

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Інститут інформаційних технологій
Кафедра інформаційно-вимірювальних технологій

Бабінський Тарас Ігорович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 681.121
(індекс)

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Дослідження методу змінного перепаду тиску для побудови еталонів
витрати природного газу
(назва роботи)

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

Т. І. Бабінський

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий керівник Середюк Орест Євгенович, д.т.н., професор
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту
Завідувач кафедри

О.С. Середюк
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент

З.П. Лютак
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

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

Івано-Франківськ – 2024

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Інститут Інформаційних технологій

Кафедра інформаційно-вимірювальних технологій

Освітній рівень магістр

Спеціальність 175-Інформаційно-вимірювальні технології

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____

« _____ » _____ 20__ року

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

Бабінському Тарасу Ігоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Дослідження методу змінного перепаду тиску для побудови еталонів витрати природного газу

керівник роботи Середюк Орест Євгенович, д.т.н., професор,

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від "03" 12 2024 року № 784/7

2. Строк подання студентом роботи 23.12.2024

3. Вихідні дані до роботи: вид робочого еталону – на базі витратоміра змінного перепаду тиску; вид робочого середовища – природний газ; умови функціонування робочого еталону – абсолютний тиск 0,4МПа, температура 278К, номінальна витрата – 2500м³/год

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

1. Аналіз пристроїв для побудови робочих еталонів об'єму і витрати природного газу

2. Розроблення робочого еталону об'єму та витрати природного газу

3. Метрологічні дослідження робочого еталону об'єму та витрати природного газу

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

1. Робочі еталони об'єму та об'ємної витрати газу.

2. Теоретичне обґрунтування розробленого еталона;

3. Звужувальний пристрій робочого еталона, схема креслень;

4. Схема накопичення похибок розробленого еталона;

5. Експериментальне дослідження робочого еталона;

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
нормоконтроль	<i>Проф. Лютак З.П.</i>		

7. Дата видачі завдання 30.11.2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>05.12.2024</i>	
2	<i>Аналіз пристроїв для побудови робочих еталонів об'єму і витрати природного газу</i>	<i>05.12.2024</i>	
3	<i>Розроблення робочого еталону об'єму та витрати природного газу</i>	<i>10.12.2024</i>	
4	<i>Метрологічні дослідження робочого еталону об'єму та витрати природного газу</i>	<i>15.12.2024</i>	
5	<i>Оформлення пояснювальної записки</i>	<i>23.12.2024</i>	

Студент

_____ (підпис)

Бабінський Т.І.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Середюк О.Є.
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота: «Дослідження методу змінного перепаду тиску для побудови еталонів витрати природного газу» 82 с., 10 рис., 34 джерела, 5 аркушів графічного матеріалу.

Об'єкт дослідження – процес вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу.

Мета роботи полягає у розробленні робочого еталону об'єму та об'ємної витрати газу на базі витратоміра змінного перепаду тиску.

У даній магістерській роботі проаналізовано сучасний стан та тенденцій розвитку робочих еталонів об'єму та витрати природного газу в Україні та за кордоном.

В роботі розроблено структурну і принципову схему блоку обробки інформації, здійснено конструювання, проведено розрахунок звужуючого пристрою робочого еталону природного газу. Здійснено метрологічні дослідження розробленого робочого еталону.

ОБ'ЄМНА ВИТРАТА, РОБОЧИЙ ЕТАЛОН, ЕТАЛОННІ УСТАНОВКИ,
ПРИРОДНИЙ ГАЗ, ДІАФРАГМА.

ABSTRACT

Master's thesis: "Development of a working standard for the volume consumption of natural gas" 82 pp., 10 figures, 34 sources, 5 sheets of graphic material.

The object of research is the process of measuring the volume and volume flow of gas.

The purpose of the work is to develop a working standard for the volume and volume flow of gas.

This master's thesis analyzes the current state and trends in the development of working standards of volume and consumption of natural gas in Ukraine and abroad.

The structural and schematic diagram of the information processing unit is developed in the work, we will carry out designing, we will carry out calculation of the narrowing device of the working standard of natural gas. Metrological researches of the developed working standard are carried out.

CONSUMPTION, WORKING STANDARD, REFERENCE
INSTALLATIONS, NATURAL GAS, DIAPHRAGM, CORRELATION ANALYSIS

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1 Аналіз пристроїв для побудови робочих еталонів об'єму і витрати природного газу.....	6
1.1 Суть, область застосування робочих еталонів у витратометрії природного газу.....	6
1.2 Аналіз методів побудови робочих еталонів об'єму та витрати природного газу.....	13
1.3 Особливості технічної реалізації робочих еталонів об'єму та витрати природного газу на базі витратоміра змінного перепаду тиску.....	21
1.4 Постановка завдання на магістерську роботу.....	30
2 Розроблення робочого еталону об'єму та витрати природного газу.....	32
2.1 Теоретичне обґрунтування побудови робочих еталонів на базі витратоміра змінного перепаду тиску.....	32
2.2 Розроблення структурної схеми робочого еталона об'єму та витрати природного газу.....	36
2.3 Розроблення схеми електричної принципової робочого еталона об'єму та витрати природного газу.....	36
2.4 Конструювання робочого еталона об'єму та витрати природного газу.....	40
2.4.1 Розрахунок основних параметрів природного газу для робочого еталону об'єму та витрати природного газу.....	40
2.4.2 Розрахунок звужуючого пристрою для робочого еталону об'єму та витрати природного газу.....	45
3 Метрологічні дослідження робочого еталону об'єму та витрати природного газу.....	53
3.1 Визначення метрологічних характеристик програмного забезпечення еталонів одиниці об'єму газу.....	53
3.2 Розрахунок похибки вимірювання витрати природного газу.....	60
3.3 Метрологічні дослідження робочого еталону об'єму та витрати природного газу.....	66
Висновки.....	69
Перелік посилань на джерела.....	70

ВСТУП

Актуальність теми. Зменшення енергозалежності України є одним з стратегічних напрямків державної політики. Розвиток вітчизняної ресурсної бази шляхом збільшення обсягів видобутку природного газу є одним із ключових напрямків розвитку паливно-енергетичного комплексу в середньостроковій перспективі. Національні й державні програми спрямовані на значне збільшення кількості та темпів спорудження газових свердловин при оптимальній собівартості та виконанні вимог екологічної безпеки. Успішне досягнення цих цілей неможливе без вимірювання витрати природного газу. Зменшення похибки вимірювання об'єму природного газу лиш на 0,1% кількісно відповідає економії Україною близько 0,5-0,7млрд.м³ природного газу в рік. У вартісному виразі що становить більше 100млн. доларів.

Ефективність виробництва на газовидобувних підприємствах практично повністю визначається умовами оптимального ведення процесів видобутку природного газу, що базуються на оперативній інформації про якісні характеристики сировинних потоків кожної діючої свердловини газоконденсатних родовищ.

Незважаючи на наявність значної кількості відомих і нових методів контролю існує потреба в їх покращенні, тобто розроблення і створення ефективних засобів і методів вимірювання витрати природного газу є актуальною проблемою.

Мета роботи є розроблення робочого еталону об'ємної витрати природного газу.

Задачі дослідження полягають у наступному:

- теоретичне обґрунтування побудови робочих еталонів на базі витратоміра змінного перепаду тиску;
- розроблення структурної та електричної принципової схеми блоку обробки інформації робочого еталону;
- конструювання робочого еталону;
- метрологічні дослідження робочого еталону.

Об'єктом дослідження є процес вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу.

Предметом дослідження є робочий еталон об'єму та об'ємної витрати газу.

Методи дослідження: аналіз теоретичних та статистичних даних, порівняння різних типів еталонних установок, моделювання теоретичних аспектів функціонування робочих еталонів.

Наукова новизна роботи полягає у обґрунтуванні можливості розроблення робочого еталону на базі витратоміра змінного перепаду тиску.

Практичне значення даної магістерської роботи полягає у розробленні структурної схеми робочого еталона об'єму та витрати природного газу, та здійснено розрахунку первинного перетворювача (діафрагми) для робочого еталону об'єму та витрати природного газу. Здійснено метрологічні дослідження робочого еталону об'єму та витрати природного газу.

1 АНАЛІЗ ПРИСТРОЇВ ДЛЯ ПОБУДОВИ РОБОЧИХ ЕТАЛОНІВ ОБ'ЄМУ І ВИТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

1.1 Суть, область застосування робочих еталонів у витратометрії природного газу

Еталон - засіб вимірювальної техніки, що забезпечує відтворення та/або зберігання одиниці вимірювання одного чи декількох значень, а також передачу розміру цієї одиниці іншим засобам вимірювальної техніки. Робочий еталон - еталон, призначений для повірки чи калібрування засобів вимірювальної техніки [4].

Робочі еталони (РЕ) об'єму та витрати природного газу застосовують для передавання розмірів одиниць об'єму та об'ємної витрати газу робочим засобам вимірювальної техніки безпосереднім звіренням.

Як робочі еталони використовують (рис. 1.1) повірочні установки дзвонового типу з діапазоном вимірювання об'єму газу від 0,05 до 20 м³ та об'ємної витрати газу 4,44·10⁻⁶ до 1 м³/с, повірочні установки з еталонними лічильниками з діапазоном вимірювання об'ємної витрати газу від 4,44·10⁻⁶ до 2,78 м³/с, повірочні установки PVTt-типу з діапазоном вимірювання об'єму газу від 0,02 до 0,2 м³, та об'ємної витрати газу 4,44·10⁻⁶ до 4,44·10⁻³ м³/с, повірочні установки з еталонними критичними соплами з діапазоном вимірювання об'ємної витрати газу від 4,44·10⁻⁶ до 6,94·10⁻¹ м³/с і набори еталонних витратомірів з діапазоном вимірювання об'ємної витрати газу від 4,44·10⁻⁶ до 2,78 м³/с. Межі допустимих відносних похибок Δ_В робочих еталонів становлять від 0,15 % до 0,5 %. Відносна похибка результатів звірення Δ_В робочих засобів вимірювальної техніки з робочими еталонами не повинна перевищувати 0,2% [10].

Повірочні еталонні установки (ЕУ) дзвонового типу є загальнопризнаним метрологічним засобом для вимірювання об'єму і витрати газу [6], першого практично застосування якого вони набули вже більше ста років [7]. Вони

можуть бути реалізовані за таких трьох установок: порційно-статичні, неперервно-циклічні і дискретно-динамічні.

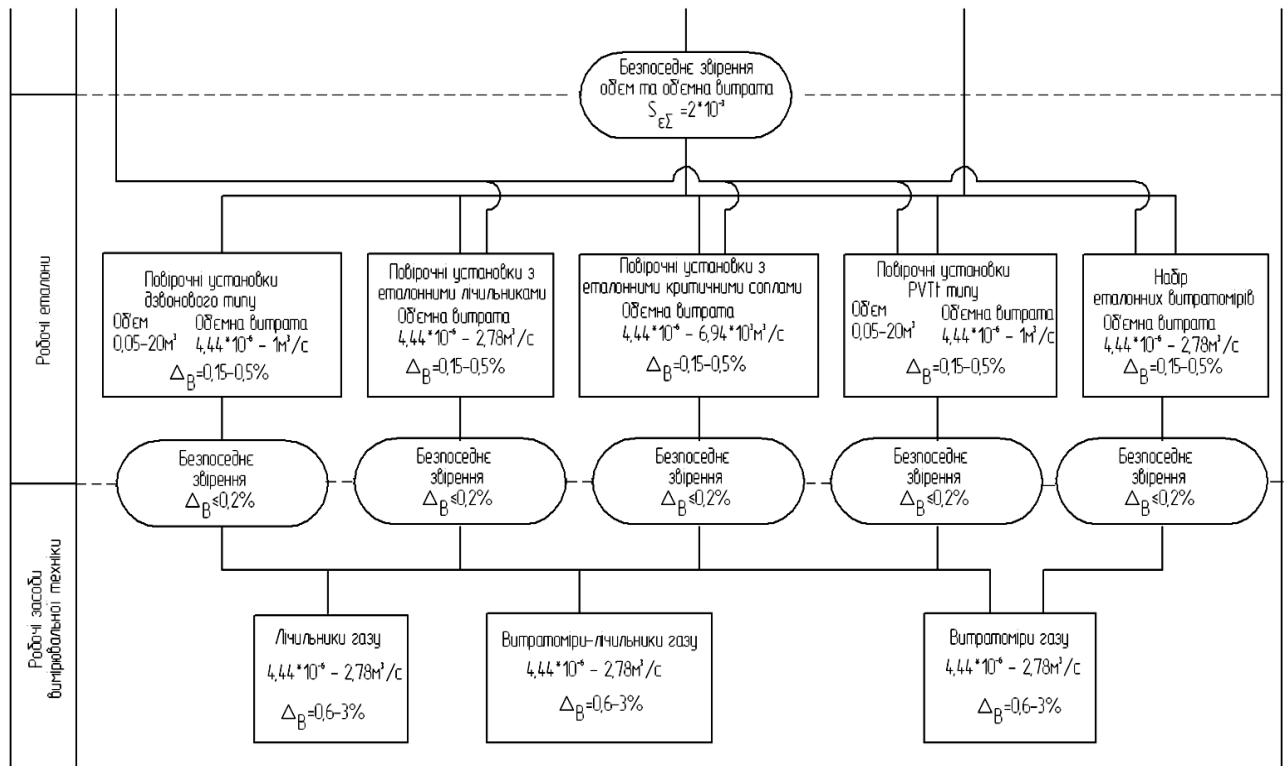


Рисунок 1.1 – Робочі еталони об'єму та об'ємної витрати газу

Основним вузлом ПУ дзвонового типу є мірник [11]. Він містить дзвін, який своєю нижньою частиною занурений в резервуар з рідиною, званий витіснювачем. У підготовчий період випробування здійснюється подача газу під дзвін від стороннього джерела витрати, завдяки чому дзвін підіймається. Після наповнення мірника до необхідного об'єму трубопровід подачі газу перекривають. При відкритті запірного пристрою в трубопроводі, що сполучає піддзвоновий простір з досліджуванним приладом (ДП), починається витіснення газу з-під дзвона через ДП. Об'єм газу, що витісняється, відлічується з контрольної лінійки. Після цього запірний пристрій закривають [11].

По різниці показів відлікового пристрою ДП і відомому контрольному об'єму, переданому від ЕУ до ДП, визначають відносну похибку лічильника $\delta_{\text{л}}$ за формулою [9]:

$$\delta_{\text{л}} = \frac{V_{\text{л}} - V_e}{V_e} \cdot 100, \quad (1.1)$$

де $V_{\dot{e}}$ – об'єм повітря, відміряний лічильником; V_e – об'єм повітря, переданий від ЕУ.

При випробуванні витратомірів пропущений об'єм газу усереднюється за час його відтворення і порівнюється з показами витратоміра. Похибку останнього $\delta_{\dot{a}}$ розраховують за однією із наступних формул [9]:

$$\delta_{\dot{a}} = \frac{Q - \frac{\partial V_e}{\partial t}}{\frac{\partial V_e}{\partial t}} \cdot 100, \quad (1.2)$$

$$\delta = \frac{Q - \frac{\Delta V_e}{\Delta t}}{\frac{\Delta V_e}{\Delta t}} \cdot 100 \quad (1.3)$$

де $\frac{\partial V_e}{\partial t}$ – миттєва відтворювана витрата газу за допомогою ЕУ; $\frac{\Delta V_e}{\Delta t}$ – осереднена за інтервал часу Δt відтворювана витрата ЕУ.

Перша неперевно-циклічна дзвонова ЕУ [12] розроблена у ВНДІМ ім. Д.І.Менделєєва (м.Санкт-Петербург) і застосовувалася на газоремонтному заводі для градування і перевірки промислових лічильників газу на витратах до 0,42 м³/с (1500 м³/год). Вона створена на базі двох працюючих почергово дзвонових мірників об'ємом по 5м³ і містить вентилятор, пристрій для згладжування пульсацій відтворюваних витрат і клапани, керовані за допомогою шляхових вимикачів. Під час роботи установки відбувається наповнення одного мірника при одночасному витісненні газу через ДП з іншого. Похибка цієї установки, а також і іншої, аналогічної їй за принципом дії і також розробленої ВНДІМ, але на витрати до 0,042 м³/с (150 м³/год) не перевищує $\pm 0,35\%$.

Робочим середовищем у проаналізованих ЕУ дзвонового типу є повітря, однак згідно їх принципу дії може застосовуватися будь-який газ, в тому числі і природний. Це відображено у [8], а також відображено в наукових публікаціях щодо реалізації такого функціонування установок.

Повірочні установки з еталонними лічильниками останнім часом набули широкого поширення в Україні внаслідок наявної метрологічної бази в м.Івано-Франківську (державний еталон ДЕТУ 03-01-96), робочі еталони ВАТ «Івано-

Франківський завод Промприлад» (на базі дзвонових ЕУ типу РКДУ-0.44, РКДУ-2.8), робочий еталон НВФ «Темпо» (на базі дзвонової ЕУ), робочі еталони КП «СКБ ЗА» (на базі дзвонової ЕУ) і завдяки досить високому технічному рівню випуску роторних і турбінних лічильників газу типу РГ і ЛГ на ВАТ «Івано-Франківський завод Промприлад» і роторних лічильників НВФ «Темпо» типу «Темп». Це дало змогу повірочні установки перевести в статус робочих еталонів. Найбільшого впровадження на даний час набули РЕ на базі установок з еталонними лічильниками (ЕЛ) газу типу УПЛГ-2500 на діапазон витрат (0,25-2500) м³/год (виробник КП «СКБ ЗА», м.Івано-Франківськ), установки типу ТЕМП з ЕЛ типу «ТЕМПО-250» на витрати 25-250 м³/год з рядом роторних ЕЛ типу РЛ від G1,6 до G10 на витрати 0,5-16 м³/год з ЕЛ барабанного типу «ТЕМПО» на витрати (0,016-0,4) м³/год, а також РЕ типу ПУЛГ-3, ПУЛГ-7 на діапазон витрат (0,16...2500) м³/год (виробник ТОВ НВЦ «Новатор», м.Івано-Франківськ). Практично у всіх цих повірочних установках застосовуються по декілька еталонних лічильників, як правило, різних за принципом дії (турбінних, роторних) для розширення діапазону вимірювання.

Першою і поки що єдиною із створених в Україні установок на базі ЕЛ, які функціонують на природному газі, є калібрувальна установка ВАТ «Івано-Франківськгаз», яка атестована в діапазоні витрат за робочих умов від 0,65 до 2500 м³ /год з границею основної відносної похибки $\pm 0,33\%$ при абсолютних тисках (0,1...0,2)МПа і $\pm 0,35\%$ при абсолютних тисках (0,2...0,6)МПа [6]. В склад установки входять чотири роторні РЕ об'єму газу типів GSM G10 (діапазон витрат від 0,65 до 16 м³ /год), Delta G65 (діапазон витрат від 6 до 65 м³ /год), Delta G250 (діапазон витрат від 40 до 400 м³ /год), Delta G650 (діапазон витрат від 100 до 1000 м³ /год) і один турбінний РЕ типу TZ/Fluxi G1600 (діапазон витрат від 250 до 2500 м³/год) [6].

Повірочні установки з еталонними критичними соплами (КС) базуються на вимірюванні витрати газу індивідуально проградуєваними соплами і порівнянні їх показів з результатами вимірювання витрати цього ж потоку випробовуваними витратомірами або лічильниками. Такі засоби набули досить широкого поширення внаслідок своєї простоти і можливості проведення

випробувань приладів за реальних умов, при великих витратах і статичних тисках.

Подальше підвищення точності вимірювання витрати за допомогою сопел можливе шляхом досягнення в них критичного режиму течії, при якому швидкість газу рівна швидкості звуку, а масова витрата залежить лише від температури і тиску газу на вході в сопло.

Повірочні установки PVTt – типу відносяться до порційно-статичних і їх принцип дії ґрунтується на витіканні газу із ємності через ДП. Опосередковане (шляхом вимірювання тиску і температури) контролювання витікання газу із ємності протягом певного проміжку часу через випробувальну ділянку з ДП забезпечує формування контрольного об'єму газу, який може використовуватися як еталонний для визначення похибки лічильників і витратомірів газу. Такого типу установки вже набули застосування за кордоном [15].

Дослідженню цих установок останнім часом надається велика увага як за кордоном так і в Україні. Їх перевагою є можливість працювати на повітрі і реальному природному газі. Водночас особливості їх конструкції і перш за все відсутність механічних рухомих вузлів при функціонуванні установки дозволяють досягти найвищої точності – 0,02%, що відображено в повідомленні Національного інституту стандартів і технологій (NIST), США. Однак так як у вказаному джерелі відсутній алгоритм метрологічного аналізу, то можливість досягнення такої точності є дещо сумнівною, або під цим числовим значенням розуміють іншу складову похибки, наприклад, повторюваність чи відтворюваність. Поряд з цим декларується розширена невизначеність цього типу установок в США у межах (0,02-0,05) % і 0,13%, а в Японії і Швейцарії 0,1% і 0,15% відповідно [13].

Відома інформація про два еталони PVTt – типу створені у Франції в Національному метрологічному інституті BNM на витрати до 5000 м³/год при тисках до 5,5 МПа у м. Альфортвілле і на витрати до 5500 м³/год при тисках до 4,5 МПа у м. Пойтерс. Інформації про їхні метрологічні характеристики не подається, однак вони застосовувалися для гармонізації з еталонами Німеччини та Нідерландів при створенні гармонізованого європейського кубічного метра

природного газу. Ці еталони також застосовуються для градування критичних сопел установок вимірювання масової витрати газу. Одна із аналогів установок PVTt – типу, розроблених у Франції, планується для реалізації як еталонного стенду «ВОДОГРАЙ» для калібрування критичних сопел на природному газі у м. Боярці при створенні метрологічного центру [2, 16].

Відомі вітчизняні напрацювання щодо перших розробок цього типу установок, які створені у ВАТ «Івано-Франківськгаз» з діапазоном витрат (0.016-10 м³/год) для повірки побутових лічильників газу, похибка якої не перевищує 0.5%. Серед закордонних патентозахищених рішень відоме повідомлення, яке передбачає застосування ємності в режимі її наповнення, а не витікання газу з неї. Крім того, актуальною в цих установках є стабілізація теплообмінних процесів, що може здійснюватися згідно рішень із застосуванням додаткових факторів стабілізації і прискорення теплообмінних процесів, а також зменшення градієнта температури всередині ємності.

З еталонних витратомірів з обертовими елементами найбільшого застосування одержали еталонні турбінні і об'ємно-камерні перетворювачі, які монтують розміщені в потоці газу послідовно з ДП. Аналіз вказаних літературних джерел показує, що такі ЕУ в більшості випадків застосовуються для випробування лічильників газу при максимальних витратах до 1,39 м³/с (5000 м³/год), хоча відомий випадок застосування і на витратах до 6,9 м³/с (25000 м³/год). Рідше експлуатуються установки на базі зразкових турбінних витратомірів газу, призначені для випробувань випускаються промисловістю витратомірів. Наприклад, фірмою „UGI (Meters) Ltd. таким шляхом випробовуються витратоміри на витратах до 1,1 м³/с (4000 м³/год), а фірма "Обаду" (Японія) для аналогічної мети як зразковий засіб використовує турбінні витратоміри з граничними витратами до 1,66 м³/с (6000 м³/год) при атмосферному тиску і до 0,25 м³/с (900 м³/год) при тиску до 1 МПа. У Нідерландах за допомогою семи еталонних турбінних витратомірів здійснюється передавання одиниці відтворюваних витрат повітря від дзвонової ЕУ і до робочих витратомірів з максимальними витратами до 3,33 м³/с (12000 м³/год) [9].

