

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Інститут інформаційних технологій

Кафедра інформаційно-вимірювальних технологій

Білеуш Іван В'ячеславович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 681.121

(індекс)

## МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Дослідження напрямків вдосконалення поршневих еталонних

установок

(назва роботи)

175-Інформаційно-вимірювальні технології

(шифр і назва спеціальності)

I.V. Білеуш

(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

O.Є. 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**

Білеушу Івану В'ячеславовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Дослідження напрямків вдосконалення поршневих еталонних установок

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 еталонної установки – поршнева; модель установки – РПДУ-41пг, вид робочого середовища – природний газ; умови функціонування робочого еталону – абсолютний тиск 0,5МПа, температура газу -5...+25°C, максимальна витрата за робочих умов – 2500м<sup>3</sup>/год

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

1. Аналіз еталонних установок для калібрування лічильників газу

2. Розробка модернізованої установки РПДУ-41пг для випробування лічильників газу

3. Розробка методології і засобів для метрологічного дослідження установки

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

1. Поршнева витратовимірювальна установка. Схема модернізації принципова;

2. Поршнева витратовимірювальна установка. Схема технологічна збору інформації;

3. Поршень модернізований;

4. Детектор положення поршня;

5. Пуско-приймальний пристрій.

## 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 еталонних установок для калібрування лічильників газу</i>	<i>05.12.2024</i>	
3	<i>Розробка модернізованої установки РПДУ-41г для випробування лічильників газу</i>	<i>10.12.2024</i>	
4	<i>Розробка методології і засобів для метрологічного дослідження установки</i>	<i>15.12.2024</i>	
5	<i>Оформлення пояснювальної записки</i>	<i>23.12.2024</i>	

Студент

\_\_\_\_\_ ( підпис )

*Білеуш І.В.*

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ ( підпис )

*Середюк О.Є.*

(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Магістерська робота: 82 с., 12 рис., 15 табл., 29 джерел, 5 аркушів креслень.

Об'єкт дослідження – еталонна поршнева установка для калібрування лічильників на природному газі.

Мета роботи – розроблення методологічних аспектів і принципів технічних рішень для реалізації модернізації поршневої витратовимірювальної установки з функціонуванням на природному газі.

Метод дослідження – теоретико-експериментальний з використанням основ метрології.

В магістерській роботі проведено аналіз відомих методів калібрування лічильників та витратомірів газу та типів установок, які для цього використовуються. Здійснено обґрунтування необхідності проведення модернізації поршневої установки, аналогом якої вибрана установка моделі РПДУ-41пг. Розроблені технічні рішення для реалізації модернізації установки, що забезпечить калібрування засобів вимірювання витрати з використанням природного газу.

Розроблена вдосконалена система збору і обробки вимірювальної інформації. Здійснено конструювання вдосконалених вузлів установки, зокрема поршневого розділювача, пускоприймального пристрою і детекторів положення поршня. Проведено метрологічний аналіз вдосконаленої установки.

**ПОРШНЕВА УСТАНОВКА, ПРИРОДНИЙ ГАЗ, ЛІЧИЛЬНИК, ПОВІРКА, МЕТРОЛОГІЧНИЙ АНАЛІЗ, ПОХИБКА.**

## ABSTRACT

Master's thesis: 82 p., 12 fig., 15 tables, 29 sources, 5 sheets of drawings.

The object of the study is a standard piston installation for calibrating natural gas meters.

The purpose of the work is to develop methodological aspects and fundamental technical solutions for the implementation of the modernization of a piston flowmeter installation operating on natural gas.

The research method is theoretical and experimental using the basics of metrology.

The master's thesis analyzes known methods for calibrating gas meters and flowmeters and the types of installations used for this. The need for modernization of the piston installation is justified, the analogue of which is the RPDU-41pg installation. Technical solutions are developed for the implementation of the modernization of the installation, which will ensure the calibration of flow measurement devices using natural gas.

An improved system for collecting and processing measurement information is developed. The design of improved installation components, in particular the piston separator, the start-up device and the piston position detectors, has been carried out. The metrological analysis of the improved installation has been carried out.

PISTON INSTALLATION, NATURAL GAS, METER, VERIFICATION, METROLOGICAL ANALYSIS, ERROR.

## Зміст

Вступ		7
1	Аналіз еталонних установок для калібрування лічильників газу	9
1.1	Аналіз методологій створення калібрувальних установок	9
1.2	Аналіз відомих установок для калібрування лічильників і витратомірів газу	14
1.2.1	Еталонна установка дзвонового типу	14
1.2.2	Еталонні установки з робочими еталонами	16
1.2.3	Еталонні установки трубопоршневого типу	18
1.3	Аналіз нормативних документів для визначення метрологічних характеристик лічильників газу	25
1.4	Аналіз еталонних установок для повірки (калібрування) на природному газі лічильників і витратомірів газу	31
1.5	Техніко-економічне обґрунтування необхідності калібрування лічильників на природному газі та постановка завдання на дипломний проект	36
2	Розробка модернізованої установки РПДУ-41пг для випробування лічильників газу	38
2.1	Розроблення технічних вимог для модернізації установки	38
2.2	Розробка принципової схеми модернізації установки	43
2.3	Розробка вузлів модернізованої установки	48
2.3.1	Вимірювальний трубопровід	48
2.3.2	Пуско-приймальний пристрій поршневого розділювача	48
2.3.3	Поршневий розділювач	51
2.3.4	Детектор положення поршневого розділювача	53
2.3.5	Система допоміжних трубопроводів і запірно-регулюючої арматури	57
2.4	Розробка схеми реконструкції установки	59
2.5	Розробка технологічної схеми системи збору і обробки вимірювальної інформації	60
2.5.1	Пристрої верхнього рівня	61

2.5.2	Пристрої середнього рівня	62
3	Розробка методології і засобів для метрологічного дослідження установки	64
3.1	Розробка методики визначання відносної похибки модернізованої установки	64
3.1.1	Розрахунок сумарної відносної невизначеності вимірювання об'єму газу установкою	64
3.1.2	Похибка визначення контрольного об'єму вимірювального трубопроводу установки	65
3.1.3	Похибка непрямих вимірів	65
3.1.4	Похибка вимірювання температури	65
3.1.5	Похибка вимірювання тиску	65
3.1.6	Похибка розрахунку коефіцієнта стисливості	65
3.1.7	Апріорна сумарна відносна похибка виміру об'єму газу установкою РПДУ з еталонним лічильником в робочих умовах	66
3.1.8	Апріорна оцінка сумарної відносної похибки передачі одиниці розміру об'єму газу повірочною установкою РПДУ-41ПГ еталонному лічильнику в нормальних умовах	72
3.2	Метрологічна апробація застосування критичних сопел для метрологічної атестації установки	75
	Висновки	78
	Перелік посилань на джерела	80

## ВСТУП

Природний газ є основним енергоносієм в народному господарстві України, частка якого в первинному енергоспоживанні наближається до 45%, що приблизно вдвічі перевищує аналогічний середньоєвропейський показник. І це при тому, що в останні роки хоча і спостерігається тенденція до деякого скорочення споживання природного газу, але в цілому вона змінюється несуттєво. Тому одним із шляхів досягнення енергетичної безпеки країни є впровадження сучасних засобів і методів вимірювання об'єму і витрати природного газу. Це можливо за умови вдосконалення існуючої національної еталонної бази та створення нових еталонних засобів у галузі витратометрії природного газу, а також застосування новітніх технологій метрологічного забезпечення обліку газу на підприємствах нафтогазової галузі і побуті.

Сфера транспортування, видобування та зберігання газу неможлива без застосування витратовимірювальних пристроїв. У більшості країн Європи для цих потреб використовуються лічильники газу з відносною похибкою від 0,5 до 1%. Впровадження таких лічильників в Україні стримується внаслідок їх високої вартості, а також відсутності робочих еталонів для калібрування лічильників на великі об'ємні витрати.

На даний час в Україні постала необхідність створення своєї еталонної бази, насамперед установок які можуть працювати на природному газі, як робочому середовищі. Тому для забезпечення єдності вимірювань в області витратометрії газу залишається гострою потреба в створенні державного еталона і державної схеми повірки лічильників на природному газі.

Незважаючи на велику кількість наукових і методологічних розробок у сфері вимірювання об'єму і об'ємної витрати природного газу питання метрологічного забезпечення витратомірів змінного перепаду тиску (ВЗПТ) під час експлуатації не досягнули до тепер належного рівня, оскільки дослідження і контроль їх метрологічних характеристик здійснюється опосередкованим розрахунковим методом. Один із можливих шляхів радикального вирішення проблеми покращення метрологічного забезпечення ВЗПТ може бути їх повірка і

калібрування експериментальним методом за допомогою еталонних витратовимірювальних установок, які функціонують на природному газі. Це, в свою чергу, зумовлює необхідність розробки і впровадження таких еталонних засобів.

Після запровадження з 01.01.2020р. в Україні нових Національних стандартів щодо технічних умов на турбінні і роторні лічильники, які регламентують умови і необхідність визначення метрологічних характеристик лічильників газу на природному газі, все одно практично до цього часу метрологічна атестація, калібрування і повірка вказаних засобів здійснюються на повітрі. Це в багатьох випадках приводить до виникнення методичних похибок при обліку газу. Тому дослідження реальних метрологічних характеристик лічильників і витратомірів природного газу при їх функціонуванні за реальних умов є актуальним завданням. Для цього потрібні також еталонні установки з функціонуванням на природному газі.

Відома установка РПДУ-41пг, яка на початку 90х років була створена в АТ «Дніпрогаз» (м.Дніпро) на даний час в силу недостатньої точності, технічних і технологічних затруднень в її експлуатації, які були пов'язані з ненадійністю функціонування запірної арматури, поршневого розділювача, системи збору і обробки вимірювальної інформації, а також морального старіння установки з другої половини 90-х років вона практично не експлуатувалася. Тому актуальним є розроблення напрямків вдосконалення цієї установки.

# 1 АНАЛІЗ ЕТАЛОННИХ УСТАНОВОК ДЛЯ КАЛІБРУВАННЯ ЛІЧИЛЬНИКІВ ГАЗУ

## 1.1 Аналіз методологій створення калібрувальних установок

Методології створення калібрувальних установок можна розглядати в двох напрямках, які визначаються використанням видом робочого середовища, яким може бути повітря або природний газ

Першою методологією є використання повітря, як робочого середовища. Перевагами установок що працюють з повітрям є:

- при калібруванні не потрібно визначати густину вимірювального середовища;
- забезпечується стійка повторюваність результатів калібрування;
- гарантується повна безпека калібрування [1].

При повірці об'єму газу, відтворюється еталонною установкою відлічується з контрольної лінійки. Цією установкою може бути дзвонова еталонна установка [2]. За різницею показів відлікового пристрою досліджуваного приладу і відомому об'єму газу  $V_E$  який переданий від еталонної установки до досліджуваного приладу, визначають відносну похибку лічильника  $\delta_L$  за формулою [8]:

$$\delta_L = \frac{V_L - V_E}{V_E} \cdot 100, \% \quad (1.1)$$

де  $V_L$  – об'єм повітря, виміряний лічильником.

При випробуванні витратомірів пропущений об'єм газу усереднюється за час його відтворення і порівнюється з показами витратоміра  $q_V$ . Похибку останнього  $\delta_V$  розраховують за однією із наступних формул [8]:

$$\delta_V = \frac{q_V - \frac{dV_E}{dt}}{\frac{dV_E}{dt}} \cdot 100, \% \quad (1.2)$$

$$\delta_B = \frac{q_B - \frac{\Delta V_E}{\Delta t}}{\frac{\Delta V_E}{\Delta t}} \cdot 100, \% \quad (1.3)$$

де  $\frac{dV_E}{dt}$  – миттєва відтворювана витрата газу за допомогою еталонної установки;

$\frac{\Delta V_E}{\Delta t}$  – усереднена за інтервал часу  $\Delta t$  відтворювана витрата миттєва відтворювана витрата газу за допомогою еталонної установки.

Другою методологією є використання природного газу, як робочого середовища, однак він є вибухонебезпечним, середовищем, яке забруднює атмосферу при витіканні в неї, а також є різним за хімічним складом, який формує різні фізичні його властивості (густина, динамічна в'язкість, показник адиабати, коефіцієнт стисливості).

Густина газу (кг/м<sup>3</sup>) — маса газу в одиниці об'єму, що дорівнює відношенню молярної маси  $M$  газу, до об'єму моля [1]

$$\rho = \frac{M}{22.4}, \text{кг/м}^3. \quad (1.4)$$

Густина газу визначається за формулою

$$\rho = \frac{m}{V}. \quad (1.5)$$

Відносна густина — це безрозмірна величина, яка визначається відношенням густини газу до густини повітря за однакових умов. Тому використовують поняття відносної густини за стандартних умов і відносної густини за робочих умов [6].

Показник адиабати (ізоентропи) — термодинамічна характеристика газового середовища (тобто газової суміші), яка відображає процес, що відбувається без теплообміну з зовнішнім середовищем [6].

Густину вимірюють за допомогою густиномірів будь-якого типу (пікнометричних, ареометричних, вібраційних, акустичних, радіаційних та ін.)

або розраховують непрямим методом на базі вимірювань параметрів стану середовища, визначення його складу і проведенням розрахунку [6].

Коефіцієнт стисливості газу  $K$  (суміші газів) — відношення фактора стисливості даного газу за робочих умов до його фактора стисливості за стандартних умов.

В'язкість — одна з основних властивостей потоків, яка характеризується силою внутрішнього тертя  $P$ , що виникає між сусідніми рухомими шарами газового потоку або рідини. Ця сила діє в напрямку, перпендикулярному до руху потоку. Вона прямо пропорційна швидкості відносного руху шарів потоку і площі їх дотику. Сила  $P$  виражається рівнянням Ньютона [6]

$$F = -\mu S \frac{\Delta V}{\Delta n}, \quad (1.6)$$

де  $\mu$  - коефіцієнт динамічної в'язкості речовини;

$\frac{\Delta V}{\Delta n}$  - градієнт швидкості в напрямі нормалі до рухомих шарів потоку.

Коефіцієнт динамічної в'язкості, що віднесений до густини речовини за тих самих умов, називається кінематичною в'язкістю [6].

Кінематична в'язкість (в м<sup>2</sup>/с) визначається за формулою [6]

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}. \quad (1.7)$$

Це приводить до того, що практично неможливо відтворити два рази однакові умови функціонування калібрувальних установок і водночас умови калібрування лічильників газу.

Дослідження відмінностей, що виникають при роботі вітчизняних побутових роторних лічильників газу типу РЛ-6 на повітрі та газі було проведено за допомогою уточненої математичної моделі таких приладів. Для лічильника типу РЛ-6 записано рівняння необліковуваних перетоків газу в щілинних зазорах вимірювального механізму приладу та викликаной ними похибки лічильника: [4]

- при роботі на повітрі:

$$q_{нов} = 0,047\Delta P'_{нов} + 1,72\sqrt{\Delta P_{нов}} + 0,027\Delta P_{нов} \cdot м^3 / год, \quad (1.8)$$

$$\delta_{нов} = \frac{0,066n - (0,062n + q_{нов})}{(0,062n + q_{нов})} \cdot 100\%, \quad (1.9)$$

- при роботі на природному газі:

$$q_{газ} = 0,077\Delta P'_{газ} + 2,31\sqrt{\Delta P_{газ}} + 0,039\Delta P_{газ}, \text{ м}^3 / \text{год}, \quad (1.10)$$

$$\delta_{газ} = \frac{0,066n - (0,062n + q_{газ})}{(0,062n + q_{газ})} \cdot 100\%, \quad (1.11)$$

де  $n$  – кількість обертів роторів лічильника газу за хвилину;

$\Delta P$  – втрата тиску, що створюється відліковим механізмом лічильника газу;

$\Delta P'$  – складова витрати тиску з врахуванням швидкісного перепаду, що створюється при значних швидкостях обертання роторів;

$q$  та  $\delta$  – відповідно необліковувані перетоки газу в щілинних зазорах вимірювального механізму приладу та викликані ними похибки лічильника. Індекс "нов" у вказаних змінних відповідає результатам для повітря, індекс "газ" – для газу.

На рис. 1.1 приведені залежності похибки, а на рис. 1.2 втрати тиску на лічильнику типу РЛ-6 при його роботі на повітрі та природному газі [4].

Згідно з результатами моделювання, втрата тиску при роботі на повітрі є більшою, ніж при роботі на природному газі, причому ця різниця на малих витратах є незначною, а на максимальних досягає 35%; похибка приладу при роботі на газі зростає за абсолютним значенням внаслідок збільшення необліковуваних перетоків, що призводить до заниження показів приладу в середньому на 0,8% із зміщенням кривої його похибок в сторону менших значень [4].

