, 21, 36 і 51 бар. Для проміжних значень коефіцієнт еталона визначають методом інтерполяції, що базується на побудові калібрувальної кривої в залежності від числа Рейнольдса, приведеного до витрати. Перед подачею газу на установку, він проходить попередню підготовку: газ подається через дві запірні засувки, фільтр і теплообмінник, після чого проходить двоступеневе редукування. Цей процес дозволяє точно регулювати робочий тиск. Далі газ спрямовується на чотири паралельні лінії: три з них мають довжину між фланцями 5,1 м, а четверта — 11 м. У межах цієї установки можливе калібрування лічильників з умовними проходками від 50 до 600 мм. Після проходження газу через досліджуваний лічильник, він надходить до одного або кількох еталонних приладів. Після цього тиск знижується, і газ повертається назад у магістраль електростанції [4].

Оскільки установка виконує значний обсяг досліджень, важливо регулярно перевіряти точність еталонних лічильників. Для цього передбачено використання

спеціальних контрольних приладів — так званих трансферних еталонів. Щотижня один з них встановлюється в систему для перевірки робочих еталонів. Однією з ключових вимог до таких калібрувальних комплексів є забезпечення стабільності тиску та температури протягом усього процесу калібрування. Температурна стабільність підтримується завдяки теплообміннику на вході, а стабільність тиску — шляхом достатнього скидання газу на виході. Зокрема, установка в Бергумі працює у режимі байпасу газорозподільного пункту (ГРП) електростанції, що дозволяє підтримувати постійне навантаження. Додатково, для стабілізації тиску та витрати важливо, щоб частка споживаного установкою газу не перевищувала певної межі відносно загального потоку в магістралі[5].

1.4 Стенд для калібрування промислових лічильників середньої пропускної здатності

В даному стенді для калібрування промислових лічильників використовуються критичні сопла як робочий еталон. Робоче середовище - природний газ (Додаток А).

Основні технічні характеристики стенду:

вхідні параметри:

1. тиск газу: 36-46кгс/см²
2. продуктивність: 60-128000 нм³/годину

вихідні параметри:

1. тиск газу: 6-36 кгс/см²
2. продуктивність: 14,4-128000 нм³/годину

Стенд №1 включає в себе:

1. Калібрувальні змінні трубопроводи DN300/DN200/DN100, PN55,
2. Систему вимірювальних трубопроводів з критичними соплами;
3. Вихідний газопровід з вузлом захисту від перевищення тиску і вузлом заміру;
4. Технологічне обладнання стенду;
5. Операторну розташовану в будівлі [6].

1.5 Стенд для калібрування критичних сопел

Стенд для калібрування критичних сопел, що використовуються як еталонні засоби вимірювання, призначений для розширення можливостей порівняння результатів вимірювання різними засобами та для офіційного визнання випробувального стенду, розглянутого у Додатку Б. Цей стенд є базовою системою повірки і виконує роль первинного еталона для вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу. Калібрування проводиться у водяному басейні розмірами $2,2 \times 7$ м і глибиною 1,5 м, обладнаному системою підтримання стабільної температури води. Басейн розташований у будівлі №007, де передбачено систему вентиляції та обігріву [6].

Основні технічні характеристики стенду:

1. Тиск: від 4 до 46 кгс/см²
2. Продуктивність: від 6 до 9200 нм³/год

Суть методу калібрування полягає у вимірюванні сталої масової витрати газу, що проходить через критичне сопло під час заповнення резервуару з відомим об'ємом. Необхідний тиск на вході в сопло підтримується завдяки постійному тиску в магістральному газопроводі. На початковому етапі (момент часу 0) запірні засувки на виході закриваються, і газ надходить у резервуар при стабільній витраті. Після певного проміжку часу (Δt) закривається засувка на вході. Об'єм газу, що накопився за цей час, розраховується на основі вимірюваного тиску, температури, об'єму та часу заповнення. Також фіксуються параметри складу газу і його густина. На основі отриманих даних розраховується коефіцієнт перепаду тиску — головна термодинамічна характеристика конкретного сопла. Цей коефіцієнт надалі використовується в роботі стенду. Похибка визначення коефіцієнта перепаду тиску не перевищує 0,2%. Такий метод калібрування активно використовується компанією Gaz de France, яка очолює європейську робочу групу з уніфікації стандартів для критичних сопел. У якості резервуару застосовується трубопровід DN 1000 довжиною 3,4 м із

заглушками, привареними з обох боків. Для продувки резервуару та видалення повітря перед заповненням його газом використовується спеціальний вентиляційний отвір (продувочна свічка) DN50 [6].

1.6 Установа для перевірки побутових лічильників газу ІфГаз – РVT

Установа для калібрування та перевірки засобів обліку газу складається з резервуару зі стисненим газом, з'єднаного газопровідною лінією подачі із джерелом робочого середовища. У складі лінії передбачено осушувач газу, а також додаткове обладнання для термостабілізації — радіатор з вентилятором і термоперетворювачем, розміщені після осушувача з боку джерела. Газ далі подається на випробувальну ділянку, де розміщено засіб (або засоби) обліку газу, регулятор витрати, стабілізатор тиску, запірні клапани та контрольно-вимірювальне обладнання. Контрольно-вимірювальний комплекс включає набір перетворювачів тиску з різними межами вимірювання, а також персональну ЕОМ із нормуючими перетворювачами та виконавчими механізмами. Ємність додатково обладнана вентилятором і термоперетворювачем, які встановлено всередині резервуару. Випробувальна ділянка також містить додатковий радіатор із вентилятором та термоперетворювачем перед стабілізатором тиску, що забезпечує стабільні параметри середовища. Випробувальний засіб обліку газу оснащений окремим комплектом засобів контролю, встановлених після нього. Крім того, установа містить густиномір і пікнометр, безпосередньо з'єднані з джерелом робочого середовища та ємністю зі стисненим газом. Резервуар розташований нижче нульового рівня, під землею, що забезпечує ізоляцію від зовнішніх впливів без потреби у водяній сорочці та насосі для охолодження [7].

Інноваційним рішенням є використання вдосконаленого термоперетворювача, що дозволяє вимірювати температуру газу у трьох горизонтальних і п'яти вертикальних рівнях всередині ємності. Це дає змогу максимально точно враховувати температурні зміни під час калібрування та виконувати відповідну термोकорекцію. Особливу цінність для підвищення точності представляє інтеграція густиноміра та пікнометра, що дозволяє

фіксувати щільність і склад газу. Завдяки використанню природного газу з газопроводу високого тиску як робочого середовища, умови калібрування максимально наближені до реальних експлуатаційних умов. Таким чином, поєднання вказаних технічних рішень дозволяє створити ефективну, точну та сучасну установку для калібрування і повірки засобів обліку газу, яка відповідає вимогам сучасної метрології та практичного застосування. Конструктивно-функціональна схема установки наведена у Додатку В [7].

На відповідному рисунку схематично зображено основні елементи системи:

Ємність 1 із внутрішньо встановленими вентилятором 3 та термоперетворювачем 4, лінія подачі газу (трубопровід 5), з'єднана через осушувач 9, радіатор 7 із вентилятором 8, термоперетворювачем 7/ і відсічний клапан 6 з магістральним газопроводом 10, випробувальна ділянка (трубопровід 11), яка включає набір перетворювачів тиску 12, відсічний клапан 13, радіатор 14 з вентилятором 15 та термоперетворювачем 16, стабілізатор тиску 17, випробувальний засіб обліку газу 18 (або кілька лічильників/витратомірів), з виходами на перетворювачі 19, перепадомір 20, перетворювачі тиску 21 і 22 та термоперетворювачі 23 і 24, розташовані на вході та виході засобу обліку, регулятор витрати 25, густиномір 26 і пікнометр 27 для вимірювання щільності газу до і після ємності. Керування роботою установки та збирання параметричних даних здійснюється за допомогою персонального комп'ютера 28, оснащеного нормуючими перетворювачами та виконавчими механізмами (на рисунку не зображені) [7].

Принцип дії установки для калібрування і повірки витратомірів і газових лічильників наступний.

Через відкриту засувку 2 природний газ з газопроводу високого тиску 10 подається до ємності 1, що встановлена нижче нульового рівня ґрунту. Ємність заповнюється газом до встановленого тиску в межах 2–12 кгс/см². Команда на відкриття відсічного клапана 6 та активацію осушувача 9 подається через ЕОМ 28. Газ після осушення проходить охолодження у радіаторі 7 за участі вентилятора 8 і термоперетворювача 7/, після чого потрапляє в ємність 1. Під час

наповнення ємності вентилятор 3 забезпечує постійне перемішування газу, що дозволяє пришвидшити підготовку мірного об'єму до вимірювань. Охолодження й перемішування необхідні через підвищення температури при стисканні газу. Коли ємність заповнено до заданого тиску, вентилятор 8 вимикається, клапан 6 закривається, а параметри тиску та температури фіксуються — установка готова до подальшої роботи. Для початку повірки комп'ютер подає команду на відкриття відсічного клапана 13, унаслідок чого газ під робочим тиском надходить до випробувального приладу (лічильника чи витратоміра) 18. Досягнувши на випробувальній ділянці 11 максимального тиску P_{\max} , клапан 13 закривають, після чого здійснюється витримка тиску впродовж не менше ніж трьох хвилин для перевірки герметичності відповідно до вимог РД50-71-98. Моніторинг тиску на вході та виході виконується за допомогою перетворювачів 21 і 22. Якщо за останню хвилину тиск залишається стабільним, ЕОМ 28 видає команду на запуск повірки. В процесі задіюється стабілізатор тиску 17, який забезпечує стабільну подачу газу з потрібними параметрами. Радіатор 14 із вентилятором 15 регулює температуру подачі, враховуючи показання з термоперетворювача 4, що встановлений у ємності 1 з можливістю вимірювання температури в трьох горизонтальних і п'яти вертикальних точках [7].

Калібрування/повірка виконується шляхом фіксації поточних параметрів:

- на вході — тиск (перетворювач 21), температура (термоперетворювач 23);
- на виході — тиск (перетворювач 22), температура (термоперетворювач 24);
- у самому приладі — різниця тисків (перепадомір 20) [7].

Крім цього, в ємності 1 здійснюється контроль тиску за допомогою чотирьох перетворювачів 12 з різними діапазонами. Залежно від типорозміру приладу, ЕОМ 28 встановлює відповідний режим калібрування:

- P1 — для максимальної витрати Q_{\max} ,
- P2 — для витрат у діапазоні $0,2 Q_{\max} \dots Q_{\max}$,
- P3 — у межах $0,2 Q_{\max} \dots Q_{\min}$,
- P4 — на мінімальній витраті Q_{\min} .

Через стабілізатор тиску 17 та охолоджувач 14 забезпечується постійний

режим калібрування/повірки. Весь процес здійснюється за одне заповнення ємності 1 із використанням природного газу як робочого середовища, що максимально наближує умови до реальної експлуатації приладів. Після завершення циклу газ з установки зливається в газопровід низького/середнього тиску через засувку з регулятором 25. Це дозволяє уникнути втрат газу, забруднення навколишнього середовища та порушень вимог безпеки. Також у процесі постійно враховується густина та склад газу. Дані густиноміра 26 обробляються в реальному часі через ЕОМ 28. Точність роботи густиноміра контролюється пікнометром 27 з періодичністю, наприклад, раз на 7 днів. Запропонована установка дозволяє досягти високої точності калібрування та повірки засобів обліку газу з максимальною похибкою не більше ніж 0,12% [7]. Функціонування базується на використанні рівняння стану ідеального газу.

$$(V_1 \times P_1) / (T_1 \times K_1) = (V_2 \times P_2) / (T_2 \times K_2) \quad (1.2)$$

Звідси об'єм повітря, зведений до стандартних умов, що знаходиться в мірній ємності з незмінним об'ємом, обчислюється за формулою

$$V_{cm} = V_p \times \frac{P_i}{101,325} \times \frac{293,15}{T_i} \times \frac{1}{K_i} \quad (1.3)$$

де V_{cm} - об'єм повітря, зведений до стандартних умов, дм³;

V_p - об'єм мірної ємності з незмінним об'ємом, дм³;

P_i - абсолютний тиск повітря в мірній ємності, кПа;

T_i - абсолютна температура повітря в посудині, К;

K_i - коефіцієнт стискуваності повітря,

$$K_i = 1 - P_i * (0.126127 - 0.000711 * T_i + 0.000001 * T_i * T_i) \quad (1.4)$$

Установка працює наступним чином.

Припустимо, що установка перебуває в початковому стані: усі крани відкриті, клапани — закриті, вимірювальна апаратура — увімкнена, лічильники під'єднані до стенду через з'єднувальні трубопроводи, компресор вимкнено.