Все більшого значення набувають робочі еталони з функціонуванням на природному газі. Так, в Нідерландах створено декілька калібрувальних установок, що працюють на природному газі під високим тиском. До новітніх технічних рішень щодо способу звірення методів та пристроїв повірки лічильників газу відома корисна модель [19], яка передбачає при повірці засобів вимірювання витрати одночасне використання звірень показів комплексу РЕ (сопел критичного витоку, еталонних турбінних, роторних та ультразвукових лічильників), які встановлені на різних пристроях для повірки цих засобів. При цьому при підключенні в систему випробувальних ліній мобільних еталонів витрати газу проводиться одночасне звірення показів конкретизованих РЕ з показами мобільних еталонів витрати газу.

Звірення передбачає монтування на одній лінії ЕЛ 1 (рис. 1.1), сопел критичного витоку 3 та ДП 5 і 6. При реалізації звірення через пристрої 1 і 3 та ДП 5 і 6 з подається газ згідно розроблених програм випробувань і знімають покази з еталонних пристроїв 1, 3 і дані про фізико-хімічні властивості газу. Після отримання масиву даних з пристроїв 1, 3, 5, 6 згідно програми випробувань проводиться їх комп'ютерна обробка з подальшими висновками щодо придатності ДП згідно кожного методу повірки. Особливістю даного звірення є попереднє визначення основних експлуатаційних та метрологічних характеристик сопел критичного витоку шляхом калібрування на стенд-басейні 4, який є металевою посудиною з системою трубопроводів, кранів, швидкодіючих засувок, які занурені в ємність з водою для стабілізації температури та ресивера для стабілізації режимів протікання газу в системі трубопроводів (установка РVTt-типу). Крім того еталонні лічильники 1 попередньо звіряються за допомогою роторно-поршневого пружера шляхом пропускання через нього одиниці об'єму газу від дзвонової ЕУ 2 [25].

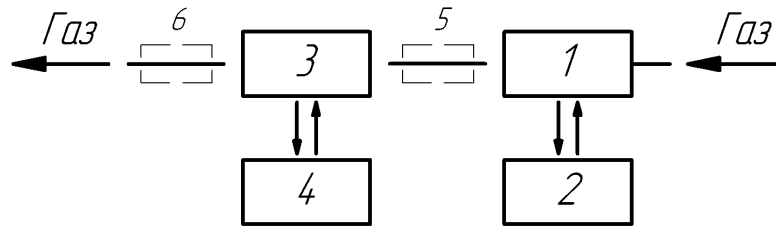


Рисунок 1.2 – Схема реалізації звірення РЕ на базі ЕЛ та КС

1.2 Аналіз методів побудови робочих еталонів

Повірочні установки соплового типу використовується для градуювання та повірки витратомірів та лічильників газу, для точного відтворення і вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу, а також для проведення випробувань витратомірів і лічильників газу різних типів [13].

Для таких повірочних установок характерні межі вимірювання витрати: від 0.025 до 1000 м³/год., робоче середовище: повітря, газ, значення контрольних об'ємів: від 0.02 до 14 м³, межі основної похибки по об'єму: від 0.25 до 0.5%, межі основної похибки по витраті: від 0.15 до 0.5% [13].

Повірочні соплові установки складаються з (рис 1.3) пристрою, що атестується 1, сопла 2, джерела витрати 3, дроселя 4.

Принцип дії соплових еталонних установок полягає у створенні за допомогою сопла 2, через яке протікає потік газу (повітря), що задається генератором витрати 3, надкритичного перепаду тиску. В такому випадку швидкість потоку в найвужчому місці сопла встановлюється рівною до швидкості звуку, що забезпечує надзвичайно високу стабільність витрати. Характерною особливістю установок із застосуванням сопел є відтворення об'ємної витрати протягом довгого періоду часу. Сопла також можна використовувати і для вимірювань масової витрати газу [16].

Контрольний об'єм газу обчислюється як добуток поточної витрати газу, що протікає через сопло на час вимірювань. За різницею показів відлікового пристрою приладу 1 та відомим значенням контрольного об'єму, що пройшов через прилад, визначають похибку приладу [16].

Для отримання різних величин витрат при повірці використовують відповідну кількість різних сопел [17]. Ця кількість може бути значно зменшена, якщо встановлювати паралельно два або більше сопел. Якщо, крім того, між відліковим пристроєм і соплом передбачена можливість дроселювання, можна при відносно невеликій кількості сопел одержувати необхідну величину витрати в майже безперервному інтервалі.

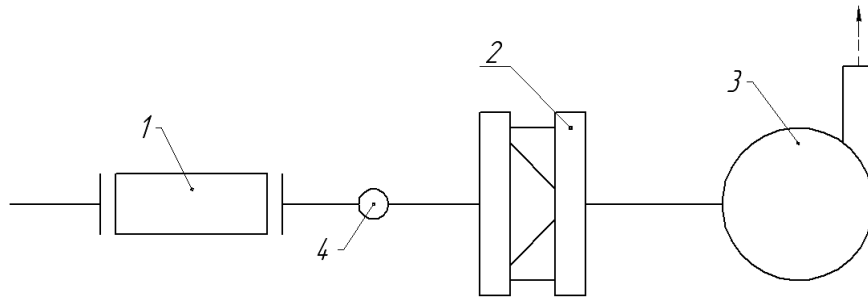


Рисунок 1.3 – Повірочні установки соплового типу

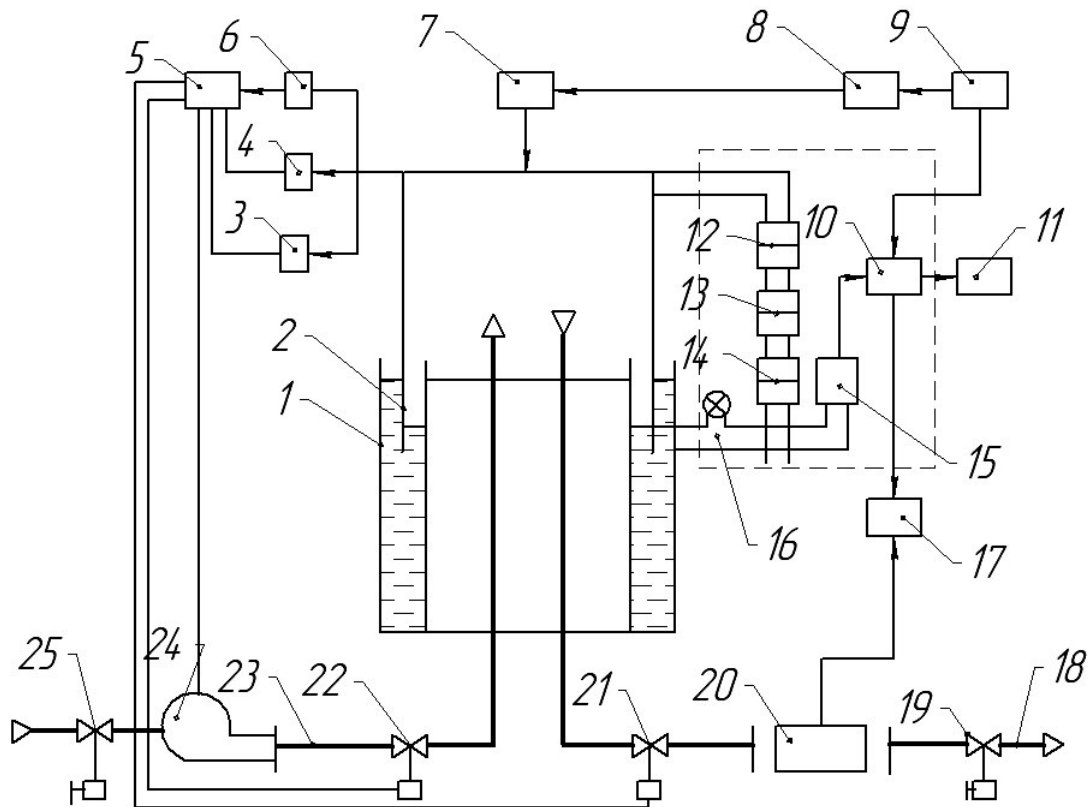


Рисунок 1.4 – Повірочні установки дзвонового типу

Ще одну можливість застосування сопел передбачає поодинокі або паралельна їх експлуатація з паралельно підключеним зразковим лічильником

газу. Основний потік грубо настроюється у відповідності з параметрами сопел, а його друга частина проходить через підібраний у відповідності з діапазоном зразковий лічильник. При цілеспрямованому підборі зразкового лічильника і сопел можна отримати будь-яке значення витрати в широкому діапазоні витрат.

В цих типах установок засіб вимірювань часу виступає як зразковий, тому що час проходження об'єму суттєво впливає на похибку установки. Соплові установки бажано застосовувати при повірці, яка проходить в режимі витягу повітря вентилятором, оскільки проти течії повітря, яке переміщується з швидкістю звуку, тобто через сопло, не можуть поширюватись ніякі збурення, і робота вентилятора не може вплинути на результати вимірювань [12].

Недоліками таких установок є вузький діапазон витрат газу, для кожної витрати окреме сопло, крім того, основними джерелами похибок соплових установок є значний градієнт тиску, а також масо-обмінні процеси в застійних зонах між соплом і трубопроводом та невстановленими течіями повітря в цих зонах, що викликають пульсації вимірюваного сигналу. Величина похибки залежить також від точності вимірювань температури і тиску на вході в сопло, а також часу.

Перевагами таких установок є підвищена точність, звужений діапазон відтворених об'ємних витрат газу, можливість функціонування на природному газі [12].

Повірочні установки дзвонового типу використовується для градування та повірки витратомірів та лічильників газу, для точного відтворення і вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу, а також для проведення випробувань витратомірів і лічильників газу різних типів [11].

Для таких повірочних установок характерні межі вимірювання витрати: від 0.16 до 10000 м³/год., робоче середовище: повітря, значення контрольних об'ємів: від 0.02 до 14 м³, надлишковий тиск середовища в установці: від 1.1 до 6 кПа, межі основної похибки по об'єму: від 0.10 до 0.3%, межі основної похибки по витраті: від 0.15 до 0.3% [13].

Повірочні дзвонові установки складаються (рис.1.4) з витіснювача 1, дзвонового мірника 2, засобів контролю та пристроїв керування роботою 3-9,

системи обробки даних 10, 11, 17, пристроїв індикації лінійного переміщення дзвонового мірника 12-16, пристрою, що атестується 20, регулювальних засувок 19, 21, 22, 25, трубопроводів 18,23, нагнітального пристрою 24.

Установка складається з дзвону 2, який своєю нижньою частиною занурюється в резервуар з рідиною, що називається витіснювачем. В початковий період випробувань лічильників чи витратомірів здійснюється подача газу (повітря) під дзвін при відкритому запірному органі 22 від стороннього джерела витрати, завдяки чому дзвін піднімається. По закінченні наповнення мірника до необхідного об'єму запірний орган в трубопроводі подачі газу закривають, далі дзвоновий мірник витримують в такому положенні для стабілізації характеристик робочого середовища. При відкритті запірного органу 21 в трубопроводі, що з'єднує піддзвоновий простір з приладом 20, що повіряється, починається витіснення газу з-під дзвону через цей прилад. Об'єм витісненого газу відраховується за контрольною лінійкою 12-16. Після цього запірний орган 21 закривають. За різницею показів відлікового пристрою приладу та відомим значенням контрольного об'єму, що пройшов через прилад, визначають похибку приладу. При випробуванні витратомірів пропущений об'єм газу осереднюють за час його витіснення і зрівнюють з показами витратоміра [11].

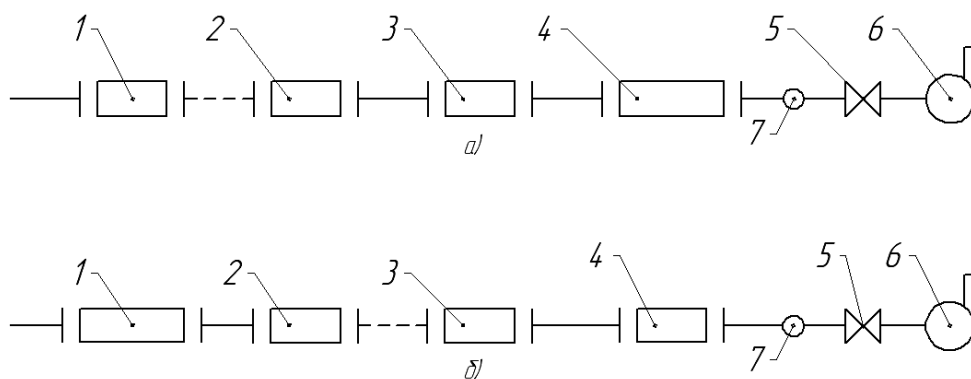
Доцільно зазначити, що при опусканні дзвонового мірника в рідину за рахунок того, що сам дзвін має певний об'єм, проходить підняття рівня рідини як в піддзвовому, так і позадзвовому просторі. Причому сума об'ємів рідини, що викликає зміну рівня, дорівнює об'єму стінки дзвона, що опустилась в рідину.

Така зміна рівня призводить до зміни відтворюваного об'єму. Тому при вимірюваннях приходиться вводити поправки або обладнати мірник пристроєм, який автоматично компенсував би їх. На практиці застосовуються різні методи компенсації рівня рідини в дзвових установках.

Перевага таких установок робота по дискретно-динамічному методу, підвищена точність, широкий діапазон відтворюваних об'ємів та об'ємних витрат газу (до 1:1000) [5].

Повірочні установки з робочими еталонами (рис.1.5) використовується для градуювання та повірки витратомірів та лічильників газу, для точного відтворення і вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу.

Для таких повірочних установок характерні межі вимірювання витрати: від 0.02 до 2500 м³/год., робоче середовище: повітря, значення контрольних об'ємів: від 0.02 до 14 м³, надлишковий тиск середовища в установці: від 0.1 до 5 кПа, межі основної похибки по об'єму: від 0.25 до 0.5 %, межі основної похибки по витраті: від 0.15 до 0.5 % [7].



- а - зразковий пристрій знаходиться після пристроїв, що перевіряються;
 б – зразковий пристрій знаходиться перед пристроями, що перевіряються.

Рисунок 1.5 – Повірочна установка з робочими еталонами [7]

Повірочна установка з робочими еталонами складається з пристрою, що повіряється 1,2,3, зразкового пристрою 4; регулювального клапану 5; джерела витрати 6, дроселя 7 [12].

Повірочні установки трубопоршнєвого типу (рис. 1.6) використовується для градуювання та повірки витратомірів та лічильників газу, для точного відтворення і вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу при низьких та високих тисках газу, а також для проведення випробувань витратомірів і лічильників газу різних типів.

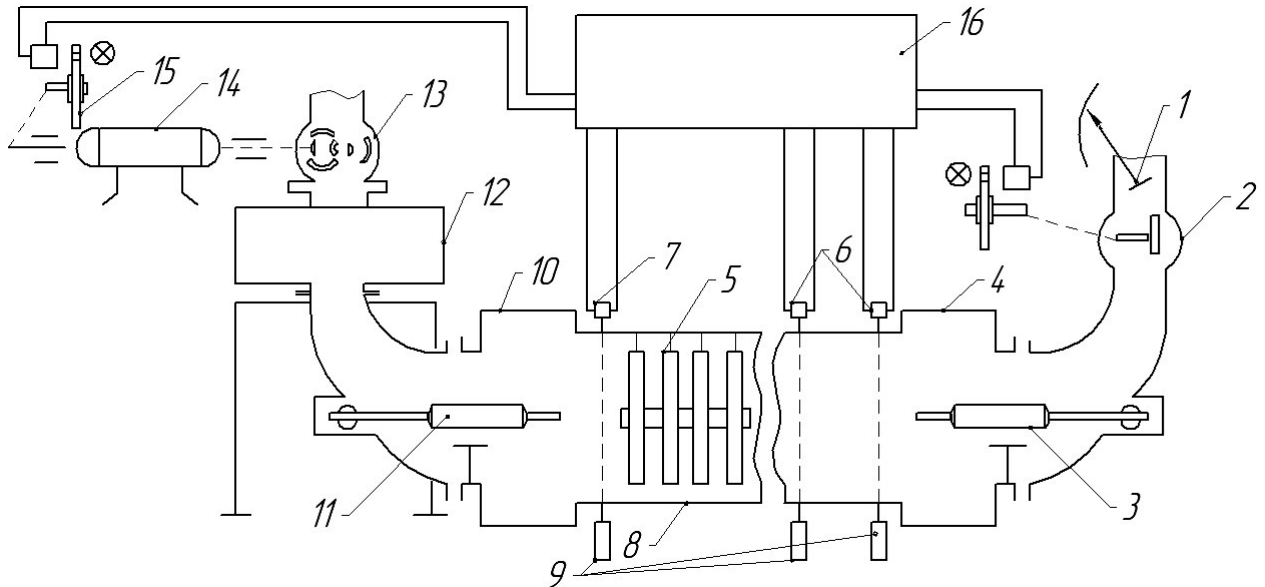


Рисунок 1.6 – Повірна установка трубопоршневого типу

Для таких повірочних установок характерні межі вимірювання витрати: від 4 до 150000 м³/год., робоче середовище: повітря, природний газ, значення контрольних об'ємів: від 0.3 до 9.0 м ; надлишковий тиск середовища в установці: від 0.3 до 1500 кПа, межі основної похибки по об'єму: від 0.12 до 0.5%, межі основної похибки по витраті: від 0.3 до 0.6 % [12].

Повірна установка трубопоршневого типу складається з запірною клапана 1, пристрою, що атестується або повіряється 2, пневмоштоків 3, 11, пристроїв для запуску і фіксації поршневого розділювача 4, 10, поршневого розділювача 5, пристрою індикації положення поршневого розділювача 6, 7, 9, увлфброваного трубопроводу 8, пневмокамери 12, джерела витрати реверсивного 13, 14, системи збору і обробки даних 15, 16, 17 .

Принцип дії поршневих повірочних установок полягає у виділенні із потоку газу (повітря), що задається ротаційним генератором витрати 13, за допомогою ущільненого поршневого розділювача 5 і детекторів 6, 7, 9, розташованих на каліброваному вимірювальному трубопроводі, контрольного об'єму газу. При передачі одиниці об'ємної витрати здійснюється збір інформації з приладу 2, що випробовується, за період проходження розділювача від одного детектора положення 6 до іншого 7. При цьому вимірюваний контрольний об'єм газу буде рівний каліброваному об'єму вимірювального трубопроводу, що

знаходиться між двома детекторами. Багаторазове виділення контрольного об'єму здійснюється при зміні напрямку переміщення розділювача [13].

Для стабілізації витрати використовується погашувач пульсацій, буферна ємність 12 і регулятори. Для усунення пульсацій тиску в мірному трубопроводі, які виникають внаслідок руху механічного розділювача використовують рідинні розділювачі.

Під час роботи еталона при проходженні розділювача 5 поруч детекторів 6, 7, формуються команди початку і кінця проходження розділювачем каліброваної ділянки трубопроводу, що призводить до зміни напрямку руху розділювача 5. Цим самим досягається безперервне відтворення об'ємної витрати газу, числове значення якої визначається усередненням за часом сумарної кількості контрольних об'ємів і передається засобу вимірювальної техніки 2, що повіряється чи атестується [13].

Висока точність забезпечується високою точністю внутрішньої поверхні вимірювального трубопроводу, завдяки чому досягається рівномірний рух розділювача, та використанням безконтактних детекторів положення розділювача [13].

Весь процес повірки автоматизований, збір та обробка інформації проводиться за допомогою ЕОМ. Замість повітря в установках такого типу можуть використовуватися реальні гази. Відносна похибка відтворення об'ємних витрат даною установкою становить 0,1-0,2%. Головна перевага трубопоршневих установок в мінімальній межі діапазону відтворених витрат, а також можливість повірки засобів вимірювальної техніки при високих тисках до 10 МПа.

Недоліками таких установок є вузький діапазон витрат газу, а також незгладжувані пульсації тиску та його великі втрати на поршнях, що приводить до нерівномірності ходу, що відповідно впливає на стабільність відтворення витрати [12].

Перевагами даного типу повірочних установок є робота за дискретно-динамічним методом, підвищена точність, широкий діапазон відтворюваних об'ємів та об'ємних витрат газу (1:500), можливість оптимізації градууювально-

піврічного циклу шляхом використання реверсивності установки, можливість функціонування на природному газі [12].

1.3.1. Еталони передавання з обертовими елементами

Конструктивна реалізація ЕП з обертовими елементами може бути реалізована на базі турбінних, роторних і барабанних лічильників газу [12, 13]. При цьому до них ставлять підвищені вимоги щодо технологічного виконання і МХ [9]. Так як МХ еталонів передавання не можуть бути встановлені методом опосередкованих вимірювань, то вони реалізують отримання і передавання одиниці вимірювань прямим методом. Крім того, ЕП забезпечують розширення діапазонів передавання витрат газу, наприклад, паралельним під'єднанням одного чи різних типорозмірів [9]. Ця проблема є актуальною перш за все при передаванні одиниці на реальному середовищі (природному газі), за умов якого досить складно або практично неможливо створювати установки на великі витрати, що перевищують 1000 м³/год.

Незважаючи на очевидність можливості передавання одиниці витрати від паралельно з'єднаних декількох вузькограничних за діапазоном витрат еталонних ЗВТ до одного ЗВТ з більш широким діапазоном витрат наукові дослідження цього питання почалися з установок [9], які реалізують цей метод на рідинному робочому середовищі.

Методологія такого передавання одиниці для рідин і газів науково обґрунтована в [25], однак набула широкого застосування у витратометрії рідин.

Водночас ще з 80-х років фірмою «Gasunie» (м.Гронінген, Нідерланди) [9] застосовувався набір з трьох роторних лічильників газу G40 типу CVM (Constant Volume Meter), які застосовувалися для передавання одиниці об'єму повітря від дзвонового еталона об'ємом 0.5 м³ з похибкою $\pm 0,02\%$ до аналогічного еталона об'ємом 4 м³ з похибкою $\pm 0,10\%$. Фірмою «Gasunie» застосовувалося калібрування трьох мобільних роторних лічильників газу G250 типу CVM для передавання одиниці до первинного еталону високого тиску цієї ж фірми, який створений на базі турбінних еталонів на витрати до 4000 м³/год при тисках до 0,8

МПа і похибці $\pm 0,13\%$. Наступне передавання одиниці від останнього дозволило створити ряд сучасних калібрувальних установок на природному газі цієї та інших фірм [9].

Необхідність подальшого забезпечення єдності вимірювань зумовила застосування ЕП впродовж (2004-2006) р.р. для звірення одиниць об'єму природного газу за робочих умов в двох лабораторіях національних метрологічних інститутів Європи: Pigsar (Федеральний фізико-технічного інституту РТВ, Німеччина) і NMI VanSwinden Laboratories (NMI-VSL, Нідерланди) [9]. При цьому РТВ і NMI-VSL, незалежно одна від одної, реалізували свою систему відслідковуваності (Traceability Chains) передавання одиниці об'єму газу. Система NMI-VSL базується на звірненні масових витратомірів за робочих умов, а установка РТВ для відтворення еталонної одиниці витрати газу під високим тиском використовує поршневу установку.