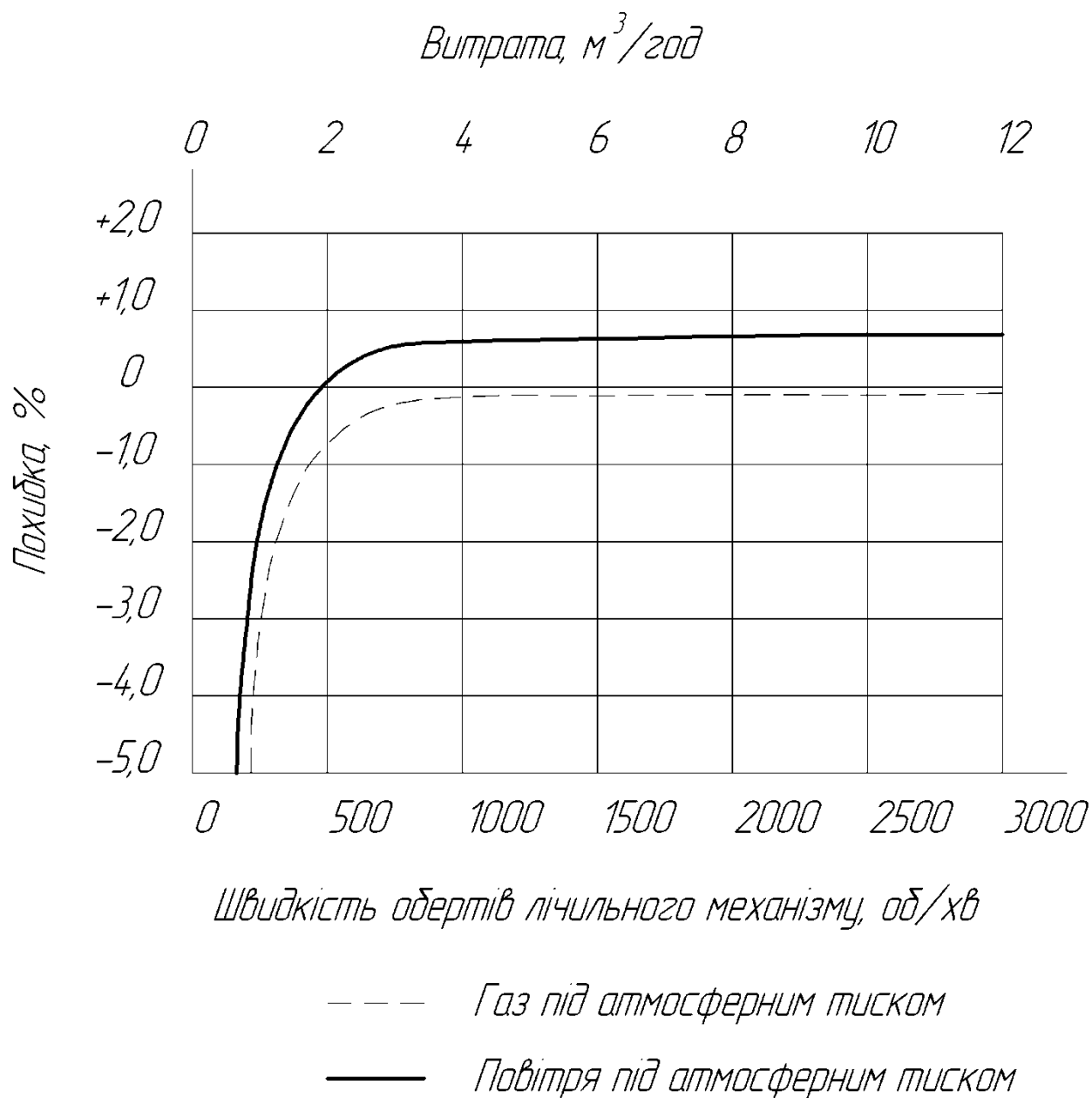


Рисунок 1.1 - Аналітичні криві похибок на лічильнику РЛ-6 при його роботі на повітрі та природному газі, побудовані на основі математичної моделі необліковуваних перетоків у його щілинних зазорах

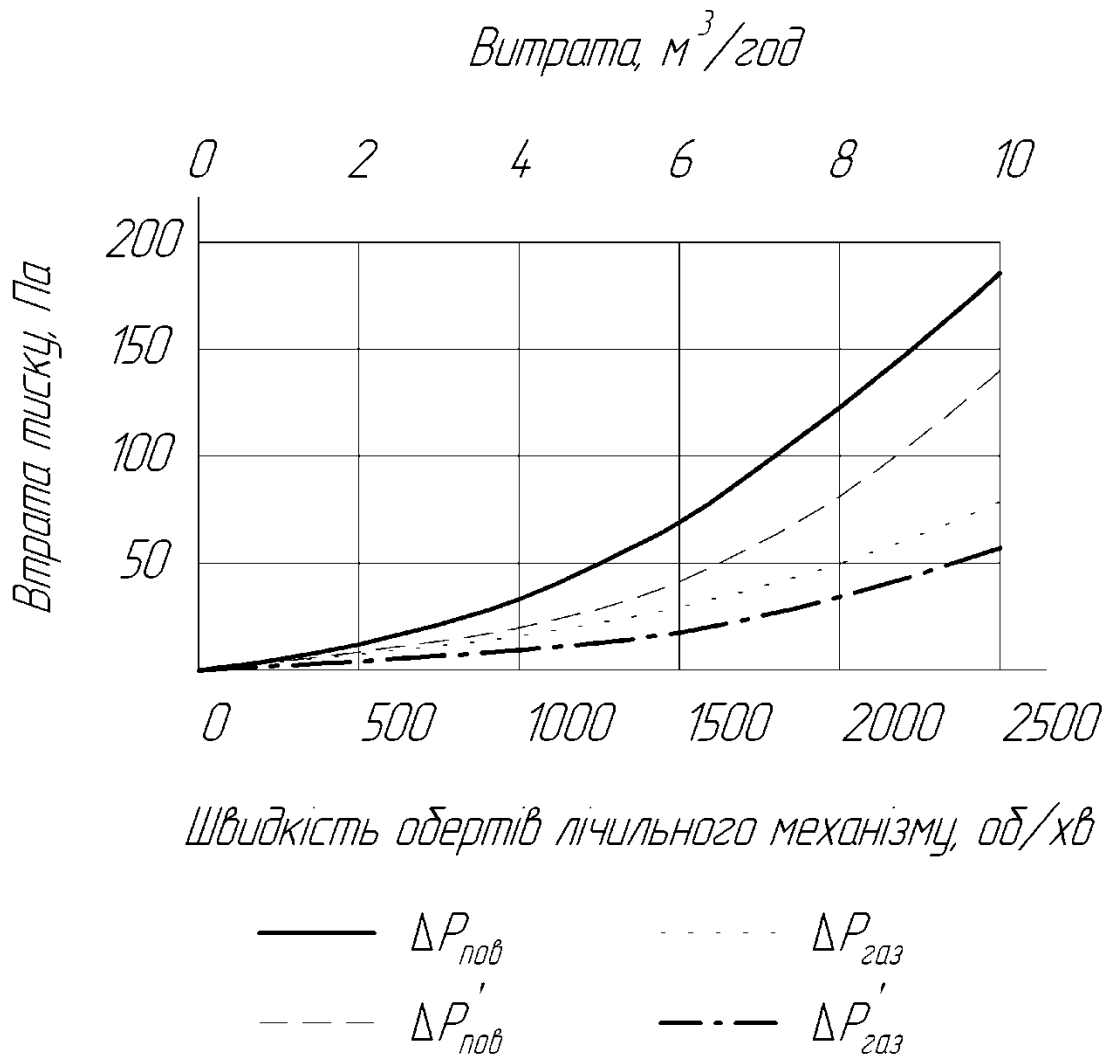


Рисунок 1.2 - Аналітичні криві втрати тиску на лічильнику РЛ-6 при його роботі на повітрі ( $\Delta P_{пов}$  та  $\Delta P'_{пов}$ ) та природному газі ( $\Delta P_{газ}$  та  $\Delta P'_{газ}$ ), побудовані на основі математичної моделі необліковуваних перетоків у його щілинних зазорах

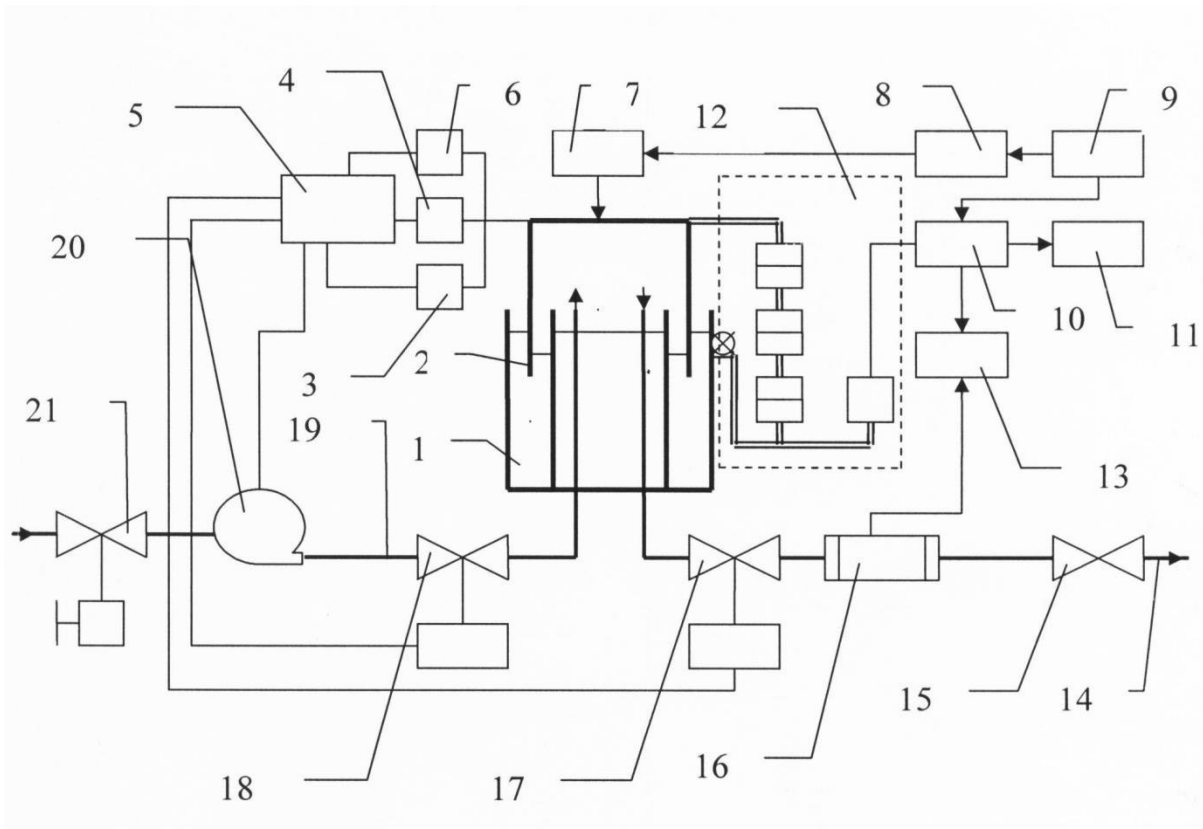
Суть другого напрямку методологій створення калібрувальних установок полягає у виборі установок за принципом дії і конструктивною реалізацією. Що буде розглянуто в наступному підрозділі.

1.2 Аналіз відомих установок для калібрування лічильників і витратомірів газу

1.2.1 Еталонні установки дзвонового типу

Установка складається з дзвону 2 (рис. 1.3), який своєю нижньою частиною занурюється в резервуар з рідиною 1, що називається витіснювачем. В початковий період випробувань лічильників чи витратомірів здійснюється подача газу (повітря) під дзвін при відкритому запірному органі 18 від стороннього джерела витрати 20, завдяки чому дзвін піднімається [6]. 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 17 в трубопроводі, що з'єднує піддзвоновий простір з приладом 16, що повіряється, починається витіснення газу з-під дзвону через цей прилад. Об'єм витісненого газу відраховується за контрольною лінійкою 12. Після цього запірний орган 17 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.

Основним недоліком дзвонових установок є те, що з їхнього вимірювального циклу не вилучений неусталений режим роботи як засобу вимірювальної техніки (ЗВТ), що повіряється, так і самої дзвонової установки. З метою зменшення впливу даного фактора на точність таких установок приходиться збільшувати протяжність вимірювального циклу. Це, в свою чергу, вимагає створення громіздких і дорогих за ціною установок із значним об'ємом



- 1- витіснювач;
- 2- дзвоновий мірник;
- 3 - 9 - засоби контролю та пристрої керування роботою;
- 10, 11, 13 - система обробки даних;
- 12 - пристрій індикації лінійного переміщення дзвонового мірника;
- 16 - пристрій, що атестується;
- 15, 17, 18, 21 - регулювальні засувки;
- 14, 19 - трубопроводи;
- 20 - нагнітальний пристрій.

Рисунок 1.3 - Схема еталонної установки дзвонового типу

мірника, до 60 м . Тому в останній час дзвонові установки знаходять застосування тільки для калібрування витратомірів і лічильників газу на порівняно невеликих витратах, в тому числі при градуюванні та калібруванні побутових лічильників газу.

Особливістю дзвонових установок є: робота по дискретно-динамічному методу; підвищена точність; широкий діапазон відтворюваних об'ємів та об'ємних витрат газу (до 1:1000) [6].

### 1.2.2 Еталонні установки із робочими еталонами

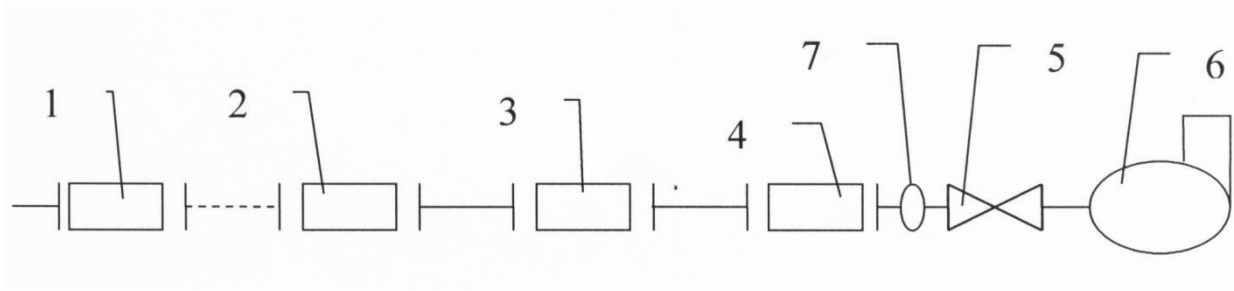
Принцип дії еталонних установок з обертовими взірцевими пристроями полягає у виділенні із потоку газу (повітря), що задається ротаційним генератором витрати 6, за допомогою зразкового пристрою 4, контрольного об'єму газу (рис. 1.4). При передачі одиниці об'єму та об'ємної витрати здійснюється збір інформації з приладів 1,2,3, що випробовуються, та зразкового пристрою 4, а також значення температур та тисків робочого середовища на кожному з досліджуваних пристроїв [1].

При цьому вимірюваний контрольний об'єм газу визначається як об'єм, що пройшов через взірцевий пристрій. За різницею показів відлікових пристроїв 1-3 та 4 з врахуванням відповідних поправок щодо температури та тиску визначають похибки пристроїв, які калібруються.

Застосовуються два типи установок для калібрування з використанням зразкових лічильників газу [1]:

- установки, в яких зразковий пристрій знаходиться після пристроїв, що випробовуються чи калібруються;
- установки, в яких зразковий пристрій знаходиться перед пристроями, що випробовуються чи калібруються.

До зразкових пристроїв належать особливим способом відібрані роторні та барабанні лічильники газу, що випускаються як робочі засоби вимірювань, але спеціально підготовані та атестовані до використання як зразкові [6].



1, 2, 3 - пристрій, що калібрується; 4 - зразковий пристрій; 5 - регулювальний клапан; 6- джерело витрати; 7 - дросель.

Рисунок 1.4 - Схема еталонної установки з робочими еталонами

Для покращання умов та впровадження автоматизації процесу калібрування вони забезпечуються спеціальними відліковими пристроями і (або) перетворювачами об'ємів, що протікають через них, в електричні імпульсні сигнали. Діапазон вимірювань таких лічильників залежить від характеру зміни кривої похибок від витрати. Похибка вимірювань зразкових лічильників в більшості випадків не перевищують  $\pm 0,5\%$  [1].

Похибка, як правило, зумовлена перетоками в щілинах між роторами та між роторами і корпусом. Значною мірою на похибку вимірювань роторних лічильників газу має вплив тертя в синхронізуючих шестернях та в підшипниках. Це особливо позначається на мінімальних витратах. Зі збільшенням витрат крива залежності похибки роторних лічильників від витрати зростає до витрат  $(0,2-0,5) Q_{\max}$  і стабілізується в діапазоні витрат від  $0,5 Q_{\max}$  до  $Q_{\max}$  [6]. Зміна кривої похибок пояснюється тим, що, з одного боку, перетоки повітря в щілинах непостійні і зростають внаслідок збільшення різниці тиску в них при зростанні витрат, а з другого, потік в щілинах при збільшенні швидкості обертання роторів все більше залежить від відносної швидкості обертання їх відносно корпусу. За рахунок цього частина вимірюваного повітря повертається на вхід лічильника і вимірюється повторно. Величина витрат в щілинах та кількість повітря, що повертається на вхід лічильника, значною мірою залежить від величини щілини,

густини вимірюваного середовища та характеру потоку в щілині (ламінарний чи турбулентний) [6].

Недоліком таких установок є невисока точність відтворення об'єму та об'ємних витрат.

Особливістю установок із робочими еталонами є: 1) широкий діапазон відтворюваних об'ємів та об'ємних витрат газу; 2) можливість оптимізації градууювально-калібрувального циклу.

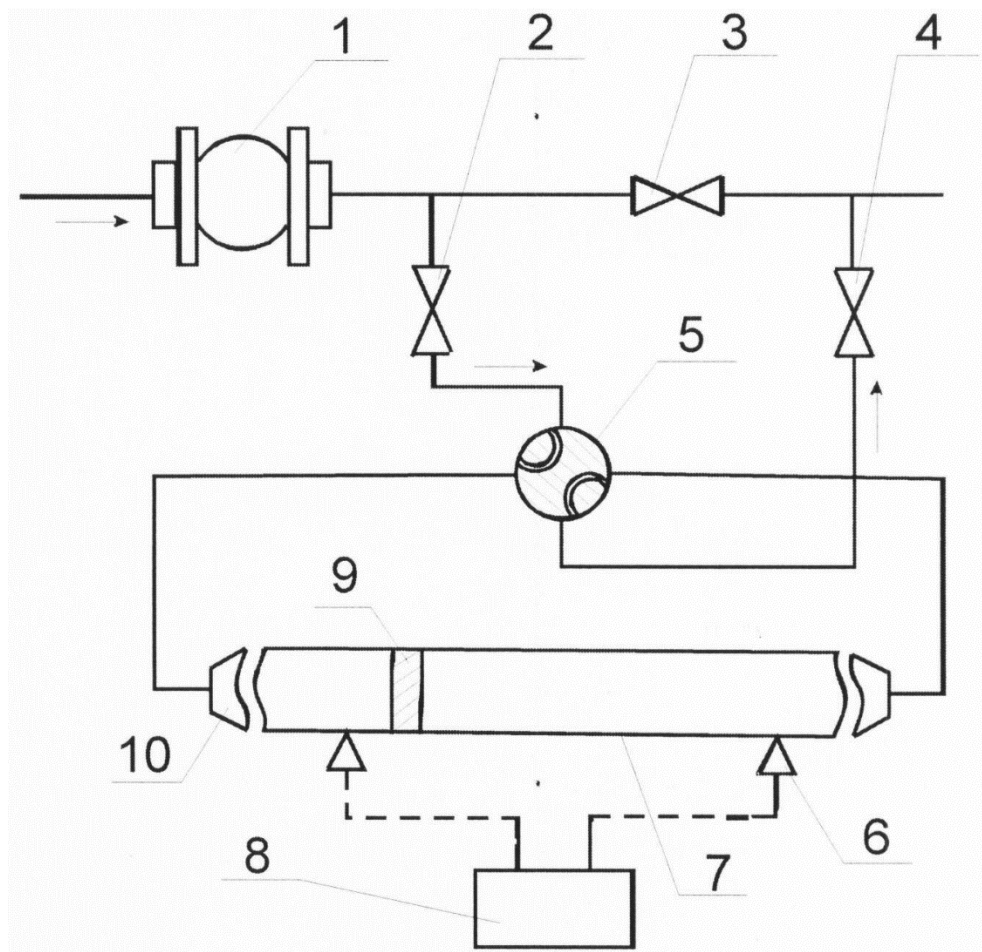
### 1.2.3 Еталонні установки трубопоршневого типу

Для калібрування лічильників газу можна використовувати також трубопоршневі установки, які можуть бути стаціонарними або пересувними. Пересувні установки з успіхом використовуються для калібрування лічильників та витратомірів газу на місці їх встановлення без демонтажу і без перерви в подачі вимірюваної речовини. Для цього на трубопроводі (рисунок 1.5), де встановлюється прилад 1, що підлягає калібруванню, повинна бути запірنا засувка 3 і з обох її сторін два відводи, що служать для приєднання трубопоршневої установки і закриваються своїми засувками 2 і 4.