1. Підготовка до роботи

Перед початком процесу зчитується значення з перетворювача абсолютного

тиску P_1 — його приймають як атмосферний тиск і записують у пам'ять персонального комп'ютера (ПЕОМ). Далі закривають кульові крани K_2 – K_4 , вмикають компресор 1, який нагнітає повітря з навколишнього середовища до мірної ємності 2. Тиск у мірній ємності контролюється манометром M та перетворювачем P_1 , результати виводяться на екран ПЕОМ. Ємність обладнана запобіжним клапаном і регулятором тиску, який налаштовується на певне значення (наприклад, 620 кПа); при досягненні цього рівня компресор автоматично вимикається. З допомогою сопел C_1 – C_3 встановлюються відповідні витрати повітря — Q_{max} , $0,2Q_{max}$ і Q_{min} для конкретного лічильника. Відкривають один з електроклапанів $KЛ_1$ – $KЛ_3$ (перемикачами S_2 – S_4), після чого через лічильники пропускають об'єм повітря, заданий у нормативі Р50-071-98. Потік повітря з мірної ємності через редукторну систему 4 надходить на вхід газових лічильників 5, проходить через них і далі через електроклапани $KЛ_1$ – $KЛ_3$ та відповідні сопла виводиться у навколишнє середовище. Стабільність витрати забезпечується сталим тиском на вході лічильників. У процесі пропускання повітря перевіряється коректна робота лічильників, а також справність вимірювальних засобів тиску та температури на вході та виході. При потребі витрату регулюють за допомогою кранів K_2 – K_4 [8].

2. Повторне наповнення мірної ємності

Після первинної перевірки роботу електроклапанів припиняють, крани K_2 – K_4 закривають. Компресор 1 знову вмикають, і в мірну ємність нагнітається нова порція повітря. Коли тиск досягає заданого рівня, подача припиняється. Далі протягом визначеного часу (не менше 10 хвилин) відбувається стабілізація температури і тиску в ємності. ПЕОМ визначає момент завершення стабілізації за критеріями зміни тиску P_1 та температури T_1 [8].

3. Розрахунок об'єму повітря

Після завершення етапу стабілізації, за командою оператора, ПЕОМ проводить розрахунок об'єму повітря в мірній ємності та приводить його до стандартних умов за відповідною формулою.

$$V_{ст}^{ноч} = V_p \times \frac{P_i^{ноч}}{101,325} \times \frac{293,15}{T_i^{ноч}} \times \frac{1}{K_i^{ноч}} \quad (1.5)$$

де $V_{ст}^{ноч}$ – обчислене значення об'єму повітря, зведене до стандартних умов, на початку відтворення мірного об'єму, дм³;

$P_i^{ноч}$ - абсолютний тиск повітря в мірній ємності на початку відтворення мірного об'єму, кПа;

$T_i^{ноч}$ - абсолютна температура повітря в мірній ємності на початку відтворення мірного об'єму, К;

$K_i^{ноч}$ - коефіцієнт стискуваності повітря за тиску та температури повітря на початку відтворення мірного об'єму.

Обчислене значення об'єму заносяться в пам'ять ПЕОМ.

4. Проведення вимірювань та фіксація результатів

Під час стабілізації температурного режиму в мірній ємності оператор фіксує початкові покази лічильників газу та вносить їх у протокол. Оскільки регулятор витрати (сопло) вже налаштований на максимальну витрату, за командою оператора відкривається відповідний електроклапан (наприклад, КЛ1), і повітря починає проходити через лічильники, регулятор витрати, клапан КЛ1 та сопло С1 у навколишнє середовище. Паралельно проводяться вимірювання тиску та температури в мірній ємності, на вході першого та виході останнього лічильника. Уся зібрана інформація обробляється обчислювальним модулем ОЕ-ЕТ1 та передається до персонального комп'ютера (ПЕОМ), де опрацьовується за заданим алгоритмом. Оператор візуально спостерігає за приростом об'єму повітря за показами одного з лічильників, що проходить повірку, та контролює втрати тиску на кожному лічильнику за допомогою водяних мікроманометрів. Об'єм повітря, який має пройти через лічильники, визначається згідно з нормативом Р50-071-98 і залежить від типорозміру лічильника та встановленої витрати. Після досягнення потрібного об'єму повітря оператор закриває електроклапан, припиняючи подачу повітря через лічильники. Потім фіксуються кінцеві покази лічильників, які також вносяться в протокол. Далі необхідно витримати паузу, щоб забезпечити стабілізацію температури повітря в мірній ємності. Тривалість цього періоду визначається ПЕОМ, але має бути не меншою за 10 хвилин [8].

Після завершення стабілізації ПЕОМ на основі зафіксованих показників тиску та температури проводить розрахунок об'єму повітря в мірній ємності, з подальшим приведенням його до стандартних умов за формулою:

$$V_{ст}^{кін} = V_p \times \frac{P_i^{кін}}{101,325} \times \frac{293,15}{T_i^{кін}} \times \frac{1}{K_i^{кін}} \quad (1.6)$$

де $V_{ст}^{кін}$ – обчислене значення об'єму повітря, зведене до стандартних умов, на початку відтворення мірного об'єму, дм³;

$P_i^{кін}$ - абсолютний тиск повітря в посудині на початку відтворення мірного об'єму, кПа;

$T_i^{кін}$ - абсолютна температура повітря в посудині на початку відтворення мірного об'єму, К;

$K_i^{кін}$ - коефіцієнт стискуваності повітря за параметрів повітря на початку відтворення мірного об'єму.

Обчислене значення об'єму заноситься в пам'ять ПЕОМ.

5. ПЕОМ автоматично проводить обчислення різниці об'ємів повітря на початку та в кінці вимірювання за формулою [8]

$$\Delta V = V_{ст}^{кін} - V_{ст}^{поч} \quad (1.7)$$

і приводить цей об'єм до умов (температури та тиску) на вході першого лічильника за формулою

$$V_{л} = \Delta V \times \frac{101,325}{P_{л} + P_{бар}} \times \frac{273,15 + t}{293,15} \times \frac{K_i^{поч} + K_i^{кін}}{2 \times K_{л}} \quad (1.8)$$

де $P_{л}$ та $P_{бар}$ – значення тиску на вході лічильників та атмосферного тиску, кПа;

$t^{вх}_{л}$ – значення температури на вході лічильників, К;

K - коефіцієнт стискуваності повітря за параметрів повітря на вході лічильників.

Значення цього об'єму буде рівне мірному об'єму, що відтворює установка, і який пройшов через лічильники.

Об'ємна витрата обчислюється за формулою $Q = \frac{V_{л}}{t}$, де

у t -час, протягом якого відбувалось вимірювання.

6. Оператор вносить до системи прирости об'ємів повітря, отримані з показів лічильників газу, після чого персональна ЕОМ автоматично розраховує похибку для кожного окремого лічильника. При цьому значення тиску та температури на вході до кожного лічильника, що проходить повірку (відповідно до номера робочого місця), визначаються індивідуально для кожного пристрою згідно з відповідними формулами [8].

$$P_i = (i - 1) \frac{P_{л}^{кін} - P_{л}^{ноч}}{n} \quad (1.9)$$

$$t_i = (i - 1) \frac{t_{л}^{кін} - t_{л}^{ноч}}{n} \quad (1.10)$$

де P_i та t_i – тиск та температура газу на вході i – го лічильника, відповідно у Па та °С;

$P_{л}^{ноч}$ та $t_{л}^{ноч}$ – тиск та температура газу на вході першого лічильника, відповідно у Па та °С;

$P_{л}^{кін}$ та $t_{л}^{кін}$ – тиск та температура газу на виході останнього лічильника, відповідно у Па та °С;

I – номер робочого місця;

n – кількість лічильників, що повіряються одночасно.

ПЕОМ обчислює похибку для кожного лічильника з врахуванням робочого місця його на стенді за алгоритмом, наведеним на рис. 3.

Витрата обчислюється наступним чином.

Для контролю відносної похибки за витрати $0,2 Q_{max}$ проводять операції 4 – 6, при цьому відкривається електроклапан КЛ₂ і повітря проходить через кран К₂, клапан КЛ₂, та сопло С₂.

7 Для контролю відносної похибки за витрати Q_{min} ведуться роботи згідно з 4–6, при цьому відкривається електроклапан КЛ₃ і повітря проходить через кран К₃, клапан КЛ₃, та ротаметр, який підключається до установки замість сопла С₃.

8 Поріг чутливості лічильників перевіряється за допомогою ротаметра.

2 ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИЛАДНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ І ВІДМІННОСТЕЙ МЕТРОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЛІЧИЛЬНИКІВ ГАЗУ ПРИ РОБОТІ НА ПОВІТРІ ТА ПРИРОДНОМУ ГАЗІ

У даному розділі досліджується приладне забезпечення з метою розроблення установки для метрологічного забезпечення витратомірів та лічильників на природному газі

2.1 Складові вимірних комплексів витрати і об'єму газу та інформаційних мереж

У практиці обліку газу широко використовуються два основні типи лічильників. Перший тип — це модульні або складові системи, які замовник самостійно комплектує витратомірами, термометрами, манометрами та окремими обчислювачами витрати й об'єму газу, які також називають коректорами. Другий тип — лічильники з інтегрованими коректорами, де всі необхідні елементи (витратомір, коректор, манометр і термометр) об'єднані виробником у єдиний вимірювальний комплекс (ВК), який постачається замовнику в готовому вигляді. Коректори об'єму газу (тобто обчислювачі, що приводять показники до стандартних умов: температура 293,15 К, тиск 0,1013 МПа) є невід'ємною частиною таких систем. Наприклад, деякі діафрагмові (мембранні) лічильники, як-от ВК-4Т, обладнані вбудованими механічними коректорами з біметалевими термометрами ще на етапі виробництва. Таким чином, вимірювальні комплекси можуть бути як складеними з окремих компонентів, так і повністю зібраними на заводі. Турбінні витратоміри типу СГ-16М та СГ-75М формують імпульсні вихідні сигнали, що дозволяє використовувати їх у поєднанні з електронним коректором ЕК-88К, а також з датчиками тиску й температури в складі єдиного приладу — вимірювального комплексу СГ-ЕК. Витратомір СГ-16М також може застосовуватись з температурним коректором типу ТС-90 або з окремими (складовими) електронними коректорами, такими як СПГ741 (для простих задач і сигналів витратомірів з імпульсним виходом), СПГ761, СПГ762, СПГ763 — які

призначені для різних типів газу і мають універсальність щодо типу сигналів з датчиків (наприклад, від диференціальних манометрів, тахометричних витратомірів тощо). До універсальних моделей обчислювачів відносяться ВКГ-2 та ВТД, які виступають основою для складових вимірювальних комплексів ГСК-2 та СТД. Комплектація таких комплексів виконується згідно з технічною документацією. Коректор СПГ741 підтримує роботу з витратомірами, які мають імпульсні сигнали до 18 Гц, термометрами ТСМ і ТСП з номінальним опором 50 і 100 Ом при 0°C, а також з перетворювачами тиску й перепаду тиску, які видають сигнали постійного струму або напруги (наприклад, живляться від літієвих батарей). До цього типу коректора можна підключати й інші елементи вузла обліку [9].

2.2 Обчислювачі (коректори) і комплексні газові лічильники для вузлів обліку

Обчислювачі витрати типу ВТД (СТД) – це комбіновані вимірювальні пристрої, до складу яких можуть входити різноманітні перетворювачі об'ємної витрати газу (наприклад, Yewflo, ДРГ.М, V-Bar, PROWIRL), перепаду тиску і тиску (наприклад, Сапфір), термоперетворювачі та електролічильники. Основні функціональні можливості лічильника СТД визначаються характеристиками універсального обчислювача ВТД, який входить до складу пристрою. Такі обчислювачі можуть обслуговувати від 1 до 10 каналів обліку енергоносіїв, таких як вода, пара, природний і технічний газ, електроенергія. Користувач може призначити енергоносії через клавіатуру. Конфігурація вузлів обліку задається за допомогою клавіатури або від ПЕОМ, при цьому підтримуються різноманітні схеми обліку. Також є можливість накопичення звітних даних в архівах за різні періоди (години, доби, місяці), із можливістю гнучкого налаштування кількості днів звіту. Пристрої інтегруються в локальні та розподілені системи обліку за допомогою інтерфейсів RS232, RS485 та різних пакетів зв'язку. Сучасні обчислювачі ВТД поєднують універсальні функції та спеціалізацію на прості

вузли обліку, такі як модель ВТД-Г для обліку води, пари і газу на двох трубопроводах. Обчислювачі ВТД-Г виготовляються в корпусі з пластмаси зі ступенем захисту IP65, мають розміри 122x120x57 мм. На панелі пристрою є плівкова клавіатура з 16 клавішами та індикатор РКІ з підсвічуванням, що дозволяє вводити параметри налаштування і виводити поточні та звітні дані на РКІ, принтер, ПК або ноутбук [9].