Для звірення РТВ і NMI-VSL використовували три мобільні набори турбінних витратомірів (рис. 1.7) різних діаметрів. Значення умовних діаметрів для кожного блоку еталонів становлять DN100 (4 дюйми), DN250 (10 дюймів), DN400 (16 дюймів) при діапазонах відтворюваних витрат (40...400) м³/год, (400...4000) м³/год, (650...6500) м³/год відповідно. Довжина вхідних 2, 6 і вихідних 4, 8 прямолінійних трубопроводів перед і після кожного із витратомірів 3, 7 відповідає 5 і 3 діаметрам відповідно. В ЕП застосовується струменевипрямляч 1 типу Zanker на вхідному відрізку. Вся довжина блоку рівна 22 діаметри. З кожним переносним блоком обома лабораторіями були проведені 12 пар порівняльних вимірювань при тисках 2,0 і 5,0 МПа.

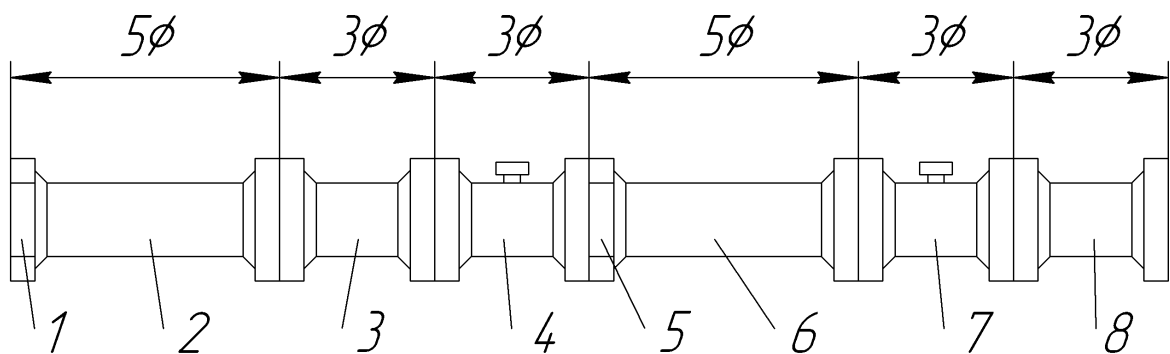


Рисунок 1.7. Схема блоків ЕП для звірення вихідних еталонів РТВ і NMI-VSL

Наступним етапом практичної реалізації забезпечення єдності вимірювань стало звірення вказаних двох еталонів інститутів PTB, NMI-VSL з еталоном французького національного метрологічного інституту (BNM), який створений на базі установки PVTt-типу. При цьому невизначеність результатів звірення не перевищила $\pm 0,15\%$.

Вітчизняний досвід застосування ЕП для передавання одиниці об'єму від державного еталону до РЕ на базі дзвонових ЕУ і до РЕ з ЕЛ подається в [5]. При цьому як ЕП використовуються барабанні лічильники газу EP-2 та EP-15 (виробництва заводу витратовимірювальної техніки в м.Скутеж, Чехія), безрезонансний роторний лічильник газу Delta S-Flow з двома трилопатевиими роторами (виробництва фірми „Actaris Gaszahlerbau GmbH, м.Карлсруе, Німеччина) та турбінний лічильник TZ Fluxi 2200, (виробництва фірми „Actaris Gaszahlerbau GmbH, м.Карлсруе, Німеччина), характеристики яких наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Характеристики ЕП з вітчизняної повірочної практики

Характеристика	EP-2	EP-15	Delta S-Flow G100	TZ Fluxi 2200 G1600
Діапазон витрат, м ³ /год	0,016-2	0,15-15	3-160	160-2500
Границі відносної похибки вимірювання, %	$\pm 0,15$	$\pm 0,15$	$\pm 0,15$	$\pm 0,15$
Відхилення від апроксимованої характеристики в усьому діапазоні витрат, %, не більше	$\pm 0,03$	$\pm 0,01$	$\pm 0,04$	$\pm 0,03$
Відтворюваність, %	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$

Недоліком застосування ЕП в Україні є відсутність вітчизняного їх виготовлення, що пов'язано, очевидно, з недостатнім технічним рівнем виготовлення вітчизняних ЗВТ, а також практичний аспект виконуваних звірень на повітрі, а не на природному газі.

На даний час планується створення у складі МЦ у м.Боярці ЕП одиниці об'єму газу (ротаційно-поршневий прuver) у вигляді пересувного комплексу із п'яти високоточних (невизначеність складає $\pm 0.1\%$) еталонних роторно-поршневих лічильників на витрати до $400 \text{ м}^3/\text{год}$ [12]. Водночас за даними [9] як мобільні ЕП можуть використовуватися такі ЗВТ:

- лічильники роторні на номінальні витрати $(4 \dots 400) \text{ м}^3/\text{год}$ при тисках $(0,1 \dots 8,0) \text{ МПа}$;
- лічильники турбінні на номінальні витрати $(400 \dots 2000) \text{ м}^3/\text{год}$ при тисках $(0,1 \dots 8,0) \text{ МПа}$;
- лічильники турбінні на номінальні витрати $(1600 \dots 8000) \text{ м}^3/\text{год}$ при тисках $(0,1 \dots 8,0) \text{ МПа}$;
- сопла критичного витоку на максимальні витрати до $400 \text{ м}^3/\text{год}$ при тисках до $4,0 \text{ МПа}$.

За необхідності кратного збільшення відтворюваних значень витрати в процесі гармонізації еталонів необхідно використовувати паралельне з'єднання мобільних еталонів, зокрема в реперних точках, наприклад, за витрат $200, 400, 2000$ та $8000 \text{ м}^3/\text{год}$ і фіксованих тисках $0,1, 0,4, 1,2$ та $7,5 \text{ МПа}$.

Серед відомих нових закордонних досліджень ЕП є застосування компараторів на базі лічильників, які працюють разом з трубопоршневою установкою як робочим еталоном [12]. Незважаючи на те, що передача здійснюється на рідинному робочому середовищі, це рішення заслуговує уваги, оскільки може бути реалізоване і на газі і забезпечує зменшення похибки звірень при зростанні кількості одночасно використовуваних компараторів, завдяки чому розширюється теорія і практика побудови ЕП.

Вкажемо також на нове технічне рішення [27] щодо конкретної реалізації мобільного роторно-поршневого прuverа з роз'ємним з'єднанням і платформою для транспортування, а також застосування при цьому спеціального технологічного рішення під'єднання ЕЛ з вузлом приєднання паралельних випробувальних ліній вузького діапазону витрати, які укомплектовані дублюючими ЕЛ. Це забезпечує розширення діапазону витрат та тисків до значень, при яких можна здійснювати перевірку робочих ЗВТ.

1.3.2. Еталони передавання на пристроях звуження потоку

Конструктивна реалізація ЕП на пристроях без рухомих елементів реалізується переважно на базі КС. За принципом дії витратоміри із застосуванням КС забезпечують пряме звірення ЕУ з використанням алгоритму вимірювання масової витрати газу [13].

Про одне з перших в СРСР застосування КС як ЕП у 80-х роках повідомляється у публікаціях [13]. КС застосовувалися в складі компаратора еталонів [16], який використовувався при взаємних звірнях трьох на той час вітчизняних еталонів з національними еталонами у Франції (Gas de Frans) і Великобританії (NEL). До складу компаратора входять сопло Лаваля (сопло компаратора еталонів), вхідний і вихідний трубопроводи, засоби вимірювання тиску і температури. Метрологічна атестація еталонів здійснювалася гравіметричним методом з використанням ваги, газозбірної ємності і хронометра, які входять в склад РЕ одиниці масової витрати газу ВЭТ-118-02-81 (раніше він мав статус зразкової витратовимірювальної установки типу ВИРУ). Однак, в [5] не наводяться дані щодо алгоритму і результатів проведених звірень. Поряд з цим тут подаються методологічні особливості запропонованого нового наукового підходу до застосування КС у складі компаратора для звірень, зокрема, застосування газодинамічного коефіцієнта витрати для оцінки рівності відтворюваних одиниць витрати, який експериментально визначають під час звірень.

Найбільшого поширення останніми роками саме як ЕП критичні сопла набули за кордоном. Так в роботі [13, 16] поряд з конкретизацією переваг застосування КС для калібрування і повірки турбінних і роторних витратомірів газу, зокрема, можливості їх реалізації на природному газі і за високих тисків, сказано, що такий підхід за своєю суттю звужує їх можливості внаслідок відтворення одного значення об'ємної витрати кожним окремим соплом. При цьому вказується на можливість їх застосування при передаванні одиниці вимірювання при зростанні тиску від мінімального до максимального робочого

значення. Тут також акцентується на необхідності обов'язкового врахування розрахованого значення функції критичної витрати сопла з врахуванням реального складу природного газу.

У [9] розглядається технічна реалізація градуювання КС на повітрі з метою застосування для передавання одиниці вимірювання до послідовно змонтованих КС або лічильників. При цьому за результатами проведених 150 випробувань за допомогою установки PVTt-типу з похибкою $\pm 0.04\%$ похибка градуювання КС не перевищувала $\pm 0.1\%$. Використання регулювання тиску після ДП дає можливість змінювати об'ємну витрату на останньому і отримувати градуювальну характеристику лічильника для діапазону (10...100 м³/год). Отримана похибка останнього знаходиться в межах від -0.9 % при 10 м³/год до +0.4 % при 100 м³/год із застосуванням одного КС з об'ємною витратою 100 м³/год за робочих умов.

Застосування КС як ЕП передбачається при створенні МЦ у м.Боярці [16]. При цьому їх використання забезпечить створення мобільних засобів на максимальну витрату 400 м³/год при тисках 4,0 МПа, а в поєднанні з ЕП роторного і турбінного типів планується реалізація способу комплексного відтворення, визначення та передавання еталонних значень витрати газу. В перспективі передбачається застосування цих сопел для гармонізації створюваних в метрологічному центрі еталонів з іншими вітчизняними і закордонними еталонами витрати газу. Це свідчить про актуальність проведення подальших метрологічних досліджень цих засобів.

Як новітнє технічне рішення щодо реалізації способу звірення методів та пристроїв повірки лічильників газу відома корисна модель [28], яка передбачає при повірці засобів вимірювання витрати одночасне використання звірень показів комплексу робочих еталонів (сопел критичного витоку, еталонних турбінних, роторних та ультразвукових лічильників), які встановлені на різних пристроях для повірки цих засобів з РЕ мобільних еталонів витрати газу.

У 2006-2007р.р. виконані перші міждержавні звірення національних еталонів одиниць об'єму та об'ємної витрати газу в рамках проекту регіональної метрологічної організації KOOMET. У звірваннях прийняли участь сім країн:

Словаччина, Німеччина, Литва, Білорусь, Росія, Україна, Молдова. Звірення проводилися в діапазоні витрат $(0.12...10)\text{м}^3/\text{год}$ за допомогою набору мембранних лічильників газу типу МКМ типорозміру G6 і в діапазоні витрат $(100...1000)\text{м}^3/\text{год}$ за допомогою аксіального турбінного лічильника газу типу DAE типорозміру G650 DN150 PN16.

Результати звірень засвідчили про достатньо високий рівень достовірності та точності еталонної бази ДП «Івано-Франківськстандартметрологія», який співмірний з аналогічними показниками провідних метрологічних інститутів Європи, зокрема PTB (Німеччина) і SMU (Словаччина).

Перевагами застосування ЕП з обертовими елементами і на базі КС є можливість досягнення високої точності передавання одиниць, створення їх мобільних варіантів і функціонування як на повітрі так і на природному газі. Як недолік вкажемо, що їх реалізація потребує високого технологічного рівня виготовлення ЕП, наявності відповідних ЕУ і методичних нормативних документів достатнього наукового рівня. Принагідно зауважимо, що в Україні до сьогоднішнього часу практично не здійснюється метрологічна атестація КС на великі витрати газу.

Тенденція розвитку ЕП стосується забезпечення їх вищої точності та можливості розширення діапазону витрат, що передаються, на базі подальшого розвитку методології передавання розміру одиниць вимірювання [9] і застосування теорії невизначеності у вимірюваннях при виконанні цих метрологічних операцій.

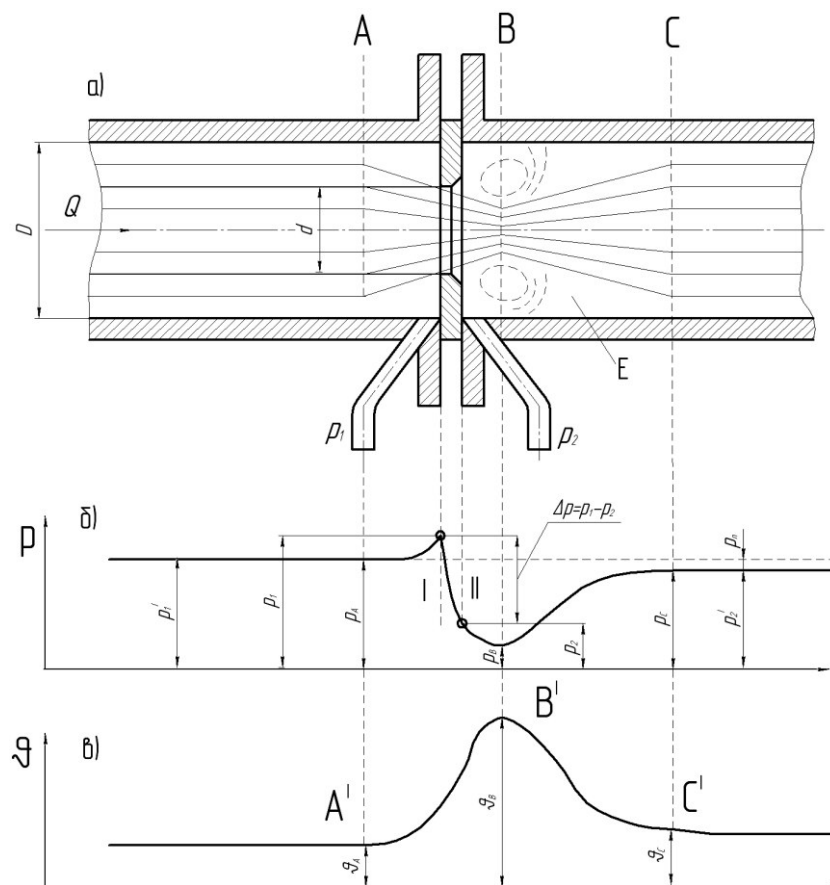
1.5 Особливості технічної реалізації робочих еталонів об'єму та витрати природного газу на базі витратоміра змінного перепаду тиску

Робочими еталонами змінного перепаду тиску [5] називаються РЕ, принцип роботи яких базується на залежності витрати від перепаду тиску, який створюється на установленому у трубопроводі нерухомому пристрої (пневмоопір) або самим елементом трубопроводу [19].

Конструктивно такі РЕ здебільшого складаються з трьох частин:

- перетворювач витрати, який створює перепад тиску залежно від витрати;
- з'єднувальний пристрій, який передає перепад тиску від перетворювача до вимірювального приладу;
- диференційний манометр, який вимірює перепад тиску, утворений перетворювачем витрати, і градуйований зазвичай в одиницях витрати [23].

Найчастіше у таких РЕ для створення перепаду тиску як інформативного параметра використовують спеціальний звужуючий пристрій, який встановлюють у трубопроводі на шляху потоку. Таким пристроєм найчастіше є діафрагма (тонкий диск з круглим циліндричним отвором у центрі) та сопло. Потік газу, який протікає через звужуючий пристрій створює перепад тиску. Вимірюючи перепад тиску дифманометром, можна визначити витрату газу за відомою між ними залежністю. Характер такої залежності ілюструється рис. 1.7 [12].



а – звужуючий пристрій (діафрагма); б – зміна тиску при проходженні газу через діафрагму; в – середня швидкість потоку.

Рисунок 1.7 – Зміна тиску p та швидкості v потоку у трубопроводі при установці звужуючого пристрою (діафрагми)

При протіканні газу через звужуючий пристрій (діафрагму) (рис. 1.7, а) внаслідок переходу частини потенціальної енергії в кінетичну середня швидкість потоку у звуженні збільшується. В результаті цього статичний тиск потоку після діафрагми (p_2) стає меншим, ніж перед нею (p_1) [12].

На рис. 1.7, б зображена зміна тиску при проходженні газу через діафрагму. Позначимо через А-А' той переріз трубопроводу, починаючи з якого буде відчутним вплив діафрагми на характер потоку [12]. В цьому перерізі потік починає звужуватися, відриватися від стінок трубопроводу, і як наслідок середня швидкість потоку v (рис. 1.7, в) почне збільшуватись. Внаслідок інерції струмись продовжує звужуватися і на деякій відстані після діафрагми. Тому місце найбільшого звуження струменя буде знаходитися в перерізі В-В'. Відстань від перерізу А-А' до діафрагми не перевищує діаметра трубопроводу D , а відстань від перерізу В-В' до заднього торця діафрагми приблизно дорівнює $0,5D$.

На ділянці від перерізу А-А' до перерізу В-В' середня швидкість потоку зростає від v_A до v_B . Відповідно зростає і кінетична енергія струменя. Це збільшення швидкості кінетичної енергії може здійснюватися тільки за рахунок зменшення потенціальної енергії і, як наслідок, спаду тиску від p_A до p_B . Відтак струмись починає поступово розширюватися і в перерізі С-С' знову досягає стінок трубопроводу. Цей процес буде супроводжуватися поступовим зменшенням швидкості потоку і частковим відновленням початкового тиску [13].

В перерізі С-С' швидкість v_C стане рівною початковій v_A , якщо вважати, що густина середовища ρ не змінилась, але тиск p_C буде меншим, ніж p_A , внаслідок значної втрати енергії в застійних зонах E , що знаходяться за діафрагмою. Струмись, що рухається з високою швидкістю буде захоплювати прилеглі частинки із застійних зон E і викликати деякий спад тиску в цих зонах.

Це потягне за собою частковий зворотний рух середовища від перерізу С-С' до перерізу В-В'. В застійних зонах виникають сильні вихроутворення і втрати енергії. Залишкові втрати тиску $(p_A - p_C)$ становлять для діафрагм від 40 до 90% від перепаду тиску $(p_A - p_B)$ і зменшуються зі збільшенням відносного перерізу отвору діафрагми $(d/D)^2$. Зауважимо, що безпосередньо в отворі діафрагми втрати енергії на тертя і удари складають не більше 2% від перепаду тиску $(p_A - p_B)$ [12].

Шукана залежність між масовою Q_M (чи об'ємною $Q_{об}$) витратою і перепадом тиску $(p_1 - p_2)$, який в загальному випадку може змінюватися в перерізах, відмінних від А-А' і В-В', може бути отримана зі спільного розв'язку рівняння для закону збереження енергії [12]

$$\int v dv = - \int \frac{dp}{\rho} \quad (1.4)$$

і рівняння нерозривності струменя [12]

$$Q_M = \rho v F = const, \quad (1.5)$$

де: dv і dp — відповідні зміни швидкості і густини середовища, що протікає в перерізі потоку при його звуженні і розширенні; F — площа перерізу потоку в довільно вибраному перерізі трубопроводу. При цьому вважаємо, що трубопровід горизонтальний [12].

Відношення найменшої площі (горла) струменя F_B до площі отвору діафрагми F_0 називають коефіцієнтом звуження струменя і зазвичай позначають через μ [13].

Звідси

$$F_M = \mu F_0. \quad (1.6)$$

Коефіцієнт μ вказує ступінь додаткового звуження потоку, що відбувається під впливом сил інерції, на виході із звужуючого пристрою. Для діафрагм μ знаходиться в межах 0,6-0,78. Для сопла, що має плавний вхід, $\mu = 1$

Відношення площі отвору звужуючого пристрою F_0 до площі поперечного перерізу трубопроводу F_A називається відносною площею m і визначається відношенням [12]

$$m = \frac{F_0}{F_M} \quad (1.7)$$

Із врахуванням рівнянь (1.6) і (1.7) з рівняння (1.5) випливає, що

$$v_A = v_B \cdot \mu \cdot m \quad (1.8)$$

При вимірюванні витрати газу його густина ρ зменшується при проходженні через звужуючий пристрій внаслідок зниження тиску, в результаті чого масова Q_M (чи об'ємна $Q_{об}$) витрата, характерна для початкової швидкості, трохи збільшиться. Для врахування цього вводять поправочний множник на розширення газу ϵ , менший за одиницю.

В такому випадку рівняння для визначення масової і об'ємної витрати набувають вигляду [12]

$$Q_M = \alpha F_0 \sqrt{2\rho(p_1 - p_2)} \quad (1.9)$$

$$Q_{об} = \alpha F_0 \sqrt{\frac{2}{\rho}(p_1 - p_2)} \quad (1.10)$$

Ці рівняння є основними залежностями між витратою газу і перепадом тиску на звужуючому пристрої.

Залежність густини газу ρ (кг/м³) в робочих умовах від температури і тиску визначається за формулою [13]

$$\rho = \frac{\rho_c p_1 T_c}{p_c T_1 K}, \quad (1.11)$$

де ρ_c — густина сухого газу в стандартних умовах, тобто при тиску $p_c = 1,01325 \cdot 10^5 \text{ Па}$ і температурі $T_c = 293,15 \text{ К}$; p_c, T_c — тиск газу та температура при стандартних умовах відповідно; p_1, T_1 — абсолютний тиск газу та температура перед звужуючим пристроєм відповідно; K — коефіцієнт стисливості газу.

Підставивши в формулу (1.11) цифрові значення густини ρ_c і температури T_c за стандартних умов, отримаємо формулу, яка часто використовується на практиці для визначення густини газу в робочих умовах

$$\rho = \frac{283,73 \rho_c p_1}{T_1 K} \quad (1.12)$$

Абсолютний тиск середовища p_1 дорівнює сумі надлишкового тиску p_{1H} що вимірюється перетворювачем тиску чи манометром, і атмосферного тиску p_B , тобто:

$$p_1 = p_{1H} + p_B \quad (1.13)$$

З формули (1.11) видно, що із збільшенням абсолютного тиску p_1 і зниженням фактичної температури газу T_1 густина газу ρ за робочих умов збільшується, а при зменшенні тиску і підвищенні температури — зменшується.

Коефіцієнт стисливості газу K характеризує непропорційність зміни об'єму газу зі зміною тиску і температури. Вплив коефіцієнта K на густину газу при різних тисках і температурах досить сильний. Так, для природного газу значення K може змінюватися від $K = 1$ (при $p_c = 0,1 \text{ МПа}$ і $T_c = 293,15 \text{ К}$) до $K = 0,5$ (при $p_1 = 10 \text{ МПа}$ і $T_1 = 223,15 \text{ К}$) [13].

Рівняння, що пов'язує витрату газу, приведену до стандартних умов, з витратою газу в робочих умовах, має вигляд [13]

$$Q_C = \frac{Q_{OB} \rho}{\rho_C} \quad (1.14)$$

Підставивши в це рівняння значення фактичної густини газу із виразу (1.11) і значення об'ємної витрати Q_{OB} , отримаємо формулу об'ємної витрати газу, приведені до стандартних умов [12]

$$Q_C = 0,01252 \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot d^2 \sqrt{\frac{(p_1 - p_2) p_1 T_C}{\rho_C p_C T_1 K}} \quad (1.15)$$

де Q_C — об'ємна витрата газу, приведена до стандартних умов, м³/год.