Установка для калібрування складається з ділянки труби 7 довжиною декілька метрів, внутрішня поверхня якої повинна бути добре обробленою для того, щоб була забезпечена постійність площі січення по всій довжині труби. На обох кінцях вимірювальної ділянки труби встановлені шляхові давачі 6 і 10 (контактного чи безконтактного типу), які дають електричний сигнал в момент проходження повз них в середині труби поршня 9, або кулі, що переміщується під тиском вимірюваної речовини. Застосовують як поршні, оснащені ущільнюючими манжетами, так і поршні, які рухаються вільно. В останньому випадку зазор між внутрішньою поверхнею труби і рухомим поршнем чи парою повинен бути мінімальним. Об'єм вимірюваної ділянки труби визначають з максимально можливою точністю. При проведенні калібрування, до лічильника необхідно приєднати тахометричний генератор імпульсів, наприклад обтюраторний диск з прорізами, фотоелементом і освітлювачем. Імпульси

підраховуються електричним лічильником 8 тільки в період проходження поршнем вимірювальної ділянки труби. Лічильник за допомогою електричного реле під'єднують до генератора імпульсів в момент спрацювання першого шляхового давача і від'єднують в момент спрацювання другого давача. Чотириьохходовий кран 5 служить для забезпечення переміщення поршня в обох напрямках.

Висока точність вимірювань забезпечується високою точністю внутрішньої поверхні вимірювального трубопроводу, завдяки чому досягається рівномірний рух поршня, та використанням безконтактних детекторів його положення.



1 - прилад, що підлягає калібруванню; 2 - 4 - засувки; 5 - чотирьохходовий кран; 6, 10 - шляхові давачі; 7 - труба; 8 - електричний лічильник імпульсів; 9 - поршень.

### Рисунок 1.5 – Схема трубопоршневої калібрувальної установки

Весь процес калібрування 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 калібрування засобів вимірювальної техніки при високих тисках до 10 МПа. До переваг рідинних установок можна віднести відсутність поршневого розділювача, що механічно переміщується.

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. Іншим недоліком таких установок є низька ефективність використання об'єму каліброваного резервуара, а також необхідність застосування спеціальних пристроїв для виключення розчинення газу в рідині.

Особливістю установок трубопоршневого типу є: робота за дискретно-динамічним методом; підвищена точність; широкий діапазон відтворюваних об'ємів та об'ємних витрат газу (1:500) [8]; можливість оптимізації градууювально-калібрувального циклу шляхом використання реверсивності установки; можливість функціонування на природному газі.

В СРСР в кінці 80-х років також приділялася увага дослідженню роботи витратомірів і лічильників газу на реальному природному газі і з цією метою галузевою лабораторією метрологічного забезпечення вимірювань витрати газу Івано-Франківського інституту нафти і газу спільно з УГГ «Дніпрогаз» створена поршнева витратовимірювальна дискретно-динамічна установка вищої точності РПДУ-41пг [8]. Вона призначена для точного відтворення і вимірювання витрати

газу під високим тиском в процесі градування і перевірки прямим методом промислових витратомірів, в першу чергу витратомірів змінного перепаду тиску із звужуючим пристроєм.

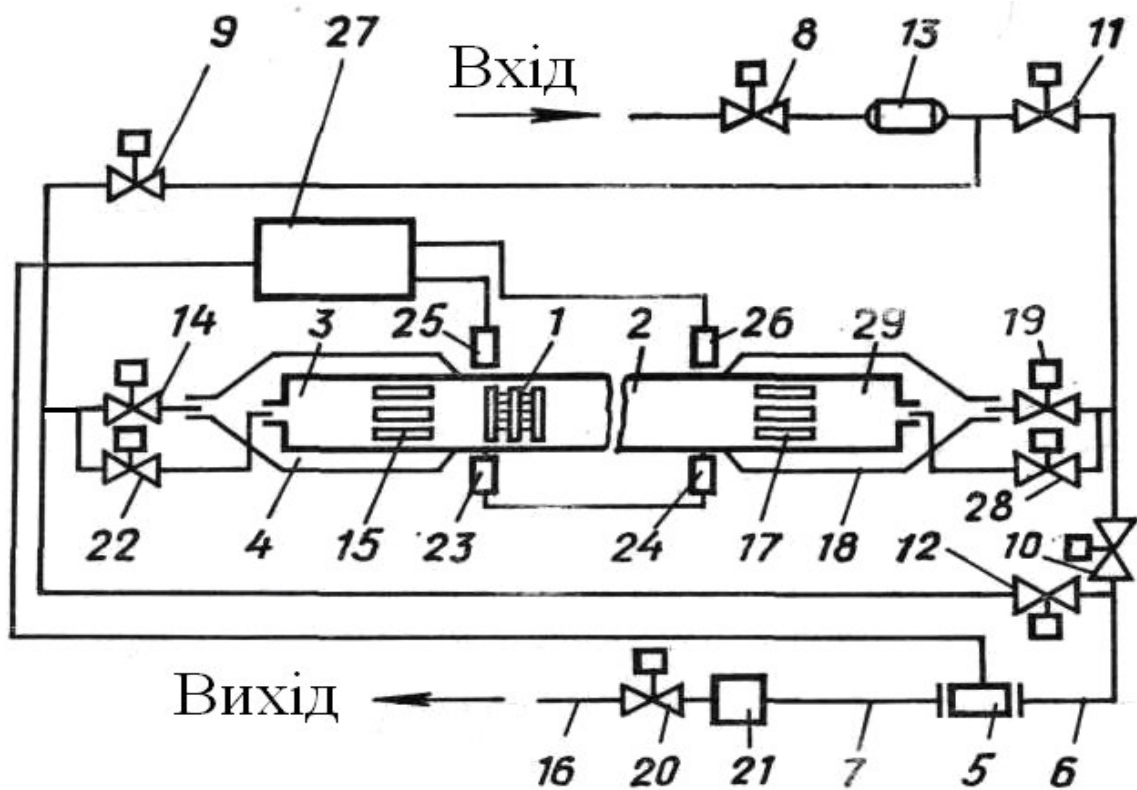
Основні вузли установки: вимірювальний трубопровід, поршневий неущільнений розділювач типу «дисковий пакет», запускаючі пристрої, система збору і обробки вимірювальної інформації.

Принцип дії установки РПДУ-41ПГ (рис. 1.6) полягає в наступному. У початковому стані поршневий розділювач 1 виведений з вимірювального трубопроводу 2 і знаходиться в камері лівого пуско-приймального пристрою 4. Після монтажу і герметичного приєднання до установки випробовуваного приладу 5 з його власними прямолінійними ділянками 6 і 7 відкриваються дистанційно керовані засувки 8, 9, 10 (засувки 11, 12, 22, 28 закриті). Потік газу під високим статичним тиском з газопроводу поступає в витратовимірювальну установку через засувку 8 і далі через фільтр 13, засувку, осердну засувку — в кільцевий канал між камерою і корпусом лівого пуско-приймального пристрою, а звідти через подовжні прорізи 15 в камері — у вимірювальний трубопровід. Пройшовши трубопровід, потік через подовжні щілини 17 правого запускаючого пристрою, засувки поступає до випробовуваного приладу 5, а через регулятор тиску і засувку 20 — в газопровід низького тиску [8].

За допомогою регулятора 21 і засувки 20 задається необхідне значення витрати газу і забезпечується такий же тиск на виході з калібрувальної системи.

Запуск поршневого роздільника в трубопровід 2 здійснюють відкриттям засувки 22 малого діаметру після досягнення в системі сталого режиму роботи. Під дією перепаду тиску, що виникає на засувці 14, розділювач, що знаходиться в камері 3, виштовхується з неї і захоплюється потоком газу у вимірювальний трубопровід. Тут він в потоці газу проходить мимо оптичних лазерних детекторів. Під час короткочасного затінювання фотоприймачів об'єму газу. Сюди ж подається інформація від випробовуваного приладу 5. Потім роздільник уловлюється в правому пуско-приймальному пристрої 18. Після цього алгоритм роботи установки повторюється за умови зворотного напрямку руху поршневого

розділювача і при цьому напрям потоку газу через випробувальний прилад не змінюється [8].



1 – поршневий розділювач; 2 – вимірювальний трубопровід; 3, 29 – камери запускаючого пристрою відповідно ліві і праві; 4, 18 – пуско-приймальні пристрої відповідно лівий і правий; 5 – випробовуваний прилад; 6, 7 – прямолінійні ділянки трубопроводу до і після випробовуваного приладу; 8, 9, 10 – дистанційно керуючі засувки; 11, 12, 14, 19, 20, 22, 28 – засувки; 13 – фільтр; 15, 17 – подовжні прорізи лівого і правого пуско- електричні імпульси поступають в систему збору і обробки вимірювальної інформації 27, які формують команди початку і кінця відліку контрольного приймального пристрою; 16 – газопровід низького тиску; 21 – регулятор витрати; 23, 24 – газові лазери; 25, 26 – фотоприймачі газових лазерів; 27 – система збору і обробки вимірювальної інформації.

Рисунок 1.6 – Схема поршневої дискретно-динамічної установки з неущільненим поршневим розділювачем [8]

Про похибку випробовуваного приладу (витратоміра) судять по різниці показів випробовуваного приладу і витратовимірювальної установки як зразкового засобу вимірювання.

В установці передбачені два режими роботи — автоматичний і ручний, а також можливість виведення вимірювальної інформації на пристрій друкування.

Для вимірювання і сигналізації стабільності витрати основного потоку установка забезпечена флуктуографом витрати, який встановлений на її виході перед випробовуваним приладом. Нижче в таблиці 1.1 подаються технічні характеристики установки РПДУ-41ПГ.

Таблиця 1.1 – Технічні характеристики установки РПДУ-41ПГ

Найменування параметра	Значення параметра
Метод вимірювання	дискретно-динамічний
Робоче середовище	природний газ
Межі вимірювання (за умови приведення до стандартних умов), м <sup>3</sup> /с (м <sup>3</sup> /год)	0,14...41,66 (500...150 000)
Контрольний об'єм, м <sup>3</sup>	8,997
Робочий тиск, Мпа	не більше 1,5
Тривалість вимірювального циклу, с при витраті:	
максимальній	4
мінімальній	40
Похибка для режимів вимірювання, %	
об'єму газу (за робочих умов)	±0,25
витрати газу (за робочих умов)	±0,3
Габаритні розміри, м	32×15×4,5

Маса, кг	150 000
----------	---------

Аналогів цій установці і понині немає в світовій практиці і метрологічна атестація [5] підтвердила її працездатність. Однак з плином років вона потребує технічного переоснащення технологічного обладнання і фінансування зі сторони зацікавлених державних чи акціонерних організацій на її модернізацію та метрологічну атестацію. Реконструкція цієї установки дозволила би здійснювати метрологічну атестацію і повірку робочих еталонів на природному газі.

### 1.3 Аналіз нормативних документів для визначення метрологічних характеристик лічильників газу [1]

Раніше на території СРСР з 1979 року діяв ГОСТ 8.324-78 (Лічильники газу. Методи і засоби повірки). Він розповсюджувався на ротаційні, барабанні та побутові лічильники газу (далі - лічильники) при витратах 40-2500 м<sup>3</sup>/год і при робочому надлишковому тиску до 0,1 Мпа і встановлював методи і засоби повірки в експлуатації і при випуску з ремонту.

Також передбачав визначення таких метрологічних характеристик.

Похибку показів лічильника визначають методом безпосереднього співставлення показів зразкової установки та лічильника, що повіряється.

Перевірку проводять пропускаючи повітря з установки через повірюваний лічильник. Тривалість вимірювання на витратах, що повіряються, повинна бути не менше 1,5 хв. Пропущений об'єм повітря повинен складати не менше 25% номінального об'єму дзвона зразкової установки. При цьому надмірний тиск в мірнику (у вимірювальній трубі перед поршнем) при повірці лічильників повинно бути:

барабанних —  $392 \pm 50$  Па ( $40 \pm 5$  мм вод. ст.);

побутових — 392; 589;  $785 \pm 50$  Па (40, 60,  $80 \pm 5$  мм. вод. ст.);

ротаційних — не менше 4,4—4,9 кПа (450—500 мм, вод. ст).

Ротаційні лічильники повіряють на установці з дзвоновим газовим мірником з попереднім розгоном чутливого елемента лічильника, що

повіряється. При цьому тривалість вимірювання на перевірочній витраті може бути менше 1,5 хв.

Повірку барабанних і ротаційних лічильників проводять індивідуально, побутових як індивідуально, так і партіями по 6 шт. з сумарною номінальною витратою 10—24 м<sup>3</sup>/год.

На даний час в Україні діє ДСТУ 3607-97 [7, 9], який поширюється на лічильники газу побутові згідно з ДСТУ 3336-96 [17] і встановлює правила приймання лічильників та методи їх випробувань. Усі вимоги цього стандарту є обов'язковими для всіх підприємств та організацій, які проводять випробування лічильників.

Умови випробувань [9]:

- використання повітря як робочого середовища;
- температури робочого середовища і навколишнього повітря ( $20 \pm 2$ ) °С;
- відносної вологості навколишнього повітря до 80 %;
- атмосферного тиску повітря в діапазоні від 84 до 106.7 кПа (від 630 до 800 мм рт. ст.),
- відсутності вібрації, трясіння, магнітних полів (крім земних), які впливають на роботу лічильників;
- зміни температури повітря, що протікає через зразковий засіб вимірювальної техніки та лічильники, що випробовуються, за час одного вимірювання не більше 0,5 °С;
- зміни температури повітря в приміщенні не більше 2 °С протягом 8 год. та не більше 0,5 °С протягом 1 год.;
- витримки лічильників у приміщенні протягом часу, зазначеного в ТУ;
- витримки дзвона (під час використання повірочної установки дзвонового типу) у верхньому положенні перед визначенням відносної похибки лічильників протягом часу, зазначеного в експлуатаційній документації на установку, але не менше 2 хв.;
- напруги живлення ( $220 \pm 22$ ) В частотою ( $50 \pm 1$ ) Гц.

Вимоги щодо вологості повітря та вмісту в ньому механічних домішок встановлюються в ТУ.

Відносну похибку лічильників контролюють пропусканням через них об'єму повітря за витрат, номінальне значення яких повинно становити:

- $Q_{\min}$  ;  $0,2 Q_{\max}$  ;  $Q_{\max}$  — під час приймально-здавальних випробувань;
- $Q_{\min}$  ;  $3 Q_{\min}$  ;  $(2 Q_{\min})$  ;  $0,1 Q_{\max}$  ;  $0,2 Q_{\max}$  ;  $0,4 Q_{\max}$  ;  $0,7 Q_{\max}$  та  $Q_{\max}$  — за всіх інших випробувань.

Під час державних приймальних випробувань перевірку відносної похибки дозволяється проводити витрат, навіть за границями діапазону об'ємних витрат лічильників.

Відхилення об'ємної витрати від заданого значення не повинно перевищувати:

- мінус 5 % для значення об'ємної витрати  $Q_{\max}$  ;
- плюс 5 % для значень об'ємних витрат  $Q_{\min}$  і  $2 Q_{\min}$  ;
- $\pm 5$  % для всіх інших значень витрат.

Відносна похибка  $i$ -го лічильника  $\delta_i$ , з урахуванням втрат тиску та різниці температури на вході лічильника і на вході зразкового засобу вимірювальної техніки обчислюється за формулами [21]

$$\delta_i = \left[ \frac{V_i}{V_0} \cdot \frac{P_i}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T_i} - 1 \right] \cdot 100 \quad (1.12)$$

або

$$\delta_i = \delta_V + K_P + K_T, \quad (1.13)$$

де  $V_i$  — об'єм, виміряний лічильником, що випробується, м<sup>3</sup>;

$V_0$  — об'єм, виміряний зразковим засобом вимірювальної техніки (далі — мірний об'єм), м<sup>3</sup>;

$P_0, P_i$  — значення абсолютних тисків у зразковому засобі вимірювальної техніки та лічильнику, відповідно, Па;

$T_0, T_i$  — значення абсолютних температур у зразковому засобі вимірювальної техніки та лічильнику відповідно, К;

$\delta_V$  — відносна похибка лічильника, у відсотках, за результатами вимірювань об'ємів і обчислюється за відомою формулою [24]

$$\delta = \frac{V_i - V_0}{V_0} \cdot 100, \quad (1.14)$$

$K_P$  — поправка до відносної похибки лічильника, у відсотках, спричинена різницею тисків між входом лічильника і входом зразкового засобу вимірювальної техніки (втрати тиску);

$$K_P = \frac{P_i - P_0}{P_0} \cdot 100, \quad (1.15)$$

$K_T$  — поправка до відносної похибки лічильника, у відсотках, спричинена різницею температур по тракту на вході зразкового засобу вимірювальної техніки та на вході лічильника [24]

$$K_T = \frac{T_0 - T_i}{T_i} \cdot 100 \quad (1.16)$$

Якщо в процесі випробувань однотипних лічильників, під'єднаних до зразкового засобу вимірювальної техніки послідовно, вимірювання тисків і температур у повірочних установках ведеться на вході першого лічильника та на виході останнього лічильника, то вважається, що втрати тиску та зміна температури по тракту вимірювання розподіляється рівномірно [6].

Якщо випробовувані лічильники і зразкові засоби вимірювальної техніки мають вихідні імпульсні електричні сигнали, пропорційні об'єму повітря, що протікає через лічильники (протікають через зразкові засоби вимірювальної техніки або відтворюються ними), то об'єми  $V_i$  та  $V_0$  обчислюють за формулами

$$V_i = N_i \cdot S_i; \quad (1.17)$$

$$V_0 = N_0 \cdot S_0, \quad (1.18)$$

де  $N_i$  і  $N_0$  — кількість імпульсів з лічильників та зразкового засобу вимірювальної техніки відповідно;

$S_i$  і  $S_0$  — ціна імпульсу вихідного електричного сигналу лічильників і зразкового засобу вимірювальної техніки, мЗ.