Технічні характеристики обчислювача ВТД:

1. Температура вимірюваного середовища: від -50 до +150 °С

2. Тиск: від 0,1 до 10 МПа

3. Похибка:

Температури: $\pm 0,1$ °С

Частотний імпульсний сигнал: $\pm 0,05$ %

Струмний вхідний сигнал (0-20, 4-20, 0-5 мА): $\pm [0,05 + 0,012 (I/I - 1)]$ %

Живлення: 220 В (+30 / -40) В, 50 Гц

4. Споживана потужність: від 0,7 до 2,5 Вт

5. Живлення вимірювальних перетворювачів: 10 В, 30 мА

Міжповітряний інтервал: 4 роки

Обчислювач ВТД-У2 містить 65 каналів, з яких 2 канали дискретного вводу, 8 каналів дискретного виводу, 16 каналів для вимірювання частотних або імпульсних сигналів і 39 каналів для вимірювання струмових сигналів. 22 канали можуть використовуватися для вимірювання термоопору. Кожен канал може бути налаштований для вимірювання одного з 20 енергоносіїв, включаючи воду, пару, газу (природний, технічний, ацетилен, аміак тощо), а також електроенергію. Коректори СПГ741 є засобами вимірювання, що призначені для обчислення витрат природного газу та здійснення взаємних розрахунків між споживачами і постачальниками газу. Вони використовуються в складі вузлів обліку разом з перетворювачами об'єму або витрати газу [9].

Коректор СПГ741 сумісний з датчиками об'єму, витрати, тиску та температури газу. До нього можна підключити:

1. п'ять перетворювачів з вихідним струмовим сигналом 4-20 мА;

2. два перетворювача з імпульсним сигналом 0-18 Гц (при пасивному каскаді датчика) або 0-500 Гц (при активному каскаді);
3. два термоперетворювачі з опірною характеристикою 50П, 100П, 50М, 100М.

Коректор також підтримує додатковий вхід для підключення датчика охоронної сигналізації або загазованості приміщення. У разі відхилень вхідних сигналів або параметрів потоку газу від норми, коректор формує двохпозиційний вихідний сигнал та фіксує факт відхилення в архіві з прив'язкою до часу. Окрім того, передбачено вихідний двохпозиційний сигнал, який містить інформацію про кількість газу, що пройшов через витратомір. Однією з ключових переваг є можливість компенсації зсуву «нуля» і «діапазону» для датчиків тиску і перепаду тиску, що дозволяє здійснювати їх підстроювання на місці без доступу до регулювальних органів. Також за допомогою спеціальних налаштувань можна повністю виключити ефект «самоходу» [9].

Всі середні та сумарні значення вимірних та обчислених параметрів зберігаються в архівах з прив'язкою до конкретного дня та години. Архіви мають різну глибину зберігання:

- Годинні архіви – до 1080 годин;
- Добові архіви – до 185 діб;
- Декадні архіви – до 96 декад;
- Місячні архіви – до 48 місяців.

Особливий архів фіксує зміни в налаштуваннях коректора, а також зберігає архів нештатних ситуацій, що відбувалися протягом інтеграції. Всі архіви зберігаються в незалежній пам'яті, що гарантує надійне збереження даних навіть при виникненні несприятливих умов. Коректор живиться від вбудованої літієвої батареї, що дозволяє створювати енергонезалежні комплекти в поєднанні з малоспоживаними датчиками. Крім того, є можливість підключення зовнішнього джерела живлення (9-24 В) для забезпечення стабільної роботи. Для забезпечення безпеки та захисту від несанкціонованих змін налаштувань коректор оснащений спеціальним захисним режимом, який блокує функцію введення. Архівні дані можуть бути виведені на табло пристрою або на комп'ютер через інтерфейс RS-

232С. Також є можливість підключення модему або переносного комп'ютера через оптичний порт за допомогою адаптера. Принтер з інтерфейсом CENTRONICS підключається через адаптер, що дозволяє одночасно працювати з принтером та комп'ютером. Адаптер може бути розміщений поруч з коректором або на відстані до 2 км [9].

Основні похибки коректора:

1. $\pm 0,1\%$ (приведена) – за показами тиску;
2. $\pm 0,15^\circ\text{C}$ (абсолютна) – за показами температури;
3. $\pm 0,05\%$ (відносна) – за обчисленням об'єму та витрати газу в робочих умовах;
4. $\pm 0,05\%$ (відносна) – за розрахунками стандартних витрат і об'ємів.

Коректори СПГ761, СПГ762, СПГ763 є інтегрованими приладами, що забезпечують комплексне вирішення широкого спектру завдань, таких як:

1. комерційний облік споживання та відпуску природного та технічно важливих газів, а також стабільних і нестабільних вуглеводнів (залежно від моделі коректора);
2. контроль технологічних параметрів вимірюваного середовища;
3. організація систем диспетчеризації та контролю.

Ці коректори здійснюють безперервний моніторинг вхідних електричних сигналів та параметрів газового потоку. Усі недопустимі відхилення параметрів і сигналів фіксуються в архіві діагностичних повідомлень з відміткою часу. Однією з важливих переваг є наявність функції компенсації зсуву «нуля» і «діапазону» для датчиків тиску та перепаду тиску, що дає змогу оперативно налаштовувати їх без потреби в регулюванні з доступом до органів управління. Спеціальна налаштування дозволяє повністю виключити ефект «самоходу». Середні та сумарні значення виміряних і обчислених параметрів зберігаються в архівах із прив'язкою до розрахункового дня та години. Існують чотири типи архівів з різною глибиною зберігання:

- Годинні архіви – до 960 годин;
- Добові архіви – до 366 діб;
- Декадні архіви – до 12 місяців;

— Місячні архіви – до 24 місяців [9].

Окремий архів фіксує час роботи та перерви в електроживленні.

Коректори мають високу надійність зберігання інформації, оскільки всі архіви зберігаються в енергонезалежній пам'яті, яка забезпечує їх збереження до 12 років без підключення до живлення. Навіть в умовах, що можуть призвести до втрати працездатності коректора, збереження «погодинних зліпків» дозволяє відновити всю інформацію з точністю до однієї години. Дані вимірюваних параметрів і результатів обчислень завжди можуть бути виведені на дисплей коректора або на персональний комп'ютер. Для захисту від несанкціонованих змін даних використовується захисний режим роботи, який блокує функцію введення. Коректори сумісні з датчиками витрати, об'єму, перепаду тиску, тиску та температури газу. До них можуть бути підключені:

1. вісім перетворювачів з вихідними струмовими сигналами 0-5, 0-20 або 4-20 мА;
2. три перетворювача з частотними або число-імпульсними вихідними сигналами 0-1000 Гц;
3. три термоперетворювача з характеристиками 60П, 100П, 50М і 100М [9].

Коректор СПГ761 використовується для взаємних розрахунків між споживачами та постачальниками природного газу і обслуговує одночасно три трубопроводи. Коректор СПГ762 використовується для вимірювання та обліку технічно важливих газів, таких як повітря, кисень, азот, ацетилен, метан, природний газ та інші. Він також обслуговує три трубопроводи одночасно і має можливість виведення даних на комп'ютер, принтер або пристрій для зчитування. Коректор СПГ763 застосовується для обліку газових конденсатів та легких вуглеводнів. Він може обслуговувати три трубопроводи і також має можливість виведення даних на комп'ютер, принтер або пристрій для зчитування, подібно до СПГ761. Обчислювачі ВКГ-2 призначені для вимірювання витрати та кількості газу в складі вимірювальних комплексів природного газу [9].

Обчислювач включає:

1. вісім каналів вимірювання температури (ТСМ/ТСП-50, 100, 500);
2. вісім каналів вимірювання струму [0-5, 0(4)-20 мА];

3. вісім каналів вимірювання частоти (до 1000 Гц).

Обчислювач здійснює вимірювання, обчислення та реєстрацію таких параметрів на індикаторі та зовнішніх пристроях:

1. поточні, середньогодинні і середньодобові значення витрати в робочих та стандартних умовах;
2. підсумкові значення об'єму в робочих і стандартних умовах;
3. поточні, середньогодинні та середньодобові значення тиску, перепаду тиску та температури;
4. діагностику порушень меж параметрів газу і зміну алгоритму вимірювань згідно з заданими умовами;
5. час роботи та діагностику ситуацій, що виникають;
6. ведення календаря [8].

Для технологічного контролю на вузлі обліку обчислювач також забезпечує вимірювання, обчислення та реєстрацію тиску і перепаду тиску, а також температури. Кількість контрольованих параметрів визначається різницею між загальним числом входів (вісім для кожного параметра) і кількістю входів, використаних для вимірювань по трубопроводах. Глибина архіву середніх параметрів становить 60 діб. Підсумкові значення об'єму і налаштовувальні дані зберігаються в енергонезалежній пам'яті без обмеження часу. Налаштування обчислювача можна здійснювати через клавіатуру пристрою або за допомогою ПК. Інформація з архівів передається на зовнішні пристрої через інтерфейси RS-232, RS-485 і Centronics, такі як принтер, модем, накопичувальний пульт НП, комп'ютер. Алгоритми обчислення витрати і об'єму, приведені до стандартних умов, для діапазонів зміни параметрів газу:

1. абсолютний тиск: 0-10 МПа;
2. температура: -33 до +85 °С;
3. густина в стандартних умовах: 0,55-0,9 кг/м³;
4. сумарний вміст азоту та діоксиду вуглецю: не більше 0,15 молярних часток;
5. Разом з обчислювачем використовуються датчики параметрів газу:
витратоміри (до трьох на трубопровід) змінного перепаду, основані на

стандартних діафрагмах з лінійною або квадратичною функцією перетворення струму в діапазоні 0(4)-5(20) мА;

перетворювачі витрати будь-якого принципу дії з постійним струмом у діапазоні 0(4)-5(20) мА, пропорційно робочій витраті [9].

Обчислювачі забезпечують живлення датчиків температури, а також пасивних вихідних ланцюгів типу «замкнуто-розімкнуто» для датчиків витрати та об'єму. Вони мають спеціальні входи з захистом від брязкоту «геркона» лічильника газу. Пристрій живиться від мережі змінного струму (220 В, 50 Гц). Обчислювачі не призначені для використання в вибухонебезпечних зонах. Окрім обліку споживання газу, ВКГ-2 також здійснює реєстрацію та контроль перевищення встановлених параметрів газу. Поточні та архівні значення можуть бути виведені на табло приладу. Для архівів передбачена велика глибина зберігання (до 1500 годин), а також розширені можливості підключення принтера, модему або комп'ютера. Перенос даних на комп'ютер здійснюється за допомогою накопичувального пульта НП-3, який випускається компанією «Теплоком». Інформація з модему і накопичувального пульта обробляється комп'ютерною програмою «Клівер». Однією з переваг ВКГ-2 є можливість використовувати невикористані входи для контролю додаткових параметрів, таких як втрати тиску на фільтрі, барометричний тиск або тиск на ввіді газопроводу. У випадку великих витрат газу застосовуються системи з двома перетворювачами перепаду тиску на імпульсній системі, а для менших витрат використовуються турбінні перетворювачі. Перемикання між вимірюваннями здійснюється автоматично [10].

Єдина документація для вимірювальних комплексів газу ГСК-2 спрощує як створення нових, так і модернізацію існуючих вузлів обліку. Накопичувальний пульт НП-3 використовується для зчитування архівів та звітів з обчислювачів і передачі цієї інформації на комп'ютер для подальшої обробки чи друку. Прилад має автономне живлення за допомогою двох батарей типу АА і оснащений інтерфейсом RS-232 для підключення до обчислювачів та комп'ютера, з можливістю вибору швидкості передачі даних (1200, 2400, 9600, 19200 або 38400 бод). Збереження інформації гарантується на термін понад 20 років завдяки

вбудованій FLASH-пам'яті об'ємом 2 Мб. Час безперервної роботи складає не менше 12 годин. Накопичувач підтримує два режими роботи:

1. Знімання повного архіву (часового або добового). Після передачі даних на комп'ютер користувач отримує файли у форматі Excel, з можливістю створення звітів за будь-який період.
2. Імітація принтера. Для пристроїв з можливістю виведення звітів на принтер через RS-232 накопичувач може бути підключений замість принтера. У цьому випадку текстовий звіт зберігається у накопичувачі і потім переноситься на комп'ютер [10].

При використанні FLASH- пам'яті об'ємом 512 Кб накопичувач може зберігати до 80 текстових звітів, а також місячні архіви в добовому розрізі більш ніж з 20 приладів ВКТ-5 та годинні архіви СПГ741 – більше ніж з 12 приладів.

Габарити накопичувача складають 140x60x25 мм.

На сьогодні перевірено працездатність пульта з теплообчислювачами СПГ761 та ВТД.