Деколи облік газу та визначення основних параметрів здійснюється у позасистемних одиницях. Тоді витрата газу Q_H за стандартних умов виражається в кубічних метрах за годину, діаметр отвору діафрагми d в міліметрах, перепад тиску $\Delta p = p_1 - p_2$ — в кілограм-силах на квадратний метр, тиск p_1 — в кілограм-силах на квадратний сантиметр. В цьому випадку формула (1.16) при $p_C = 1,0332 \text{ кгс/см}^2$ і $T_C = 293,15 \text{ К}$ набуде вигляду [12]

$$Q_C = 0,2109 \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot d^2 \sqrt{\frac{(p_1 - p_2) p_1}{\rho_C T_1 K}} \quad (1.16)$$

У проаналізованих літературних джерелах досліджувалося 50 діафрагм, що працюють в різних вуглеводневих середовищах (бензині, Бутані і т. д.), парі, газі в трубопроводах діаметром 50—250 мм при термінах експлуатації від 1 року до 6 років. Одержані дані показали, що форма СД, по якій відбувається порушення її вхідної кромки, може бути достатньо точно відтворена простим зняттям фаски завглибшки $h = 0,25$ мм і кутом скосу 45° . Діафрагма, встановлена з таким профілем вхідної кромки, забезпечує високу стабільність вимірювання витрати рідин, газів і пари в процесі тривалої експлуатації. Експериментальні дослідження за визначенням метрологічних характеристик діафрагм проводили на Державному первинному еталоні об'ємної витрати рідини і гідродинамічному стенді. Для досліджень були виготовлені дві робочі ділянки з внутрішнім діаметром 100 і 50 мм, кожний з них складався з двох трубопроводів і розташованої між ними кільцевої камери відбору тиску з ЗП. Заздалегідь для кожного трубопроводу були знайдені коефіцієнти лінійного опору λ у функції числа Re . Одержані результати показали, що ділянки трубопроводів, на яких проводилися дослідження, гідравлічно гладкі. Крім того, було виготовлено три комплекти діафрагм із знятою фаскою на вхідній кромці (рис. 1.8).

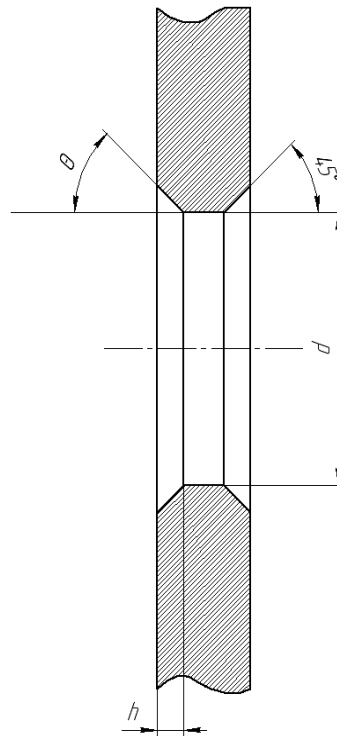


Рисунок 1.8 – Форма і основні розміри діафрагми із знятою фаскою

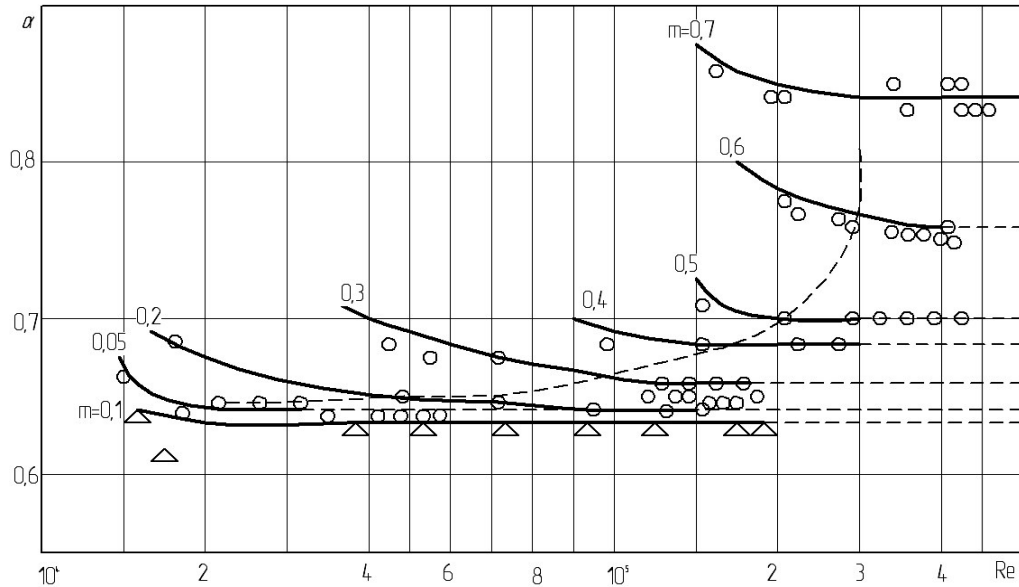


Рисунок 1.9 – Залежність коефіцієнта витрати α для діафрагми з знятою фаскою від числа Re для трубопроводів з внутрішнім діаметром 100 мм

Перший комплект складався з 18 діафрагм з різними відносними площами m і призначався для досліджень на трубопроводі з внутрішнім діаметром 100мм, Для визначення допуску на виготовлення кута скосу фаски θ в цей комплект входили три діафрагми при $m = 0,3$ з різними кутами скосу ($\theta = 40, 50$ і 45°). Другий комплект включав шість діафрагм для досліджень на трубопроводі діаметром 50 мм. Третій комплект з чотирьох діафрагм служив для виявлення можливості використання діафрагм із знятою фаскою в трубопроводах діаметром менше 50 мм. Відомо, що для одного і того ж ЗП для гідравлічно гладкого трубопроводу коефіцієнт витрати α є функцією числа Re . Тому першочергове завдання експериментальних досліджень полягало у встановленні залежності α від числа Re . З представлених на рис. 1.9 і 1.10 результатів експериментальних досліджень за визначенням коефіцієнтів витрати видно, що для досліджених перетворювачів витрати залежність α від числа Re тим сильніше, чим менше число Re . При достатньо великих значеннях Re коефіцієнт витрати можна вважати постійним в межах похибки визначуваних величин ($\Delta = 0,3\%$). Тому діафрагми із знятою фаскою так само, як і СД, можуть бути використані тільки при значеннях числа Re , які перевищують деяке граничне число Рейнольдса Re_{zp} .

Значення Re_{zp} для досліджених діафрагм практично співпадають із значеннями Re_{zp} для СД. Для діафрагм з знятою фаскою, коефіцієнт витрати α у області $Re > Re_{zp}$, залежить не тільки від значення площі m , але і від відношення h/d глибини фаски до діаметру прохідного перетину ЗП. По даним експериментальних досліджень побудований графік залежності поправочного коефіцієнта K_n від відношення h/d який враховує відхилення величини початкового коефіцієнта витрати діафрагми із знятою фаскою $\alpha_{поч}$ початкового коефіцієнта СД $\alpha_{ст.}$

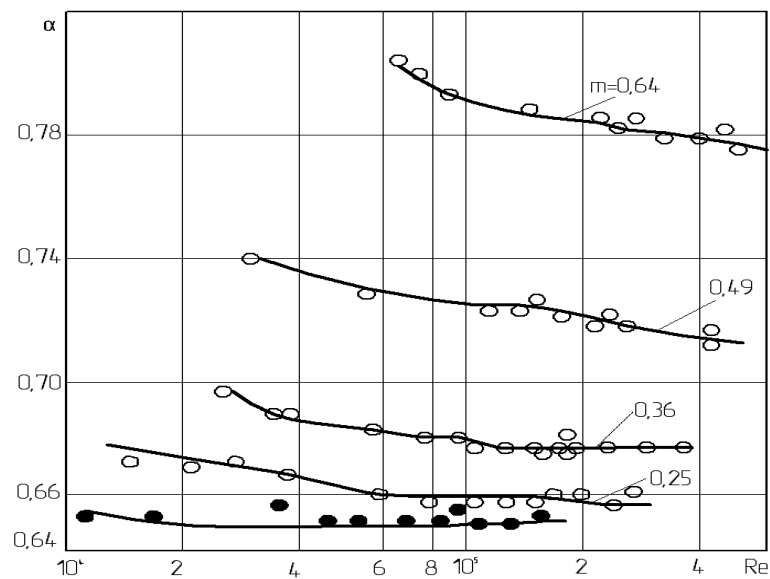


Рисунок 1.10 – Залежність коефіцієнта витрати її для діафрагми із знятою фаскою від числа Re для трубопроводів з внутрішнім діаметром 50 мм

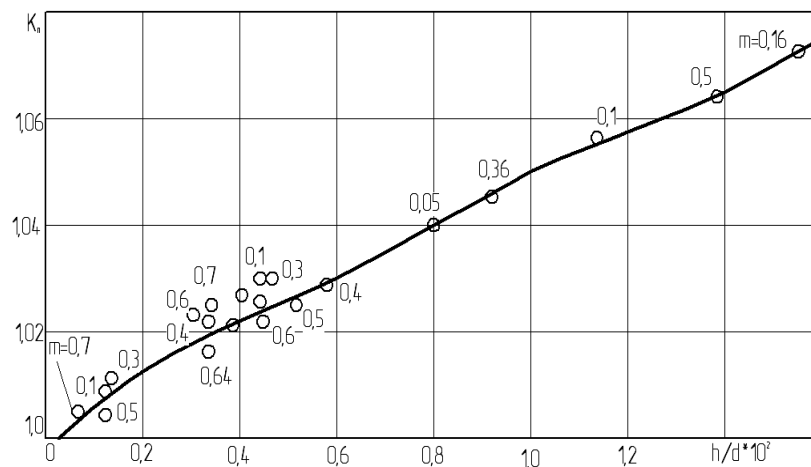


Рисунок 1.11 – Залежність поправочного множника K_n від відношення h/d

Ця залежність (рис. 1.11) з похибкою $\pm 0,4\%$ апроксимується наступними формулами:

$$K_{II} = 0,99625 + 13,0217 \cdot \frac{h}{d} - 1994,03 \cdot \left(\frac{h}{d}\right)^2 + 141599 \cdot \left(\frac{h}{d}\right)^3 \quad \text{при } \frac{h}{d} < 0,002 \quad (1.17)$$

$$K_{II} = 1,0068 + 4,1434 \cdot \frac{h}{d} \quad \text{при } 0,002 \leq \frac{h}{d} \leq 0,016 \quad (1.18)$$

На підставі проведених дослідів встановлена також залежність коефіцієнта $\alpha_{пoch}$ від кута скосу вхідної фаски діафрагми:

$$\alpha_{пoch} = 0,6445 + 0,1115 \frac{\theta}{10^3} \quad \text{при } 40^\circ \leq \theta \leq 50^\circ \quad (1.19)$$

що дозволило для заданої похибки $\Delta\alpha_{пoch}/\alpha_{пoch}$ визначити допуск на кут скосу фаски ($\theta = \pm 5^\circ$).

Поправка $K_{ш}$ до коефіцієнта витрати, залежна від відносної шорсткості трубопроводу, для діафрагм із знятою фаскою та ж, що і для СД. Таким чином, коефіцієнт витрати діафрагм із знятою фаскою повинен визначатися по формулі

$$\alpha = K_n \cdot K_{ш} \cdot \alpha_{ст.} \quad (1.20)$$

Необхідні довжини прямих ділянок трубопроводу, встановлені для СД і сопел, справедливі і для діафрагм із знятою фаскою.

Відомо, що для ЗП деяких типів виникнення кавітації викликає значне відхилення коефіцієнтів витрати. Тому в цілях дослідження впливу кавітації на метрологічні характеристики діафрагм із знятою фаскою визначені коефіцієнти витрати на кавітаційних режимах α_K , які порівнювалися з без кавітаційними коефіцієнтами витрати α , одержаними при тих же числах Re. Не дивлячись на практичний збіг значень α і α_K , роботу на кавітаційних режимах слід вважати небажаною, оскільки кавітація є генератором нерозчиненого повітря, а також джерелом підвищеного звукового фону і вібрацій [13].

1.6 Постановка завдання на магістерську роботу

Проаналізувавши сучасний стан і тенденції розвитку РЕ об'єму та об'ємної витрати газу можна зробити висновок, що досягнутий рівень РЕ об'єму та

об'ємної витрати газу, які застосовуються безпосередньо для градування і повірки робочих лічильників і витратомірів природного газу в багатьох випадках не відповідає сучасним вимогам. Перш за все це зумовлено відсутністю високоякісних РЕ. Тому необхідно в подальшому проводити дослідження та розроблення нових покращених варіантів функціонування РЕ об'єму та об'ємної витрати газу, одним із методів вирішення цього завдання може бути за допомогою методу змінного перепаду тиску.

Аналіз великої кількості відомих методів побудови РЕ вимагають вдосконалення існуючих і розроблення нових принципів побудови РЕ для підвищення їх точності і розширення умов функціонування.

З врахуванням функціонування відомих РЕ на повітрі необхідно вдосконалити наукові основи методології побудови РЕ об'єму та об'ємної витрати газу при зміні виду робочого середовища.

Упровадження РЕ об'єму та витрати природного газу може дати значний техніко-економічний ефект, по-перше, через підвищення точності вимірювання витрати, обумовленої зберіганням постійності коефіцієнта витрати, і, по-друге через подовження терміну експлуатації діафрагм, в результаті чого скорочуються монтажні і демонтажні роботи, а так само витрати на виготовлення діафрагм. Таким чином завданням на магістерську роботу буде:

- теоретичне обґрунтування побудови робочих еталонів на базі витратоміра змінного перепаду тиску;
- розроблення структурної та електричної принципової схеми блоку обробки інформації робочого еталону;
- конструювання робочого еталону;
- метрологічні дослідження робочого еталону.

2 РОЗРОБЛЕННЯ РОБОЧОГО ЕТАЛОНУ ОБ'ЄМУ ТА ВИТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

2.1 Теоретичне обґрунтування побудови робочих еталонів на базі витратоміра змінного перепаду тиску

Фундаментальні теоретико-експериментальні дослідження щодо функціонування ВЗПТ [9] поряд з запровадженням нових міжнародних нормативних документів [4, 5] стосовно їх практичного застосування створюються передумови для проведення досліджень у сфері розширення області застосування ВЗПТ, зокрема як еталонних витратовимірювальних засобів. Однією із таких концепцій може бути розроблення робочого еталона витрати і об'єму природного газу, що потребує моделювання теоретичних засад передавання одиниці витрати вказаними вимірювальними засобами.

Нові теоретичні та експериментальні дослідження, а також побудовані на їх базі міждержавні нормативні документи вимірювання витрати і об'єму природного газу [5, 9] фундаментально описують не тільки процеси вимірювання витрати природного газу, але і подають алгоритми для розрахунку їх складових похибок, які необхідно враховувати при розробленні РЕ одиниць об'єму і витрати природного газу.

РЕ на базі ВЗПТ повинен реалізувати такий алгоритм вимірювання витрати [9]:

$$q = \frac{C}{\sqrt{1-\beta^4}} \varepsilon \frac{\pi}{4} d^2 \frac{\sqrt{2\Delta p \cdot p_1}}{\rho}, \quad (2.1)$$

де q – об'ємна витрата природного газу за робочих умов; C – коефіцієнт витікання звужувального пристрою; ε – коефіцієнт розширення вимірюваного середовища; β – відношення діаметра отвору d діафрагми до внутрішнього діаметра D вимірювального трубопроводу ВЗПТ; Δp – перепад тиску на звужувальному пристрої; p_1 – тиск перед звужувальним пристроєм; ρ – густина природного газу за робочих умов при вимірюванні його витрати.

Аналіз виразу (2.1) показує, що кожна із складових алгоритму вносить свою частку в похибку вимірювання витрати, серед яких найбільш суттєвими можуть бути методичні похибки визначення коефіцієнтів C і ε . У [14] наводяться формули для обчислення цих коефіцієнтів, похибки їх розрахунку за даними вказаного джерела практично перевищують $\pm 0,5\%$. У [14] як об'єкт для дослідження вибраний добуток коефіцієнтів $C \cdot \varepsilon$, якому надана назва градуовального коефіцієнта ВЗПТ. Чисельне моделювання здійснювалося на базі таких алгоритмів [29] розрахунку вказаних коефіцієнтів

$$C = 0,5961 + 0,0261 \cdot \beta^2 - 0,216 \cdot \beta^8 + 0,000521 \left(\frac{10^6 \cdot \beta}{\text{Re}_D} \right)^{0,7} +$$

$$(0,0188 + 0,0063 \cdot A) \cdot \beta^{3,5} \cdot \left(\frac{10^6}{\text{Re}_D} \right) + (0,043 + 0,080 e^{-10L_1} - 0,123 e^{-7L_1}) \times$$

$$\times (1 - 0,11 \cdot A) \cdot \frac{\beta^4}{1 - \beta^4} - 0,031 \cdot (M_2' - 0,8 \cdot M_2'^{1,1}) \cdot \beta^{1,3}$$

(2.2)

$$\varepsilon = 1 - (0,361 + 0,256 \cdot \beta^4 + 0,93 \cdot \beta^8) \cdot \left[1 - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{1/k} \right] \quad (2.3)$$

де Re_D – число Рейнольдса; k – показник адиабати робочого середовища, A – параметр, який визначається за формулою:

$$A = \left(\frac{19000 \cdot \beta}{\text{Re}_D} \right)^{0,8} \quad (2.4)$$

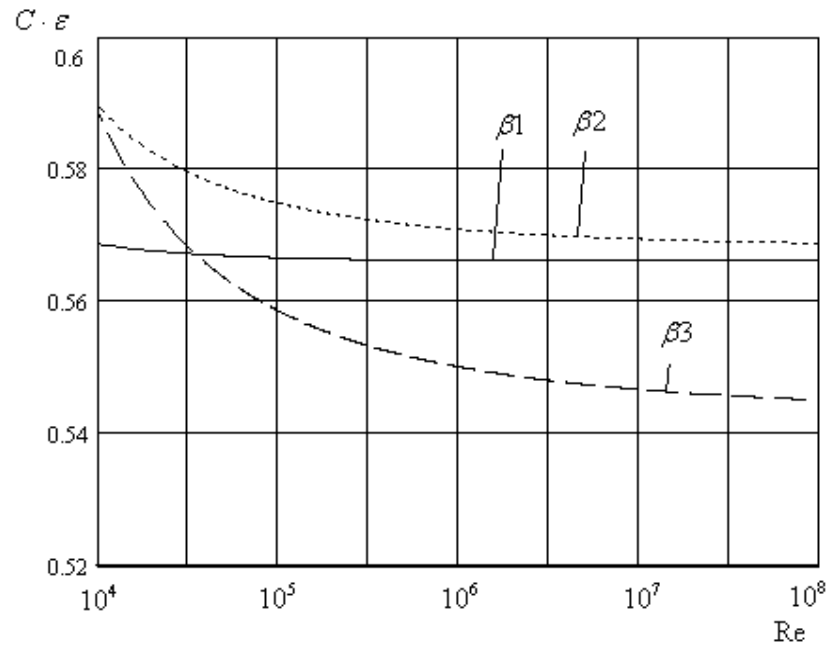
Параметри L_1, M_2 , які характеризують метод і місце відбору перепаду тиску у відповідності до [14] для кутового методу приймаються рівними нулю.

Як видно із (2.2) і (2.3) зміна виду робочого середовища і його параметрів (тиск і температура) впливають на значення показників Re_D і k . Тому доцільним є чисельне моделювання градуовального коефіцієнта $C\varepsilon$ як функції від Re_D і k [14]. На базі алгоритмів (2.1) – (2.3) можна записати:

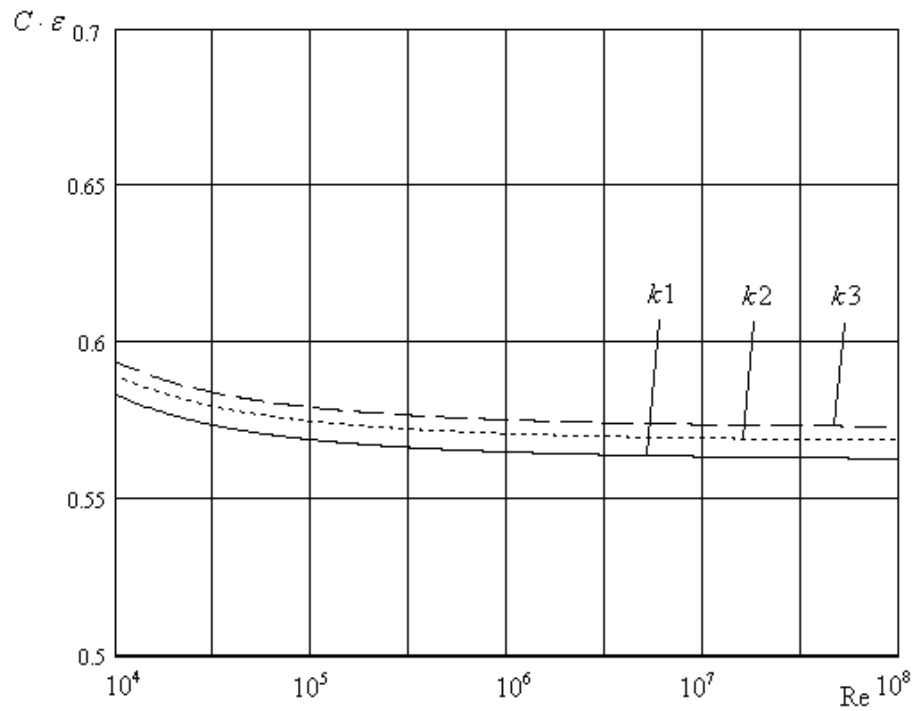
$$C\varepsilon = \frac{q \cdot \rho \cdot \sqrt{1 - \beta^4}}{\frac{\pi}{4} \cdot d^2 \cdot \sqrt{2 \cdot \Delta p \cdot p_1}} = f(\text{Re}_D, k). \quad (2.5)$$

Для забезпечення отримання коректних результатів моделювання проводилося при $D > 71,12$ мм і співвідношенні тисків після і до звужувального пристрою ВЗПТ $p_2/p_1 = 0,8$. Результати моделювання ілюструються на рис.2.1. Із їх аналізу видно, що на стабільність градуювального коефіцієнта впливають значення числа Re_D і показника адіабати k , а також конструктивних параметрів ВЗПТ, що є передбачуваним очікуваним для даного випадку. За результатами виконаного моделювання встановлено, що для діапазону Re_D ($10^5 \dots 10^8$) зміна градуювального коефіцієнта C_ϵ є найменшою (0,089 %) при $\beta = 0,1$ і найбільшою (2,41%) при $\beta = 0,74$ (рис. 2.1, а). При цьому очевидним є практично однаковий вплив зміни показника адіабати k на нестабільність градуювального коефіцієнта C_ϵ , який в межах ($10^5 \div 10^8$) Re_D змінюється близько 1,75% для практично всього можливого діапазону зміни показника k від 1,2 до 1,66. Орієнтовна паралельність форми кривих (рис. 2.1, б) свідчить про методичний вплив на добуток C_ϵ виду робочого середовища і про можливість аналізу цього явища з вивченням впливу як систематичних похибок і обґрунтуванням введення поправок щодо них. Із рис. 2.1, а також очевидним є висновок щодо підвищення стабільності градуювального коефіцієнта із зменшенням параметра β , який характеризує особливості конструктивного виконання ВЗПТ [29].