З 01.01.2020р в Україні запроваджені нові Національні стандарти щодо технічних умов на турбінні і роторні лічильники газу (ДСТУ EN 12261:2006 і ДСТУ EN 12480:2006) [25, 26], які регламентують умови і необхідність визначення метрологічних характеристик лічильників газу на природному газі, практично до цих пір метрологічна атестація, калібрування і повірка вказаних засобів здійснюються на повітрі. Це в багатьох випадках приводить до виникнення методичних похибок при обліку газу і, незважаючи на прийняття нового Державного стандарту щодо вимірювання витрати та кількості рідин і газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв (ДСТУ 8.586.1:2008 (ISO 5167-1:2003)) [27], зумовлює необхідність оптимізації схем передавання розміру одиниць фізичних величин і, зокрема, об'єму та об'ємної витрати природного газу від еталонів до робочих засобів вимірювальної техніки [27].

Тому в даному випадку доцільно проводити калібрування лічильників на природному газі.

#### 1.4 Аналіз еталонних установок для повірки (калібрування) на природному газі лічильників і витратомірів газу

В інституті по випробовуванню газових лічильників фірми „Рургаз АГ” створений метрологічний стенд *pigsar* GH45 [10] для випробування і повірки газових лічильників, який має державну ліцензію на повірку газовимірювальних приладів.

Випробувальний стенд *pigsar* в м. Дорстені для повірки газових лічильників при високому тиску є ще одною сервісною послугою фірми „Рургаз АГ” для газової галузі. *Pigsar* інтегрований в об'єднану газову систему „Рургаз АГ”. При проведенні випробувань лічильників цей стенд одночасно виконує функцію регулювальної станції, що направляє прохідний потік газу в підключені далі регіональні мережі. Завдяки такій інтеграції можна виконувати повірку газових лічильників майже протягом всього року на витратах до 6500 м<sup>3</sup>/год. при тиску від 14 до 50 бар [10].

На стенді *pigsar* в м. Дорстені можна випробовувати турбінні і вихорові лічильники типорозмірів від G 10 до G 4000. За допомогою фітингів, що є на великому складі *pigsar*, лічильники можуть бути встановлені на будь-якій з двох вимірювальних ділянок [10].

В конструкції установки через вхідну арматуру, патронний фільтр і установку попереднього підігріву газ проходить в розподільний колектор, а звідти на лінію вимірювання витрати газу і байпас [11]. Не використовуваний для випробувань газ направляється безпосередньо у вихідний трубопровід. Необхідний для вимірювання газ направляється на випробувальний стенд, а далі з'єднується з байпасним потоком.

Розподіл газового потоку в байпасну і вимірювальну лінію виконується за допомогою регуляторів витрати, що керуються за допомогою комп'ютера. Для кожної з цих двох ліній встановлено по 2 регулятори (для грубого і точного регулювання). Сам випробувальний стенд складається з 9 еталонних ліній (4 лінії типорозміру G 1000, 4 лінії G 250 і одна лінія G 100) і 2 випробувальних ліній. Будь-яка із випробувальних ділянок може знаходитися в роботі, в той час як друга готується до випробувань.

Для визначення витрати повітря установка споряджена сучасними вимірювальними перетворювачами тиску і температури. Для вимірювання температури використовується Quat-система (на основі кварцових перетворювачів). Ця техніка використовує температурну залежність резонансної частоти коливань кварцового резонатора. Перевага цього методу в порівнянні з іншими є в тому, що він характеризується дуже малою похибкою, відрізняється стабільністю, а також незалежністю вихідного сигналу від перехідних опорів.

*Pigsar* характеризується малою похибкою вимірювань завдяки особливостям конструкції (наприклад, довжина вхідної лінії становить до 100 діаметрів, наявна високоякісна регулююча техніка і висока точність калібрування). Похибка становить 0,2% при витраті до 1600 м<sup>3</sup>/год. і 0,25% при витраті більше 1600 м<sup>3</sup>/год.

Дуже важливим заходом для досягнення необхідної точності було детальне калібрування випробувального стенду еталонним вимірюючим приладом – трубною повірочною лінією по стандарту DVGW, що пройшла атестацію Брауншвайгського федерального фізико-хімічного інституту (PTB). Похибка даної трубної повірочної лінії складає всього лиш 0,1%.

На території своєї служби експлуатації в м. Альтенессені „Рургаз АГ” має випробувальний стенд для повірки газових лічильників при низькому тиску. Завдяки зручному транспортному зв’язку між м. Альтенессені і випробувальним стендом *pigsar* в м. Дорстені клієнтам надається можливість зробити сертифікацію своїх турбінних газових лічильників з проведенням випробувань як при низькому, так і при високому тиску.

Завдяки конструктивним особливостям обох випробувальних стендів існує можливість провести контроль стану забруднених лічильників як при високому, так і при низькому тиску.

Друга установка, яка на сьогодні є найточнішою в світі, що працює на високому тиску є установка “ PIGSAR™” – первинний еталон Німеччини об’єму та витрати газу при високому тиску [11, 12, 13].

PIGSAR™ – є первинним еталоном Німеччини, який реалізований на базі Рургаз і працює під егідою Федерального фізико-технічного відомства (PTB).

Установка складається із наступних секцій: вхідної, еталонної, операторської, робочої та вихідної (рис. 1.7).

Основою установки є поршнева установка, що працює на високому тиску, яка використовується для калібрування робочих еталонів, які в свою чергу використовуються для калібрування робочих лічильників газу. Секція робочих еталонів з еталонних турбінних лічильників: чотири з максимальною витратою 1600 м<sup>3</sup>/год., чотирьох з максимальною витратою 400 м<sup>3</sup>/год. і одного – 160 м<sup>3</sup>/год.

Розширена невизначеність установки складає 0,15%. Діапазон відтворюваних витрат – від 8 до 6500 м<sup>3</sup>/год. Діапазон робочих тисків – від 15 до 50 бар.



На установці проводять калібрування наступних лічильників газу: турбінних, ультразвукових, вихорових та Коріоліса. Дослідження роторних лічильників проводиться тільки в окремих випадках через те, що роторні лічильники генерують пульсації потоку.

Передача одиниці об'єму еталоном PIGSAR™ здійснюється за наступною схемою. Поршнева установка атестується за допомогою еталона довжини. Далі за допомогою поршневої установки атестується еталонний лічильник G250, який використовується для калібрування робочих еталонів, які використовуються для калібрування робочих лічильників газу [11].

В Нідерландах є ряд калібрувальних установок, що працюють на природному газі під високими тиском [14, 15], зокрема в м. Гронінгені, м. Бергумі, м. Утрехті та м. Вестерборку (табл.1.2).

Таблиця 1.2 - Калібрувальні установки, що працюють на природному газі в Нідерландах

Власник установки	Розташування	Діапазон витрат, зведених до нормальних умов, м <sup>3</sup> /год.	Абсолютний робочий тиск, бар
Gasunie	м. Гронінген	45-36 000	9-41
NMi	м. Бергум	45-132 000	9-51
Gasunie	м. Вестерборк	6000 – 2 400 000	60
Instromet	м. Утрехт	45-90 000	9

Установка в Гронінгені розроблена як дослідницька. Компанія "Gasunie", що є власником установки, використовує цю установку для дослідження лічильників газу, впливу на їх роботу способу монтажу, регуляторів тиску та іншого обладнання. Установка рідко використовується безпосередньо для калібрування лічильників газу. Однак, установка грає важливу роль в передачі одиниці об'єму та витрати газу в повірочній схемі [14].

Установка оснащена двома блоками еталонних лічильників газу. Один блок складається з 10 об'ємних лічильників типу *CVM* (constant volume meter), з'єднаних паралельно, максимальна витрата кожного з них складає  $400 \text{ м}^3/\text{год}$ . за робочих умов [14]. Цей блок використовується тільки для калібрування трансферних еталонів. Інший блок еталонних лічильників є безпосередньо робочими еталонами дослідної установки, що використовуються при щоденних дослідженнях. Цей блок складається із одного лічильника *CVM* з максимальною витратою  $400 \text{ м}^3/\text{год}$ . і чотирьох турбінних лічильників газу з максимальними витратами 650, 1600 та два по  $4000 \text{ м}^3/\text{год}$ . Завдяки конструкції установки можливим є калібрування робочих еталонів прямо за допомогою набору 10 *CVM* лічильників.

Фірма Elster-Instromet з залученням NMI в рамках проекту GasCal-EuroLoop в м. Роттердамі здійснює будівництво випробувального центру для дослідження, калібрування лічильників газу з використанням як робочого середовища природний газ [16].

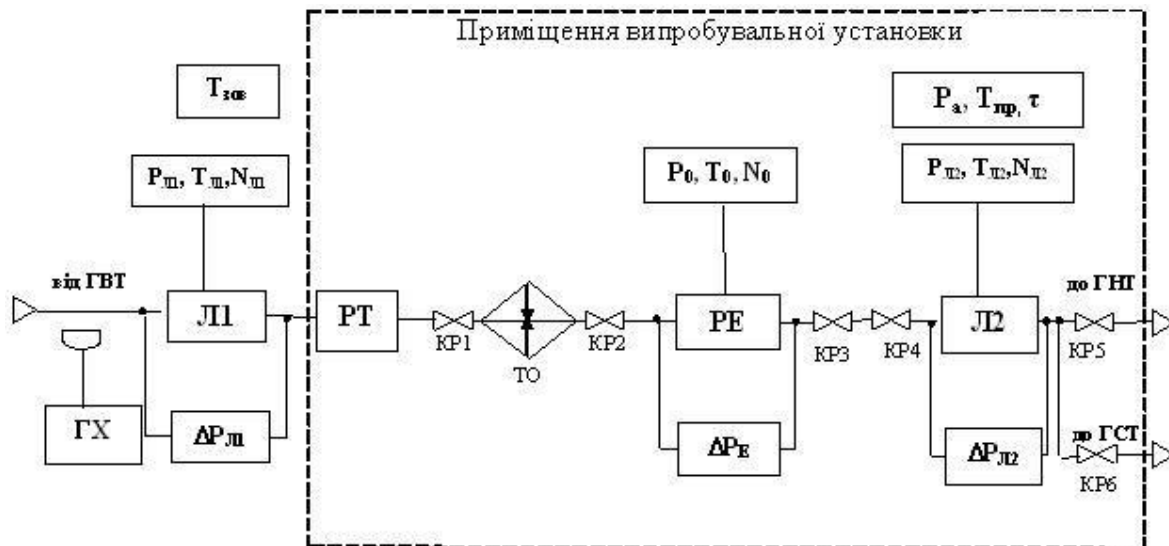
Технічні характеристики схема калібрувальної установки Elster-Instromet в м.Роттердам [15]:

- діапазон витрати в робочих умовах:  $5 - 30\,000 \text{ м}^3/\text{год}$ .;
- діапазон витрати за атмосферного тиску:  $5 - 1\,800\,000 \text{ м}^3/\text{год}$ .;
- діапазон робочого тиску (встановлюється довільно):  $1 - 66 \text{ бар}$ ;
- кількість вимірювальних ділянок: 5 шт.;
- кількість одиниць для одночасного калібрування:  $1 - 3 \text{ шт.}$ ;
- річна потужність:  $800 - 1500$  лічильників на рік,
- невизначеність установки:  $0,15\%$ .

В Україні створена випробувальна установка з метрологічним статусом калібрувальної для лічильників на природному газі у ВАТ «Івано-Франківськгаз». Установка змонтована на території однієї із газорозподільних підстанцій, що постачають природний газ в м. Івано-Франківськ [18].

Установка виконана у вигляді лабораторії безпосередньо на території газорозподільної підстанції і відповідає усім вимогам і нормам техніки безпеки щодо об'єктів даного типу. Вказана лабораторія складається з двох приміщень. В

одному з них знаходиться випробувальна установка для випробування та перевірки засобів вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу на природному газі, а друге приміщення є операторською, де знаходиться пульт керування установкою, система збору та обробки інформації на базі ПЕОМ та система керування вентиляцією, опаленням та сигналізацією приміщень (рис.1.8), вхідних та вихідних газопроводів установки в існуючі газопроводи газорозподільної підстанції. Її принцип дії полягає у послідовному пропусканні потоку природного газу через робочі еталони і досліджувані лічильники газу з безпосереднім зліченням показів вказаних засобів вимірювання об'єму газу [18].



РТ – регулятор тиску; РЕ – робочий еталон; Л1, Л2 – досліджувані лічильники газу, ТО – теплообмінник; КР1-КР5– крани регулюючі; ГВТ, ГНТ, ГСТ – газопроводи високого, низького і середнього тиску відповідно; ГХ – газовий хроматограф,  $P_0$ ,  $P_{Л1}$ ,  $P_{Л2}$  – вимірювачі тиску на робочому еталоні і лічильнику газу відповідно;  $T_0$ ,  $T_{Л1}$ ,  $T_{Л2}$ - вимірювачі температури на робочому еталоні і лічильниках газу Л1, Л2 відповідно;  $N_0$ ,  $N_{Л1}$ ,  $N_{Л2}$  – вимірювачі кількості імпульсів на робочому еталоні і лічильниках газу Л1, Л2 відповідно;  $\Delta P_E$ ,  $\Delta P_{Л1}$ ,  $\Delta P_{Л2}$  – вимірювачі перепаду тиску на робочому еталоні і лічильниках газу Л1, Л2 відповідно;  $T_{зов}$ ,  $T_{пр}$  – вимірювачі температури зовнішнього повітря і

температури в приміщенні випробувальної установки;  $P_a$  – вимірювач атмосферного тиску;  $\tau$  – хронометр.

Рисунок 1.8 – Функціональна схема калібрувальної установки ПАТ «Іванофранківськгаз»

Установка приєднана до газопроводів високого (до 0,6 МПа), середнього (до 0,3 МПа) та низького (до 5кПа) тисків шляхом безпосереднього врізання. При цьому характерною особливістю є метрологічна атестація робочих еталонів за умови їх функціонування на природному газі, що досягається корегуванням градуювальної характеристики еталонів стосовно робочих параметрів природного газу.

Установка атестована як калібрувальна на природному газі в діапазоні витрат за робочих умов від 0,65 до 2500 м<sup>3</sup>/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. В склад установки входять чотири роторні робочі еталони об'єму газу типів GSM G10 (діапазон витрат від 0,65 до 16 м<sup>3</sup>/год.), Delta G65 (діапазон витрат від 6 до 65 м<sup>3</sup>/год.), Delta G250 (діапазон витрат від 40 до 400 м<sup>3</sup>/год.), Delta G650 (діапазон витрат від 100 до 1000 м<sup>3</sup>/год.) і один турбінний робочий еталон типу TZ/Fluxi G1600 (діапазон витрат від 250 до 2500 м<sup>3</sup>/год.) [18].

### 1.5 Постановка завдання на виконання магістерської роботи

Як викладено вище обставини, що склалися на ринку енергоресурсів України, зумовлюють необхідність підвищення точності засобів обліку природного газу та їх метрологічного забезпечення, зокрема, шляхом створення еталонних установок для відтворення і вимірювання об'єму і об'ємної витрати газу, за допомогою яких ці прилади калібруються і повіряються.

Однак, до недавнього часу в Україні, не проводилося детальних досліджень відмінностей, що виникають при калібруванні лічильників чи

витратомірів газу за допомогою еталонних установок з використанням повітря, що є середовищем-замінником, замість натурального робочого середовища таких приладів - природного газу.

З усіма відомими аргументами, щодо доцільності калібрування лічильників на повітрі, внаслідок безпеки, неможливо не погодитись. Однак сучасні, вкрай високі вимоги до точності таких установок, а також високий рівень розвитку вимірювальної техніки і закордонний досвід наводять на думку, що кінцево необхідно замінити повітря на природний газ при калібруванні лічильників.

Отримані результати вказують на необхідність калібрування приладів обліку газу безпосередньо на природному газі, що потребує вдосконалення поршневої витратовимірювальної установки на прикладі РПДУ-41пг, яка фактично є створенною як еталонний технічний засіб вимірювання витрати та об'єму природного газу.

Тому реалізація теми магістерської роботи вимагає вирішення наступних задач:

- Розроблення технічних вимог для модернізації установки;
- Розроблення принципів схем модернізації установки, які стосуються її конструкції і системи збору вимірювальної інформації;
- Розроблення вузлів модернізованої установки;
- Розроблення методології і засобів для метрологічних досліджень модернізованої установки.

## 2 РОЗРОБКА НАПРЯМКІВ ВДОСКОНАЛЕННЯ ПОРШНЕВОЇ УСТАНОВКИ ДЛЯ ВИПРОБУВАННЯ ЛІЧИЛЬНИКІВ ГАЗУ

### 2.1 Розроблення технічних вимог для модернізації установки

Установка повинна складатися з вимірювального трубопровода, поршневого розділювача, двох пуско-приймальних пристроїв, системи контролю положення поршневого розділювача, випробувальної ділянки, запірної арматури, з'єднувальних трубопроводів, системи автоматичного керування установкою та системи збору, обробки і зберігання вимірювальної інформації.

Вимірювальний трубопровід монтується із окремих послідовно з'єднаних співвісних ділянок і виготовляється із нержавіючої сталі. Відхилення діаметру вимірювального трубопровода (еліпсність) не повинна перевищувати 3 мм. Неспіввісність ділянок трубопроводів в місцях з'єднання не повинні перевищувати 2 мм по радіусу труби. Шорсткість внутрішньої поверхні – не більше Rz40.

Поршневий розділювач ущільненого типу виготовляється з використанням манжетного або гребінчастого ущільнення із полімерних або гумотехнічних матеріалів. Конструкція розділювача повинна забезпечити можливість його прямого і реверсного переміщення у вимірювальному трубопроводі зі швидкістю від 50 мм/с до 3,5 м/с при максимальному зусиллі для переміщення 5 кН. Кількість блоків манжетних, гребінчастих або пелюсткових ущільнень – не менше 2-х, відстань між якими повинна перевищувати довжину щілинних отворів в пуско-приймальних пристроях і становити не менше 850 мм по зовнішньому краю їх розміщенню на поршневому розділювачі. Центрування поршня повинно здійснюватися роликми шириною не менше 80 мм з можливістю фіксації осевого повороту в діапазоні не менше  $\pm 15^\circ$ .