Теплоенергоконтролер ТЭКОН10 виконує наступні функції:

1. Розрахунок, зберігання та архівування даних щодо інтегральних (кількість енергоносія та теплоти за годину, добу, місяць) та середніх (середньодобові та середньомісячні значення температури та тиску в трубопроводах) параметрів.
2. Архівування з глибиною: годинний архів — 64 години, добовий — 31 доба, місячний — 12 місяців.
3. Виведення на 8-розрядному семисегментному табло значень вимірюваних, розрахункових та архівних параметрів, а також характеристик трубопроводів і датчиків за запитом оператора.
4. Параметри вимірювань та розрахунків (тиск, температура, витрати, густина і калорійність газу) можуть бути задані споживачем під час налаштування.

Теплоенергоконтролер ТЭКОН10 здійснює самодіагностику та самоконтроль системи обліку енергоносіїв і відображає інформацію про усі наявні та потенційні відмови на табло.

Основні характеристики похибки:

1. Перетворення вхідних сигналів у фізичні величини — $\pm 0,2\%$.
2. Формування вихідних сигналів на навантаження до 1000 Ом — $\pm 0,5\%$.
3. Похибка відліку часу — ± 2 секунди на добу.
4. Збереження інформації при відключенні живлення:
5. Поточні параметри — до 1000 годин.
6. Константи та облікові дані — до 20000 годин.

Енергоспоживання: не більше 50 В·А.

Габарити: 170x300x335 мм.

Маса: не більше 6,5 кг.

Зв'язок з зовнішніми пристроями обчислювальної техніки здійснюється через ІРПС канал з передачею на струмовій петлі 20 мА (до 2 км), RS232 (до 15 м) або RS485 (до 1 км). Швидкість передачі даних може бути 300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600 бод для ІРПС, а також 19200 бод для RS-232 та RS-485.

Інтерфейс RS-232 дозволяє підключати модеми типу ИСМ 1200 або інтелектуальні модеми.

Підключення вимірювальних перетворювачів: ТЭКОН10 підтримує підключення до 21 вимірювального пристрою, зокрема:

1. 14 аналогових датчиків (манометри, датчики температури, витратоміри, терморезистори, термометри опору та ін.).
2. 7 числоімппульсних датчиків для вимірювання витрат.
3. 21 дискретний вхід для датчиків типу «сухий контакт» (кінцеві вимикачі тощо).
4. Формування вихідних сигналів:
5. Вихідні струмові сигнали (0-5, 0-20, 4-20 мА) для до 4 параметрів.
6. Дискретні керуючі сигнали (до 12 каналів) з оптоізоляцією та можливістю налаштувати керування відповідно до запитів споживача.

Реакція на зміни вхідних дискретних сигналів забезпечує від 1 до 28 станів, з яких 4 оптоізовані вбудовані у ТЭКОН10. Програми для реакції на ці зміни можуть бути налаштовані відповідно до вимог користувача. Електронний коректор об'єму газу ЕК-88/К призначений для комерційного обліку об'єму природного газу та інших неагресивних, сухих і очищених газів (одно- і

багатокомпонентних) на газорозподільних станціях, теплоенергетичних установках. Він працює з турбінними або ротаційними лічильниками газу, реєструючи низькочастотні імпульси, що пропорційні об'єму газу, який пройшов через лічильник, та здійснює перерахунок робочого об'єму в стандартні умови, обчислюючи коефіцієнт стисливості та коефіцієнт корекції. Коректор виконаний у металевому корпусі і включає електронний блок, датчик абсолютного тиску, термометр опору, 8-розрядний рідкокристалічний дисплей, 16-кнопову плівкову клавіатуру та вбудоване джерело живлення (дві літієві батареї з терміном служби 5 років). Принцип роботи базується на перерахунку робочого об'єму газу в стандартний об'єм, використовуючи методи AGA-NX19mod або AGA-NX19mod-BR.KORR.3H та коефіцієнти корекції на основі вимірних значень тиску, температури і параметрів газу [10].

Функції коректора ЕК-88/К:

1. Відображення поточних значень вимірних і розрахункових параметрів (об'єм, тиск, температура тощо) на дисплеї.
2. Виведення на запит поточних значень датчиків і обчислених параметрів (приведена витрата і об'єм).
3. Дистанційна передача параметрів через інтерфейс RS-232 за допомогою модему на принтер або комп'ютер.
4. Формування звітів про аварії, збої та нештатні ситуації.
5. Архівування основних параметрів за останні 6 місяців (робочий та стандартний об'єми, тиск, температура).
6. Періодичне опитування та розрахунок параметрів газового потоку.
7. Діагностика функціональних блоків.
8. Виведення технологічних даних на принтер та комп'ютер.
9. Зміна вихідних умов і налаштувань.
10. Технічні характеристики:
11. Діапазон вимірювання тиску: 0,8-70 бар.
12. Температурний діапазон: -10 ... +60 °С.
13. Електроживлення: 7-13 В (автономне або від зовнішнього джерела).

14. Споживаний струм: до 30 мА.

15. Похибка вимірювань:

— Тиск: не більше 0,2%.

— Температура: не більше +0,1%.

16. Вхідні параметри:

— Частота: до 1,5 Гц.

— Напруга холостого ходу: 3 В.

— Струм короткого замикання: до 3 мА.

— Поріг увімкнення: не менше 0,6 В.

— Поріг вимкнення: не більше 2,0 В.

17. Транзисторний вихід:

— Максимальна напруга: 55 В.

— Номінальний струм: 1 мА.

— Максимальна частота: 2 Гц.

18. Інтерфейс RS-232C:

— Напруга на вході: 0-55 В.

— Рівень «1»: не менше 2,0 В.

— Рівень «0»: не менше 0,5 В.

— Швидкість передачі: 4800 бод.

19. Міжповірочний інтервал: 5 років [10].

До комплекту з ЕК-88/К можуть входити вторинні прилади.

1. Прилади для збору, зчитування та передачі інформації з архіву даних (функція DS-100) коректорів ЕК-88 на місці їх установки. Їх функції включають: зчитування даних (вручну, автоматично або в діалоговому режимі) і передачу на комп'ютер інформації, що зберігається в пам'яті DS-100 (в чотирьох каналах) не менше ніж з 10 коректорів ЕК-88, програмування функцій DS-100, відображення даних архіву, а також передачу даних через інтерфейс. Електричне живлення є автономним, і прилади призначені для використання поза вибухонебезпечною зоною.

2. Модем для передачі інформації, що зберігається в архіві даних (функція DS-

100), через телефонну мережу АТС. Дані з архіву викликаються за допомогою програмного забезпечення LSM 100, яке включає в себе функції управління ідентифікаційними номерами станцій, телефонними кодами та кодами доступу. Модем дозволяє зв'язуватися з кінцевими приладами (архівами даних DS-100 і коректорами об'єму ЕК-88), викликати поточні показники коректорів, зчитувати та налаштовувати їх параметри, а також зберігати інформацію для подальшої обробки. Використовується поза вибухонебезпечною зоною.

3. Блок для електропостачання коректорів при роботі в режимі безперервного запиту даних з архіву S-100 та для відокремлення каналу серійного інтерфейсу і каналу виведення від вибухонебезпечної зони. Зовнішнє електроживлення становить 230 В (+10 ... -15%). У разі відключення зовнішнього живлення, коректори можуть працювати протягом 20 годин, при споживаній потужності 6 Вт.

4. Прилад для установки в центрах збору та обробки великих обсягів інформації. Їх функції включають: відображення даних на екрані ПК (щорічний, місячний та щоденний огляд), графічне відображення даних, запис та зберігання всіх важливих подій, а також збір даних з кількох вимірювальних станцій.

5. Прилад для зчитування та обробки поточних даних з ЕК-88. Його функції: негайне або періодичне зчитування даних на ПК, табличне та графічне відображення даних. Дозволяє зчитувати інформацію з одного коректора через серійний інтерфейс RS-232 (максимальна довжина лінії зв'язку без додаткових засобів — 300 м) і з одного або кількох коректорів через модем, підключений до АТС.

2.3 Теоретичні дослідження метрологічних характеристик лічильників газу від фізико-хімічних властивостей середовища

В результаті теоретичних досліджень встановлено, що метрологічні характеристики газових лічильників залежать від фізико-хімічних властивостей вимірюваного середовища. Тип залежності змінюється в залежності від виду

лічильника. Градувальна характеристика турбінного лічильника визначається густиною вимірюваного середовища. За умов гідравлічно подібних потоків характеристики турбінних лічильників будуть однаковими. Критерієм подібності потоків є число Рейнольдса. Тому для визначення градувальної характеристики турбінного лічильника газу в умовах експлуатації застосовується процедура, що отримала назву "балансування Рейнольдса". Ця процедура полягає у наступному: діапазон витрат досліджуваного лічильника перераховується на відповідні числа Рейнольдса, що відповідають густині та в'язкості вимірюваного середовища. Потім лічильник калібрується на повітрі при тиску, близькому до атмосферного, і будуються градувальна крива та функція коефіцієнта перетворення або похибки лічильника від числа Рейнольдса, $K=f(Re)$, $\delta=f(Re)$, або $\delta = f(Re/Re_{qmax\text{ повітря}})$ [11].

Нижня границя діапазону вимірюваних витрат визначається наступним співвідношенням:

$$q_{min\text{ газ}} = \frac{\mu_{\text{повітря}}}{\mu_{\text{газ}}} \cdot q_{min\text{ повітря}}, \quad (2.1)$$

де $\mu_{\text{повітря}}$ – динамічна в'язкість повітря; $\mu_{\text{газ}}$ – динамічна в'язкість природного газу; $q_{min\text{ повітря}}$ – мінімальна витрата для повітря; $q_{min\text{ газ}}$ – мінімальна витрата для природного газу.

Верхня границя діапазону вимірюваних витрат:

$$q_{max\text{ газ}} = q_{max\text{ повітря}} \cdot \sqrt{\frac{\rho_{\text{повітря}}}{\rho_{\text{газ}}}}, \quad (2.2)$$

де $\rho_{\text{повітря}}$, $\rho_{\text{газ}}$ – густина повітря та природного газу відповідно.

При відомій густині вимірюваного середовища за стандартних умов, густина його за робочих умов визначається:

$$\rho = \rho_N \cdot \frac{P}{P_N} \cdot \frac{T_N}{T} \cdot \frac{1}{K}, \quad (2.3)$$

де ρ_N – густина робочого середовища за стандартних умов; P , P_N , T , T_N – тиски та температури робочого середовища за робочих та стандартних умов, відповідно; K – коефіцієнт стискуваності, що визначається згідно ГОСТ 30319.2-96.

При відомій динамічній в'язкості природного газу за стандартних умов,

динамічна в'язкість для робочих умов визначається емпіричним співвідношенням:

Для високометанового газу:

$$\mu = \mu_N \cdot \frac{0,0960 \cdot T^{1,5}}{T+160} + 0,245 \cdot 10^{-9} (P - P_N), \quad (2.4)$$

де μ_N – динамічна в'язкість природного газу за стандартних умов.

Для газу з високим вмістом азоту:

$$\mu = \mu_N \cdot \frac{0,0911 \cdot T^{1,5}}{T+138} + 0,234 \cdot 10^{-9} (P - P_N), \quad (2.5)$$

Динамічна в'язкість повітря за стандартних умов становить $18,2 \cdot 10^{-6}$ Па·с, густина $1,2$ кг/м³; динамічна в'язкість метану за стандартних умов становить $11,6 \cdot 10^{-6}$ Па·с, густина – $0,7$ кг/м³. Тому для побудови градуювальної характеристики роторного лічильника газу для умов відмінних від умов градуювання розраховуються нижня і верхня границі вимірюваних витрат. До точки $0,2q_{max}$: градуювальні характеристики при різних умовах майже не відрізняються. Проміжні точки градуювальної характеристики від $0,2q_{max}$ до q_{max} визначаються шляхом інтерполяції. За результатами теоретичних досліджень сформовано принципи визначення градуювальних характеристик лічильників газу при їх роботі на природному газі при різних тисках за результатами їх градуювання на повітрі [11].

3 РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИКИ ВИКОНАННЯ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ЛІЧИЛЬНИКІВ ГАЗУ НА ПРИРОДНОМУ ГАЗІ

На основі результатів теоретичних досліджень, проведених за допомогою установки на природному газі, була розроблена методика для проведення експериментальних досліджень газових лічильників. Експериментальні дослідження лічильників газу на природному газі мають на меті перевірку їх метрологічних характеристик при експлуатації в умовах, що відрізняються від умов повірки.

3.1 Експериментальні дослідження та визначення градуувальної характеристики лічильника газу для певних умов вимірювання

Основою експериментальних досліджень є порівняння результатів вимірювань робочих еталонів об'єму газу та досліджуваного лічильника. Дослідження лічильників газу проводяться на калібрувальній установці, що використовує робочі еталони об'єму газу, які працюють на природному газі. Процес дослідження полягає в порівнянні об'ємів газу, приведених до стандартних умов, обчислених за показами робочого еталона та лічильника, шляхом пропускання контрольного об'єму газу через робочий еталон і лічильник [12].