Поряд з цим внаслідок більшої досконалості математичних моделей (2.4), (2.5) порівняно з відомими аналогічними формулами наявною є зона підвищеної стабільності (0,017 %) градуювального коефіцієнта в межах ($10^6 \div 10^8$) Re_D при $\beta = 0,1$ і 0,37 % при $\beta = 0,5623$, яка математично обґрунтовує можливість використання цієї зони зміни Re за певних β для створення РЕ. Тут зауважимо також, що враховуючи систематичний вплив на зміну градуювального коефіцієнта параметрів Re_D , β і k стає можливим його коригування шляхом введення поправок як це реалізується, наприклад, для РЕ турбінного типу. Цим досягається практична можливість підвищення точності РЕ [14].



a)



б)

Рисунок 2.1 – Графічна ілюстрація результатів моделювання градувального коефіцієнта $C\varepsilon$:

a – при $k_2 = 1,43$; $\beta_1 = 0,1$; $\beta_2 = 0,5623$; $\beta_3 = 0,74$;

б – при $\beta_2 = 0,5623$; $k_1 = 1,2$; $k_2 = 1,43$; $k_3 = 1,66$.

2.2 Розроблення структурної схеми блоку обробки інформації робочого еталону об'єму та витрати природного газу

Давач А1 (плакат МР.МТТм-02.00.00.002) перетворює величину витрати у вихідний сигнал який потрапляє на попередній підсилювач А2 в якому підсилюється. Після цього з попереднього підсилювача потрапляє на підсилювач потужності А3, підсилившись сигнал поступає на лінійний детектор А4.

Сигнал з лінійного детектора А4 поступає в аналого-цифровий перетворювач А5 в якому перетворюється в цифровий код. Цифровий код в свою чергу перетворюється і відображається у вигляді семи сегментних цифр на індикаторі А6.

Живлення забезпечується за допомогою блока живлення ВГ який складається з трансформатора Т який перетворює напругу мережі 220В на напругу потрібну для живлення операційних підсилювачів, аналого-цифрового перетворювача та інших елементів схеми після цього потрапляє на випрямляч U2 і в нім змінна напруга перетворюється на пульсуючу. З випрямляча пульсуюча напруга поступає на фільтр Z1 у якому згладжуються пульсації цим самим перетворюючи пульсуючу напругу у постійну. З фільтра сигнал потрапляє на стабілізатор U1 який стабілізує отриману напругу. Для живлення операційних підсилювачів та аналого-цифрового перетворювача ми забезпечуємо напругу +15В, -15В а також 5В.

2.3 Розроблення електричної принципової схеми блоку обробки інформації робочого еталона об'єму та витрати природного газу

Давач Р1 умовно вважаємо як трансформатор в якому є рухоме осердя яке рухається в залежності від зміни тиску (плакат МР.МТТм-02.00.00.003). Коли тиск збільшується осердя входить в середину, а коли зменшується виходить назовні. Під час входження осердя збільшується взаємно індуктивний зв'язок і в результаті чого у вторинній обмотці збільшується напруга а під час виходження

осердя назовні індуктивний зв'язок зменшується і напруга у вторинній обмотці давача теж зменшується.

До первинної обмотки давача приєднаний RC-генератор який працює наступним чином. Робочу точку задають резистори R4, R5 частоту коливань задають конденсатори C2, C3, C4 і резистори R1, R2, R3. Для підсилення по струму служить транзистор VT2. Для RC-генератора є дві умови самозбудження генератора: балансу амплітуд $k = \frac{U_{вих}}{U_{вх}}$, $\beta = \frac{U_{вх}}{U_{вих}}$, $\beta \cdot k \geq 1$ та балансу фаз.

$\varphi_n + \varphi_d = 360^\circ$. Сума обертання фаз має бути 180° або 0° . Ці дві умови повинні виконуватися для строго певної частоти, якщо ці умови виконуються для декількох частот то коливання RC-генератора будуть не синусоїдальні.

З вторинної обмотки давача напруга поступає на попередній підсилювач який працює наступним чином. Робочу точку задають резистори R6 – R10, для стабілізації по температурі служать резистори R7, R9, R10. Резистор R9 створює від'ємний зворотній зв'язок по постійному струмові, що стабілізує роботу попереднього підсилювача по температурі і напрузі живлення. Для усунення від'ємного зворотного по змінному струмові служить конденсатор C6.

З попереднього підсилювача сигнал потрапляє у підсилювач потужності. Даний підсилювач виконаний на чотирьох транзисторах і складається із простого вхідного каскаду VT5, простого перед кінцевого каскаду VT6 і кінцевих каскадів VT7, VT8. Вхідний сигнал через роздільний конденсатор C8 поступає на базу транзистора VT5. Напруга зміщення на базу цього транзистора подається з допомогою подільника із резисторів R13 і (R12+ R11), причому коло із конденсатора C7, R11 служить розв'язуючим фільтром. Навантаженням транзистора VT5 є паралельне з'єднання резистора R14 із базою транзистора VT6. В емітерному колі транзистора VT5 послідовно включені резистори резистор R15 і конденсатор C9. Для змінного струму робочій смузі частот опір конденсатора C9 можна вважати рівний нулю. Тому по змінному струму нижній кінець резистора R15 має нульовий потенціал. Крім цього, через цей резистор здійснюється місцевий від'ємний зворотній зв'язок. Постійна складова струму емітера проходить через резистор R17 здійснюється зворотній зв'язок по

постійному струму, необхідний для стабілізації напруги спокою кінцевих транзисторів в точці між резисторами R19 і R20. Напруга в цій точці повинна дорівнювати $E/2$. Через коло R17, R15, C9 здійснюється також загальний зворотній зв'язок по змінному струмові, який потрібний для стабілізації коефіцієнта підсилення всього підсилювача і для зменшення нелінійних спотворень і інтермодуляційних перешкод.

Корисний сигнал з колектора транзистора VT5 поступає на базу транзистора VT6. Слід зазначити, що транзистор VT5 практично не підсилює сигнал, а транзистор VT6 забезпечує підсилення. Підсилений сигнал з колектора транзистора VT6 поступає на бази транзисторів VT7 і VT8 кінцевого каскаду. Навантаженням транзистора VT6 є базові кола транзисторів VT7 і VT8, паралельно яким підключене коло із діода VD1 і резисторів R16, R18. Коло із діода VD1 і резисторів R16 потрібне для створення постійного зміщення на базах кінцевих транзисторів VT7, VT8 і для стабілізації струму спокою кінцевих транзисторів.

Резистор R18 створює додатній зворотній зв'язок. Він потрібний для збільшення амплітуди керуючого сигналу на вході кінцевого каскаду і вирівнювання змінних напруг на базах транзисторів VT7 і VT8.

Збудження транзисторів VT7 і VT8 синфазне. Резистори R19, R20 є колами емітерної стабілізації. Значення опорів резисторів R19, R20 мале, тому коефіцієнт емітерної стабілізації також невеликий. Разом з тим резистори R19, R20 місцевий від'ємний зворотній зв'язок, що дозволяє трохи знизити вимоги до ідентичності параметрів транзисторів R19 і R20. Обидва транзистори включені по схемі з загальним колектором, тобто є емітерними повторювачами. Зв'язок між кінцевим каскадом і вимірювальним механізмом приладу ємнісний через конденсатор C10.

Для схем детектування напруга відмикання p-n переходу вносить неприпустимо великі похибки в їхню роботу. Схема детектора мікросхема DD1 з діодами в ЗЗ, використана нами в даному проекті, дає змогу знизити поріг відмикання діода у K разів, де $K=K_{\text{Упідс}}$ із ЗЗ.

Ця схема дає змогу знизити поріг вимикання діода до рівня порядку 1мВ. Для позитивних півхвиль сигналу $U_{\text{вих}}=0$; діод VD2 допоміжний, він захищає вхід ОП від перевантаження вхідного негативного сигналу. Для негативної півхвилі сигналу діод VD4 відкривається й отримуємо підсилювач з інвертуванням.

Лінеаризований сигнал з лінійного детектора поступає в аналого-цифровий перетворювач. АЦП КР572ПВ2 призначений для перетворення напруги аналогового сигналу в цифрову форму для подальшого відображення рівня сигналу цифровим індикатором. Мікросхему КР572ПВ2 виготовляють за технологією КМОП. Підключенні до мікросхеми DD2 трьох зовнішніх резисторів і п'яти конденсаторів КР572ПВ2 виконує функцію АЦП, яке працює за принципом подвійного інтегрування з автоматичною корекцією нуля і автоматичним визначенням полярності сигналу. Таким чином, ця інтегральна мікросхема представляє собою електронну частину даної схеми. Шкали вимірюваного вхідного сигналу – до $\pm 1,999\text{В}$ і до $\pm 199,9\text{мВ}$.

Цифрова інформація на виході АЦП представляється в семи сегментному коді. Цифрове відображення показів приладу здійснюється на 3,5 декадному індикаторі.

Живлення забезпечується за допомогою блока живлення який складається з двох частин. Перша частина в свою чергу складається з трансформатора Т1 одного діодного моста VD3 – VD6, фільтра який представляє собою конденсатор С12 та стабілізатор напруги який побудований на транзисторах VT9, VT12, опорах і стабілітроні VD15. Вона забезпечує живлення схеми напругою в 5В.

Друга частина даного блока живлення складається з трансформатора з двома вторинними обмотками та здвоєної схеми яка складена з двох таких самих частин як і перша частина розглядуваного блоку живлення. Вона живить схему напругою величиною +15В, -15В.

2.4 Конструювання робочого еталону об'єму та витрати природного газу

2.4.1 Розрахунок основних параметрів природного газу для робочого еталону об'єму та витрати природного газу

Для розрахунку РЕ задамося таким складом природного газу, який був визначений за допомогою хроматографа “Кристалл-2000М” у вересні 2014 року в газовій мережі м. Івано-Франківська:

Азот - $X_{N_2} = 0,591 \cdot 10^{-2}$; вуглекислий газ - $X_{CO_2} = 0,333 \cdot 10^{-2}$;

етан - $X_{C_2H_6} = 1,955 \cdot 10^{-2}$; пропан - $X_{C_3H_8} = 0,786 \cdot 10^{-2}$;

бутан - $X_{C_4H_{10}} = 0,422 \cdot 10^{-2}$; метан - $X_{CH_4} = 95,9 \cdot 10^{-2}$.

Розраховуємо основні параметри природного газу: густину при нормальних умовах, коефіцієнт стисливості, в'язкість. Для визначення основних параметрів природного газу попередньо визначаємо концентрації їх компонентів в %.

$$X_{\text{ПГ}} = 0,591 \cdot 10^{-2} + 0,333 \cdot 10^{-2} + 1,955 \cdot 10^{-2} + 0,786 \cdot 10^{-2} + 0,422 \cdot 10^{-2} + 95,9 \cdot 10^{-2} = 1$$

$$\alpha_{N_2} = \frac{0,591 \cdot 10^{-2}}{1} \cdot 100 = 0,591 \% ; \quad \alpha_{CO_2} = \frac{0,333 \cdot 10^{-2}}{1} \cdot 100 = 0,333 \% ;$$

$$\alpha_{C_2H_6} = \frac{1,955 \cdot 10^{-2}}{1} \cdot 100 = 1,955 \% ; \quad \alpha_{C_3H_8} = \frac{0,786 \cdot 10^{-2}}{1} \cdot 100 = 0,786 \% ; \quad (2.6)$$

$$\alpha_{C_4H_{10}} = \frac{0,422 \cdot 10^{-2}}{1} \cdot 100 = 0,422 \% ; \quad \alpha_{CH_4} = \frac{95,9 \cdot 10^{-2}}{1} \cdot 100 = 95,9 \% .$$

Визначимо густину газу при нормальних умовах. По [12] визначаємо густину компонентів які входять в газ нормальних умовах, кг/м³ :

$$\rho_{N_2} = 1,1889 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \quad \rho_{CO_2} = 1,9767 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \quad \rho_{C_2H_6} = 1,2600 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \quad \rho_{C_3H_8} = 1,8659 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

$$\rho_{C_4H_{10}} = 2,4947 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \quad \rho_{CH_4} = 0,6681 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} .$$

Густина газової суміші визначаємо по формулі (2.7)

$$\rho_{\text{ПГ}} = \frac{1}{100} (\alpha_1 \rho_{H_1} + \alpha_2 \rho_{H_2} + \dots + \alpha_i \rho_{H_i}) \quad (2.7)$$

a_1, a_2, \dots, a_i - вміст компонентів в суміші об. %; $\rho_{H1}, \rho_{H2}, \dots, \rho_{Hi}$ - густина при нормальних умовах окремих газових компонентів суміші, кг/м^3 ;

$$\rho_{H.ПГ} = \frac{1}{100} \cdot (0,591 \cdot 1,1889 + 0,333 \cdot 1,9767 + 1,955 \cdot 1,2600 + 0,786 \cdot 1,8659 + 0,422 \cdot 2,4947 + 95,912 \cdot 0,6681) = 0,704 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Розрахуємо коефіцієнт стисливості природного газу. Для визначення коефіцієнта стисливості попередньо визначаємо по формулі (2.8) абсолютний тиск p , по (2.9) при $p_{\text{надл}} = 0,3 \text{ МПа}$, $p_{\text{б}} = 0,1 \text{ МПа}$ та абсолютну температуру при $t = 5^\circ \text{C}$:

$$p = p_{\text{надл}} + p_{\text{б}} \quad (2.8)$$

$p_{\text{надл}}$ - надлишковий тиск, МПа; $p_{\text{б}}$ - барометричний (атмосферний) тиск, МПа;

$$p = 0,3 + 0,1 = 0,4 \text{ МПа} = 4 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2};$$

$$T = t + 273,15 \quad (2.9)$$

t - температура газу, $^\circ\text{C}$;

$$T = 5 + 273,15 = 278,15 \text{ K};$$

Критичний тиск і температуру визначаємо за формулами:

$$p_{\text{кр}} = 4,757 - 0,1773 \rho_{H.ПГ} - 1,160 X_{N_2} + 2,958 X_{CO_2} \quad (2.10)$$

$$T_{\text{кр}} = 87,5 + 155,24 \rho_{H.ПГ} - 148,35 X_{N_2} - 88,25 X_{CO_2} \quad (2.11)$$

ρ_H - густина газу при нормальних умовах, кг/м^3 ; N_2 - концентрація азоту;

CO_2 - концентрація вуглекислого газу;

$$p_{\text{кр}} = 4,757 - 0,1773 \cdot 0,704 - 1,160 \cdot 0,591 \cdot 10^{-2} + 2,958 \cdot 0,333 \cdot 10^{-2} = 4,635 \text{ МПа} = 47,278 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2};$$

$$T_{\text{кр}} = 87,5 + 155,24 \cdot 0,704 - 148,35 \cdot 0,591 \cdot 10^{-2} - 88,25 \cdot 0,333 \cdot 10^{-2} = 195 \text{ K};$$

Приведений тиск і температуру розраховуємо за формулами:

$$p_{\text{пп}} = \frac{p}{p_{\text{кр}}} \quad (2.12)$$

p - абсолютний тиск газу, МПа; $p_{\text{кр}}$ - абсолютний критичний тиск газу, МПа;

$$p_{PP} = \frac{0,4}{4,635} = 0,086 ;$$

$$T_{PP} = \frac{T}{T_{KP}} \quad (2.13)$$

T - абсолютна температура газу, К; T_{KP} - абсолютна критична температура газу, К;

$$T_{PP} = \frac{278,15}{195,655} = 1,422 ;$$

Для розрахунку коефіцієнта стисливості Z знаходимо значення коефіцієнтів p_c і T_c із виразів (2.14) і (2.15):

$$p_c = 0,6714 p_{PP} \quad (2.14)$$

p_{PP} - приведений тиск газу; $p_c = 0,6714 \cdot 0,086 = 0,058$;

$$T_c = 0,71892 T_{PP} \quad (2.15)$$

T_{PP} - приведена температура газу; $T_c = 0,71892 \cdot 1,422 = 1,022$;

Та як значення $p_c < 1,3$ а $T_c < 1,09$ значення F отримуємо за формулою:

$$F = 1 - 75 \cdot 10^{-5} p_c \left\{ p_c^{1,3} \left[2 - e^{-20(1,09 - T_c)} \right] + 1756(1,09 - T_c)^4 (1,69 - p_c^2) \right\} \quad (2.16)$$

p_c, T_c - усереднені приведені тиск і температура газу;

$$F = 1 - 75 \cdot 10^{-5} \cdot 0,058 \cdot \left\{ 0,058^{1,3} \left[2 - e^{-20(1,09 - 1,022)} \right] + 1756(1,09 - 1,022)^4 (1,69 - 0,058^2) \right\} = 1;$$

Значення θ_1 знаходимо за формулою

$$\theta_1 = \frac{\left(\frac{1,61353/T_c^2 - 2,21323}{T_c} + 3,30378 \right)}{T_c^2} \quad (2.17)$$

T_c - усереднена приведена температура газу;

$$\theta_1 = \frac{\left(\frac{1,61353/1,022^2 - 2,21323}{1,022} + 3,30378 \right)}{1,022^2} = 2,537;$$

Значення θ_2 знаходимо за формулою (2.18):

$$\theta_2 = \frac{\left(\frac{4,57657/T_c^2 + 26,5827}{T_c} - 13,3185 \right)}{T_c \theta_1} \quad (2.18)$$

p_c , - усереднений приведений тиск газу;

$$\theta_2 = \frac{\left(\frac{4,57657/1,022^2 + 26,5827}{1,022} - 13,3185 \right)}{1,022 \cdot 2,537} = 6,549;$$

Далі за формулою (2.19) отримуємо

$$B_0 = \frac{\left(\frac{450 - \theta_1 \theta_2^2}{27} \theta_2 - 50 p_c F \right)}{\theta_1} \quad (2.19)$$

$$B_0 = \frac{\left(\frac{450 - 2,537 \cdot 6,549^2}{27} \cdot 6,549 - 50 \cdot 0,058 \cdot 1 \right)}{2,537} = 31,485;$$

За формулою (2.20) визначаємо

$$B_1 = \frac{(300 - \theta_1 \theta_2^2)}{9\theta_1} \quad (2.20)$$

$$B_1 = \frac{(300 - 2,537 \cdot 6,549^2)}{9 \cdot 2,547} = 8,376;$$

Значення B_1 знаходимо за формулою (2.21):

$$B_2 = \sqrt[3]{B_0 + \sqrt{B_0^2 + B_1^3}} \quad (2.21)$$

$$B_2 = \sqrt[3]{31,485 + \sqrt{31,485^2 + 8,376^3}} = 4,145 ;$$

Знаючи коефіцієнти B_0 , B_1 , B_2 , θ_1 і θ_2 за формулою (2.22) визначаємо коефіцієнт стисливості природного газу Z в робочих умовах:

$$Z = \frac{\left(1 + 1,32 \cdot 10^{-3} / T_c^{3,25} \right)^2}{\frac{B_1}{B_2} - B_2 + \frac{\theta_2}{3}} p_c \quad (2.22)$$

$$Z = \frac{\left(1 + 1,32 \cdot 10^{-3} / 1,022^{3,25} \right)^2}{\frac{8,376}{4,145} - 4,145 + \frac{6,549}{3}} \cdot 0,058 = 0,993;$$

Визначимо динамічну в'язкість природного газу. По рис. 5, а [20] знаходимо в'язкість окремих компонентів при температурі 20°C (293K).

$$\mu_{N_2} = 1,78 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}, \quad \mu_{CO_2} = 1,5 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}, \quad \mu_{C_2H_6} = 0,95 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с},$$

$$\mu_{C_3H_8} = 0,82 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}, \quad \mu_{C_4H_{10}} = 0,75 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}, \quad \mu_{CH_4} = 1,13 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Із [12] візьмемо критичні тиски і температури компонентів природного газу:

$$p_{KPN_2} = 34,61 \frac{\text{кЗС}}{\text{см}^2}, \quad p_{KPCO_2} = 75,32 \frac{\text{кЗС}}{\text{см}^2}, \quad p_{KPC_2H_6} = 49,80 \frac{\text{кЗС}}{\text{см}^2}, \quad p_{KPC_3H_8} = 43,39 \frac{\text{кЗС}}{\text{см}^2},$$

$$p_{KPC_4H_{10}} = 38,74 \frac{\text{кЗС}}{\text{см}^2}, \quad p_{KPC_4H_4} = 47,32 \frac{\text{кЗС}}{\text{см}^2}.$$

$$T_{KPN_2} = 126,20 \text{ К}, \quad T_{KPCO_2} = 304,26 \text{ К}, \quad T_{KPC_2H_6} = 305,46 \text{ К}, \quad T_{KPC_3H_8} = 369,90 \text{ К},$$

$$T_{KPC_4H_{10}} = 425,05 \text{ К}, \quad T_{KPC_4H_4} = 190,66 \text{ К}.$$

При цих критичних тисках і температурах обчислюємо критичні тиски і температури суміші по формулах (2.23) і (2.24):

$$p_{KP} = \frac{1}{100} (\alpha_1 p_{KP1} + \alpha_2 p_{KP2} + \dots + \alpha_i p_{KPi}) \quad (2.23)$$

$$T_{KP} = \frac{1}{100} (\alpha_1 T_{KP1} + \alpha_2 T_{KP2} + \dots + \alpha_i T_{KPi}) \quad (2.24)$$

a_1, a_2, \dots, a_i - вміст компонентів в суміші об. %; $T_{KP1}, T_{KP2}, \dots, \alpha_i T_{KPi}$ - абсолютні критичні температури окремих компонентів, К; $p_{KP1}, p_{KP2}, \dots, p_{KPi}$ - абсолютні критичні тиски окремих компонентів, МПа;

$$p_{KP} = \frac{1}{100} \cdot (0,591 \cdot 34,61 + 0,333 \cdot 75,32 + 1,955 \cdot 49,80 + 0,786 \cdot 23,39 + 0,422 \cdot 38,74 +$$

$$+ 95,912 \cdot 47,32) = 47,32 \frac{\text{кЗС}}{\text{см}^2} = 4,639 \text{ МПа};$$

$$T_{KP} = \frac{1}{100} \cdot (0,591 \cdot 126,20 + 0,333 \cdot 304,26 + 1,955 \cdot 305,46 + 0,786 \cdot 369,90 + 0,422 \cdot 425,05 +$$

$$+ 95,912 \cdot 190,66) = 195,3 \text{ К};$$

Приведену температуру і тиск визначаємо по формулах (2.12) і (2.13):

$$T_{PP} = \frac{278,15}{195,3} = 1,424; \quad p_{PP} = \frac{0,4}{4,639} = 0,086.$$

Визначаємо в'язкість суміші $\mu_{см.г}$ при робочій температурі $t = 20^\circ \text{C}$ і нормальному тиску по формулі (2.25):

$$\mu_{см.г} = \frac{1}{100} \cdot (a_1 \cdot \mu_1 + a_2 \cdot \mu_2 + \dots + a_i \cdot \mu_i) \quad (2.25)$$

де $\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_i$ - динамічні в'язкості окремих компонентів в суміші; a_1, a_2, \dots, a_i - вміст компонентів в суміші об. %

$$\mu_{\text{см.пг}} = \frac{1}{100} \cdot (0,591 \cdot 1,78 \cdot 10^{-5} + 0,333 \cdot 1,5 \cdot 10^{-5} + 1,955 \cdot 0,95 \cdot 10^{-5} + 0,786 \cdot 0,82 \cdot 10^{-5} + 0,422 \cdot 0,75 \cdot 10^{-5} + 95,912 \cdot 1,13 \cdot 10^{-5}) = 1,128 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с};$$

Обчислюємо в'язкість суміші в робочих умовах по формулі (2.26):

$$\mu_{\text{рy}} = C_{\mu} \cdot \mu_{\text{см.г}} \quad (2.26)$$

C_{μ} - поправочний множник на вимірювання тиску, який визначається по рис. 5б [15] і становить 1,01; $\mu_{\text{см.г}}$ - в'язкість газу при нормальному тиску і робочій температурі; $\mu_{\text{рy}} = 1,01 \cdot 1,128 \cdot 10^{-5} = 1,139 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$.