Конструкція повинна забезпечити відсутність механічних поломок поршня при його примусовому введенні у вимірювальний трубопровід з пуско-приймального пристрою, а також при його гальмуванні після виходу з вимірювального трубопроводу в пуско-приймальному пристрої, яке

здійснюється шляхом створення пружного демпфера газовим середовищем у замкнутому об'ємі. Якість ущільнення повинна забезпечувати герметизацію поршня при його русі у вимірювальному трубопроводі (допустиме значення перетоків через ущільнення не повинно перевищувати 0,2 % від відтворюваної об'ємної витрати установкою при русі поршня в прямому і зворотному напрямках). Плавність ходу поршня у вимірювальному трубопроводі повинна забезпечити стабільність відтворення об'ємної витрати не гірше  $\pm 1$  % від робочого значення. Кількість робочих циклів (з переміщенням в двох напрямках для кожного при забезпеченні виконання всіх інших вимог даного пункту) не менше 2000 без заміни ущільнень.

Допускається виготовлення поршневого розділювача іншої конструкції при умові забезпечення ним не гірших технічних та метрологічних характеристик, які вказані в даному пункті, в тому числі із застосуванням змінних манжет та відповідної конструкції ущільнювачів для цього.

Пуско-приймальні пристрої повинні забезпечити примусове введення поршневого розділювача у вимірювальний трубопровід після сформування відтворюваного потоку у вимірювальному трубопроводі і зупинку поршневого розділювача після виходу із вимірювального трубопроводу без пошкодження. Конструкція пуско-приймальних пристроїв повинна забезпечувати можливість їх від'єднання від вимірювального трубопроводу з метою діагностування стану поршневого розділювача і монтажу останнього у вимірювальному трубопроводі.

Система контролю повинна забезпечувати відлік одного фіксованого контрольного об'єму установки значенням близько  $9 \text{ м}^3$  при рухомому поршні з формуванням в електронному вигляді команд «початок» і «кінець» пропуску контрольного об'єму. Виконання системи контролю – оптико-електронне. Система повинна мати пристрій інформування про місцезнаходження поршня при ввімкненні установки в робочий режим (варіант конструктивного виконання пристрою не регламентується). Система повинна передбачати наявність пристрою визначення миттєвого положення поршня під час вимірювального циклу з похибкою не гірше 10 % (варіант конструктивного виконання пристрою

не регламентується). Виконання всіх вузлів системи контролю положення поршневого розділювача – іскро- і вибухобезпечне.

Запірна арматура повинна забезпечувати повне перекривання трубопроводів установки і відкриття не менше 80 % перерізу трубопроводу згідно з дистанційно поданих команд від системи автоматичного чи ручного керування роботою установки. Тип запірної арматури – кульові крани. Привід виконавчого механізму запірної арматури – не регламентується. Швидкодія запірної арматури – не більше 30 с. Умовний діаметр запірної арматури основних трубопроводів – не менше 250 мм, допоміжних трубопроводів – 100 мм. Максимальний робочий тиск – 1,2 МПа. Виконання запірної арматури – іскро- і вибухобезпечне. Запірна арматура повинна бути оснащена системою захисту від перевантаження при попаданні сторонніх тіл між її робочих поверхонь. Умови експлуатації запірної арматури – за температури навколишнього повітря в діапазоні від мінус 40 до плюс 55 °С. Кількість напрацювань на відмову повинна бути не менше 4000 при довірливій ймовірності 95 %. Запірна арматура повинна мати пристрій інформування про її ступінь відкриття.

Конструкція ділянок вимірювального трубопроводу і їх з'єднань повинна забезпечувати міцність та герметичність установки при робочих тисках до 1,2 МПа і можливість реверсування потоку газу через вимірювальний трубопровід. На випробувальній ділянці трубопроводу, на якій встановлюються вузли обліку або засоби вимірювальної техніки, що досліджуються на витратовимірювальній установці, потік газу може не реверсуватися. Трубопровідна обв'язка пуско-приймальних пристроїв, запірної арматури на них повинна забезпечувати можливість примусового введення поршневого розділювача у вимірювальний трубопровід і його зупинку у пуско-приймальних пристроях.

Система автоматичного керування повинна забезпечувати реалізацію алгоритму функціонування установки, який дозволяє здійснювати поетапне (поетапне) відкриття і закриття запірної арматури для практичної реалізації випробувальних циклів при дослідженнях вузлів обліку, лічильників і

витратомірів газу. Система керування повинна також забезпечувати дистанційне ручне керування кожним окремим краном. Система автоматичного керування повинна передбачити можливість керування процесом вимірювання за допомогою мікропроцесорного пристрою або персональної ЕОМ і відобразити на моніторі функції здійснюваного процесу.

Система збору, обробки та зберігання вимірювальної інформації повинна передбачати наявність первинних вимірювальних перетворювачів тиску і температури газу (зі зведеною похибкою не гірше 0,1% та з можливістю під'єднання до ПЕОМ) у вимірювальному трубопроводі і перед вузлами обліку та приладами, які досліджуються на установці при вимірюванні параметрів газових потоків. До складу установки повинні входити потоковий густиномір, аналізатор складу газу (хроматограф) і вологомір газу. Практична реалізація системи здійснюється на базі ПЕОМ і програмного забезпечення, яке розробляється індивідуально згідно з вимогами чинних нормативних документів щодо метрологічного забезпечення вузлів обліку, лічильників і витратомірів газу, а також нормативних вимог щодо формування і відтворення контрольного об'єму природного газу (останні нормативні вимоги конкретизуються при монтажно-налагоджувальних роботах установки і при її метрологічних дослідженнях). Система повинна забезпечувати наявність оперативної та постійної пам'яті для зберігання результатів випробувань та фіксації позаштатних ситуацій.

Крім того, установка повинна відповідати спеціальним вимогам, які формуються необхідністю досягнення таких технічних і метрологічних характеристик установки:

- границі вимірювання об'ємної витрати: від 250 до 4000 м<sup>3</sup>/год за робочих умов;
- границі вимірювання об'ємної витрати: від 500 до 48000 м<sup>3</sup>/год за стандартних умов;
- робоче середовище: природний газ за ГОСТ 5542;
- діапазон значень надлишкового тиску робочого середовища, що задається: від 0,05 до 1,2 МПа;
- контрольний об'єм, м<sup>3</sup>: 8,997 (уточнюється при державній метрологічній атестації установки);

- діапазон температур робочого середовища: від мінус  $10^0$  С до плюс  $25^0$  С;
- діапазон температур навколишнього середовища: від мінус  $30^0$ С до плюс  $50^0$  С;
- стабільність відтворюваної об'ємної витрати: не гірше  $\pm 1$  % від значення відтворюваної об'ємної витрати;
- невилучена систематична похибка: не гірше  $\pm 2,1 \cdot 10^{-3}$  при вимірюванні об'єму природного газу та не гірше  $\pm 2,0 \cdot 10^{-3}$  при вимірюванні об'ємної витрати природного газу;
- середнє квадратичне відхилення результатів вимірювання: не гірше  $\pm 1,5 \cdot 10^{-3}$  при вимірюванні об'єму природного газу та не гірше  $\pm 2,0 \cdot 10^{-3}$  при вимірюванні об'ємної витрати природного газу;
- габаритні розміри, м: 32x15x4,5.

При реконструкції установки необхідно передбачити:

- встановлення легкого навісу над вимірювальним трубопроводом та випробувальною ділянкою трубопроводу, на якій встановлюються вузли обліку або засоби вимірювальної техніки що досліджуються;
- термоізоляцію вимірювального трубопроводу;
- укріплення та посилення фундаментних тумб вимірювального трубопроводу.

При виготовленні поршневого розділювача (ПР) необхідно реалізувати такі додаткові вимоги:

- довжина ПР повинна становити  $1000 \pm 50$  мм;
- тип каркасу для манжетного ущільнення ПР не регламентується;
- вимоги до конструктивного виготовлення каркасу манжетного ущільнення ПР: забезпечення герметичності поперечного перерізу каркасу і реалізація відбивної здатності торців ПР до акустичних хвиль, технологічна можливість заміни ущільнення при його спрацюванні або при зміні типу ущільнення при конструктивному доведенні ПР до досягнення необхідних техніко-метрологічних характеристик;
- розміщення центрувальних роликів ПР не повинне виходити за межі загальної довжини ПР;

- монтаж роликів ПР повинен забезпечити їх функціонування (центрування ПР) всередині трубопроводу діаметром 802 мм з реалізацією підпружинення в діапазоні  $802 \pm 5$  мм.

## 2.2 Розробка принципової схеми модернізації установки.

Поршнева витратовимірювальна установка розробляється на базі джерела витрати газопроводу високого тиску.

Принципової схема установки зображена на рис. 2.1. У вихідному положенні поршневий розділювач (ПР) виведений із вимірювального трубопроводу 5 і знаходиться у внутрішній ємності 6 лівого пускоприймаючого пристрою (ППП) 7. Після встановлення і герметичного приєднання з допомогою фланців 8 і 9 тестуючого пристрою 10 з прямолінійними ділянками 11 і 12 відкриваються засувки 13, 14, 15, і 16 (засувки 17, 18, 19 і 20 при цьому залишаються закритими) і закривається байпасна засувка 21. Потік газу проходить послідовно із газопроводу високого тиску і через засувку 13, фільтр 22, засувку 14 і дроселюючу засувку 23 в зовнішню ємність 24 лівого ППП 7, і потім через поздовжні прорізи 25 в вимірювальний трубопровід (ВТ) 5. При цьому газ обтікає ПР 4, що знаходиться в ємності 6. В трубопровід низького тиску потік газу подається через поздовжні прорізи 26, проходить послідовно

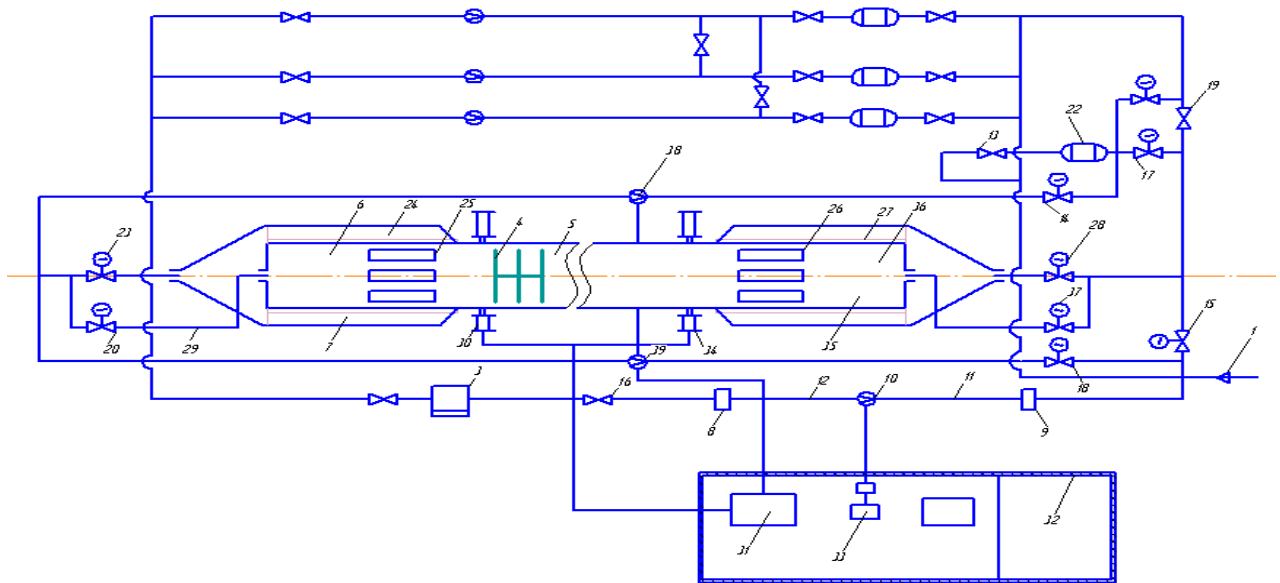


Рисунок 2.1 – Принципова схема поршневої витратовимірювальної установки

через зовнішню ємність 27 правого ППП, дроселюючу засувку 28, засувку 15, тестуючий прилад 10, засувку 16 і регулятор тиску 3. З допомогою регулятора тиску 3 і засувки 13 встановлюється необхідне значення витрати і статичного тиску.

Коли в системі встановляється необхідний тиск і витрата відкривається засувка 20 і частина потоку газу починає поступати через трубопровід 29 у внутрішню ємність 6 лівого ППП до ПР. Внаслідок того, що обтікаюча ПР частина потоку газу проходить через дроселюючу засувку 23, а підходяча до нього по трубопроводу 29 частина потоку не дросельована, то тиск в лівій частині внутрішньої ємності 6 ППП буде більше тиску в просторі між внутрішньою і зовнішньою ємностями. Під дією цієї різниці тисків ПР вводиться в ВТ 5. Проходячи мимо поздовжніх прорізів 25 ПР захоплюється основним потоком і проходить вздовж ВТ 5. Степінь дроселювання засувкою 23 вибирається так, щоб до моменту входу ПР в ВТ його швидкість була близькою до швидкості основного потоку.

У вимірювальному трубопроводі ПР проходить послідовно повз оптичного лазерного детектора 30. При цьому включається електронний хронометр, розташований на пульті управління 31 в приміщенні 32. Одночасно фіксується положення стрілки вторинного приладу 33 тестованого витратоміра. При проходженні ПР повз детектор 34 електронний хронометр виключається. За часом проходження ПР участку ВТ, між детекторами 30 і 34, а також по відомому об'єму цієї ділянки визначається значення витрати газу через установку і порівнюється з показниками тестуючого приладу 33.

Праве ППП 35 при цьому працює в режимі вловлювання ПР. при проходженні ПР 4 поздовжніх прорізів 26 потік газу починає обтікати його, поступаючи через прорізи у зовнішню ємність 27 і далі по описаному вище шляху на вихід установки. Внаслідок інерційності ПР продовжує поступати у внутрішню ємність 36 ППП 35. При закритій засувці 37 ємність 36 являється пневматичним демпфером для ПР і зменшує його швидкість до нульового значення. Всі засувки при цьому закриваються і відкривається байпасна засувка 21.

Система трубопроводів і засувок дозволяє реверсувати напрям потоку газу в ВТ 5, завдяки чому вимірювальний цикл як при прямому ході ПР (зліва-направо) так і в зворотному ході є робочим.

При русі ПР справа-наліво установка працює аналогічно, тільки при цьому відкриваються засувки 17 і 18 (засувки 14 і 15 при цьому залишаються закритими), запуск ПР здійснюється із правого ППП 35 безпосередньо відкриттям засувки 37, електронний хронометр включається при проходженні ПР мимо детектора 34, а в режимі вловлювання ПР працює лівий ППП 7.

Установка обладнана пристроєм для вимірювання і сигналізації непостійності витрати – флуктуометром. Він представляє собою два перетворювача витрати 38 і 39, що встановлені в трубопроводах об'язки (перший для вимірювання флуктуації при русі ПР зліва-направо, другий – при зворотному його русі), а також малоінерційного вторинного приладу, встановленого на пульті управління 31. Під час проведення градууювально – повірочного циклу можлива випадкова пульсація витрати, яка може привести до значної похибки відтворення і вимірювання витрати газу. флуктуометр призначений для вимірювання і сигналізації пульсації флуктуації витрати, що перевищує допустиму, щоб виключити такий вимірювальний цикл із загального градууювально-повірочного процесу.

В установці передбачений контроль тиску в лініях високого і низького тиску, на початку і вкінці прямолінійних ділянок тестуючого звужуючого пристрою, перепад тиску на поршневому розділювачі, а також контроль температури на вході в вимірювальний трубопровід і прямолінійні ділянки. Всі ці прилади виведені на пульт приладів контролю і регулювання 31. Біля пульта управління розміщаються дифманометр-витратомір, який градуюється чи повіряється 33, а також прилад для вимірювання флуктуації витрати для вивчення впливу перехідних процесів під час повірочного циклу.

### 2.3 Розробка вузлів модернізованої установки

#### 2.3.1 Вимірювальний трубопровід

Вимірювальний трубопровід (ВТ) є важливою складовою частиною установки, що визначає її продуктивність і метрологічні характеристики[19].

Основними вимогами що ставляться до ВТ , є:

- прямолінійність осі по всій довжині (відхилення від прямолінійності не більше 2 мм);
- циліндричність внутрішньої поверхності (відхилення від циліндричності не повинне перевищувати 0,2 мм у випадку застосування неуцільненого ПР і 0,5 мм – у випадку застосування ущільненого ПР;
- висока чистота обробки внутрішньої поверхності (повинна відповідати сьомому класу чистоти);
- корозійна стійкість внутрішньої поверхності до атмосферного впливу.

ВТ (рис.2.2) представляє собою фланцеве з'єднання із чотирьох труб довжиною 4,6 м кожна. Загальна довжина ВТ – 18,4 м, внутрішній діаметр – 0,802 м. У вимірювальному трубопроводі на відстані 18,0 м один від одного просвердлені два отвори для детектування положення ПР оптичними лазерними детекторами.

### 2.3.2 Пуско-приймальний пристрій поршневого розділювача

Пристрій для запуску і уловлювання поршневого розділювача – пускоприймаючий пристрій (ППП) забезпечує вивід ПР в вимірювальний трубопровід, а також уловлювання ПР, який рухається з великою швидкістю (до 5 м/с).

ППП (рис. 2.3) складається з двох з'єднаних циліндричних ємностей – внутрішньої 1 і зовнішньої 2, причому внутрішня ємність представляє собою продовження вимірювального трубопроводу, а зовнішня охоплює її ззовні і має у входному трубопроводі дросельну засувку 3.