Похибку лічильника визначають, як:

$$\delta = \frac{V_{NЛ} - V_{NPE}}{V_{NPE}} \cdot 100, \quad (3.1)$$

де $V_{NЛ}$, V_{NPE} – об'єм газу за стандартних умов, визначений за показами лічильника, що досліджується та робочого еталона, відповідно.

Для визначення метрологічних характеристик лічильників газу робочі еталони повинні працювати при еквівалентному лічильнику режимі потоку. Режим потоку характеризується числом Рейнольдса:

$$Re = \frac{4 \cdot \rho \cdot q}{D \cdot 3600 \cdot \pi \cdot \mu}, \quad (3.2)$$

де ρ – густина робочого середовища; D – діаметр умовного проходу трубопроводу; μ – динамічна в'язкість робочого середовища; q - задане значення витрати.

В'язкість природного газу сильно залежить від температури і густини газу при низьких тисках. Залежність в'язкості від тиску виражена слабо. Динамічна в'язкість природного газу при тисках до 0,5 МПа розраховується за формулою:

$$\mu_T = 3,24 \cdot \frac{T^{0,5} + 1,37 - 9,09 \cdot \rho_c^{0,125}}{\rho_c^{0,5} + 2,08 - 1,5(x_{N_2} + x_{CO_2})}, \quad (3.3)$$

де μ_T виражено в мкПа·с; T – температура природного газу, К; ρ_c - густина природного газу за стандартних умов, кг/м³; x_{N_2} , x_{CO_2} - вміст азоту та двооксиду вуглецю, відповідно, %.

Наведена формула справедлива в діапазоні температур від 240 до 360 К. Похибка визначення в'язкості ля природного газу складає 3% [12].

Як підкреслювалось в попередніх розділах, градууювальна характеристика робочого еталона об'єму газу турбінного типу повинна бути представлена у виді $K=f/(Re)$. Методика описує послідовність проведення досліджень та порядок обробки отриманих результатів вимірювань. На основі результатів досліджень складається протокол. Дослідження лічильників газу проводяться на калібрувальній установці, яка використовує робочі еталони об'єму газу, що працює на природному газі. Процес дослідження полягає в порівнянні об'ємів газу, приведених до стандартних умов, обчислених за допомогою показів робочого еталона та досліджуваного лічильника, під час пропускання контрольного об'єму газу через обидва елементи [12].

Похибку лічильника визначають, як:

$$\delta = \frac{V_{NЛ} - V_{NPE}}{V_{NPE}} \cdot 100, \quad (3.4)$$

де $V_{NЛ}$, V_{NPE} – об'єм газу за стандартних умов, визначений за показами лічильника, що досліджується та робочого еталона, відповідно.

Об'єм газу приведений до стандартних умов визначають за формулою:

$$V_N = V_P \cdot \frac{P \cdot T_N}{P_N \cdot T \cdot K}, \quad (3.5)$$

де V_P – об'єм газу за робочих умов; P , P_N , T , T_N – тиски та температури робочого середовища за робочих та стандартних умов, відповідно; K – коефіцієнт стискуваності, що визначається згідно ГОСТ 30319.2-96.

Дослідження лічильників проводяться за кількох значень об'ємних витрат згідно нормативних та експлуатаційних документів на лічильники газу [12].

Значення об'ємної витрати розраховується за робочих умов:

$$q = \frac{V_{PE} \cdot 3600}{t}, \quad (3.6)$$

де t – час проходження контрольної дози робочого середовища V_{PE} .

Для визначення метрологічних характеристик лічильників газу робочі еталони повинні працювати при еквівалентному лічильнику режимі потоку. Режим потоку характеризується числом Рейнольдса:

$$Re = \frac{4 \cdot \rho \cdot q}{D \cdot 3600 \cdot \pi \cdot \mu}, \quad (3.7)$$

де ρ – густина робочого середовища, кг/м³; D – діаметр умовного проходу трубопроводу, м; μ – динамічна в'язкість робочого середовища, Па·с; q - задане значення витрати, м³/год.

Похибка визначення числа Рейнольдса не перевищує 5%. Для визначення числа Рейнольдса необхідно визначити або виміряти густину вимірюваного середовища та його динамічну в'язкість. При відомій густині вимірюваного середовища за стандартних умов, густина його за робочих умов визначається [12]:

$$\rho = \rho_N \cdot \frac{P}{P_N} \cdot \frac{T_N}{T} \cdot \frac{1}{K}, \quad (3.8)$$

де ρ_N – густина робочого середовища за стандартних умов.

Динамічна в'язкість природного газу при тисках до 0,5 МПа розраховується за формулою:

$$\mu_T = 3,24 \cdot \frac{T^{0,5} + 1,37 - 9,09 \cdot \rho_c^{0,125}}{\rho_c^{0,5} + 2,08 - 1,5(x_{N_2} + x_{CO_2})}, \quad (3.9)$$

де μ_T виражено в мкПа·с; T – температура природного газу, К; ρ_c – густина природного газу за стандартних умов, кг/м³; x_{N_2} , x_{CO_2} – вміст азоту та двооксиду вуглецю, відповідно, %.

Динамічна в'язкість повітря за стандартних умов становить $18,2 \cdot 10^{-6}$ Па·с, густина 1,2 кг/м³; Динамічна в'язкість метану за стандартних умов становить $11,6 \cdot 10^{-6}$ Па·с, густина – 0,7 кг/м³.

3.2 Вимоги до засобів вимірювальної техніки

Для досліджень лічильників газу на природному газі використовуються калібрувальні установки з робочими еталонами роторного та турбінного типів, що працюють на природному газі. Калібрувальні установки встановлюються на байпасах діючих газорозподільних станцій. Вони повинні бути атестовані Головною організацією з вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу. Діапазон об'ємних витрат, що відтворюються калібрувальною установкою, має покривати діапазон робочих витрат випробовуваного лічильника газу. Межі основної допустимої відносної похибки передачі одиниці об'єму калібрувальної установки не повинні перевищувати 0,4%. У експлуатаційних документах (ЕД) на засоби вимірювання та технічні засоби, що використовуються під час випробувань, повинна бути зазначена дійсна відмітка (свідоцтво) про повірку згідно з ДСТУ 2708 або державну метрологічну атестацію згідно з ДСТУ 3215. Градуєвальні характеристики робочих еталонів турбінного типу повинні бути представлені у вигляді $K = f(\text{Re})$, а роторного типу – у вигляді $K = f(q)$ [12].

3.2.1 Вимоги до установки лічильника газу

Лічильник газу має бути встановлений між двома прямими ділянками трубопроводу з круглим перерізом, що мають такий самий умовний внутрішній

діаметр D_y , як і у самого лічильника газу. Кожну ділянку трубопроводу вважають круглою, якщо її внутрішній діаметр, виміряний найближче до лічильника газу, відрізняється від середнього діаметру не більше ніж на 1 %. Довжина прямих ділянок трубопроводу повинна відповідати вимогам технічної документації на лічильники газу. У разі використання струменевипрямляча довжина прямої ділянки трубопроводу перед лічильником газу може бути зменшена до $5 \cdot D_y$ [12].

3.2.2 Умови проведення досліджень

Випробування здійснюються за такими умовами:

1. Температура навколишнього середовища: (20 ± 2) °С;
2. Атмосферний тиск: від 84,6 до 106 кПа;
3. Вологість повітря: до 80 %;
4. Робоче середовище: природний газ;
5. Температура робочого середовища: (20 ± 2) °С;
6. Зміна температури робочого середовища протягом одного вимірювання не більше 0,5 °С;
7. Зміна тиску робочого середовища під час одного вимірювання не більше 0,1 % від значення робочого тиску [13].

Після встановлення лічильника на калібрувальній установці потрібно пропускати газ через лічильник при номінальній витраті не менше ніж 5 хвилин для досягнення термічного зрівноваження газу та корпусу лічильника. Дослідження лічильника газу проводяться тільки за умови, що робочий тиск не перевищує допустимий робочий тиск лічильника. Перед початком випробувань визначають густину та динамічну в'язкість робочого середовища за стандартних умов. Діапазон об'ємних витрат, в межах яких проводяться випробування, перераховується в відповідний діапазон чисел Рейнольдса згідно з формулою (4), окремо для умов робочого еталона і лічильника [13].

Далі проводиться безпосередньо дослідження за витратами відповідно до нормативних документів або технічного завдання на лічильники газу. На кожній

витраті проводиться не менше трьох вимірювань. Під час кожного вимірювання фіксуються значення об'ємної витрати, розраховані числа Рейнольдса для умов робочого еталона та лічильника, а також тиск і температура на робочому еталоні та лічильнику, що випробовується [13].

Результати вимірювань заносяться в протокол (див. Додаток).

3.2.3 Обробка результатів досліджень

Обробка результатів випробувань виконується безпосередньо після закінчення випробувань.

За результатами кожного випробування визначаються:

- 1) Розраховується усереднене значення об'ємної витрати:

$$q = \frac{V_{PE} \cdot 3600}{t}, \quad (3.10)$$

де t – час проходження контрольної дози робочого середовища V_{PE} (визначається за результатами вимірювання робочого еталона).
Число Рейнольдса для умов робочого еталона (тільки турбінного типу):

$$Re_{PE} = \frac{4 \cdot \rho \cdot q}{D_{PE} \cdot 3600 \cdot \pi \cdot \mu}, \quad (3.11)$$

де D_{PE} – діаметр умовного проходу робочого еталона, м.

За розрахованим числом Рейнольдса для робочого еталона турбінного типу розраховується відповідне значення коефіцієнта перетворення із градуовальної характеристики $K=f(Re)$.

- 2) Розраховується об'єм за робочих умов за результатами вимірювань робочого еталона турбінного типу:

$$V_{PPE} = \frac{N}{K(Re)}, \quad (3.12)$$

де N – кількість імпульсів отриманих з робочого еталона.

Для робочого еталона роторного типу:

$$V_{PPE} = \frac{N}{K(q)}, \quad (3.13)$$

Число Рейнольдса для умов лічильника:

$$Re_L = \frac{4 \cdot \rho \cdot q}{D_L \cdot 3600 \cdot \pi \cdot \mu}, \quad (3.14)$$

де D_L – діаметр умовного проходу досліджуваного лічильника, м.

Розраховуються коефіцієнти стискуваності робочого середовища для умов лічильника та робочого еталона

3) Розраховується об'єм газу за стандартних умов за результатами вимірювань робочого еталона:

$$V_{NPE} = V_{PPE} \cdot \frac{P \cdot T_N}{P_N \cdot T \cdot K}. \quad (3.15)$$

Об'єм газу виміряний лічильником визначається, як:

$$V_{PL} = V_{L_{кін}} - V_{L_{поч}}, \quad (3.16)$$

де $V_{L_{кін}}$, $V_{L_{поч}}$ – кінцеве і початкове значення об'єму газу на відліковому пристрої досліджуваного лічильника газу, відповідно, м³;

Розраховується об'єм газу за стандартних умов, виміряний лічильником:

$$V_{NL} = V_{PL} \cdot \frac{P \cdot T_N}{P_N \cdot T \cdot K}. \quad (3.17)$$

Розраховується похибка лічильника газу за відповідних значень об'ємної витрати за робочих умов і числа Рейнольдса, розрахованого для умов лічильника:

$$\delta = \frac{V_{NL} - V_{NPE}}{V_{NPE}} \cdot 100. \quad (3.18)$$

4 МЕТРОЛОГІЧНИЙ АНАЛІЗ КАЛІБРУВАЛЬНОЇ УСТАНОВКИ НА ПРИРОДНОМУ ГАЗІ

Метрологічний аналіз калібрувальної установки слід проводити за наступних умов:

- температури робочого середовища і навколишнього повітря (20 ± 2) °С;
- відносна вологість навколишнього повітря до 80 %;
- атмосферний тиск від 84,0 до 106,7 кПа;
- зміна температури робочого середовища, що протікає через робочий еталон газу та досліджуваний лічильник газу протягом одного вимірювання, не більше 0,5°С;
- зміна температури повітря в приміщенні не більше 2°С протягом 8 годин та не більше 0,5°С протягом однієї години;
- відсутність вібрації, трясіння, магнітних полів (крім земних), які впливають на роботу калібрувальної установки;
- використання природного газу в якості робочого середовища [14].