При потребі вираження динамічної в'язкості в кілограм-силах – секундах на квадратний метр скористаємося виразом (2.27):

$$1 \text{ кгс} \cdot \text{с} / \text{м}^2 = 9,80665 \text{ Па} \cdot \text{с} \quad (2.27)$$

$$\mu = \frac{1,139 \cdot 10^{-5}}{9,80665} = 1,61 \cdot 10^{-6} \frac{\text{кгс} \cdot \text{с}}{\text{м}^2}$$

Приведемо до стандартних умов робочу витрату природного газу:

$$Q_{\text{рМАКС}} = 600 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}, \quad Q_{\text{рМИН}} = 200 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}, \quad p = 4 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}, \quad T = 278,15 \text{ К}, \quad \rho_{\text{НПГ}} = 0,704 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$Z = 0,993.$$

$$\rho = \frac{283,73 \cdot \rho_{\text{НПГ}} \cdot p}{T \cdot Z} \quad (2.28)$$

$$\rho = \frac{283,73 \cdot 0,704 \cdot 4}{278,15 \cdot 0,993} = 2,894 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$Q_{\text{СТ}} = \frac{Q_{\text{Р}} \cdot \rho}{\rho_{\text{НПГ}}} \quad (2.29)$$

$$Q_{\text{СТМАХ}} = \frac{600 \cdot 2,894}{0,704} = 2466 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

$$Q_{\text{СТМИН}} = \frac{200 \cdot 2,894}{0,704} = 822 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

2.4.2 Розрахунок звужуючого пристрою для робочого еталону об'єму та витрати природного газу

Вхідні дані (взяті з попереднього розрахунку п. 2.4.1):

$$\rho_{\text{НПГ}} = 0,704 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, Q_{\text{ГМАКС}} = 2466 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}, Q_{\text{ГМИН}} = 822 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}, T_1 = 278,15 \text{ К}, p_{1\text{Н}} = 0,3 \text{ МПа},$$

$$\Delta p_{\text{ГР}} = 400 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2} = 0,04 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}, p_{\text{б}} = 0,1 \text{ МПа}, D = 100 \text{ мм} = 0,1 \text{ м}, \mu = 1,161 \cdot 10^{-6} \frac{\text{кгс} \cdot \text{с}}{\text{м}^2}, Z = 0,993$$

Порядок розрахунку:

1. В якості звужуючого пристрою вибираємо діафрагму із нержавіючої сталі марки Х17. В якості вимірювального приладу вибраний дифманометр типу ДМ-3583М класу точності 0,5 з граничним перепадом тиску $\Delta p_{\text{ГР}} = 400 \text{ кгс/м}^2 = 0,04 \text{ кгс/см}^2$. Визначаємо абсолютний тиск газу перед звужуючим пристроєм по формулі (2.30):

$$p_1 = p_{1\text{надл}} + p_{\text{б}} \quad (2.30)$$

$p_{1\text{надл}}$ - надлишковий тиск, МПа; $p_{\text{б}}$ - барометричний (атмосферний) тиск, МПа; $p_1 = 0,3 + 0,1 = 0,4 \text{ МПа} = 4 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$

2. Коефіцієнт стисливості природного газу визначений в п. 2.4.1 рівний 0,993.

3. Визначаємо допоміжний коефіцієнт C по формулі (2.31):

$$C = \frac{Q_{\text{Н.ГР}}}{0,2109 D^2} \sqrt{\frac{T_1 Z \rho_{\text{Н}}}{p_1}} \quad (2.31)$$

$Q_{\text{Н.ГР}}$ - граничне (максимальне) значення витрати газу через звужуючий пристрій, м³/год; D - внутрішній діаметр трубопроводу, мм; T_1 - температура газу перед звужуючим пристроєм, К; Z - коефіцієнт стисливості природного газу; $\rho_{\text{Н}}$ - густина при нормальних умовах кг/м³; p_1 - абсолютний тиск газу перед звужуючим пристроєм, кгс/см²;

$$C = \frac{2466}{0,2109 \cdot 100^2} \sqrt{\frac{278,15 \cdot 0,993 \cdot 0,704}{4}} = 8,152;$$

4. При відомому коефіцієнті C і граничному перепаді тиску $\Delta p_{\text{ГР}}$ по номограмах приведених в додатку методики [29], визначаємо числове значення модуля діафрагми m і втрати тиску на діафрагмі $p_{\text{в}}$. Для отримання значення

модуля m і втрат тиску p_B відкладаємо на осі абсцис номограми C і встановлюємо перпендикуляр до перетину в точці з кривою, яка відповідає граничному перепаду тиску Δp_{GP} . Нахилена пряма, яка проходить через дану точку, відповідає значенню шуканого модуля діафрагми з віссю ординат, отримуємо значення втрат тиску p_B на діафрагмі. Отримуємо $m = 0,55$
 $P_B = 0,0165 \text{ кгс} / \text{см}^2$.

5. Розрахуємо мінімальне число Рейнольдса Re_{\min} по формулі (2.32) відповідає мінімальній витраті газу:

$$Re_{\min} = \frac{0,0361 Q_{H\min} \rho_H}{D \mu} \quad (2.32)$$

$Q_{H\min}$ - витрата газу в нормальних умовах, м³/год; ρ_H - густина газу в нормальних умовах, кг/м³; D - внутрішній діаметр трубопроводу, мм; μ - динамічна в'язкість газу в робочих умовах, кгс*с/м²;

$$Re_{\min} = \frac{0,0361 \cdot 822 \cdot 0,704}{100 \cdot 1,161 \cdot 10^{-6}} = 1,799 \cdot 10^5;$$

$$0,05 \leq m \leq 0,20 - Re_{\min} = 7 \cdot 10^4;$$

$$0,20 \leq m \leq 0,59 - Re_{\min} = 6 \cdot 10^5; \quad (2.33)$$

$$0,59 \leq m \leq 0,64 - Re_{\min} = 8 \cdot 10^5.$$

Таке значення мінімального числа Рейнольдса задовольняє умову (2.33), що дозволяє використовувати формулу (2.34) для визначення коефіцієнту витрати α_y при кутовому способі відбору тисків.

$$\alpha_y = \frac{1}{\sqrt{1-m^2}} \left[0,5959 + 0,0312m^{1,05} - 0,1840m^4 + 0,0029m^{1,25} \cdot \left(\frac{10^6}{Re_{\min}} \right)^{0,75} \right] \quad (2.34)$$

m - значення модуля діафрагми визначене з номограми; Re_{\min} - мінімального числа Рейнольдса;

6. Підклавши знайдені значення модуля m і мінімального числа Рейнольдса Re_{\min} в формулу (2.34) для визначення коефіцієнту витрати газу при кутовому способі відбору тисків, отримуємо

$$\alpha_y = \frac{1}{\sqrt{1-0,55^2}} \left[0,5959 + 0,0312 \cdot 0,55^{1,05} - 0,1840 \cdot 0,55^4 + 0,0029 \cdot 0,55^{1,25} \cdot \left(\frac{10^6}{1,799 \cdot 10^5} \right)^{0,75} \right] = 0,719;$$

Визначаємо значення показника адіабати χ в робочих умовах по формулі (2.35):

$$\chi = 1,29 + 0,704 \cdot 10^{-6} [2575 + (346,23 - T_1)^2] p_1 \quad (2.35)$$

T_1 - температура газу перед звужуючим пристроєм, К; p_1 - абсолютний тиск газу перед звужуючим пристроєм, кгс/см²;

$$\chi = 1,29 + 0,704 \cdot 10^{-6} [2575 + (346,23 - 278,15)^2] \cdot 4 = 1,31;$$

7. По формулі (2.36) розрахуємо попереднє значення поправочного множника на розширення ε при відомому попередньому значенні модуля m , показнику адіабати χ , граничному перепаді тиску Δp_{GP} і тиску p_1 :

$$\varepsilon = 1 - \frac{(0,41 + 0,35m^2) \Delta p_{GP}}{\chi p_1} \quad (2.36)$$

m - значення модуля діафрагми визначене з номограми; Δp_{GP} - перепад тиску на звужуючому пристрої, кгс/см²; χ - показника адіабати; p_1 - абсолютний тиск газу перед звужуючим пристроєм, кгс/см²;

$$\varepsilon = 1 - \frac{(0,41 + 0,35 \cdot 0,55^2) \cdot 0,04}{1,31 \cdot 4} = 0,996;$$

8. По формулі (2.37) вираховуємо допоміжний коефіцієнт $m\alpha$:

$$m\alpha = \frac{C}{\varepsilon \sqrt{\Delta p_{GP}}} \quad (2.37)$$

C - допоміжний коефіцієнт; ε - поправочний множник на розширення; Δp_{GP} - перепад тиску на звужуючому пристрої, кгс/м²;

$$m\alpha = \frac{8,152}{0,996 \cdot \sqrt{400}} = 0,409;$$

9. Визначимо уточнене значення модуля:

$$m_y = \frac{m\alpha}{\alpha_y} \quad (2.38)$$

$$m_y = \frac{0,409}{0,719} = 0,569 ;$$

10. При новому уточненому значенні m коефіцієнт витрати α який визначається формулою (2.34), дорівнює:

$$\alpha = \frac{1}{\sqrt{1-0,569^2}} \left[0,5959 + 0,0312 \cdot 0,569^{1,05} - 0,1840 \cdot 0,569^4 + 0,0029 \cdot 0,569^{1,25} \times \left(\frac{10^6}{1,799 \cdot 10^5} \right)^{0,75} \right] = 0,728;$$

Визначаємо діаметр отвору діафрагми

$$d = D\sqrt{m_y} \quad (2.35)$$

де D - внутрішній діаметр трубопроводу, мм; m_y - уточнене значення модуля діафрагми; $d = 100 \cdot \sqrt{0,569} = 75,43 \text{ мм}$;

11. Підставляємо в формулу (2.36) знайдені значення d , α , ε , $\Delta p_{ГР}$, p_1 , T_1 , ρ_H і Z та знаходимо граничну об'ємну витрату приведену до нормальних умов:

$$Q_{H.ГР} = 0,2109 \alpha d^2 \sqrt{\frac{\Delta p_{ГР} p_1}{T_1 Z \rho_H}} \quad (2.36)$$

де α - коефіцієнт витрати; ε - поправочний множник на розширення; d - діаметр отвору діафрагми, мм; $\Delta p_{ГР}$ - перепад тиску на звужуючому пристрої, кгс/м²; p_1 - абсолютний тиск газу перед звужуючим пристроєм, кгс/см²; T_1 - температура газу перед звужуючим пристроєм, К; Z - коефіцієнт стисливості природного газу; ρ_H - густина газу в нормальних умовах, кг/м³;

$$Q_{H.ГР} = 0,2109 \cdot 0,728 \cdot 0,996 \cdot 75,43^2 \sqrt{\frac{400 \cdot 4}{278,15 \cdot 0,993 \cdot 0,704}} = 2498 \frac{\text{м}^3}{\text{год}};$$

12. Знаходимо по похибку розрахунку максимальної витрати газу за формулою

$$\Delta Q = \frac{Q_{H.ГР} - Q_{РОЗР}}{Q_{H.ГР}} \cdot 100 \quad (2.37)$$

де $Q_{H.ГР}$ - найбільша вимірювальна (гранична) витрата газу, приведена до нормальних умов, м³/год; $Q_{РОЗР}$ - розрахована гранична об'ємна витрата приведена до нормальних умов, м³/год;

$$\Delta Q = \frac{2466 - 2498}{2466} \cdot 100 = -1,282\%;$$

Тут $Q_{розр}$ - уточнене розрахункове значення максимального (граничного) витрати газу, м³/год. Приймаємо як кінцеві наступні параметри вимірювальної діафрагми: діаметр отвору діафрагми $d = 74,162\text{мм}$, коефіцієнт витрати $\alpha = 0,728$ і модуль $m = 0,569$.

13. Розрахуємо максимальне число Рейнольдса Re_{\max} , яке відповідає граничній (максимальній) витраті газу за формулою (2.38):

$$Re_{\max} = \frac{0,0361 Q_{н.гр} \rho_H}{D \mu} \quad (2.38)$$

$Q_{н.гр}$ - найбільша вимірювальна (гранична) витрата газу, приведена до нормальних умов, м³/год; ρ_H - густина газу в нормальних умовах, кг/м³; D - внутрішній діаметр трубопроводу, мм; μ - динамічна в'язкість трубопроводу в нормальних умовах, кгс*см/м²;

$$Re_{\max} = \frac{0,0361 \cdot 2498 \cdot 0,704}{100 \cdot 1,161 \cdot 10^{-6}} = 5,467 \cdot 10^5;$$

Товщина діафрагми E не повинна перевищувати $0,05D$ і визначається за допомогою виразу:

$$0,43D \sqrt{\frac{1,5\Delta p}{\sigma_B} \left[(3 + \mu_0) - (1 - \mu_0)m - 2(1 + \mu_0) \frac{m}{1-m} \ln \frac{1}{m} \right]} \leq E \leq 0,05D \quad (2.39)$$

де D - внутрішній діаметр трубопроводу, мм; Δp - перепад тиску на звужуючому пристрої, кгс/м²; σ_B - межа міцності при розтягуванні при робочій температурі, кгс/м²; μ_0 - коефіцієнт Пуассона; m - значення модуля діафрагми визначене з номограми;

Товщина циліндричної частини $e_{ц}$ визначається виразом:

$$0,005D \leq e_{ц} \leq 0,02D \quad (2.40)$$

14. Із умови (2.40) приймаємо товщину диску діафрагми $E = 0,05D$. Тоді $E = 0,05 \cdot 100 = 5\text{мм}$;

Ширину циліндричної частини отвору діафрагми $e_{ц}$, яка після цього переходить в конічну вихідну частину, вибираємо із співвідношення (2.40), тобто $0,005D \leq e_{ц} \leq 0,02D$. Приймавши $e_{ц} = 0,02D$, отримаємо, що $e_{ц} = 0,02 \cdot 100 = 2\text{мм}$;

Кут зрізу конічної вихідної частини діафрагми φ має бути не менше 30 і не більше 45°. Приймаємо кут зрізу $\varphi = 45^\circ$.

15. Ширина кільцевої щілини c , яка з'єднує камери відбору тисків з трубопроводом, повинна задовольняти умову $0,01 \leq c \leq 0,02$ при $m > 0,45$. В цьому випадку

$$c = 0,02D \quad (2.41)$$

$$c = 0,02 \cdot 100 = 2 \text{ мм};$$

16. Розміри перерізів камер для відбору тисків a і b вибираємо з умови (2.42):

$$ab \geq \frac{1}{2} \pi c D \quad (2.42)$$

c - ширина кільцевої щілини, мм; D - внутрішній діаметр трубопроводу, мм; $ab = \frac{1}{2} \cdot 3,14 \cdot 2 \cdot 100 = 314,159 \text{ мм}^2$;

Приймаючи $b = 1,5a$ отримуємо, що $a = 70,8 \text{ мм}$, $b \geq 1,5a \geq 106 \text{ мм}$. Товщина h стінки корпусу камери повинна бути $2c$ тобто $h = 2 \cdot 2 = 4$;

17. Визначаємо довжини прямих ділянок вимірювального трубопроводу перед діафрагмою L_1 і L_2 та після діафрагми l_1 l_2 виходячи із заданої похибки $\delta\alpha L = 0,3\%$. Перед діафрагмою згідно умові знаходяться два місцевих опори. Найбільш віддалене від діафрагми - вхідний патрубок з двома колінами, розташованими в різних площинах, а ближчий до діафрагми - вхідний кран. Визначаємо мінімальну відстань L_2/D між вхідним патрубком з групою колін, розташованих в різних площинах, і вхідним краном. При вказаному розташуванні місцевих опорів [29] отримуємо, що $L_2/D = 30$. При $D = 100 \text{ мм} = 0,1 \text{ м}$. $L_2 = 30 \cdot 0,1 = 3 \text{ м}$.

Мінімальна відстань L_1/D між вхідним краном і діафрагмою при модулі $m = 0,569$ і заданій похибці $\delta\alpha L = 0,3\%$, рівна 10. При $L_1/D = 10$, $L_1 = 10 \cdot 0,1 = 1 \text{ м}$

Відстань l_1 від вихідного торця діафрагми до гільзи термометра повинно бути більше $2D$, тобто $l_1 = 2 \cdot 0,1 = 0,2 \text{ м}$

Мінімальна відстань l_2 від вихідного торця діафрагми крана визначаємо по наступній формулі:

$$\text{при } m = 0,569, l_2 / D = 8, l_2 = 8 \cdot 0,1 = 0,8 \text{ м}$$

З урахуванням виконаних розрахунків довжини прямих ділянок вимірювального трубопроводу мають наступні розміри: $L_1 = 1 \text{ м}$, $L_2 = 3 \text{ м}$, $l_1 = 0,2 \text{ м}$ і $l_2 = 0,8 \text{ м}$.

3 МЕТРОЛОГІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОЧОГО ЕТАЛОНУ ОБ'ЄМУ ТА ВИТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

3.1 Визначення метрологічних характеристик програмного забезпечення еталонів одиниці об'єму газу

До складу всіх еталонів одиниць об'єму та об'ємної витрати газу входить інформаційно-вимірювальна система збору та обробки інформації про виміряні параметри робочого середовища. Обчислювальний компонент системи організований на базі персонального комп'ютера, оснащеного необхідним програмним забезпеченням, яке розробляють виробники еталонів [22].

Чинні методичні документи встановлюють методи визначення та контролю метрологічних характеристик дзвонівимірювальних установок, еталонних лічильників газу, критичних сопел, PVT ємностей і не містять методик визначення похибок програмного забезпечення еталонів, хоча вказують на необхідність оцінки цих похибок. Зокрема, в методичних документах [30, 31] вказано, що перевірку програмного забезпечення проводять згідно експлуатаційної документації на повірочну установку, або за додатковою програмою шляхом імітації повірки лічильників газу. Результати перевірки програмного забезпечення вважають позитивними, якщо виконуються вимоги, визначені експлуатаційною документацією на установку.

Експлуатаційна документація [32] встановлює наступну методику визначення похибки програми. Обчислену програмою похибку лічильника газу, який повіряється на установці, перевіряють розрахунковим способом за формулою наведеною в [12]:

$$\delta = \left[\frac{V_i}{V_0} \times \frac{P_i}{P_0} \times \frac{T_0}{T_i} - 1 \right] \times 100\%, \quad (3.1)$$

де V_i – об'єм, виміряний i -тим лічильником, що перевіряють, м^3 ;
 V_0 – об'єм, виміряний еталонним лічильником газу, м^3 ; P_i – абсолютний тиск на

вході i -того лічильника, що перевіряють, Па; P_0 – абсолютний тиск на вході еталонного лічильника газу, Па; T_0 – абсолютна температура на вході еталонного лічильника газу, К; T_i – абсолютна температура на вході i -того лічильника, що перевіряють, К.

Програмне забезпечення вважають таким, що витримало тестування, якщо різниця значень відносної похибки лічильників за результатом розрахунку за формулою (3.1) і визначеної при перевірці лічильників на установці не перевищує $\pm 0,1$ %.

Відома методика не дозволяє визначити похибку програмного забезпечення, а лише перевірити правильність написання рівняння (3.1) в кодї програми. Не обґрунтованим є встановлення границі похибки величиною $\pm 0,1$ %. Не визначаються і якісні показники програмного забезпечення еталонів об'єму газу відповідно до вимог нормативного документа [7]. Були розроблені тільки методики визначення якісних показників лічильників газу [33-34]. В жодному чинному нормативному, методичному чи експлуатаційному документі, що регламентують вимоги до технічних характеристик еталонів об'єму газу, не наведені сертифікаційні чи метрологічні моделі програмного забезпечення, що входить до складу обчислювальних компонентів цих еталонів.

Для об'єктивного визначення похибки програми необхідно виявити всі можливі невідповідності в роботі програмного забезпечення та оцінити їх вплив на похибку програми, що є метою даної роботи.

Визначити метрологічні характеристики програмного забезпечення можна під час звірення еталонів одиниці об'єму та об'ємної витрати газу за допомогою еталонів передавання, оскільки процедура звірення охоплює роботу всіх вимірювальних каналів інформаційно-вимірювальної системи еталонів.

За результатами статичного тестування (перевірки програмного коду) існуючого програмного забезпечення еталонів одиниці об'єму та об'ємної витрати газу розроблена нижчевикладена методика визначення похибки програмного забезпечення еталонів.

При кожному вимірюванні за встановленого значення об'ємної витрати проводять запис наступних параметрів:

- контрольного об'єму, що пропущено через еталон передавання (V_{Kj}), м³;
- кількості імпульсів з еталона передавання (N_{ji});
- надлишкового тиску в повірочній установці, що звіряється (P_{Ei}) та перед (або на) еталоні передаванні, (P_{ji}), Па;
- температури у еталоні (t_{Eji}), та на виході (вході) в еталон передавання (t_{ji}), °С
- атмосферного тиску (P_{aj}), Па.

Для кожного i -го вимірювання за даного j -того значення об'ємної витрати проводять наступні обчислення:

- значення об'єму, що пройшов через еталон приведений до умов установки, що звіряється:

$$V_{ji} = V_{Kj} \cdot \frac{P_{aj} + P_{Eji}}{P_{aj} + P_{ji}} \cdot \frac{t_{ji} + 273,15}{t_{Eji} + 273,15}, \quad (3.2)$$

- коефіцієнта перетворення еталона передавання:

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{V_{ji}}, \quad (3.3)$$

тоді

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{V_{Kj}} \cdot \frac{P_{aj} + P_{ji}}{P_{aj} + P_{Eji}} \cdot \frac{t_{Eji} + 273,15}{t_{ji} + 273,15}. \quad (3.4)$$

Якщо програма не містить процедури вилучення промахів, тоді похибка від недостовірності вхідних даних (δ_{H01}) для кожної вимірної величини визначається за формулами:

$$\delta_{H01}(N) = \max \left\{ \begin{array}{l} \frac{N_{\max} - \overline{N}_{ji}}{\overline{N}_{ji}} \cdot 100\% \\ \frac{N_{\min} - \overline{N}_{ji}}{\overline{N}_{ji}} \cdot 100\% \end{array} \right\}, \quad (3.5)$$

$$\delta_{H01}(P_a) = \max \left\{ \begin{array}{l} \frac{P_{a\max} - \overline{P_{aj}}}{\overline{P_{aj}}} \cdot 100\% \\ \frac{P_{a\min} - \overline{P_{aj}}}{\overline{P_{aj}}} \cdot 100\% \end{array} \right\}, \quad (3.6)$$

$$\delta_{H01}(P) = \max \left\{ \begin{array}{l} \frac{P_{\max} - \overline{P_{ji}}}{\overline{P_{ji}}} \cdot 100\% \\ \frac{P_{\min} - \overline{P_{ji}}}{\overline{P_{ji}}} \cdot 100\% \end{array} \right\}, \quad (3.7)$$

$$\delta_{H01}(P_E) = \max \left\{ \begin{array}{l} \frac{P_{E\max} - \overline{P_{Eji}}}{\overline{P_{Eji}}} \cdot 100\% \\ \frac{P_{E\min} - \overline{P_{Eji}}}{\overline{P_{Eji}}} \cdot 100\% \end{array} \right\}, \quad (3.8)$$

$$\delta_{H01}(t_E) = \max \left\{ \begin{array}{l} \frac{t_{E\max} - \overline{t_{Eji}}}{\overline{t_{Eji}}} \cdot 100\% \\ \frac{t_{E\min} - \overline{t_{Eji}}}{\overline{t_{Eji}}} \cdot 100\% \end{array} \right\}, \quad (3.9)$$

$$\delta_{H01}(t) = \max \left\{ \begin{array}{l} \frac{t_{\max} - \overline{t_{ji}}}{\overline{t_{ji}}} \cdot 100\% \\ \frac{t_{\min} - \overline{t_{ji}}}{\overline{t_{ji}}} \cdot 100\% \end{array} \right\}, \quad (3.10)$$

де $N_{\max}, P_{a\max}, P_{\max}, P_{E\max}, t_{E\max}, t_{\max}$ та $N_{\min}, P_{a\min}, P_{\min}, P_{E\min}, t_{E\min}, t_{\min}$ – максимальні та мінімальні значення вимірних величин, відповідно.