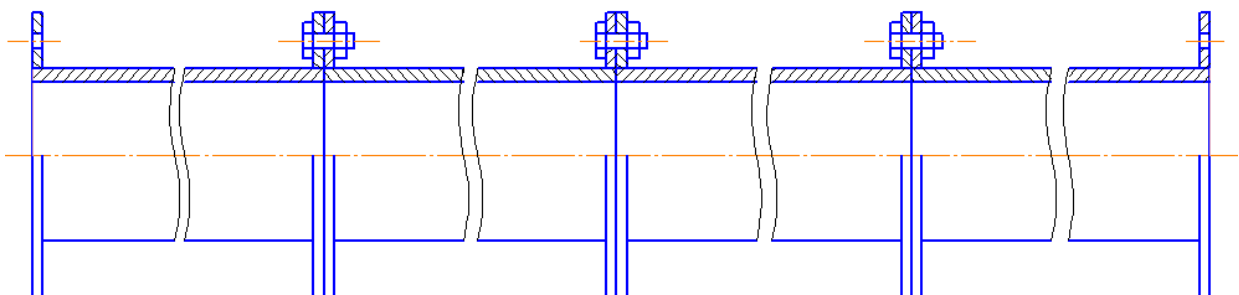


Рисунок 2.2 – Вимірювальний трубопровід

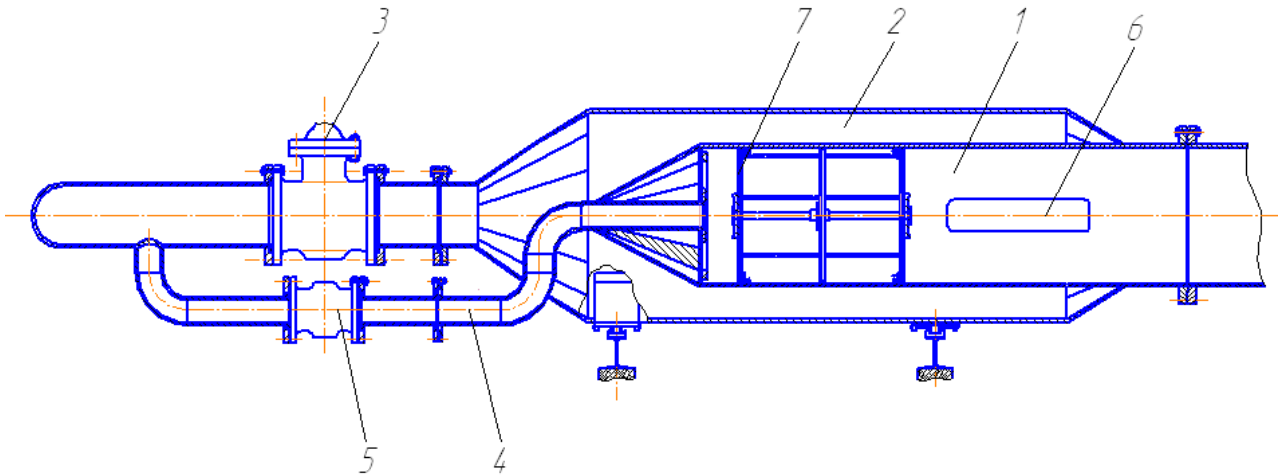


Рисунок 2.3 – Пристрій для запуску і уловлювання поршневого розділювача

Порожнина вхідного трубопроводу внутрішньої ємності, що розміщена перед дроселюючим пристроєм, сполучена з внутрішньою ємністю обвідною ділянкою трубопроводу 4 з регулюючою засувкою 5, а в стінках внутрішньої ємності виконані поздовжні прорізи 6. Запуск ПР 7 здійснюється наступним чином. Коли в установці встановлюється значення витрати і тиску відкривається регулююча засувка 5 і частина потоку газу починає поступати по трубопроводу 4 у внутрішню ємність 1 ППП до ПР. внаслідок того, що обтікаюча ПР частина потоку газу проходить через дроселюючу засувку 3, а частина потоку газу що підходить до нього по трубопроводу 4 недросельована, то тиск у лівій частині внутрішньої ємності ППП буде більшим тиску між внутрішньою і зовнішньою ємностями. Під дією цієї різниці тисків ПР 7 вводиться у ВТ. Проходячи мимо поздовжніх прорізів 6 ПР захоплюється основним потоком і проходить вздовж ВТ. Степінь дроселювання засувкою 3 вибирається таким чином, щоб до моменту входу ПР в ВТ його швидкість була близькою або рівною швидкості потоку газу, який встановився.

### 2.3.3 Поршневий розділювач

В установці використовується ущільнений поршневий розділювач (ПР), який складається із двох дисків, жорстко скріплених між собою на спільному

стержні (рис.2.4) [20]. Диски і стержень виготовлені із дюралюмінію. Для плавного переміщення ПР у ВТ на крайніх дисках встановлені напрямляючі ролики. Зазор між дисками і ВТ складає не більше 5 мм. Конструкція ПР дозволяє використовувати як в ущільненому, так і в неущільненому варіантах. Конкретна конструкція ущільненого ПР, який буде використаний при модернізації установки поданий рис 2.4.

В якості ущільнення використовуються диски із поліуретанової плівки, яка має можливість деформуватися (згинатися) для забезпечення герметичності з вимірювальним трубопроводом. По краях поршня затиснуто по три шари плівки.

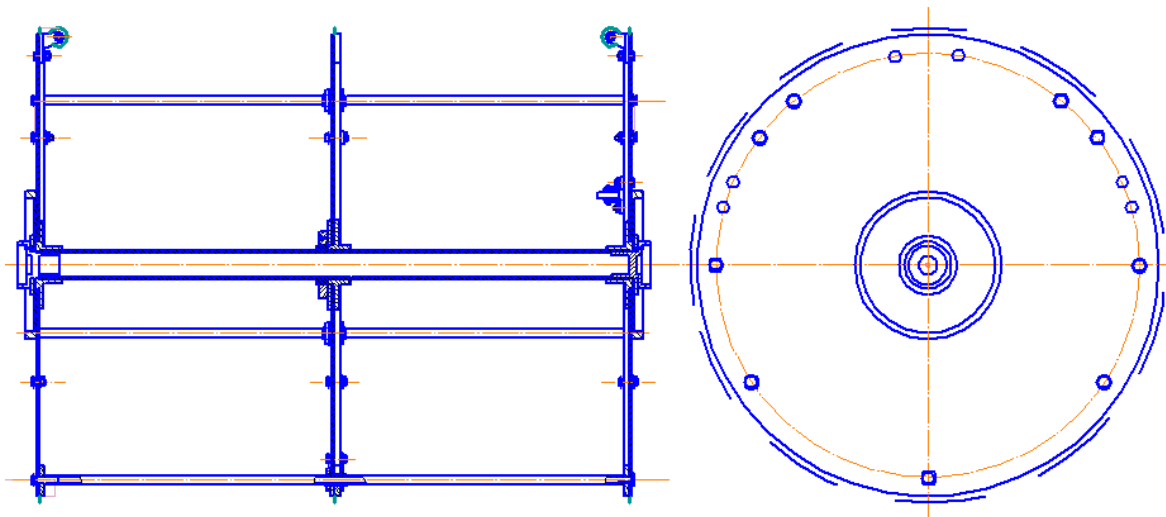


Рисунок 2.4 – Поршневий розділювач

#### 2.3.4 Детектор положення поршневого розділювача

При розробці установки на базі магістрального газопроводу необхідно було рішити ряд складних технічних задач, одна із яких – забезпечення вибухобезпечності, високої точності і надійності роботи відлікової апаратури. Важливою складовою частиною апаратури, що визначає точність і надійність її роботи, є детектори положення поршневого розділювача, а також система попереднього підсилення і комутації.

Об'єм каліброваної ділянки вимірювального трубопроводу є його основною паспортною характеристикою і визначається з високою точністю під час атестації установки. Точність відліку витісненого поршневим розділювачем каліброваного об'єму газу у більшій степені визначається похибкою спрацювання детекторів положення розділювача. Довжина каліброваної ділянки вимірювального трубопроводу розробленої установки складає 18 м. Для забезпечення достатньої точності індикації положення ПР при його переміщенні у вимірювальному трубопроводі, яка не перевищувала б, наприклад 0,02%, необхідно, щоб сумарна похибка спрацювання двох детекторів не перевищувала

$$\delta = \sqrt{\delta_1^2 + \delta_2^2} = \sqrt{2\left(\frac{18 \cdot 0,02}{100}\right)^2} \approx 0,0064 \text{ м}, \quad (2.1)$$

де  $\delta_1$  і  $\delta_2$  - похибки спрацювання відповідно першого і другого детектора, причому  $\delta_1 = \delta_2$

Вибір конструкції детекторів положення поршневого розділювача здійснено на основі аналізу детекторів, які застосовуються в Україні і за її межами.

В даний час на установках поршневого типу застосовуються контактні – електромеханічні, а також безконтактні – індуктивні, оптоелектронні і ультразвукові детектори. Електромеханічні і індуктивні детектори важкозастосовувані в установках, які працюють на природному газі і де висуваються високі вимоги до їх вибухозахищеності. Ультразвукові детектори недостатньо вивчені, складні за конструкцією і до того ж піддаються впливу різних зовнішніх факторів, тому застосовуються рідко.

Пристрій для відліку каліброваного об'єму вимірювального трубопроводу з диференціальною схемою управління повітряного зазору між якорем і статором в положенні спрацювання детекторного перемикача із застосуванням в якості статора постійних магнітів, а в якості чутливих виконуваних елементів – магнітокерованих контактів з стабільним коефіцієнтом повернення володіє достатньо високою точністю спрацювання. Однак, вварювання у вимірювальний трубопровід немагнітних вставок в умовах роботи установки при високих статичних тисках не бажано. Тому у згаданій вище витратовимірювальній установці розроблені вибухозахищені оптичні детектори положення поршневого розділювача.

Важливим елементом детекторів, що визначає точність і надійність їх роботи є джерело світлового випромінювання. Через те, що установка працює при високих статичних тисках газу, висвердлювання у стінках вимірювального трубопроводу отворів діаметром більше трьох міліметрів не дозволяється. Такий незначний діаметр отворів утрудняє фокусування світлового променя звичайного джерела світла і потребує застосування складних оптичних пристроїв. Проведені експериментальні дослідження показали, що найбільш доцільно в якості такого джерела світла застосувати гелій-неоновий оптичний квантовий генератор, який як джерело вузько направленої світла володіє значними перевагами. Доцільність застосування лазерного джерела світла особливо очевидно в установках з великим діаметром вимірювального трубопроводу (500 мм і більше), де затрудняється фокусування променя звичайного джерела на світлочутливу поверхню фотоприймача дуже малої площі (0,2-1 мм<sup>2</sup>), котрий розташовується на протилежній стінці вимірювального трубопроводу. Із застосуванням газових оптичних квантових генераторів такої проблеми взагалі не виникає. Крім цього, оскільки потужність випромінювання досліджуваного гелій-неонового лазера типу ЛГ-78, що діє на одиницю площі, значно перевищує потужність звичайного джерела світла, а його спектральна характеристика виявилась зручною при використанні в установках напівпровідникових фотоприймачів типу ФТ-3 і ФТ-2К, робота системи відліку каліброваного об'єму і її точність значно зросли.

Застосування детекторів в установці працюючій на природному газі при високих статичних тисках, зумовило необхідність розробки засобу вибухозахисту пристрою вводу променя лазера у вимірювальний трубопровід, а також променя на світлочутливу поверхню фотоприймача.

Вирішення поставленої задачі можливе трьома шляхами:

- розробка іскробезпечної апаратури;
- продувки струмоведучих елементів під надлишковим тиском;
- розробка вибухо непроникних оболонок.

Аналіз показав, що найбільш доцільним є метод з застосуванням вибухо непроникних оболонок.

На рис.2.5 представлена схема розробленого оптичного лазерного детектора положення поршневого розділювача у вибухозахищеному виконанні. Детектор складається із лазерного освітлювача 1 і фотоприймача 2, вмонтовані в вибухонепроникні сталеві корпуси 3 і 4, і встановлені на діаметрально протилежних кінцях вимірювального трубопроводу 5. Корпуса виготовлені у повній відповідності з нормами ПУЕ. Основні вимоги при розробці і виготовленні – це товщина і глибина зазору між фланцевими з'єднаннями (товщина – не більше 0,3 мм, глибина – не менше 25 мм), товщина ущільнень в місці виводу кабелю із корпусів (не менше 20 мм), товщина стінок корпусів, котра залежить від внутрішнього їх об'єму. Для виводу променя лазера 1, а також попадання його на світлочутливу поверхню фотоприймача 2 розроблені оглядові віконця 6 і 7 із плоскопаралельного циліндричного скла товщиною 20 мм, котрі вмонтовані в фланці корпусів. Болтові з'єднання виконані з прихованими головками. Герметизація отворів у вимірювальному трубопроводі здійснюється з допомогою приварних бобишок 8 і 9 з вмонтованими в них склом 10 і 11 товщиною 30 мм, які здатні витримувати статичний тиск до 7,5 МПа.

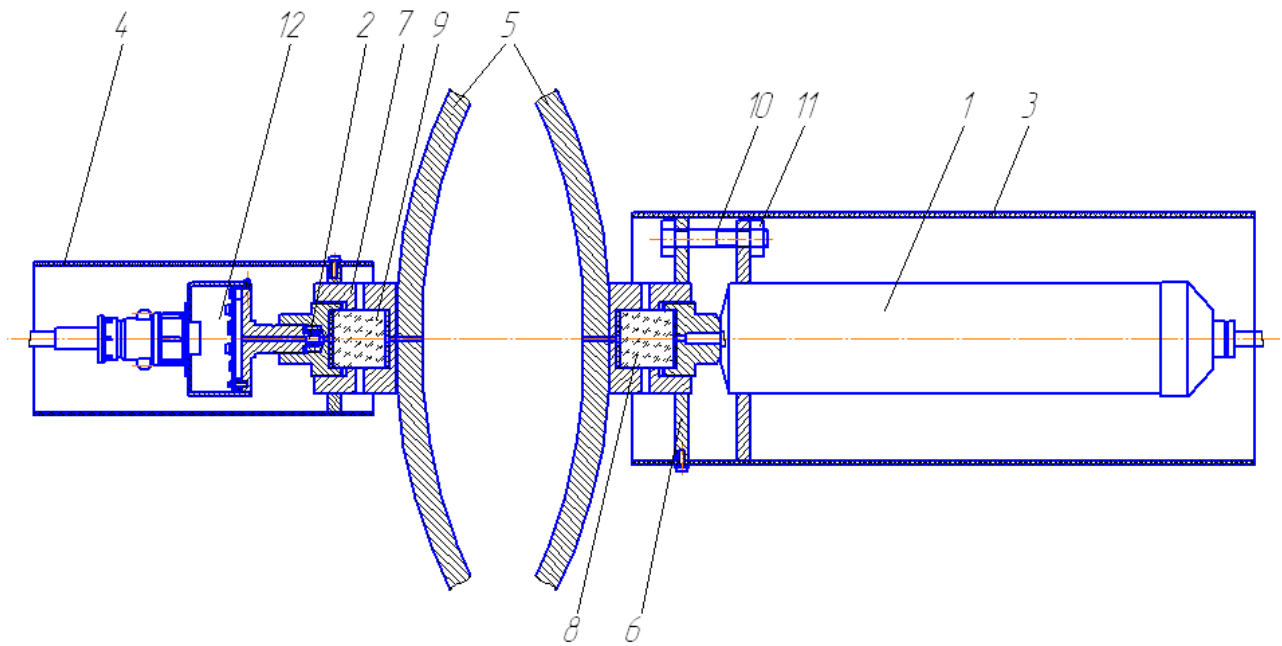


Рисунок 2.5 – Детектора положення поршневого розділювача у вибухозахищеному виконанні

Корпус лазерного освітлювача і фотоприймача зварно кріпиться до бобишок, причому корпус фотоприймача нерухомо, а освітлювача – на трьох стержневих опорах 12 пружинами таким чином, щоб з допомогою гайок 13 корпусу можна визначити відхилення навколо горизонтальної осі для регулювання попадання променя лазера на світлочутливу поверхню фотоприймача.

Для збільшення надійності управління роботою електронної апаратури, розміщеної на значній відстані від ВТ, при детектуванні положення ПР в корпусі 4 фотоприймача встановлений електронний підсилювач 14 попереднього підсилення сигналу фотоелемента 2.

### 2.3.5 Система допоміжних трубопроводів і запірно-регулюючої арматури

Поршнева витратомірна установка дозволяє проводити градування і повірку витратомірів змінного перепаду тиску з особистими прямолінійними ділянками трубопроводу різних типорозмірів. Максимальний діаметр прямолінійних ділянок з вимірювальним перетворювачем, що монтується на установці рівний 400 мм. Для вказаного діапазону типорозмірів тестуючих витратомірів необхідно було передбачити систему допоміжних трубопроводів і запірно-регулюючої арматури з умовним діаметром не менше 300 мм.

Система допоміжних трубопроводів і запірних елементів (рисунок 2.6) призначена для забезпечення багатократного і надійного проведення вимірювального процесу. Установка передбачає здійснення градувально-повірочного циклу при прямому і зворотному переміщенні ПР в вимірювальному трубопроводі. Для забезпечення такого режиму роботи установки при допомозі запірних елементів і допоміжних трубопроводів проводиться реверсування потоку газу через вимірювальний трубопровід. Крім цього, при допомозі дистанційного управляючих засувок здійснюється запуск і вловлювання поршневого розділювача.

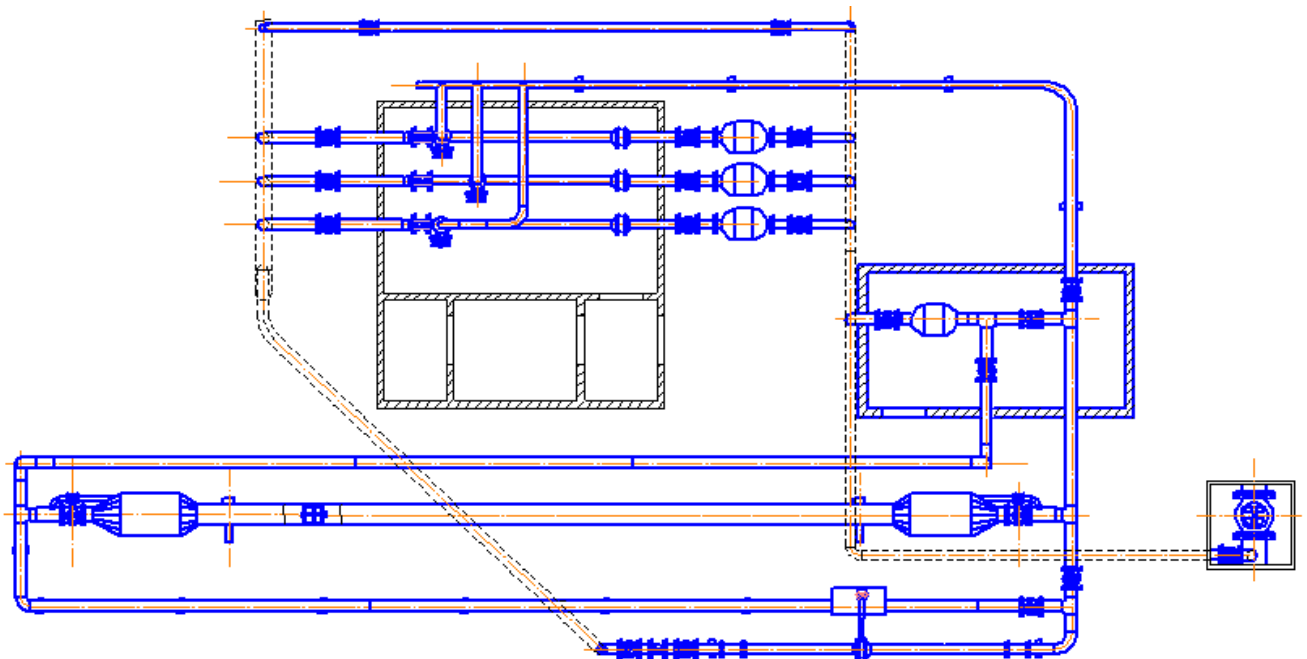


Рисунок 2.6 - Система допоміжних трубопроводів і запірно-регулюючої арматури.