4.1 Метрологічне дослідження каналів вимірювання тиску

Метрологічне дослідження каналів вимірювання тиску калібрувальної установки ведуть у наступній послідовності. Від'єднують ЗВТ тиску від калібрувальної установки і під'єднують їх до вантажопоршневого манометра МП-6 згідно додатку Г. Тиск в діапазоні від 0 до 600 кПа задається і вимірюється манометром МП-6. Задають манометром МП-6 певне значення тиску і підтримують його протягом часу, необхідного для опитування комп'ютером не менше 20 разів. Проводять запис не менше 20 значень тиску, виміряних ЗВТ тиску, що входять в комплект калібрувальної установки. Операцію запису значень тиску (розрідження) рекомендується проводити програмно за допомогою ПЕОМ. Після цього тиск в системі змінюють і створюють інше значення тиску. Кількість досліджуваних значень тиску повинна бути не менше 6, наприклад в діапазоні

вимірювань тиску від 0 до 600 кПа: 100; 200; 300; 400; 500; та 600 кПа [14].

За одержаними значеннями тиску (розрідження) обчислюють середнє арифметичне значення тиску (розрідження) для кожного ЗВТ тиску повірочної установки за формулою:

$$\bar{P}_j = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ij}}{n}, \quad (4.1)$$

де P_{ij} – значення тиску (розрідження) для i -го ЗВТ тиску при j -заданому значенні, Па; n - кількість вимірювань.

Обчислюють величину СКВ за формулою:(4.2)

$$\sigma_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_{ij} - \bar{P}_j)^2}{n-1}} \quad (4.2)$$

Обчислюють систематичну похибку кожного ЗВТ тиску:

$$\Delta P_{ci} = P_{ij} - P_{задj}, \quad (4.3)$$

де P_{ij} – значення тиску (розрідження) для i -го ЗВТ тиску при j -заданому значенні, Па; $P_{задj}$ – j -задане значення тиску (розрідження), Па.

4.2 Метрологічний аналіз каналів вимірювання температури

Проводять демонтаж ЗВТ температури калібрувальної установки і занурюють їх у ванну термостата згідно додатку Д. Задають одне із значень температури. Термостат витримують при заданій температурі протягом часу, що вказаний в паспорті на термостат. Після стабілізації температури проводять запис не менше 20 значень температури, виміряних ЗВТ температури, що входять в комплект калібрувальної установки. Контроль температури ведуть за допомогою термометра ртутного ТЛ-4 або термометра термостата. Операцію запису значень температури рекомендується проводити програмно за допомогою ПЕОМ. Метрологічний аналіз каналу вимірювання температури проводять за наступних значень температур: 15, 17, 19, 20, 21, 23 та 25 °С з відхиленням $\pm 0,2$ °С [14].

За одержаними значеннями температури обчислюють середнє арифметичне значення температури для кожного ЗВТ температури калібрувальної установки за формулою:

$$\bar{T}_j = \frac{\sum_{i=1}^n T_{ij}}{n}, \quad (4.4)$$

де T_{ij} – значення температури для i -го ЗВТ температури при j -заданому значенні, °С; n – кількість вимірювань.

Обчислюють величину СКВ за формулою (4.5)

$$\sigma_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (T_{ij} - \bar{T}_j)^2}{n-1}}, \quad (4.5)$$

Обчислюють систематичну похибку кожного ЗВТ тиску:

$$\Delta T_{ci} = T_{ij} - T_{задj}, \quad (4.6)$$

де T_{ij} – значення температури для i -го ЗВТ тиску при j -заданому значенні, °С; $T_{задj}$ – j -задане значення температури, °С.

Калібрувальну установку перевіряють на герметичність шляхом створення надлишкового тиску повітря з лічильником газу, що калібрується, і робочими еталонами об'єму газу, або відповідно до ЕД калібрувальної установки. Для перевірки герметичності, вхід і вихід установки закривають, під'єднують вантажопоршневий манометр МП-6 і створюють в установці надлишковий тиск, що дорівнює найбільшому робочому тиску, при якому проводиться калібрування лічильників. Потім герметизують вхід і вихід установки, і витримують її протягом 30 хвилин. Під час перевірки герметичності зміна температури робочого середовища не повинна перевищувати 0,2°С. Калібрувальну установку вважають герметичною, якщо за останні 10 хвилин перевірки покази ЗВТ тиску не змінилися, або витік повітря з установки не перевищує дві величини: 0,1 дм³/год, або об'єм, що не перевищує 0,1% від пропущеного об'єму за найменшого значення об'ємної витрати. Функціонування калібрувальної установки перевіряють разом із лічильником газу, встановленим на установці. Відповідно до ТД під'єднують ЗВТ тиску, що призначені для визначення втрати тиску на лічильнику[14].

За допомогою ЕД перевіряють:

1. можливість регулювання об'ємної витрати через монітор ПЕОМ;
2. можливість вимірювання контрольного об'єму природного газу;
3. можливість вимірювання втрати тиску на лічильнику, що

калібрується;

4. можливість вимірювання температури перед або після лічильника.
5. Функціонування установки вважається задовільним, якщо:
6. забезпечується регулювання об'ємної витрати у всьому діапазоні витрат лічильника;
7. проводиться вимірювання контрольного об'єму газу;
8. вимірюється тиск і температура перед робочими еталонами об'єму газу та лічильником [14].

4.3 Визначення стабільності температури та тиску

Визначення стабільності тиску та температури проводять за максимальної, мінімальної та середньої витрати. Дослідження проводять при встановленому лічильнику, що калібрується. Під час досліджень записуються покази каналів вимірювання тиску та температури [14].

За результатами досліджень обчислюються:

а) середні арифметичні значення відповідних параметрів:

$$\bar{T}_i = \frac{\sum_{i=1}^n T_{ij}}{n}, \bar{P}_i = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ij}}{n} \quad (4.7)$$

де T_{ij} , P_{ij} – i -миттєве значення тиску та температури при j -досліджуваній витраті, °С, Па, n – кількість вимірювань.

б) похибку із-за нестабільності тиску:

$$\delta_{\text{нест.}P_j} = \frac{(P_{\max} - P_{\min})}{\bar{P}_i} \cdot 100\% \quad (4.8)$$

З множини значень похибки вибирають найбільше.

в) похибку із-за нестабільності температури:

$$\delta_{\text{нест.}T_j} = \frac{(T_{\max} - T_{\min})}{\bar{T}_i + 273,15} \cdot 100\% \quad (4.9)$$

Аналогічно, з множини значень похибки вибирають найбільше значення.

4.4 Визначення похибки передачі розміру одиниці об'єму газу до ЗВТ об'єму газу

Визначення НСП та СКВ передачі одиниці об'єму газу. Сума НСП передачі калібрувальною установкою одиниці об'єму газу:

$$\Sigma \theta = 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta_{PE}}{100}\right)^2 + 2 \cdot \left(\frac{\partial V}{\partial T} \cdot \Delta T_E\right)^2 + 2 \cdot \left(\frac{\partial V}{\partial P} \cdot \Delta P_E\right)^2 + \left(\frac{\partial V}{\partial T} \cdot \Delta T_C\right)^2 + \left(\frac{\partial V}{\partial P} \cdot \Delta P_C\right)^2}, \quad (4.10)$$

де δ_{PE} – довірчі границі основної відносної похибки робочого еталону об'єму газу, %;

ΔT_E – абсолютна похибка робочого еталону температури (термостату), за допомогою якого проводилась атестація каналів вимірювання температури, °С;

ΔP_E – абсолютна похибка робочого еталону тиску, за допомогою якого проводилась атестація каналів вимірювання тиску, Па;

ΔT_C – максимальна абсолютна систематична похибка ЗВТ температури калібрувальної установки, °С (п. 3.3.3);

ΔP_C – максимальна абсолютна систематична похибка ЗВТ тиску калібрувальної установки, Па (п. 3.3.2);

$\partial V/\partial T$, $\partial V/\partial P$ – коефіцієнти впливу вимірюваних величин на величину об'єму газу.

Зміна температури на 1 °С зумовлює зміну об'єму на $\approx 0,34\%$, тобто $\partial V/\partial T = 3,4 \cdot 10^{-3}$. Зміна тиску на 1Па зумовлює зміну об'єму на $\partial V/\partial P = 1/P_{\text{роб}}$, де $P_{\text{роб}}$ – робочий тиск вимірюваного середовища, Па.

З врахуванням величини коефіцієнтів впливу формула (5.7) запишеться в наступному вигляді:

$$\Sigma \theta = 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta_{PE}}{100}\right)^2 + 2 \cdot (3,4 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T)^2 + 2 \cdot \left(\frac{1}{P_{\text{роб}}} \cdot \Delta P\right)^2 + (3,4 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_C)^2 + \left(\frac{1}{P_{\text{роб}}} \cdot \Delta P_C\right)^2}, \quad (4.11)$$

СКВ передачі калібрувальною установкою одиниці об'єму газу:

$$S = \sqrt{(3,4 \cdot 10^{-3} \cdot \sigma_{T1})^2 + (3,4 \cdot 10^{-3} \cdot \sigma_{T2})^2 + \left(\frac{\partial V}{\partial P} \cdot \sigma_{P1}\right)^2 + \left(\frac{\partial V}{\partial P} \cdot \sigma_{P2}\right)^2 + \delta_{\text{нест.Т}}^2 + \delta_{\text{нест.Р}}^2 + 2 \cdot \delta_{\text{К}}^2 + \delta_{\text{апр.Ре}}^2} \quad (4.12)$$

де σ_{T1} , σ_{T2} , σ_{P1} , σ_{P2} – максимальні значення СКВ результатів вимірювання відповідних параметрів, $\delta_{\text{К}}$ – похибка обчислення коефіцієнта стискуваності газу, %, $\delta_{\text{апр.Ре}}$ – похибка апроксимації градувальної кривої робочого еталона об'єму газу за числом Рейнольдса (приймається рівною 0,2%).

Середнє квадратичне відхилення (СКВ) суми невиключених систематичних похибок (НСП) і випадкових похибок передачі одиниці об'єму газу калібрувальною установкою обчислюють за формулою [14]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S^2 + S_{\Theta}^2}, \quad (4.13)$$

де S – середньоквадратичне відхилення суми випадкових похибок; S_{Θ} – середньоквадратичне відхилення суми НСП, $S_{\Theta} = \sqrt{1/3 \sum \theta^2}$.

Границі відносної похибки передачі розміру одиниці об'єму газу до ЗВТ об'єму газу визначаються за наступною формулою [14]:

$$\delta = \pm t_{\Sigma} \cdot S_{\Sigma} \cdot 100\%, \quad (4.14)$$

$$\text{де } t_{\Sigma} = \frac{\sum \theta + t \cdot S}{S_{\Theta} + S}, \quad (4.15)$$

t – квантиль нормального розподілу для відповідної довірчої ймовірності (при довірчій ймовірності $P=0,95$, $t=1,96$).

Сумарна похибка калібрувальної установки на всьому діапазоні витрат не перевищує $\pm 0,4$ %.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Законодавче та нормативне регулювання питань охорони праці

В Україні показники загибелі та травматизму на виробництві на кожні 100 тисяч працівників утричі перевищують рівень Японії та вдвічі — Німеччини. Загалом, імовірність отримати виробничу травму чи захворювання професійного характеру в Україні у 5–8 разів вища, ніж у більшості промислово розвинених країн Європейського Союзу. Кількість нещасних випадків на виробництві зменшилася на 13% порівняно з попереднім роком, а смертельні випадки скоротилися на 14%. Зниження таких випадків зафіксовано практично в усіх галузях економіки. Особливо помітне покращення спостерігається у вугільній промисловості — найбільш травмонебезпечній галузі — де рівень травматизму протягом останніх років стабільно знижується приблизно на 10%.

З огляду на це, надзвичайно важливо вдосконалювати законодавчі механізми, які регулюють питання охорони праці. Законодавство України у цій сфері являє собою комплекс взаємопов'язаних нормативно-правових документів, які визначають правові, соціально-економічні, технічні, санітарно-гігієнічні та профілактичні заходи, спрямовані на збереження здоров'я та працездатності працівників. Основу цієї системи складають Закон України «Про охорону праці», Кодекс законів про працю, Закон «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування» та інші нормативні акти, прийняті на їхній основі. Всі ці норми ґрунтуються на конституційному праві громадян на безпечні й здорові умови праці, закріпленому в статті 43 Конституції України.

5.2 Організація роботи з охорони праці на підприємствах газової галузі.

У межах галузевої угоди між НАК "Нафтогаз України" та Профспілкою працівників газових господарств України передбачено, що сторони зобов'язуються виконувати такі завдання:

— домагатися повного дотримання вимог чинного законодавства, умов галузевої угоди та положень колективних договорів щодо створення безпечних і здорових умов праці на виробництві;

— забезпечити профспілковим представникам підприємств можливість здійснювати громадський контроль за дотриманням норм охорони праці. Це включає нагляд за створенням безпечних і нешкідливих умов праці, належними побутовими умовами для працівників, а також своєчасним забезпеченням їх засобами колективного та індивідуального захисту.