У випадку використання середньостатистичних або приблизних значень параметрів, які не вимірюються, наприклад, внесення оператором в програму середнього для даної місцевості, в якій експлуатується еталон, атмосферного (барометричного) тиску (δ_{c01}) або програмного переприсвоєння значення

фізичної величини замість виміряного якогось згенерованого або середнього значення ($\delta_{\phi 01}$), визначається за формулами [22]:

$$\delta_{C01;\phi 01}(N) = \frac{N_{\text{ср},\pi} - N_{ji}}{N_{ji}} \cdot 100\%, \quad (3.11)$$

$$\delta_{C01;\phi 01}(P_a) = \frac{P_{\text{ср},\pi} - P_{aj}}{P_{aj}} \cdot 100\%, \quad (3.12)$$

$$\delta_{C01;\phi 01}(P) = \frac{P_{\text{ср},\pi} - P_{ji}}{P_{ji}} \cdot 100\%, \quad (3.13)$$

$$\delta_{C01;\phi 01}(P_E) = \frac{P_{\text{Еср},\pi} - P_{Ej}}{P_{Ej}} \cdot 100\%, \quad (3.14)$$

$$\delta_{C01;\phi 01}(t_E) = \frac{t_{\text{Еср},\pi} - t_{Ej}}{t_{Ej}} \cdot 100\%, \quad (3.15)$$

$$\delta_{C01;\phi 01}(t) = \frac{t_{\text{ср},\pi} - t_{ji}}{t_{ji}} \cdot 100\%. \quad (3.16)$$

Відхилення результатів обчислень програмою у випадку використання числових методів, що відрізняються від описаних в програмній документації, визначаються за формулою:

$$\delta_{C02}(N) = \begin{cases} 0, & \text{якщо } S_2 \leq S_1 \\ \frac{N_{\text{апр}2i} - N_{\text{експ}i}}{N_{\text{експ}i}} \cdot 100\%, & \text{якщо } S_2 > S_1 \end{cases}. \quad (3.17)$$

Середньоквадратичне відхилення (СКВ) обчислених значень фізичної величини за методом, описаним в програмній документації S_1 та за методом, відтвореним в програмі S_2 [22]:

$$S_1 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (N_{\text{апр}i} - N_{\text{експ}i})^2}{n(n-1)}}, \quad (3.18)$$

$$S_2 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (N_{\text{апр}2i} - N_{\text{експ}i})^2}{n(n-1)}}, \quad (3.19)$$

де $N_{\text{апр}1}$ та $N_{\text{апр}2}$ – значення фізичної величини обчислені за за методом, описаним в програмній документації та за методом, відтвореним в програмі; $N_{\text{експ}}$ – експериментальні значення, n – кількість точок вимірювання.

Відхилення внесеної в програму і отриманої за результатами метрологічної атестації градувальних характеристик датчиків фізичних величин, що використовуються в еталонах одиниці об'єму та об'ємної витрати газу, визначається за формулами:

$$\delta_{y01}(P_a) = \max\left(\frac{P_{\text{аП}i} - P_{\text{аМ}i}}{P_{\text{аМ}i}}\right) \cdot 100\%, \quad (3.20)$$

де $P_{\text{аП}i}$, $P_{\text{аМ}i}$ - значення фізичної величини, визначеної за формулою градувальної характеристики датчика, внесеної до програми та визначеної за результатами метрологічної атестації на i -тій точці, відповідно.

Аналогічно

$$\delta_{y01}(P) = \max\left(\frac{P_{\text{П}i} - P_{\text{М}i}}{P_{\text{М}i}}\right) \cdot 100\%, \quad (3.21)$$

$$\delta_{v01}(P_E) = \max\left(\frac{P_{E\Pi i} - P_{EMi}}{P_{EMi}}\right) \cdot 100\%, \quad (3.22)$$

$$\delta_{v01}(t_E) = \max\left(\frac{t_{E\Pi i} - t_{EMi}}{t_{EMi}}\right) \cdot 100\%, \quad (3.23)$$

$$\delta_{v01}(t) = \max\left(\frac{t_{\Pi i} - t_{Mi}}{t_{Mi}}\right) \cdot 100\%. \quad (3.24)$$

Достатність отриманої інформації для продовження роботи оцінюється формулою:

$$\delta_{301}(P) = \begin{cases} 0, & \text{якщо } l \geq n \\ \left(\frac{\sum_{i=1}^l P_i}{l} - \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{n} \right) \cdot 100\%, & \text{якщо } l < n \\ \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{n} \end{cases}, \quad (3.25)$$

де n – необхідна (достатня) кількість значень фізичної величини, l – фактична кількість отриманих значень.

$$\delta_{301}(P_E) = \begin{cases} 0, & \text{якщо } l \geq n \\ \left(\frac{\sum_{i=1}^l P_{Ei}}{l} - \frac{\sum_{i=1}^n P_{Ei}}{n} \right) \cdot 100\%, & \text{якщо } l < n \\ \frac{\sum_{i=1}^n P_{Ei}}{n} \end{cases}, \quad (3.26)$$

$$\delta_{301}(t_E) = \begin{cases} 0, & \text{якщо } l \geq n \\ \left(\frac{\sum_{i=1}^l t_{Ei}}{l} - \frac{\sum_{i=1}^n t_{Ei}}{n} \right) \cdot 100\%, & \text{якщо } l < n \\ \frac{\sum_{i=1}^n t_{Ei}}{n} \end{cases}, \quad (3.27)$$

$$\delta_{301}(t) = \begin{cases} 0, & \text{якщо } l \geq n \\ \left(\frac{\sum_{i=1}^l t_i}{l} - \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{n} \right) \cdot 100\%, & \text{якщо } l < n \\ \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{n} \end{cases}. \quad (3.28)$$

Вплив кількості знаків після коми в результатах обчислень, які видаються програмою на метрологічні характеристики повірочних установок оцінюється похибкою [22]:

$$\delta_{E01}(N) = \frac{10^{-f(N)}}{N} \cdot 100\%, \quad (3.29)$$

де f - наявний в результаті знак після коми.

$$\delta_{E01}(V_K) = \frac{10^{-f(V_K)}}{V_K} \cdot 100\%, \quad (3.30)$$

$$\delta_{E01}(P_a) = \frac{10^{-f(P_a)}}{P_a} \cdot 100\%, \quad (3.31)$$

$$\delta_{E01}(P) = \frac{10^{-f(P)}}{P} \cdot 100\%, \quad (3.32)$$

$$\delta_{E01}(P_E) = \frac{10^{-f(P_E)}}{P_E} \cdot 100\%, \quad (3.33)$$

$$\delta_{E01}(t_E) = \frac{10^{-f(t_E)}}{t_E} \cdot 100\%, \quad (3.34)$$

$$\delta_{E01}(t) = \frac{10^{-f(t)}}{t} \cdot 100\%, \quad (3.35)$$

$$\delta_{E01}(K) = \frac{10^{-f(K)}}{K} \cdot 100\%. \quad (3.36)$$

Границя невиключеної систематичної похибки (НСП) програмного забезпечення еталонів об'єму та об'ємної витрати газу визначається за формулою [22]:

$$\Theta = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\partial K}{\partial N} \cdot \delta_1(N)\right)^2 + \left(\frac{\partial K}{\partial P_a} \cdot \delta_1(P_a)\right)^2 + \left(\frac{\partial K}{\partial P} \cdot \delta_1(P)\right)^2 + \left(\frac{\partial K}{\partial P_E} \cdot \delta_1(P_E)\right)^2 + \left(\frac{\partial K}{\partial t_E} \cdot \delta_1(t_E)\right)^2 + \left(\frac{\partial K}{\partial t} \cdot \delta_1(t)\right)^2}, \quad (3.37)$$

де

$$\frac{\partial K}{\partial N} = \frac{1}{V_{Kj}} \cdot \frac{P_{aj} + P_{ji}}{P_{aj} + P_{Eji}} \cdot \frac{t_{Eji} + 273,15}{t_{ji} + 273,15}, \quad (3.38)$$

$$\frac{\partial K}{\partial P_a} = \frac{N_{ji}}{V_{Kj}} \cdot \frac{P_{Eji} - P_{ji}}{(P_{aj} + P_{Eji})^2} \cdot \frac{t_{Eji} + 273,15}{t_{ji} + 273,15}, \quad (3.39)$$

$$\frac{\partial K}{\partial P_{ji}} = \frac{N_{ji}}{V_{Kj}} \cdot \frac{1}{P_{aj} + P_{Eji}} \cdot \frac{t_{Eji} + 273,15}{t_{ji} + 273,15}, \quad (3.40)$$

$$\frac{\partial K}{\partial P_{Eji}} = -\frac{N_{ji}}{V_{Kj}} \cdot \frac{P_{aj} + P_{ji}}{(P_{aj} + P_{Eji})^2} \cdot \frac{t_{Eji} + 273,15}{t_{ji} + 273,15}, \quad (3.41)$$

$$\frac{\partial K}{\partial t_{Eji}} = \frac{N_{ji}}{V_{Kj}} \cdot \frac{P_{aj} + P_{ji}}{P_{aj} + P_{Eji}} \cdot \frac{1}{t_{ji} + 273,15}, \quad (3.42)$$

$$\frac{\partial K}{\partial t_{ji}} = -\frac{N_{ji}}{V_{Kj}} \cdot \frac{P_{aj} + P_{ji}}{P_{aj} + P_{Eji}} \cdot \frac{t_{Eji} + 273,15}{(t_{ji} + 273,15)^2}, \quad (3.43)$$

$$\delta_1(N) = \sqrt{(\delta_{H01}(N))^2 + (\delta_{C01;\Phi01}(N))^2}, \quad (3.44)$$

$$\delta_1(P_a) = \sqrt{(\delta_{H01}(P_a))^2 + (\delta_{C01;\Phi01}(P_a))^2}, \quad (3.45)$$

$$\delta_1(P) = \sqrt{(\delta_{H01}(P))^2 + (\delta_{C01;\Phi01}(P))^2}, \quad (3.46)$$

$$\delta_1(P_E) = \sqrt{(\delta_{H01}(P_E))^2 + (\delta_{C01;\Phi01}(P_E))^2}, \quad (3.47)$$

$$\delta_1(t_E) = \sqrt{(\delta_{H01}(t_E))^2 + (\delta_{C01;\Phi01}(t_E))^2}, \quad (3.48)$$

$$\delta_1(t) = \sqrt{(\delta_{H01}(t))^2 + (\delta_{C01;\Phi01}(t))^2}. \quad (3.49)$$

Обчислення за формулами (3.44) – (3.49) проводяться із врахуванням формул (3.5) – (3.16).

Середньоквадратичне відхилення результатів вимірювання (СКВ) визначається за формулою:

$$S = \sqrt{\left(\frac{\partial K}{\partial N}\right)^2 \cdot (\delta_2(N))^2 + \left(\frac{\partial K}{\partial P_a}\right)^2 \cdot (\delta_2(P_a))^2 + \left(\frac{\partial K}{\partial P}\right)^2 \cdot (\delta_2(P))^2 + \left(\frac{\partial K}{\partial P_E}\right)^2 \cdot (\delta_2(P_E))^2 + \left(\frac{\partial K}{\partial t_E}\right)^2 \cdot (\delta_2(t_E))^2 + \left(\frac{\partial K}{\partial t}\right)^2 \cdot (\delta_2(t))^2}, \quad (3.50)$$

де

$$\delta_2(N) = \delta_{c02}(N), \quad (3.51)$$

$$\delta_2(P_a) = \delta_{v01}(P_a), \quad (3.52)$$

$$\delta_2(P) = \sqrt{(\delta_{v01}(P))^2 + (\delta_{301}(P))^2}, \quad (3.53)$$

$$\delta_2(P_E) = \sqrt{(\delta_{v01}(P_E))^2 + (\delta_{301}(P_E))^2}, \quad (3.54)$$

$$\delta_2(t_E) = \sqrt{(\delta_{v01}(t_E))^2 + (\delta_{301}(t_E))^2}, \quad (3.55)$$

$$\delta_2(t) = \sqrt{(\delta_{v01}(t))^2 + (\delta_{301}(t))^2}. \quad (3.56)$$

Часткові похідні у формулі (3.50) визначаються за формулами (3.38) – (3.43), а обчислення за формулами (3.51) – (3.56) проводяться із врахуванням формул (3.17), (3.20) – (3.28).

Похибка від нестабільності алгоритму функціонування програмного забезпечення визначається за формулою [22]:

$$v = \sqrt{\left(\frac{D}{M}\right)^2 + \left(\frac{L}{N}\right)^2 + \delta_{H04}^2 + \delta_{E02}^2 + \delta_{E03}^2} \cdot 100\%, \quad (3.57)$$

де D – кількість експериментів, в яких спотворююча дія приводила до відмови, M – кількість експериментів, в яких імітувалися спотворюючі дії, L – кількість зареєстрованих відмов, N – кількість експериментів,

$$\delta_{H04} = \begin{cases} 0, & \text{якщо } T_{\pi i} \leq T_{\pi i}^{\text{доп}} \\ \frac{T_{\pi i}^{\text{доп}}}{T_{\pi i}} \cdot 100\%, & \text{якщо } T_{\pi i} > T_{\pi i}^{\text{доп}} \end{cases}, \quad (3.58)$$

де $T_{\pi i}^{\text{доп}}$ - допустимий час перетворення i -го вхідного набору даних, $T_{\pi i}$ - фактична тривалість перетворення i -го вхідного набору даних,

$$\delta_{E02} = \begin{cases} 0, & \text{якщо } T_{\text{в}} \leq T_{\text{в}}^{\text{доп}} \\ \frac{T_{\text{в}}^{\text{доп}}}{T_{\text{в}}} \cdot 100\%, & \text{якщо } T_{\text{в}} > T_{\text{в}}^{\text{доп}} \end{cases}, \quad (3.59)$$

де $T_{\text{в}}^{\text{доп}}$ - допустимий час виконання програми, $T_{\text{в}}$ - фактична тривалість виконання програми,

$$\delta_{E03} = \begin{cases} 0, & \text{якщо } T_{\text{р}} \leq T_{\text{р}}^{\text{доп}} \\ \frac{T_{\text{р}}^{\text{доп}}}{T_{\text{р}}} \cdot 100\%, & \text{якщо } T_{\text{р}} > T_{\text{р}}^{\text{доп}} \end{cases}, \quad (3.60)$$

де $T_{\text{р}}^{\text{доп}}$ - допустимий час реакції і відповідей програми, $T_{\text{р}}$ - фактична тривалість реакції і відповідей програми.

Середнє квадратичне відхилення суми невиключених систематичних і випадкових похибок програмного забезпечення, з врахуванням формул (3.37) і (50), визначається за формулою [22]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S^2 + \frac{\Theta^2}{3}}. \quad (3.61)$$

Похибка програмного забезпечення, з врахуванням формул (3.29) - (3.36) і (61), визначається за формулою:

$$\delta_{\text{ПЗ}} = \sqrt{(S_{\Sigma})^2 + \sum_{i=1}^8 (\delta_{E01})_i^2} . \quad (3.62)$$

3.2 Розрахунок похибки вимірювання витрати природного газу

Для розрахунку похибки вимірювання витрати сухого природного газу випишемо вихідні дані, отримані при розрахунку звужуючого пристрою (діафрагми), а також визначимо ряд додаткових даних.

При внутрішньому діаметрі трубопроводу $D = 100 \text{ мм}$, $m = 0,569$ і мінімальному числі Рейнольдса $Re_{\text{min}} = 1,799 \cdot 10^5$, виходячи із умов, вказаних в [15], можна прийняти, $\delta_{au} = \delta_{al} = \delta_{an} = 0,05\%$, $\delta_{ad} = 0,05\%$, $\delta_{ad} = 0,15\%$ і $\delta_{Re} = 0$.

При розрахунках звужуючого пристрою (діафрагми) було отримано, що висота виступу всередині прямої ділянки трубопроводу перед діафрагмою при стикуванні труб $h = 0,25 \text{ мм}$ на відстані $l = 2 \text{ мм}$ від переднього торця діафрагми, ексцентриситет осі отвору діафрагми і вимірювального трубопроводу $e = 0,5 \text{ мм}$. При вибраних довжинах прямих ділянок перед діафрагмою $L_1 = 1 \text{ м}$, $L_2 = 3 \text{ м}$ і модулю $m = 0,569$ значення похибки $\delta_{al} = 0,3\%$.

При висоті виступу $h = 0,25 \text{ мм}$ і діаметрі $D = 100 \text{ мм}$ по умові (3.63) знаходимо, що

$$H = \frac{h}{D} \cdot 100 < 0,3\% \quad (3.63)$$

де h - висота виступу всередині прямої ділянки від стикування трубопроводу, мм; D - внутрішній діаметр трубопроводу перед діафрагмою, мм;

$$H = \frac{0,25}{100} \cdot 100 = 0,25\% < 0,3\% ;$$

Так, як $\frac{h}{D} \cdot 100$ менше $0,3\%$ по умові (3.6) можна прийняти що $\delta_{al} = 0$.

При ексцентриситеті $e = 0,5 \text{ мм}$ перевіряємо виконання умов (3.7):

$$\frac{0,0005 \cdot D}{0,1 + 2,3 \cdot m^2} < e \leq \frac{0,005 \cdot D}{0,1 + 2,3 \cdot m^2} \quad (3.64)$$

де m - модуль визначений по номограмі;

$$e_{\min} = \frac{0,0005 \cdot 100}{0,1 + 2,3 \cdot 0,569^2} = 0,059 ;$$

$$e_{\max} = \frac{0,005 \cdot 100}{0,1 + 2,3 \cdot 0,569^2} = 0,592 ;$$

Із вказаних умов видно, що фактичне значення ексцентриситету $e = 0,5 \text{ мм}$ задовольняє умову, в зв'язку з чим похибка від впливу ексцентриситету $\delta_{ae} = 0,3\%$. Підставивши отримані дані з врахуванням, похибка $\delta_{an} = 0,3\%$, а похибки δ_{an} , δ_{an} , δ_{an} рівні нулю, отримаємо значення граничної похибки визначення коефіцієнта витрати α [29]:

$$\delta_{\alpha} = \sqrt{\delta_{an}^2 + \delta_{ad}^2 + \delta_{ad}^2 + \delta_{ad}^2 + \delta_{an}^2 + \delta_{an}^2 + \delta_{ae}^2 + \delta_{an}^2} \quad (3.65)$$

δ_{an} - гранична похибка визначення початкового коефіцієнта витрати діафрагми, %; δ_{ad} - гранична похибка визначення внутрішнього діаметра діафрагми, %; δ_{ad} - гранична похибка визначення внутрішнього діаметра труби, %; δ_{an} - гранична похибка впливу шорховатості внутрішньої поверхні трубопроводу перед діафрагмою, %; δ_{an} - гранична похибка викликана притупленням вхідної кромки, %; δ_{al} - гранична похибка місцевих гідравлічних опорів перед діафрагмою, %; δ_{ae} - гранична похибка впливу ексцентриситету між віссю діафрагми і вимірювального трубопроводу, %; δ_{an} - гранична похибка від стиковки труб перед діафрагмою, %.

$$\delta_{\alpha} = \sqrt{0,3^2 + 0,05^2 + 0,15^2 + 0 + 0 + 0,3^2 + 0,3^2 + 0} = 0,758\%.$$

Для визначення похибки вимірювання витрати природного газу $\delta_{Q(\Delta p)}$ попередньо визначимо похибки δ_{ε} , δ_{Re} , $\delta_{\Delta p}$, $\delta_{\Delta p H}$, δ_p , δ_T і δ_Z .

Похибка визначення поправочного множника на розширення δ_{ε} визначимо по формулі (3.9) в залежності від ε і похибок δ_{χ} , $\delta_{\Delta p}$, δ_p , δ_o .

Множник ε по даним розрахунку діафрагми рівний 0,996. Похибка визначення показника адиабати χ розрахуємо по формулі [12]

$$\delta_{\chi} = \frac{50 \cdot \Delta \chi}{\chi} \quad (3.66)$$

де $\Delta\chi$ - абсолютна похибка визначення показника адіабати; χ - показник адіабати природно газу.

При визначенні показника адіабати природного газу із таблиць з трьома значущими цифрами після коми абсолютна похибка $\Delta\chi$ визначення показника адіабати буде рівне 0,0005. Похибка визначення показника адіабати при $\Delta\chi = 0,0005$ $\chi = 1,31$

$$\delta_{\chi} = \frac{50 \cdot 0,0005}{1,31} = 0,019\% .$$

Гранична похибка визначення показів перепаду тиску Δp дифманометром визначається по формулі (3.10) при значеннях $\Delta p = \frac{2}{3} \cdot \Delta p_{GP}$ і $S_{\Delta p} = 0,5\%$ [12]:

$$\delta_{\Delta p} = 0,5 \cdot \frac{\Delta p_{GP}}{\Delta p} \cdot S_{\Delta p} \quad (3.67)$$

де Δp_{GP} - граничне значення шкали показів дифманометра по шкалі перепаду тиску, кгс/см²; Δp - значення перепаду тиску в повіряючій точці, кгс/см²; $S_{\Delta p}$ - клас точності дифманометра, %.

$$\delta_{\Delta p} = 0,5 \cdot \frac{0,04}{\frac{2}{3} \cdot 0,04} \cdot 0,5 = 0,375\% .$$

Гранична похибка визначення показів тиску розраховується по формулі (3.11) при $p = \frac{2}{3} \cdot p_{GP}$ і при $S_p = 0,5\%$ [12]:

$$\delta_p = 0,5 \cdot \frac{p_{GP}}{p} \cdot S_p \quad (3.68)$$

p_{GP} - граничне значення показів манометра, кгс/см²; p - текуче значення показів манометра, кгс/см²; S_p - клас точності манометра, %.

$$\delta_p = 0,5 \cdot \frac{4}{\frac{2}{3} \cdot 4} \cdot 0,5 = 0,375\% .$$

Похибка відбору δ_B обчислюємо по формулі (3.12):

$$\delta_B = \frac{2 \cdot \Delta p}{p} \quad (3.69)$$

Δp - значення перепаду тиску в повірюючій точці, кгс/см²; p - текуче значення показів манометра, кгс/см²

$$\delta_B = \frac{2 \cdot 0,027}{2,667} = 0,02\% ;$$

$$\delta_\varepsilon = \frac{1-\varepsilon}{\varepsilon} \sqrt{\delta_\chi^2 + \delta_{\Delta p}^2 + \delta_p^2} + \delta_B \quad (3.70)$$

де ε - коефіцієнт розширення; δ_χ - гранична похибка визначення показника адіабати, %; $\delta_{\Delta p}$ - гранична похибка визначення перепаду тиску, %; δ_p - гранична похибка визначення тиску, %; δ_B - похибка відбору, %.