Засувка, встановлена на виході газової системи установки сумісно з регулятором тиску, встановленим перед засувкою призначені для задання витрати і тиску в установці.

Зважаючи на те, що робочим середовищем для установки є природний газ, то електроуправління засувки виконані у вибухозахищеному виконанні.

#### 2.4 Розробка схеми реконструкції установки.

На рис.2.6 подано схему проведення модернізації установки. На ній зображено наявні технологічні газопроводи, а також газопроводи які будуть демонтовані при модернізації установки і ті, які будуть пересунуті або прокладені по-новому. Тут також вказано основні геометричні розміри взаємного розміщення трубопроводів з конкретизацією встановлення розгалужувача для монтажу набору еталонних лічильників газу для забезпечення одиниці вимірювання від поршневої установки до робочих засобів вимірювання (лічильників або витратомірів). На рис. 2.6 також вказано взаємне розміщення установки з діючою ГРС-4 з конкретизацією під'єднання цієї ГРС як джерела витрати природного газу до установки. На схемі вказано приміщення операторної, де будуть знаходитися пульт управління установки, блоки перетворення вимірювання інформації від давачів тиску і температури, а також місце розташування ПЕОМ з монітором. На кресленні відображені геометричні розміри конкретних застосовуваних трубопроводів і їхні віддалі до граничних меж території ГРС, що регламентовано відповідними нормативними документами по експлуатації систем газопостачання.

#### 2.5 Розробка технологічної схеми системи збору і обробки вимірювальної інформації

Технологічна схема системи збору і обробки вимірювальної інформації конкретизує види використовуваних засобів для збору інформації про температуру, тиск робочого середовища, а також місце знаходження детекторів

положення поршня. На ній буквами «Т» з конкретизацією номера вказане позначення первинних перетворювачів термометрів, буквою «М» - місцезнаходження точок відбору тиску і місцезнаходження манометрів показувальних, буквою «Ра» - місцезнаходження точок відбору абсолютного тиску, буквою «L» - місцезнаходження лазерних детекторів відліку контрольного об'єму установки. Буквою «Q» - вказані еталони передавання та повірювані лічильники газу.

В складі установки окремою системою є комплекс технічних засобів (програмно-технічний комплекс) для збору і обробки вимірювальної інформації.

Програмно-технічний комплекс (ПТК) установки має трирівневу структуру і базується на верхньому, середньому і нижньому рівнях.

Верхній рівень ПТК виконується на основі ПЕВМ офісного виконання з двома моніторами - АРМ оператора установки. Для забезпечення можливості підключення пристроїв з інтерфейсом RS - 485 застосована мультипортова плата адаптера послідовного інтерфейсу від компанії MOXA типу CP118EL. Для забезпечення можливості підключення 4-х пристроїв з інтерфейсом RS - 232 застосовані контролери компанії STLab I - 430 (RTL) PCI. Електроживлення ПЕВМ верхнього рівня здійснюється від джерела безперебійного живлення NETYS PE 600.

Середній рівень включає:

- набір модулів введення/виводу;
- бар'єри искрозащити;
- блоки вторинного електроживлення.

Модулі введення/виводу об'єднані за допомогою двопровідної лінії зв'язку по інтерфейсу RS - 485 і підключені до провідного пристрою (Master). В ролі майстра виступає персональний комп'ютер (АРМ оператора) зі встановленою SCADA -системой. Кожен з модулів, будучи підпорядкованим пристроєм (Slave), має унікальну адресу. Майстер мережі робить запит одному з модулів, вказуючи його адресу і команду читання або запису значень. Відповідний модуль відповідає майстрові, передаючи запрошені дані або підтверджуючи отримання команди.

В якості модулів введення/виводу застосовані модулі виробництва компанії «Овен» :

- Модуль введення дискретних сигналів 1 кГц x 16к типу MB110-220.32ДН;
- Модуль введення аналогових сигналів (4-20) мА типу MB110-220.8АС;
- Модуль виведення аналогових сигналів (4-20) мА типу МУ110-224.8И;
- Модуль виведення дискретних сигналів (реле) типу МУ110-224.16Р.

Для забезпечення іскробезпеки електричних ланцюгів у вибухонебезпечній зоні застосовані іскробезпечні інтерфейсні модулі серії D1000 компанії G.M. International і комутуючий підсилювач N0531A :

- N0531A - одноканальний комутуючий підсилювач з транзисторним виходом;
- D1010D — двоканальний повторитель джерела живлення, забезпечує повну гальванічну розв'язку ланцюгів живлення постійного струму для 2-дротяних 4-20 мА датчиків-перетворювачів;
- D1061S - ізолюючий повторитель інтерфейсної шини RS - 485;

Для забезпечення модулів вторинним електроживленням застосовані блоки живлення компаній ОВЕН, ДИГ:

- БП60Б-Д4-12 - одноканальний блок живлення з вихідною напругою 12В постійного струму;
- БП60Б-Д4-24 - одноканальний блок живлення з вихідною напругою 24В постійного струму;
- ИПИ-12-1,3 - Джерело живлення іскробезпечне з вихідною напругою 12В постійного струму.

Нижній рівень ПТК включає:

- датчики тиску з уніфікованим вихідним сигналом (4 - 20) мА РС-28/Ех/ 0-1,6 МПа/PD/М, Aplisens;
- датчики тиску з інтерфейсним вихідним сигналом RS - 232;
- датчики температури з інтерфейсним вихідним сигналом RS - 485 типу ПТИ-011;
- Дискові затвори InterApp с позиціонерами;
- Сигналізатори положення;

- Блок безвентильний керамічний ББК-5;
- Манометри загального призначення ДМ050160-1,6МПа-1-01М;
- Компресор АВАС В 3800В/100 СТ4 - 10;
- Фільтр-сепаратор газу типу ФСТ-300-1,6;
- Датчики перетину кордону ДПГ (LSSL 318М - S12, LSEL 318М/р - В5 - 312);
- Перетворювач різниці тисків Aplisens PR - 28;
- Реле тиску РД-2;
- Лазерний прилад для виміру відстані LMC - J - 0040 - 2.

Технічні характеристики програмно-технічного комплексу установки забезпечуються технічними характеристиками складових технічних засобів.

## 2.5.1 Пристрої верхнього рівня

### 2.5.1.1 Автоматизоване робоче місце (АРМ) оператора

АРМ оператора включає ПЕВМ, сумісну з ІВМ РС, конфігурація технічних засобів якої, представлена в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Конфігурація технічних засобів АРМ оператора

Найменування	Значення
Процесор	Intel Pentium Dual - Core 2.8GHz, або І - 5
Оперативна пам'ять	не менше 2Gb
Накопичувач на жорсткому диску	не менше 1000Gb
Привід	DVD - R/W
На материнській платі:	2 слота PCI - express - 16x не менш 2-х слотів PCI
Блок живлення потужністю	не менше 500 Вт
Відеокарта	GeForce 210 або аналогічна
Мульти портова плата	МОХА СР118ЕL
Контроллер	ST Lab І - 430 (RTL)

Монітор:	
– кількість розширення співвідношення сторін екрану час відгуку розмір екрану кути огляду (гор./верт.) контрастність яскравість	2 не менше 1920x1080 16:9 не більше 2 мс від 20 до 23 дюймів не менше 170/160 градусів не менше 1000:1 не менше 2250 кд/м2

### 2.5.1.2 Мультипортова асинхронна плата MOXA типу CP118EL

Особливості:

- Установка у будь-якій PCI Express слот
- Вісім портів RS - 232/422/485
- Швидкість до 921.6 Kbps
- 128 байтний FIFO і вбудований контроль потоку
- Світлодіодна індикація і програмне забезпечення для управління
- Вбудована 15 KV ESD захист

Технічні характеристики представлені в таблиці 2.2

Таблиця 2.2 – Характеристика плати MOXA типу CP118EL

Найменування	Значення
RS -контроллер	MOXA MU860, поєднуємо з 16C550
Шина	Universal PCI Express
Кількість портів	8
Послідовні порти	RS - 232/422/485
Швидкість передачі (Біт/сек)	50 ~ 921.6К
Біт парності	ні, чіт, непарне число, 0, 1
Біти даних	5, 6, 7, 8
Стоп-биты	1, 1.5, 2

ADDC для RS - 485 (автоматичне визначення напрямку передачі даних)	+
Роз'єми COM-портів	DB - 62
Максимальна кількість портів в системі	32 (4 плати)
Переривання	призначає BIOS
Живлення	+3.3У; 860мА
Робочий діапазон температур	від 0°З до 55°З
Розмір, мм	132 × 64
Монтаж	у комп'ютер
Захист від викидів, КВ	15
Буфер FIFO, Кбайт	128
Коментар	RS - 422/485 з використанням спеціального перехідника-розгалужувача

### 2.5.1.3 Контроллер STLab I - 430 (RTL) PCI.

Забезпечує підключення 4-х пристроїв з інтерфейсом RS - 232.

Технічні характеристики контролера представлені в таблиці 2.3

Таблиця 2.3 – Характеристика контролера STLab I - 430 (RTL) PCI

Найменування	Значення
Виробник	ST Lab
Модель	I - 430
Опис	Контроллер послідовного інтерфейсу
Тип контроллера	Мультикарта
Швидкість передачі даних	115200 біт/сек
Чіп	Moschip 9865
Роз'єми	4x DB9 (COM 9pin)
Інтерфейс	PCI 32 - bit 33 МГц

#### 2.5.1.4 Відеокарта NVIDIA GeForce 210.

Відеокарта оснащена виходами DVI, HDMI і VGA. Забезпечує підтримку двох моніторів.

Технічні характеристики відеокарти представлені в таблиці 2.4

Таблиця 2.4 – Характеристика відеокарти NVIDIA GeForce 210

<b>Найменування</b>	<b>Значення</b>
Тип відеокарти	офісна
Графічний процесор	NVIDIA GeForce 210
Інтерфейс	PCI - E 2.0
Кодова назва графічного процесора	GT218
Техпроцесс	40 нм
Кількість підтримуваних моніторів	2
Максимальний дозвіл	2560x1600
Роз'єми	DVI, підтримка HDCP, HDMI, VGA
Частота графічного процесора	589 МГц
Частота шейдерних блоків	1402 МГц
Об'єм відеопам'яті	512 Мб
Тип відеопам'яті	GDDR2
Частота відеопам'яті	800 МГц
Розрядність шини відеопам'яті	64 біт
Частота	400 МГц
Число універсальних процесорів	16
Версія шейдерів	4.1
Число текстурних блоків	8
Число блоків растеризування	4
Максимальна міра низотропної фільтрації	16x
Максимальна міра fsaa	16x
Підтримка стандартів	DirectX 10.1, OpenGL 3.1

### 2.5.1.5 Джерело безперебійного живлення NETYS PE 600.

В якості джерела безперебійного живлення для АРМ оператора застосований NETYS PE 600 (Socomes - Sicon), характеристики якого представлені в таблиці 2.5

Таблиця 2.5 – Характеристика джерела безперебійного живлення NETYS PE 600

Найменування	Значення
Вхідні параметри: напруга частота	170 – 280У змінного струму 50/60 Гц
Вихідні параметри: форма потужність напруга частота – час перемикання	синусоїдальна 600 ВА / 360 Вт 230У±10% 50/60 Гц ±1% 8 мс
Акумулятор: час автономної роботи тип час заряду до 90%	15 мін герметичний, такий, що не обслуговує від 6 до 8 година
Інтерфейс	RS232 і серійний порт USB
Габарити (ш × г × в)	99×334×143 мм
Вес	6,1 кг
Довкілля:	

робоча температура	від 0°З до +40°З
температура зберігання	від - 15°З до +50°З
відносна вологість	0-90%
рівень шуму	<45дБ

### 2.5.2 Пристрої середнього рівня

Усі модулі введення/виводу можуть експлуатуватися за наступних умов [29]:

- закриті вибухобезпечні приміщення без агресивної пари і газів;
- температура навколишнього повітря від мінус 10 до +55 °З;
- верхня межа відносної вологості повітря 80 % при 25 °З і нижчих температурах без конденсації вологи;
- атмосферний тиск від 86 до 106,7 кПа.

По стійкості до кліматичних дій при експлуатації модулі відповідають групі виконання В4 по ГОСТ 12997-84.

По стійкості до дії атмосферного тиску відносяться до групи Р1 по ГОСТ 12997-84.

По стійкості до механічних дій при експлуатації відповідають групі виконання N1 по ГОСТ 12997-84.

### 3 РОЗРОБКА МЕТОДОЛОГІЇ І ЗАСОБІВ ДЛЯ МЕТРОЛОГІЧНОГО ДОСЛІДЖЕННЯ УСТАНОВКИ

#### 3.1 Розробка методики визначення відносної похибки модернізованої установки

3.1.1 Розрахунок сумарної відносної невизначеності вимірювання об'єму газу установкою

У загальному випадку апріорна сумарна відносна невизначеність виміру об'єму газу (по ГОСТ 8.207-76) перевіркою установки з еталонним лічильником в робочих умовах може бути представлена у виді:

$$\delta_{\Sigma} = k\sqrt{(\delta_{ВП}^2 + \delta_{РП}^2 + \delta_{РЭ}^2 + \delta_{ТП}^2 + \delta_{ТЭ}^2 + \delta_{сж}^2 + \delta_{упл}^2 + \delta_{сч}^2)} \quad (3.1)$$

де:  $k$  - коэф. довірчій вірогідності;

$\delta_{ВП}$  - відносна похибка виміру контрольного об'єму вимірювального трубопроводу установки в робочих умовах;

$\delta_{РП}$  - відносна похибка виміру тиску в РПДУ;

$\delta_{РЭ}$  - відносна похибка виміру тиску в еталонному лічильнику;

$\delta_{ТП}$  - відносна похибка виміру температури в РПДУ;

$\delta_{ТЭ}$  - відносна похибка виміру температури в еталонному лічильнику;

$\delta_{сж}$  - відносна похибка визначення коефіцієнта стисливості газу

$\delta_{упл}$  - відносна похибка, викликана втратами ущільнювачів поршня (визначається експериментально);

$\delta_{сч}$  - тимчасова невизначеність.

3.1.2 Похибка визначення контрольного об'єму вимірювального трубопроводу установки  $\delta_{VII}$

Вихідні дані:

$D = 800$  мм,  $L = 17810$  мм;

Контрольний об'єм вимірювального трубопроводу :

$$V = \frac{\pi D^2}{4} \cdot L, \quad (3.2)$$

де:  $L = \bar{l} + \frac{d_1}{2} + \frac{d_2}{2}$ ,  $d_1, d_2$  - діаметри фотодетекторів.

Значення.  $D, l, d1, d2$  беруться за результатами усереднювання вимірів.

$$V = \frac{\pi D^2 L}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,8^2 \cdot 17,81}{4} \approx \mathbf{8,947744} \text{ (м}^3\text{)}$$

3.1.3 Похибка непрямих вимірів  $\delta_{VII}$

$$\begin{aligned} \Delta V &= \kappa \sqrt{\left(\frac{\partial V}{\partial D} \cdot \Delta D\right)^2 + \left(\frac{\partial V}{\partial L} \cdot \Delta L\right)^2} = \kappa \sqrt{\left(\frac{\partial(0,25\pi D^2 L)}{\partial D} \Delta D\right)^2 + \left(\frac{\partial(0,25\pi D^2 L)}{\partial L} \Delta L\right)^2} = \\ &= \kappa \sqrt{(0,5\pi D L \Delta D)^2 + (0,25\pi D^2 \Delta L)^2} \end{aligned} \quad (3.3)$$

$$\delta V_{II} = \frac{\Delta V}{V} \cdot 100 \% \quad (3.4)$$

а) При  $\Delta D = \pm 0,053$  мм,  $\kappa=1,96$  (звіт НДР, Дод. 2),  $\Delta L = \pm 0,5$  мм,  $\Delta V \approx 0,00121$  м<sup>3</sup>

$$\delta V_{II} \approx \mathbf{0,0264 \%}$$

б) При  $\Delta D = \pm 0,020$  мм (похибка нутроміру),  $\Delta L = \pm 0,5$  мм (похибка рулетки), відносна похибка вимірювання  $V$ :

$$\delta V_{II} \approx \mathbf{0,0057 \%}$$

(Один із способів зменшення сумарної похибки - точніші виміри контрольного об'єму РПДУ)

3.1.4 Похибка вимірювання температури

$$\delta(T) = \delta_{TII} = \delta_{TЭ} = \frac{\Delta t}{T} \cdot 100\% = \frac{0,034}{293} \cdot 100\% \approx \mathbf{0,012\%} \quad (3.5)$$

$\Delta t$  - початкові (паспортні) дані або ці свідчення про атестацію.

### 3.1.5 Похибка вимірювання тиску

$$\delta(P) = \delta_{PII} = \delta_{PЭ} = \frac{\Delta P}{2} \cdot 100\% \approx \mathbf{0,075\%} \quad (3.6)$$

$\Delta P$  - початкові дані або свідоцтво про атестацію.

### 3.1.6 Похибка розрахунку коефіцієнта стисливості

$$PV = K_{сж} \frac{m}{M} RT = K_{сж} CT, \quad (3.7)$$

где:  $C = \frac{m}{M} R$ ,  $m$  - маса;  $M$  — молярна маса;  $R$  — газова постійна;

$$K_{сж} = \frac{PV}{CT}; \quad (3.8)$$

$$K_{Э} = K_{II} + \Delta K \quad (3.9)$$

$$K_{Э} = \frac{P_{Э}V}{CT_{Э}} = \frac{(P_{II} + \Delta P)V}{C(T_{II} + \Delta T)} \approx \frac{(P_{II} + \Delta P)V}{CT}$$

$$\delta K_{сж} = \frac{K_{Э} - K_{II}}{K_{II}} 100\% \approx 0,01\%$$

3.1.7 Априорна сумарна відносна похибка виміру об'єму газу установкою РПДУ з еталонним лічильником в робочих умовах

$$\delta_{\Sigma} = K \sqrt{(\delta_{VII}^2 + \delta_{PII}^2 + \delta_{PЭ}^2 + \delta_{TII}^2 + \delta_{TЭ}^2 + \delta_{сж}^2 + \delta_{упл}^2 + \delta_{сч}^2)} \quad (3.10)$$

$K = 1,1$ ;

$$\delta_{VII} \approx 0,026\% ;$$

$$\delta_{PII} = \delta_{PЭ} = \frac{\Delta P}{2} \cdot 100\% \approx 0,075\% ;$$

$$\delta_{\text{ТП}} = \delta_{\text{ТЭ}} = \frac{\Delta t}{T} \cdot 100\% \approx 0,012\%;$$

$\delta_{\text{унл}}$  - відносна похибка, викликана втратами ущільнювачів поршня (визначається експериментально)  $\approx 0.001\%$ .