Здійснювати узгодження діяльності підприємств газового господарства у таких напрямках:

— впровадження безпечних технологій і сучасного обладнання з метою створення належних і безпечних умов праці;

— забезпечення дотримання вимог безпеки під час експлуатації систем газопостачання, зокрема виконання норм щодо вогнебезпечних робіт, роботи з посудинами під тиском, вантажопідіймальними механізмами, правил пожежної безпеки та безпеки дорожнього руху;

— регулярний щотижневий розгляд питань охорони праці на виробничих нарадах із залученням представників профспілок і, за згодою, органів державного нагляду за охороною праці;

— системне проведення навчань і тренувань з безпечного виконання газонебезпечних робіт та відпрацювання навичок з ліквідації аварійних ситуацій;

— контроль за станом автогосподарств із акцентом на виконання графіків техогляду, випуску автотранспорту на лінію, організацію медоглядів водіїв, а також наявність необхідних запчастин, інструментів, вогнегасників, медикаментів і засобів індивідуального захисту;

— забезпечення дотримання вимог Положень про організацію навчання працівників у сфері газопостачання та участь у конкурсах аварійно-диспетчерських бригад;

— своєчасне проведення атестації робочих місць за умовами праці з метою зниження шкідливості, підвищення безпеки та надання пільг і компенсацій, передбачених законодавством і угодою;

— надання працівникам, згідно з державними нормами, лікувально-профілактичного харчування, молока або його замінників, миючих і знезаражувальних засобів, а також солоної газованої води;

— безоплатне проведення медичних оглядів (попередніх і періодичних) для працівників, зайнятих на важких та шкідливих роботах, молоді до 21 року та осіб, для яких медичний стан є визначальним у професійному доборі.

Здійснювати свої функції в сфері охорони праці відповідно до положень Закону України «Про охорону праці», зокрема:

— реалізовувати «Комплексні заходи» для досягнення встановлених нормативів безпеки, гігієни праці та умов виробничого середовища, підвищення рівня охорони праці й запобігання нещасним випадкам, профзахворюванням та аваріям у сфері газопостачання і газифікації;

— вести облік нещасних випадків і професійних захворювань, аналізувати їх причини, розробляти профілактичні заходи та контролювати їх реалізацію;

— оновлювати нормативно-правову базу з охорони праці, за потреби вносити пропозиції до державних органів щодо змін або доповнень до чинних норм і правил;

— сприяти забезпеченню підприємств актуальними нормативно-правовими документами з питань охорони праці;

— організовувати навчання і перевірку знань керівників та фахівців, які відповідають за безпечне проведення робіт;

— виконувати заходи, спрямовані на покращення безпеки, гігієни праці та умов на виробництві;

— розглядати питання притягнення до відповідальності керівників, які не виконали вимоги законодавства чи положення угоди щодо охорони праці.

У співпраці з підприємствами забезпечити:

- страхування працівників згідно з Законом України «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування»;
- надання додаткових оплачуваних відпусток працівникам, що працюють у шкідливих чи важких умовах, мають ненормований робочий день або виконують роботу, що потребує значного психоемоційного чи інтелектуального напруження (тривалість відпустки визначається у колективному договорі залежно від умов праці й тривалості роботи у таких умовах);
- виплату матеріальної допомоги під час щорічної відпустки відповідно до положень колективного договору;
- створення умов для занять фізкультурою і спортом, а також для участі в спортивних та творчих заходах підприємства чи галузі;
- обов'язкове фінансування культурно-масової, спортивної й оздоровчої роботи профспілкових організацій у розмірі не менше 1% фонду оплати праці з віднесенням цих витрат до валових;
- створення (за потреби) централізованого фонду або акумуляція коштів для оздоровлення працівників у власних санаторіях;
- організацію гарячого харчування для працівників згідно з чинними нормами та умовами колективного договору;
- залучення молоді до роботи на підприємстві та передбачення у колективних угодах заходів щодо соціального захисту молодих працівників і розвитку молодіжної активності.

5.3 Оцінки та прогнозування техногенного впливу на довкілля.

Аналіз стану навколишнього середовища в приземному шарі атмосфери певного району здійснювався на основі карт, які відображають розподіл концентрацій шкідливих речовин, коефіцієнтів концентрації, рівнів екологічної небезпеки, а також сумарного індексу забруднення [18].

Загальний алгоритм проведення екологічного аналізу ризиків для об'єктів газотранспортної інфраструктури можна подати так:

- виявлення ризиків;
- встановлення джерел цих ризиків;

- визначення чинників, що впливають на екологічну безпеку;
- встановлення об'єктів, які можуть зазнати впливу;
- розробка та реалізація заходів з управління ризиками.

Чинники, що можуть спричинити аварії на газопроводах, поділяються на дві основні категорії: техногенні та природні.

Техногенні фактори включають:

- дефекти трубопроводу;
- помилки під час монтажу;
- порушення при дотриманні проєктного профілю траншеї;
- пошкодження внаслідок земляних робіт тощо.

Для мінімізації цих загроз необхідно дотримуватись технологічних стандартів і регулярно проводити технічну діагностику.

Природні чинники охоплюють:

- різновиди корозії;
- механічну дію ґрунтів.

Їхній вплив залежить від регіональних характеристик місцевості, зокрема температури та вологості ґрунту, які визначаються морфологією рельєфу.

Таким чином, виникає потреба у розрахунку зони можливого вибуху й дальності поширення газової хмари під час аварійної ситуації на магістральному газопроводі. Варто враховувати, що у разі розгерметизації трубопроводу витік газу відбувається ще до моменту спрацювання або перекриття запірної арматури, після чого газ продовжує виходити з пошкодженої ділянки, яка вже відсічена. У місцях пошкодження витік іде під високим тиском у навколишнє середовище, що створює потенційно небезпечну ситуацію.

У разі розгерметизації газопроводу метан швидко піднімається вгору, тоді як інші гази або їхні суміші залишаються в приземному шарі атмосфери. Після змішування з повітрям ці гази формують вибухонебезпечну хмару. Щоб забезпечити безпеку працівників, які виконують роботи на газопроводах, необхідно обов'язково оснащувати їх засобами індивідуального захисту органів дихання відповідно до вимог НПАОП 0.00-1.04-07 [19].

За статистичними даними, приблизно 80 % аварій на газопроводах супроводжуються спалахами та вибухами. Пожежо-вибухова загроза виникає вже тоді, коли об'ємна частка метану в повітрі перевищує 5 %. У разі аварії горіння може проходити в одному з двох режимів: повільному (дефлеграційному) або вибуховому (детонаційному). Для оперативної оцінки ситуації зазвичай передбачається найнебезпечніший – детонаційний – сценарій розвитку подій.

Щоб передбачити масштаби можливого техногенного впливу на навколишнє середовище, потрібно розрахувати низку відповідних параметрів. Методика оцінювання й прогнозування такого впливу описана нижче [18].

Відстань, на яку розповсюджується хмара вибухонебезпечної суміші в напрямку вітру, визначається за емпіричною формулою:

$$L = 25 \sqrt{\frac{M}{V}} \text{ (м)} \quad (5.1)$$

де M – масовий секундний розхід газу, кг/с; 25 – коефіцієнт пропорційності; V – швидкість вітру, м/с.

При цьому межа зони детонації радіусом r_0 у результаті витоку газу у випадку розгерметизації газопроводу визначається як:

$$r_0 = 12,5 \sqrt{\frac{M}{V}} \text{ (м)} \quad (5.2)$$

Масовий секундний розхід газу M із газопроводу для критичного режиму витоку, коли основні його параметри (витрата та швидкість витоку) залежать тільки від параметрів розгерметизованого трубопроводу, розраховується за виразом:

$$M = \psi \cdot F \cdot \mu \sqrt{\frac{P_r}{V_r}} \quad (5.3)$$

де ψ – коефіцієнт, який враховує розхід газу від стану витоку (для звукової швидкості витоку $\psi = 0,7$); F – площа отвору витоку, яка приймається рівною площі січення трубопроводу, m^2 ; μ – коефіцієнт розходу газу, який враховує форму отвору (для розрахунків приймається рівним $0,8$); P_r – тиск газу в газопроводі, Па; V_r – питомий об'єм транспортованого газу, який визначається з рівняння:

$$V_r = R_0 \frac{T}{P_r} (m^3) \quad (5.4)$$

де T – температура транспортованого газу (К – Кельвін); R_0 – питома газова стала, яка визначається за даними часткового вмісту газу q_k і молярних мас компонентів суміші із співвідношення:

$$R_0 = 8314 \cdot \sum_{k=1}^n \frac{q_k}{m_k} \quad (5.5)$$

де $8,314$ – універсальна газова стала, Дж/(кмоль · К); m_k – молярна маса компонентів, (кг/кмоль); n – кількість компонентів.

Під час прогнозування наслідків аварій на газопроводах зона можливого детонаційного впливу визначається з урахуванням напрямку вітру: вважається, що межа цієї зони простягається від місця витоку газу в напрямку вітру на відстань, що дорівнює подвоєному радіусу умовної хмари ($2r_0$) [21].

Якщо проводиться попереднє (завчасне) прогнозування, то зона детонації розглядається як смуга, що тягнеться вздовж траси газопроводу, причому її ширина становить $2r_0$ з обох боків. Це пов'язано з тим, що поширення вибухонебезпечної газової хмари може відбуватися у будь-якому напрямку, залежно від поточних метеоумов, зокрема напрямку вітру.

Для розрахунків приймається, що температура газу в трубопроводі становить $40^\circ C$. У випадку відсутності точних даних щодо складу природного газу можна використовувати типовий склад: метан — 90 %, етан — 4 %, пропан — 2 %, н-бутан — 2 %, ізопентан — 2 %.

Здійснення розрахунків

Для знаходження масової секундної витрати газу M із газопроводу для критичного режиму витоку, необхідно спершу порахувати площу отвору витоку,

яка приймається рівною площі січення трубопроводу. Оскільки площа буде нам необхідна для розрахунку питомої газової сталі:

$$F = \pi r^2 \text{ (м}^2\text{)} \quad (5.6)$$

де π – стала 3.14; r – радіус поперечного перерізу газопроводу;

Діаметр газопроводу, контроль якого планується здійснювати в приблизно

рівний $d = 1020$ мм. Тиск в даному газопроводі $P_r = 4 \text{ кгс/см}^2 = 392266 \text{ Па}$. Температура газу, що транспортується газопроводом $T = 40 \text{ }^\circ\text{C} = 313 \text{ К}$. Швидкість вітру візьмемо середню, з методичних вказівок, $V = 0,5 \text{ м/с}$. Вміст звичайного газу має таке співвідношення: метан – 90 %, етан – 4 %, пропан – 2 %, Н – бутан – 2 %, ізопентан – 2 %.

Задавшись параметрами, можна здійснити розрахунок. З формули (5.6) випливає:

$$F = 3,14 \cdot (510)^2 = 816714 \text{ мм}^2 = 0,816714 \text{ (м}^2\text{)}$$

Тепер розрахуємо питому газову сталу R_0 , щоб підставити її в формулу (4), для розрахунку питомого об'єму:

$$\begin{aligned} R_0 &= 8314 \cdot \left(\frac{0,90}{16,04} + \frac{0,04}{30,07} + \frac{0,02}{44,1} + \frac{0,02}{58,12} + \frac{0,02}{72,15} \right) = 8314 \cdot 0,058374 = \\ &= 485,32 \text{ (Дж/кмоль} \cdot \text{К)} \end{aligned}$$

Далі розраховуємо питомий об'єм транспортованого газу:

$$V_r = 485,32 \cdot \frac{313}{392266} = 0,387 \text{ (м}^3\text{)}$$

Масова секундна витрата газу M розрахований нижче:

$$M = 0,7 \cdot 0,816714 \cdot 0,8 \cdot \sqrt{\frac{392266}{0,387}} = 0,45735 \cdot 1006,78 = 460,45$$

Межа зони детонації радіусом r_0 , після вище здійснених розрахунків буде рівна:

$$r_0 = 12,5 \cdot \sqrt{\frac{313}{392266}} = 12,5 \cdot \sqrt{\frac{460,45}{0,5}} = 379,32 \text{ (м}^3\text{)}$$

Відстань, на яку розповсюджується хмара вибухонебезпечної суміші в напрямку вітру буде рівна:

$$L = 25 \cdot \sqrt{\frac{313}{392266}} = 25 \cdot \sqrt{\frac{460,45}{0,5}} = 758,65(\text{м})$$

Отже, з вище здійснених розрахунків, можна зробити висновок, що відстань на яку розповсюдиться хмара вибухонебезпечної суміші в напрямку вітру буде рівна 759 метрам, зважаючи, що розмір пошкодження буде співвідносний з розміром поперечного перерізу газотранспортної системи. З цифр видно, що така аварія може призвести до непоправимих для природи наслідків, а для населення – до летальних випадків. Для того щоб запобігти такій катастрофі, необхідно здійснювати регулярно та ретельно контроль газотранспортних систем. Це дозволить застерегти від подібного роду техногенного впливу на довкілля.