Підставивши отримані значення ε , δ_χ , $\delta_{\Delta p}$, δ_p і δ_B в формулу, отримуємо

$$\delta_\varepsilon = \frac{1-0,996}{0,996} \sqrt{0,019^2 + 0,375^2 + 0,375^2} + 0,02 = 0,022\% ;$$

Гранична похибка реєстрації показів дифманометра по шкалі перепаду тиску визначається по формулі (3.71) при $\Delta p = \frac{2}{3} \cdot \Delta p_{ГР}$ і $S_{\Delta p} = 0,5\%$, $\delta_{ПК} = 0,1\%$,

$\Delta \tau_{\Delta p} = 0,1 \text{ хв}$:

$$\delta_{\Delta p} = \sqrt{0,25 \cdot \left(\frac{\Delta p_{ГР}}{\Delta p} \cdot S_{\Delta p} \right)^2 + 0,25 \cdot \delta_{ПК}^2 + 0,0012 \Delta \tau_{\Delta p}^2} \quad (3.71)$$

$p_{ГР}$ - граничне значення показів дифманометра, кгс/см²; p - текуче значення показів дифманометра, кгс/см²; S_p - клас точності дифманометра, %; $\delta_{ПК}$ - приведена похибка пристрою обробки даних, %; $\Delta \tau_{\Delta p}$ - абсолютна похибка запису показів, хв.

$$\delta_{\Delta p} = \sqrt{0,25 \cdot \left(\frac{0,04}{0,027} \cdot 0,5 \right)^2 + 0,25 \cdot 0,1^2 + 0,0012 \cdot 0,1^2} = 0,378\% .$$

Гранична похибка реєстрації визначення тиску і обробки отриманих результатів визначається по формулі (3.72) при $p = \frac{2}{3} \cdot p_{ГР}$ і $S_{\Delta p} = 0,5\%$, $\delta_{ПК} = 0,1\%$,

$\Delta \tau_{\Delta p} = 0,1 \text{ хв}$:

$$\delta_p = \sqrt{0,25 \cdot \left(\frac{p_{ГР}}{p} \cdot S_p \right)^2 + 0,25 \cdot \delta_{ПК}^2 + 0,0012 \Delta \tau_p^2} \quad (3.72)$$

де $p_{гп}$ - граничне значення показів манометра, кгс/см²; p - текуче значення показів манометра, кгс/см²; S_p - клас точності манометра, %; δ_{III} - приведена похибка пристрою обробки даних, %; $\Delta\tau_{\Delta p}$ - абсолютна похибка запису показів, хв.

$$\delta_p = \sqrt{0,25 \cdot \left(\frac{4}{2,667} \cdot 0,5 \right)^2 + 0,25 \cdot 0,1^2 + 0,0012 \cdot 0,1^2} = 0,378\% ;$$

Гранична похибка визначення і реєстрації температури природного газу визначається по формулі (3.73) при $N_t = 100^\circ C$, $t = 5^\circ C$, $S_T = 0,5\%$, $\delta_{III} = 0,1\%$, $\Delta\tau_T = 0,1xв$:

$$\delta_T = \sqrt{0,25 \cdot \left(\frac{N_t}{273,15 + t} \cdot S_T \right)^2 + 0,25 \cdot \delta_{III}^2 + 0,0012 \Delta\tau_T^2} \quad (3.73)$$

де N_t - діапазон шкали вимірювань термометра, °С; t - текуче значення показів термометра, °С; S_T - клас точності термометра, %; δ_{III} - приведена похибка пристрою обробки даних, %; $\Delta\tau_{\Delta p}$ - абсолютна похибка запису даних, хв.

$$\delta_T = \sqrt{0,25 \cdot \left(\frac{100}{273,15 + 5} \cdot 0,5 \right)^2 + 0,25 \cdot 0,1^2 + 0,0012 \cdot 0,1^2} = 0,103\% ;$$

При визначенні нормальної густини газу ρ_H із таблиць з трьома значущими цифрами після коми абсолютна похибка $\Delta\rho_H$ може бути прийнята рівною половині одиниці молодшого розряду останньої значущої цифри в табличних значеннях ρ_H . В цьому випадку абсолютна похибка $\Delta\rho_H$ визначення нормальної густини природного газу рівна 0,0005кг/м³. [12]

Гранична похибка визначення нормальної густини природного газу при $\Delta\rho_H = 0,0005 \text{ кг/м}^3$ $\rho_H = 0,704 \text{ кг/м}^3$ може бути розрахована по формулі (3.74):

$$\delta_{\rho_H} = \frac{50 \cdot \Delta\rho_H}{\rho_H} \quad (3.74)$$

$\Delta\rho_H$ - максимальна абсолютна похибка визначення ρ_H , кг/м³; ρ_H - густина газу при нормальних умовах, кг/м³.

$$\delta_{\rho_H} = \frac{50 \cdot 0,0005}{0,704} = 0,036\%$$

Гранична похибка [12] визначення коефіцієнту стисливості Z може бути визначена по формулі при $Z = 0,993$, $\delta_{N_2} = 0$, $\delta_{CO_2} = 0$, $\delta_{Z_{табл}} = 0,25\%$:

$$\delta_Z = \sqrt{(1-Z)^2 \cdot (\delta_p^2 + 16\delta_T^2 + 4\delta_{\rho H}^2 + 0,04\delta_{N_2}^2 + 0,003\delta_{CO_2}^2) + \delta_{Z_{табл}}^2} \quad (3.75)$$

де Z - коефіцієнт стисливості газу; δ_p - гранична похибка визначення тиску, %; $\delta_{\rho H}$ - гранична похибка визначення нормальної густини природного газу, %; δ_{N_2} - похибки визначення молярної концентрації азоту, %; δ_{CO_2} - похибки визначення молярної концентрації вуглекислого газу, %; $\delta_{Z_{табл}}$ - похибка визначення табличних значень коефіцієнта стисливості, %.

$$\delta_Z = \sqrt{(1-0,993)^2 \cdot (0,378^2 + 16 \cdot 0,103^2 + 4 \cdot 0,036^2 + 0,04 \cdot 0 + 0,003 \cdot 0) + 0,25^2} = 0,25\%;$$

Для визначення граничної похибки вимірювання витрати природного газу $\delta_{Q(\Delta p)}$ результати попередніх розрахунків підставимо в формулу:

$$\delta_{Q(\Delta p)} = \sqrt{\delta_\alpha^2 + \delta_\varepsilon^2 + \frac{1}{4} \cdot (\delta_{\rho H}^2 + \delta_{\Delta p}^2 + \delta_p^2 + \delta_T^2) + \delta_Z^2} \quad (3.76)$$

δ_α - гранична похибка визначення коефіцієнта витрати α , %; δ_ε - гранична похибка визначення поправочного множника на розширення, %; $\delta_{\rho H}$ - гранична похибка визначення нормальної густини природного газу, %; $\delta_{\Delta p}$ - гранична похибка визначення перепаду тиску, %; δ_p - гранична похибка визначення тиску природного газу, %; δ_T - гранична похибка визначення температури природного газу, %; δ_Z - гранична похибка визначення коефіцієнту стисливості природного газу, %.

$$\delta_{Q(\Delta p)} = \sqrt{0,758^2 + 0,022^2 + \frac{1}{4} \cdot (0,036^2 + 0,375^2 + 0,375^2 + 0,103^2) + 0,25^2} = 0,844\%.$$

Отже, сумарна похибка вимірювання витрати природного газу становить 0,844%.

3.3 Метрологічні дослідження робочого еталону об'єму та витрати природного газу

Серед найбільш поширених засобів, які знаходять застосування при обліку природного газу є ВЗПТ, які в силу суттєвості методичних похибок застосовуються переважно як робочі ЗВТ. Водночас відомі результати застосування зразкових діафрагм для атестації на природному газі ВЗПТ, лічильників газу і турбінних витратомірів. Поряд з цим переваги практичного застосування ВЗПТ і на базі досвіду їх градування за допомогою установок вищої точності, зокрема вагових або на базі витратомірів з КС стверджується, що похибку звужувальних пристроїв можна зменшити до рівня $\pm(0,10...0,20)\%$. Завдяки цьому стає можливим їх застосування для “серійних повірок лічильників газу як із звичайними (2,5...4,0), так і з підвищеними (0,1...1,0) класами точності” [9].

При градуванні РЕ із застосуванням дзвонової ЕУ спочатку заповнюється простір під дзвоном 6 (рис. 3.1) від джерела витрати 11 через трубопровід 12 і відкритий клапан 13. При цьому клапан 15 у вихідному трубопроводі 14 є закритим. Після досягнення дзвоном 6 необхідного положення запірний клапан 13 закривається і подача газу від джерела 11 припиняється. Дзвін 6 опиняється у нерухомому зваженому стані [24].

Далі пристроєм задавання витрати 16 задають значення відтворюваної витрати газу і відкривають клапан 15, внаслідок чого дзвін 6 під дією власної ваги починає опускатися і витискувати повітря через звужувальний пристрій 1 РЕ. При цьому за допомогою контрольної лінійки 8 і оптоелектронної пари 9 вимірювачем BS (поз. 1-1) відлічується контрольний об'єм газу, який відтворюється дзвоном, і час його відтворення хронометром КЕ (2-1), а блоком 10 збору і обробки інформації одночасно здійснюється збір інформації про значення перепаду тиску Δp (7-1), тиску p (8-1) і температури T (6-1, 6-2) на звужувальному пристрої 1, і тиск (3-1), температуру (4-1, 4-2) і фізичні характеристики робочого середовища робочого еталона. В комплект РЕ входить перетворювач якісних параметрів робочого середовища Q (5-1), які забезпечують

визначення показника адіабати (застосовується при роботі РЕ на природному газі). При опусканні дзвона 6 до крайнього нижнього положення запірний клапан 15 закривається. Градувальний цикл при цьому закінчується, який повторюють за інших відтворюваних витрат дзвоною ЕУ. Далі вимірювана інформація обробляється у вузлі 10, за допомогою якого здійснюють розрахунок градувального коефіцієнта звужувального пристрою за робочих умов його визначення на дзвоновій ЕУ [11, 21].

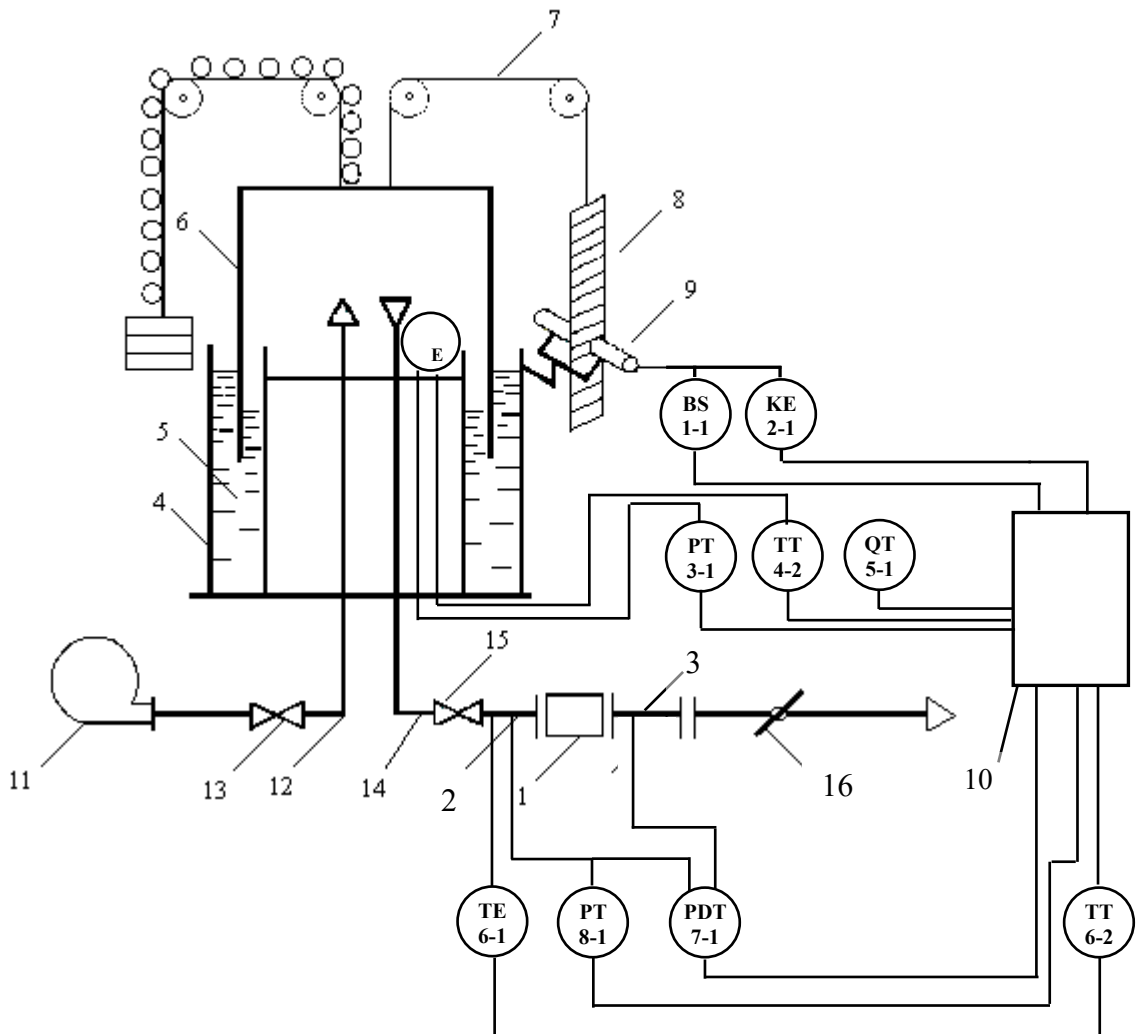


Рисунок 3.1 Функціональна схема градування РЕ за допомогою дзвонової ЕУ

ВИСНОВКИ

В результаті виконання магістерської роботи розроблено робочий еталон об'єму та витрати природного газу на основі вдосконалення існуючих методів та засобів відтворення та передавання одиниць об'єму та об'ємної витрати природного газу, що має важливе значення для метрологічної практики України при вирішенні проблеми раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів.

В роботі проведений аналіз існуючих робочих еталонів об'єму та витрати природного газу. З'ясовано, що як робочі еталони використовують повірочні установки дзвонового типу, повірочні установки з еталонними лічильниками, повірочні установки PVTt-типу з діапазоном вимірювання об'єму газу, повірочні установки з еталонними критичними соплами і набори еталонних витратомірів. Межі допустимих відносних похибок Δ_V робочих еталонів становлять від 0,15 % до 0,5 %. Відносна похибка результатів звірення Δ_V робочих засобів вимірювальної техніки з робочими еталонами не повинна перевищувати 0,2%.

Проаналізували теоретичні засади, які необхідно враховувати при розробленні робочих еталонів одиниць об'єму і витрати природного газу і обґрунтовано можливість розроблення робочого еталону на базі витратоміра змінного перепаду тиску. Розроблено структурну схему робочого еталону об'єму та витрати природного газу та здійснено розрахунок первинного перетворювача (діафрагми) для робочого еталону об'єму та витрати природного газу. Здійснено метрологічні дослідження робочого еталону об'єму та витрати природного газу.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Райтер П. М., Середюк О. Є. Контроль складу і витрати газорідних потоків: Конспект лекцій. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 124с.
2. Домницький Р. Вимірювання кількості та показників якості природного газу як складова енергетичної безпеки країни // Метрологія та прилади.- 2006.- №3.- С. 10-11.
3. Середюк О.Є., Чеховський С.А. Новітні технології метрологічного забезпечення обліку газу як елемент енергозбереження // Нафтогазова енергетика. – 2006. - №1. – С.84-89.
4. Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність» від 11.02.1988 № 113 (98-ВР (у редакції Закону України від 15.06.2004 №1765-IV).
5. ДСТУ 3383: 2007. Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу. – На заміну ДСТУ 3383-96; Чинний з 01.07.07. – К.: Держспоживстандарт України, 2007. -13 с.
6. Методика експериментальних досліджень впливу параметрів природного газу на метрологічні характеристики лічильників газу / А.Г. Бестелесний, Я.М. Власюк, І.С. Кісіль, Б.І. Прудніков, О.Є. Середюк, С.А. Чеховський // Методи та прилади контролю якості. – 2007. – № 18. – С.46–50.
7. Р 50-071-98. Лічильники газу побутові. Методи та засоби повірки.
8. Бродин Ю. І. Дзвонова витратовимірювальна установка для калібрування і повірки витратомірів та лічильників газу. Деклараційний пат. на кор. модель 33463, А (Україна), G01F25/00; Заявл. 23.02.1999; Опубл. 15.02.2001. Бюл. №1.
9. Середюк О.Є. Метрологічне забезпечення відтворення і передавання одиниць об'єму та об'ємної витрати природного газу: дис. на здобуття наук. ступеня докт. техн. наук: Спец. 05.01.02 – Стандартизація, сертифікація та метрологічне забезпечення – Івано-Франківськ, 2009.- 384с.
10. ДСТУ 3383:2015. Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу. [Чинний від 2016-01-01; на заміну

ДСТУ 3383:2007]. Вид. офіц. Київ: Мінекономрозвитку України, 2015. П, 5 с. (Національний стандарт України).

11. Бродин І.С., Середюк О.Є. Дзвонова витратовимірювальна установка /Прспект МВССО УРСР: Івано-Франківський інститут нафти і газу.- Київ: Реклама, 1989.- 4с.

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

13. Облік природного газу: довідник / М. П. Андрієшин, О. М. Карпаш, О. Є. Середюк [та ін.]; за ред. проф. С. А. Чеховського. Івано-Франківськ: ПП «Сімик», 2008. 180 с.

14. Середюк О.Є. Методологія побудови еталонів передавання одиниці об'єму природного газу / О.Є. Середюк // Український метрологічний журнал. – 2007. – №1. – С.38-41.

15. Середюк О.Є. Метрологічна модель повірочної установки PVTt-типу з використанням теорії невизначеності у вимірюваннях /О.Є.Середюк, В.В.Костинюк, З.П.Лютак // Приладобудування 2008: стан і перспективи: 7-а наук.-техн. конф., 22-23 квітня 2008 р., Київ: зб. тез доповідей. – Київ: ПБФ, НТУУ «КПІ», 2008. –С.243–244.

16. Домницький Р. Метрологічний центр НАК „Нафтогаз України ” // Метрологія та прилади. -2007. - №1. - С.14-19.

17. Середюк О.Є. Метрологічне забезпечення відтворення і передавання одиниць об'єму та об'ємної витрати природного газу: автореферат на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.01.02 – стандартизація, сертифікація та метрологічне забезпечення. – Львів, 2009. – 36с.

18. Середюк О.Є. Метрологічні дослідження еталона передавання одиниці витрати природного газу на базі витратоміра змінного перепаду тиску / О.Є. Середюк // Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація: зб. наук. праць / Вісник Націон. ун-ту «Львівська політехніка». – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка». – 2008. – Вип.617. - С.154-162.

19. Пат. 25208 U Україна, МПК (2006) G 01 F 25/00. Еталон передавання одиниці об'єму, маси та витрати природного газу. / Середюк О.Є., Крук І.С., Рудко В.П., Чеховський С.А., Луцик Р.П., Прудніков Б.І.; заявники і патентовласники - ті ж самі. – № u200704218; заявл. 16.04.07; опубл. 25.07.07, Бюл. № 11.

20. Кісіль І.С. Конструювання вимірювальних приладів: Навч. посіб. для студ. вищих навч. закл. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 328 с.

21. Державний спеціальний еталон одиниць об'єму та об'ємної витрати газу / І.С.Бродин, І.С. Петришин, А.Г. Бестелесний, П.І. Дикий // Український метрологічний журнал. – 1997. - №5. – С.21-24.

22. Кузь М.В. Оцінка складових похибки обчислювальних компонентів засобів вимірювань об'єму газу на основі якісних показників програмного забезпечення // Методи та прилади контролю якості. – 2012. – № 29. – С.77–83.

23. Основи метрології та вимірювальної техніки: Підручник. У 2 т. / М.Дорожовець, В.Мотало, Б.Стадник та ін.; За ред. Б.Стадника. – Львів: Вид-во Нац. ун-ту „Львівська політехніка”; 2005. – Т.1: Основи метрології. – 532с.

24. Середюк О.Є. Концепція розвитку державної повірочної схеми для засобів вимірювання об'єму та об'ємної витрати природного газу / О.Є. Середюк, І.С. Кісіль // Нафтогазова енергетика. – 2008. - № 2(7) . – С.64–69.

25. Власюк Я.М. Реалізація концепції створення єдиної системи обліку природного газу в Україні / Я.М. Власюк, І.С. Кісіль, О.Є.Середюк // Методи та прилади контролю якості. – 2005. – № 13. – С. 61–65.

26. Середюк О.Є. Аналіз невизначеності вимірювань при передаванні одиниці витрати природного газу / О.Є. Середюк, Л.А. Витвицька // Методи та прилади контролю якості. – 2006. - №17. – С.58-62.

27. Пат.76931 С2 Україна, МПК(2006) G01F25/00. Стенд для перевірки лічильників / Кузьмін С.В., Сидоренко О.М., Борушак Б.О., Гасішвілі Е.О.; заявник і патентовласник Кузьмін С.В. – № a200607236; заявл.30.06.06; опубл.15.09.06. Бюл. №9. -3с.

28. Пат. на корисну модель 22233 U Україна, МПК(2006) G01F25/00. Спосіб звірення методів та пристроїв повірки лічильників газу /Кузьмін С. В.,

Сидоренко О.М., Борушак Б.О.; заявник і патентовласник Кузьмін С.В. – № u200607712; заявл. 10.07.06; опубл.25.04.07, Бюл. №5. -2с.

29. ДСТУ ГОСТ 8.586.2:2009. Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 2. Діафрагми. Технічні вимоги. [Чинний від 2010-04-01]. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2009. 92 с. (Державний стандарт України).

30. Метрологія. Установки повірочні дзвонового типу. Типова програма та методика державної метрологічної атестації: МДУ 025/03-2006. - [Чинний від 2006-05-18]. – Івано-Франківськ: Івано-Франківськстандартметрологія 2006. – 47 с. – (Методичний документ з метрології).

31. Метрологія. Робочі еталони об'єму газу типу PVT. Програма і методика державної метрологічної атестації. - [Чинний від 2004-04-27]. – Івано-Франківськ: Івано-Франківськстандартметрологія 2004. – 13 с. – (Методичний документ з метрології).

32. 562.М.Т.407368.024-24 НЕ Установка комп'ютеризована для визначення та контролю метрологічних характеристик побутових лічильників газу „Темпо-3”МР. Настанова з експлуатації.

33. Середюк Д.О., Кісіль І.С. Методика визначення коефіцієнтів вагомості складових комплексного показника якості лічильників газу// Методи та прилади контролю якості. – 2005. - №15. – С. 12-15.

34. Середюк Д.О., Середюк О.Є., Костинюк В.В. Математична модель діагностування технічного стану побутових лічильників газу// Наукові вісті Галицької Академії. – 2005.- №2(8). – С. 17-22.