ВИСНОВОК

У процесі виконання бакалаврської роботи було проведено аналіз міжнародної літератури, що засвідчив наявність суттєвих відмінностей у роботі газових лічильників при використанні повітря та природного газу як робочого середовища. Ця проблема неодноразово розглядалася у наукових публікаціях зарубіжних дослідників.

Було сформовано теоретичну базу для визначення метрологічних характеристик лічильників газу в умовах роботи на природному газі. Встановлено, що залежність метрологічних характеристик від фізико-хімічних властивостей середовища відрізняється для різних типів лічильників. Зокрема, для тахометричних лічильників основний вплив спричиняє зміна режиму потоку (ламінарний, перехідний, турбулентний) у трубопроводі, тоді як для роторних лічильників — зміни у характері потоку в зазорах між роторами та між роторами і корпусом приладу.

У зв'язку з цим було обґрунтовано використання числа Рейнольдса як основного параметра для оцінки метрологічних характеристик газових лічильників при роботі в умовах, що відрізняються від умов калібрування (повірки).

У ході виконання роботи також розроблено методику проведення експериментальних досліджень газових лічильників на природному газі, що дозволяє перевіряти їх метрологічні характеристики за умов, які відрізняються від стандартних умов повірки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Н. М. Піндус Метрологія і технологічні вимірювання та прилади в нафтогазовій промисловості: навч. посібник/ С. А. Чеховський, І. С. Петришин, - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010.- 534 с
2. Поліщук Є.С. Методи та засоби вимірювань неелектричних величин: Підручник.- Видавництво Державного університету “Львівська політехніка”, 200.- 360 с.
3. Метрологія та вимірювальна техніка : Підручник / Є.С. Поліщук , М.М. Дорожовець, В.О.Яцук,В.М. Ванько, Т.Г. Бойко; За 64ед.. Є.С. Поліщука. – Львів: Видавництво «Бескид Біт», 2003.-544 с.
4. Кісіль І. С. Метрологія, точність і надійність засобів вимірювань. Навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів.- Івано-Франківськ: Факел, 2002. – 400 с.
5. Вимірювання витрати та кількості газу: Довідник / Андріішин М.П.,Каневський С.О.,Марчук Є.Ф,Карпаш О.М.,Петришин І.С.,Середюк О.Є.,Чеховський С.А. – Івано-Франківськ,:ПП “Сімик”, 2004.-160 с.
6. Петришин І.С., Сафронов Б.М. Вимірювання тиску. Навчальний посібник.- Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 269 с.
7. Чеховський С.А., Піндус Н.М., Клочко Н.Б., Піндус О.В. Дистанційні технології навчання як організація навчально-методичної співпраці вищих закладів освіти України/ Збірник наукових праць «Перспективні технології та прилади», Луцьк, 06.2020. № 16. С.149-155 (фахове видання України).
8. M. Chuiko, L. Vytvytska, N. Pindus. Method and device for surface properties control of solid porous bodies at the contact line with liquids and gases // Ukrainian Metrological Journal (Український метрологічний журнал). - № 2. – 2021 Web of Science с. 55-60
9. Шинкарук Х.М.,Чеховський С.А., Піндус Н.М. Експериментальні дослідження термokatалітичного методу для вимірювання теплоти згорання природного газу./Науково-технічний журнал «Методи та прилади контролю

якості», Івано-Франківськ №1(46) 2021.с.25-32

10. Піндус Н.М. Основи метрології. Лекційний потік електронний курс – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, <https://dn.nung.edu.ua/course/view.php?id=291>

11. Піндус Н.М. Метрологія та технологічні вимірювання в нафтогазовій промисловості (1, 2 змістовий модуль) електронний курс – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, <https://dn.nung.edu.ua/course/view.php?id=366>

12. Піндус Н.М. Метрологія та технологічні вимірювання в нафтогазовій промисловості (3, 4 змістовий модуль) електронний курс – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, <https://dn.nung.edu.ua/course/view.php?id=351>

13. Піндус Н.М. Метрологія та технологічні вимірювання в нафтогазовій промисловості (5 змістовий модуль) електронний курс – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, <https://dn.nung.edu.ua/course/view.php?id=352>

14. МВУ 016-03-02 “Метрологія. Об’єм природного газу за стандартних умов. Методика виконання вимірювань з використанням лічильника газу, манометра та термометра”.

15. Криницький О.С. Фізичні основи смарт-технологій у вимірювальній техніці електронний курс – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, <https://dn.nung.edu.ua/course/view.php?id=2190>

16. Aernout F. van den Heuvel, Robert Kruithof and Henk J. Riezebos Mijndert P. van der Beek. Reproducibility of the Bernoulli laboratory in Westerbork. Gasunie Research, Nederlands Meetinstituut-van Swinden Laboratory, the Netherlands. - Flomeko' 2004. – p.11

17. Rotary piston gas meter. Handbook.// Instromet International. Gas measurement and control equipment - 2002. - p.32

18. Кривенко Г. М., Стеліга І. І. Охорона праці: методичні вказівки до виконання розділу дипломної роботи бакалавра. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. – 86 с

19. НПАОП 0.00-1.04-07. «Правила вибору та застосування засобів індивідуального захисту органів дихання» - Державний комітет України з промислової безпеки охорони праці та гірничого нагляду. - 2008р.

20. Екологічна безпека нафтогазових об'єктів / Говдяк Р.М., Семчук Я.М., Чабанович Л.Б. и др. – 2007. – 554 с.
21. Екологічні ризики, збитки та раціональні межі використання надр в Україні / Довгий С.О., Коржнев М.М., Ляшенко О.І., Яковлев Є.О. 2012. – 316 с.

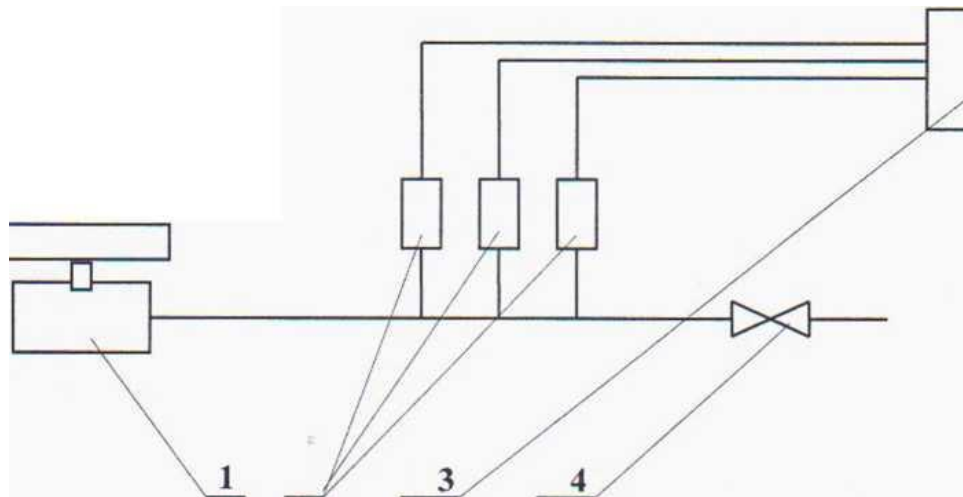


Рисунок – Схема дослідження вимірювальних каналів тиску калібрувальної установки

Умовні позначення:

1 - МП - 6; 2 - ЗВТ тиску калібрувальної установки; 3 - ПЕОМ; 4 - Кран запірний.

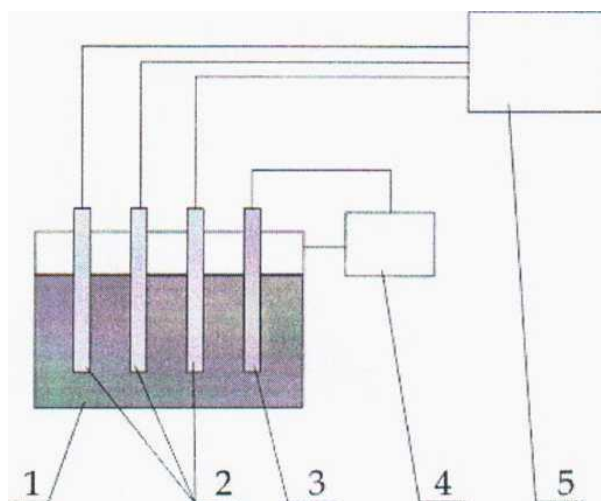
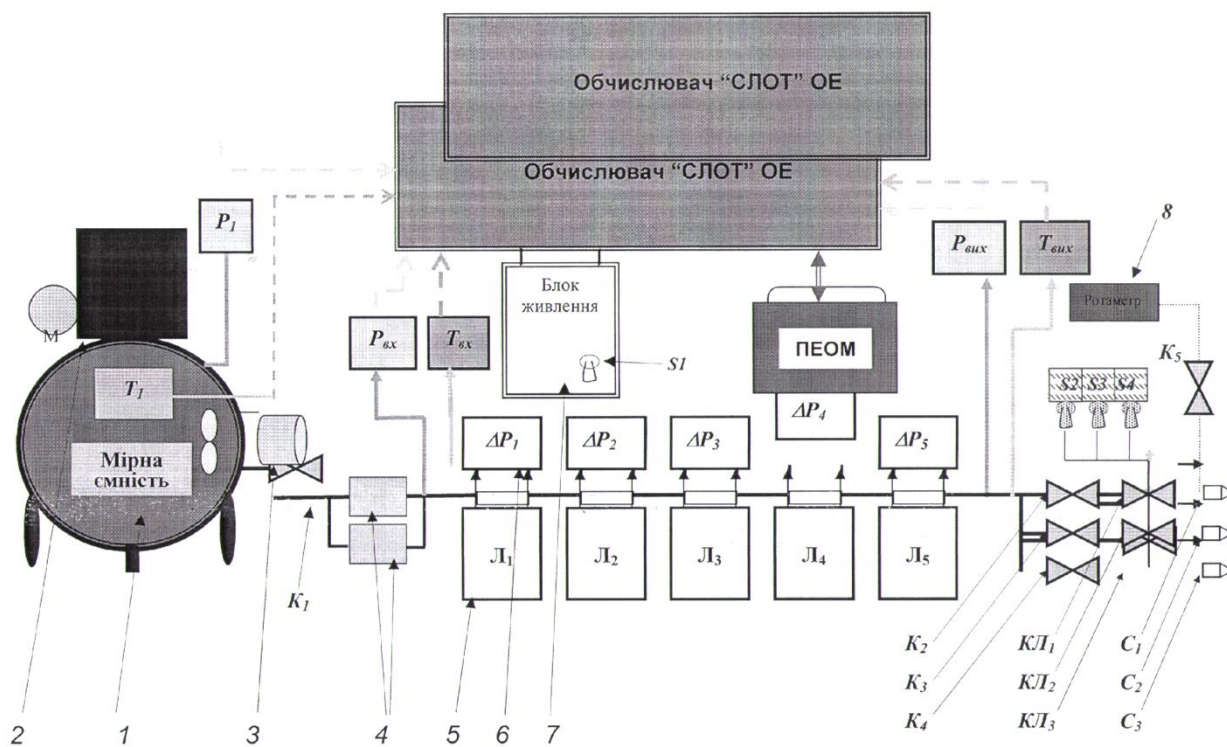


Схема дослідження вимірювальних каналів температури установки

Рисунок - Умовні позначення:

1 - Термостат; 2 - ЗВТ температури калібрувальної установки; 3 - Термометр термостата або термометр ртутний ТЛ-4; 4 - Пульти керування та індикації термостата; 5 - ПЕОМ



ПРОТОКОЛ № _____

експериментальних випробувань лічильника газу на природному газі

Досліджуваний лічильник: тип _____ № _____

Виробник: _____

Власник: _____

Дата проведення: _____

Умови проведення:

Температура навколишнього середовища: _____, °C

Атмосферний тиск: _____, кПа

Відносна вологість: _____, %

Параметри робочого середовища:

Густина за стандартних умов: _____, кг/м³Вміст CO₂: _____, %Вміст N₂: _____, %

Динамічна в'язкість за робочих умов: _____, Па·с

Стандартні умови:

Температура: 293,15 К; тиск: 101325 Па

Лічильник досліджений із застосування: _____

Таблиця А.1 – Визначення градууювальної характеристики лічильника газу на природному газі

| № п/п | q/q_{\max} | $q, \text{ м}^3/\text{год}$ | Re^* | Похибка, % |
|-------|--------------|-----------------------------|--------|------------|
| 1 | | | | |
| 2 | | | | |
| | | | | |
| | | | | |

Примітка: * Число Рейнольдса вказується для умов лічильника, що досліджується

Дослідження провели: _____