$\delta_{\text{сч}}$  - тимчасова невизначеність  $\approx 0,05\%$  (для об'єму 8 м3 і ціни імпульсу 0,0000625 м3)

$$\delta_{\Sigma} = 1,1\sqrt{0,026^2 + 2(0,075)^2 + 2(0,012)^2 + 0,001^2 + 0,05^2}$$

$$\delta_{\Sigma} \approx \mathbf{0,122\%}$$

3.1.8 Апріорна оцінка сумарної відносної похибки передачі одиниці розміру об'єму газу повірочною установкою РПДУ-41ПГ еталонному лічильнику в нормальних умовах

3.1.8.1 Об'єм газу за показами установки РПДУ, приведений до нормальних умов

$$V_1 = V_{\text{ПР}} \frac{P_{\text{ПР}} T_n}{P_n T_{\text{ПР}} K_{\text{сжПР}}} \quad (3.11)$$

Де:  $V_1$  - об'єм газу за показами установки РПДУ (прувера), приведений до нормальних умов;

$V_{\text{ПР}}$  - об'єм газу за показами установки (прувера) в робочих умовах;

$P_{\text{ПР}}$  - абсолютний тиск газу на прuvere;

$T_{\text{ПР}}$  - температура газу на прuvere;

$K_{\text{сжПР}}$  - коефіцієнт стисливості газу в прuvere;

$T_n, P_n$  - значення температури і тиску в стандартних умовах.

3.1.8.2 Об'єм газу за показами еталонного лічильника, що повіряється, в нормальних умовах

$$V_2 = V_{\text{э}} \frac{P_{\text{э}} T_{\text{н}}}{P_{\text{н}} T_{\text{э}} K_{\text{сжэ}}} \quad (3.12)$$

де  $V_2$  - об'єм газу за показами еталонного лічильника, що повіряється, приведений до нормальних умов;

$V_{\text{э}}$  - об'єм газу за показами еталонного лічильника, що повіряється, в робочих умовах;

$P_{\text{э}}$  - абсолютний тиск газу на еталонному лічильнику;

$T_{\text{э}}$  - температура газу на еталонному лічильнику;

$K_{\text{сжэ}}$  - коефіцієнт стисливості газу в еталонному лічильнику;

$T_{\text{н}}, P_{\text{н}}$  - значення температури і тиску в стандартних умовах.

3.1.8.3 Відносна похибка виміру об'єму газу повірочної установки РПДУ-41ПГ (з еталонним лічильником) в нормальних умовах [8]

$$\delta V = \frac{V_1 - V_2}{V_1} = 1 - \frac{V_2}{V_1} = 1 - \frac{V_{\text{э}}}{V_{\text{ПР}}} \frac{P_{\text{э}} T_{\text{ПР}} K_{\text{сжэПР}}}{P_{\text{ПР}} T_{\text{э}} K_{\text{сжэ}}} \quad (3.13)$$

Апріорна оцінка сумарної відносної похибки передачі одиниці розміру об'єму газу повірочною установкою РПДУ-41ПГ еталонному лічильнику в нормальних умовах:

$$\begin{aligned} \delta V &= \sqrt{(V'_{\text{ВП}})^2 + (V'_{\text{РП}})^2 + (V'_{\text{Рэ}})^2 + (V'_{\text{ТП}})^2 + (V'_{\text{Тэ}})^2 + (V'_{\text{КсжэПР}})^2 + (V'_{\text{Ксжэ}})^2} = \\ &= \sqrt{\left( \frac{V_{\text{э}}}{V_{\text{ПР}}^2} \frac{P_{\text{э}} T_{\text{ПР}} K_{\text{сжэПР}}}{P_{\text{ПР}} T_{\text{э}} K_{\text{сжэ}}} \Delta V_{\text{ПР}} \right)^2 + \left( \frac{V_{\text{э}}}{V_{\text{ПР}}} \frac{P_{\text{э}} T_{\text{ПР}} K_{\text{сжэПР}}}{P_{\text{ПР}}^2 T_{\text{э}} K_{\text{сжэ}}} \Delta P_{\text{ПР}} \right)^2} + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \left( -\frac{V_{\text{Э}}}{V_{\text{ПР}}} \frac{T_{\text{ПР}} K_{\text{сжПР}}}{P_{\text{ПР}} T_{\text{Э}} K_{\text{сжЭ}}} \Delta P_{\text{Э}} \right)^2 + \left( -\frac{V_{\text{Э}}}{V_{\text{ПР}}} \frac{P_{\text{Э}} K_{\text{сжПР}}}{P_{\text{ПР}} T_{\text{Э}} K_{\text{сжЭ}}} \Delta T_{\text{ПР}} \right)^2 + \left( \frac{V_{\text{Э}}}{V_{\text{ПР}}} \frac{P_{\text{Э}} T_{\text{ПР}} K_{\text{сжПР}}}{P_{\text{ПР}} T_{\text{Э}}^2 K_{\text{сжЭ}}} \Delta T_{\text{Э}} \right)^2 + \\
& + \left( -\frac{V_{\text{Э}}}{V_{\text{ПР}}} \frac{P_{\text{Э}} T_{\text{ПР}}}{P_{\text{ПР}} T_{\text{Э}} K_{\text{сжЭ}}} \Delta K_{\text{сжПР}} \right)^2 + \left( \frac{V_{\text{Э}}}{V_{\text{ПР}}} \frac{P_{\text{Э}} T_{\text{ПР}} K_{\text{сжПР}}}{P_{\text{ПР}} T_{\text{Э}} K_{\text{сжЭ}}^2} \Delta K_{\text{сжЭ}} \right)^2 \approx \\
& \approx \sqrt{0,026^2 + 0,075^2 + 0,075^2 + 0,012^2 + 0,012^2 + 0,01^2 + 0,01^2} \approx 0,1225\%
\end{aligned}$$

$$\delta V \approx 0,1225\%$$

Розширена невизначеність передачі одиниці розміру об'єму газу повірочною установкою РПДУ-41ПГ еталонному лічильнику, приведена до нормальних умов:

$$\delta V_{\Sigma} = k \delta V \approx 0,135\%$$

У цій невизначеності не враховані невиключені систематичні похибки (такі як: систематичні помилки каналів виміру температури і тиску; помилки впливу температури і тиску на вимірюваний об'єм; похибки, викликані втратами ущільнювачів і так далі). Порядок цих похибок  $10^{-3}$  -  $10^{-6}$ , тому в розрахунках ними нехтували.

### 3.2 Метрологічна апробація застосування критичних сопел для метрологічної атестації установки

Конструктивні особливості і технічні характеристики єдиної на Україні такого типу установки створеної за проектом ІФНТУНГ викладені в роботі [8]. Використання в установці РПДУ-4Пг реального робочого середовища надає принципову можливість застосування її як для калібрування і повірки лічильників та витратомірів природного газу так і для проведення

експериментальних досліджень нових і перспективних засобів вимірювання, наприклад, ультразвукових. Наявність вимірювального трубопроводу значних геометричних розмірів (внутрішній діаметр більше 800 мм, довжина більше 18 м) водночас з використанням дискретно-динамічного методу функціонування надають можливість досягнення верхньої межі і вимірювання близько 10000 м<sup>3</sup>/год, що забезпечує можливість МА всіх серійно виготовлених на Україні і за кордоном лічильників і витратомірів природного газу великих типорозмірів.

Поряд з цим реальне середовище, великі статичні тиски ( до 1,2 МПа), значні витрати обумовлюють ряд ускладнень при МА установки і необхідність використання при цьому спеціалізованих пристроїв [23]. Складність конструкції такого обладнання, поряд із значною працесмістю його монтажу і налагоджування приводить до зниження надійності, отримуваних значень МХ. З метою подолання вказаних ускладнень при МА установки [8] використовувалися п'ять індивідуально виготовлених і градуйованих КС.

Застосування державного еталону масової витрати газу [5] для їх градування дало можливість їх використання як еталонних при МА установки РПДУ-4Іпг.

Функціональна схема поршневої ЕУ РПДУ-4Іпг з технічними засобами для її МА подана на рис.3.1. Установка складається з каліброваного вимірювального трубопроводу (КВТ), ділянки випробувань, компаратора, з'єднувальних трубопроводів з вмонтованими електрокерованими запірними засувками системи автоматичного керування (САК) і системи збору і обробки вимірювальної інформації (СЗОВІ) з установки і ДП.

КВТ є основною частиною поршневої ЕУ і призначений для формування контрольного об'єму природного газу. Він містить два пускоприймальні пристрої 2 і 4, з'єднаних каліброваним трубопроводом 1, поршневий розділювач 5 і дві пари освітлювач-фотодетектор (*EL1-BS*, *EL2-BS*) пристрою фіксації положення поршневого розділювача. На ділянці випробувань 12 монтується лічильник або витратомір *FT* з відповідними довжинами прямолінійного трубопроводу. На час МА установки замість ДП монтується вставка трубопроводу [8].

Компаратор 11 надає можливість досліджувати відтворювані та вимірювані поршневою ЕУ витрати природного газу. Він виготовлений у вигляді двох паралельних і з'єднаних колекторами дільниць трубопроводів з вмонтованими у них критичними соплами  $F$  (поз.10, $a$ , 11, $a$ ). У склад компаратора входять також прилади для вимірювання тиску  $PI$  (поз.12, $a$ , 13, $a$ ) і температури природного газу  $TE$  (поз.3, $b$ , 3, $z$ ). Конструкція компаратора передбачає можливість монтажу різних типорозмірів КС і створення потоку газу через одне або обидва сопла.

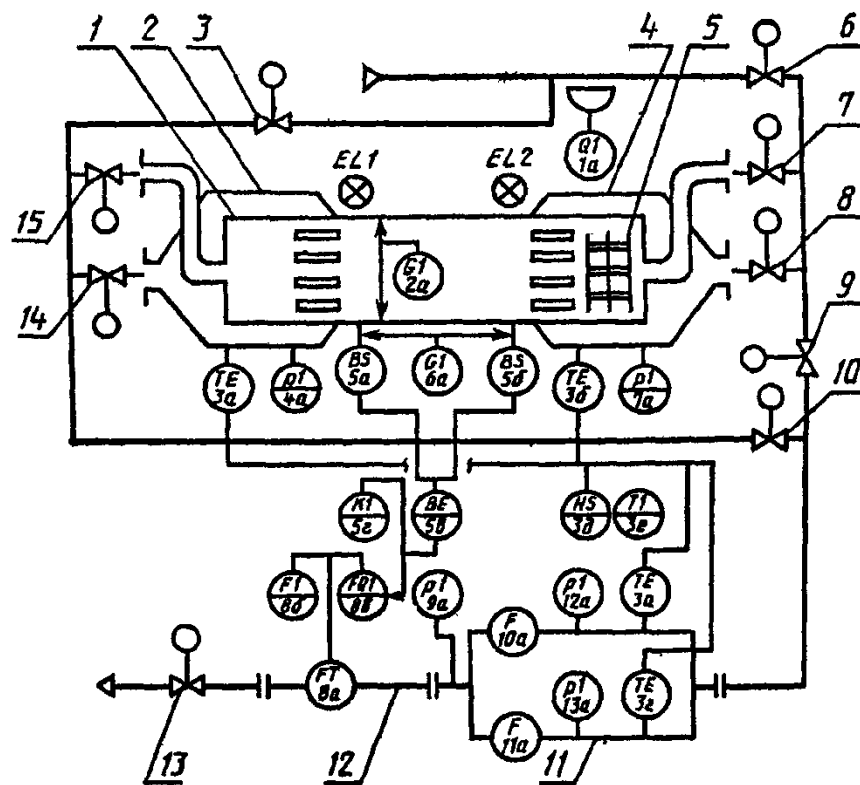


Рис. 3.1. Функціональна схема установки РПДУ-41пг з технічними засобами для її метрологічної атестації

З'єднувальні трубопроводи сумісно з електрокерованими системою САК, запірними засувками (3,6-10, 13-15) забезпечують реверсування потоку газу у КВТ, чим досягається переміщення в обох напрямках поршневого розділювача. САК установки також забезпечує алгоритм спрацювання засувок у відповідності з дискретно-динамічним методом точного вимірювання і відтворення витрати і об'єму природного газу [26]. Цей метод передбачає виведення установки і ДП на

задане значення відтворюваної витрати газу, наступні запуск поршневого розділювача у КВТ, збір вимірювальної інформації, з установки і ДП під час руху поршневого розділювача між фотодетекторами  $BS$  (поз.5,*a*, 5,*б*) і плавну зупинку поршневого розділювача у пускоприймальному пристрої [8].

Система СЗОВІ складається з пристрою  $BE$  фіксації положення поршневого розділювача, електронного хронометра  $KI$  часу переміщення розділювача між двома фотодетекторами  $BS$ , блоків  $F1$  і  $FQ1$  збору вимірювальної інформації з ДП, приладів вимірювання параметрів газу: тиску  $PI$ , температури  $TE$  в установці, компараторі та на ділянці випробувань. Крім того, система СЗОВІ містить аналізатор  $Q1$  компонентного складу газу та мікропроцесор обробки всієї вимірювальної інформації.

Метрологічна атестація установки РПДУ-4Іпг здійснювалася за програмою та методикою, яка передбачала МА КВТ установки і окремо МА поршневої ЕУ в цілому.

Метрологічна атестація КВТ проводилась за результатами його досліджень, виконаних геометричним методом. При цьому за допомогою еталонних засобів вимірювання у 16 перерізах КВТ вимірювався його внутрішній діаметр нутромірором  $G1$  (поз.2,*a*) у чотирьох напрямках, а також багаторазово (13 раз) визначалася віддаль мірною стрічкою  $G1$  (поз.6,*a*) між осями фотодетекторів  $BS$  положення поршневого розділювача. При цьому СКВ оцінки діаметра  $D$  трубопроводу склало  $S_D=0,0738 \cdot 10^{-3}$  м, а СКВ оцінки віддалі  $L$  між осями фотодетекторів –  $S_L=0,06404 \cdot 10^{-3}$  м.

Для обчислення значення каліброваного об'єму  $V_0$  КВТ використовувалася формула

$$V_0 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot L \quad (3.14)$$

Здійснюючи часткове диференціювання (3.14) за параметрами  $D$  і  $L$  отримуємо такий вираз для обчислення НСП  $\Theta_V$  знаходження об'єму КВТ.

$$\Theta_V = \bar{V} (2\Delta D/\bar{D} + \Delta L/\bar{L}), \quad (3.15)$$

де  $\bar{V}, \bar{D}, \bar{L}$  – відповідно середні значення об'єму, діаметра і віддалі між осями фотодетекторів;

$\Delta D$  і  $\Delta L$  – НСП від неточного визначення діаметра трубопроводу при похибці нутроміра  $\pm 0,01 \cdot 10^{-3}$  м та внаслідок неточного визначення віддалі  $L$  при похибці мірної стрічки  $\pm 1 \cdot 10^{-3}$  м.

СКВ  $S_{\Sigma V}$  суми випадкових похибок  $S_D, S_L$  та НСП  $\Theta_V$  обчислювалися у відповідності до [28]:

$$S_{\Sigma V} = \sqrt{\left(\frac{\partial V}{\partial D}\right)^2 \cdot S_D^2 + \left(\frac{\partial V}{\partial L}\right)^2 \cdot S_L^2 + \frac{1}{3} \Theta_V^2} . \quad (3.16)$$

Враховуючи отримані результати вимірювань і розрахунку геометричних розмірів установки РПДУ-41пг  $\bar{D}=0,80222$  м,  $\bar{L}=17,81$  м,  $\bar{V}_0=8,9975$  м<sup>3</sup> числові значення похибок склали  $\Theta_V=0,73 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>,  $S_{\Sigma V}=1,76 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>.

Для знаходження довірливої границі сумарної похибки об'єму КВТ  $\delta_V$  при нормальному законі розподілу випадкових похибок використовувалися формули [8]:

$$\delta_V = t_{\Sigma V} \cdot S_{\Sigma V}, \quad t_{\Sigma V} = \frac{\Theta_V + t_{\bar{x}} \cdot S_V}{S_{\Theta} + S_V} \quad (3.17)$$

де  $t_{\bar{x}}$  – коефіцієнт Стюдента, який визначений при довірчій ймовірності  $P=0,99$  та кількості вимірювань  $n=16$  (становить 2,12);

$S_V$  – СКВ випадкових похибок визначення об'єму КВТ, яке визначається двома першими доданками виразу (3.16).

Отримані значення абсолютної сумарної похибки КВТ задання контрольного об'єму газу, яка розрахована за (3.17) МХ склали  $\pm 3,7 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup> або  $\pm 0,04\%$ . При знаходженні МХ, які стосуються всієї установки проводилися експериментальні дослідження відтворюваних та вимірюваних ЕУ витрат та об'єму приводного газу безпосередньо на місці знаходження ДП. З цією метою порівнювалися покази установки з даними компаратора на базі ВКВГ. Основні характеристики кожного з п'яти КС компаратора подаються в табл.3.1.

Таблиця 3.1 - Основні технічні і метрологічні характеристики КС

Індекс сопла	Дійсне значення внутрішнього діаметра $d$ , мм	Площа критичного перерізу $F \cdot 10^{-3}$ м <sup>2</sup>	Коефіцієнт витрати $\mu$	Розрахункове значення витрати $q$ , м <sup>3</sup> /год
СК-03	27,837	0,60843	0,9824	500
СК-1	39,059	1,1982	0,9564	1050
СК-2	55,120	2,3888	0,9451	2100
СК-3,1	77,989	4,7722	0,9437	4250
СК-3,2	78,050	4,78450	0,9468	4250

Технічна сутність експериментальних досліджень полягала у створенні потоку газу з установці, який послідовно проходить через КВТ і компаратор. Практично це здійснюється відкриттям засувки 6, 8, 10, 13, 14 (рис.3.1). Після завершення перехідного процесу в установці і досягнення заданої витрати газу за допомогою САК установки відкриванням засувки 7 здійснюється запуск розділювача 5 у калібрований трубопровід 1. При проходженні розділювача вздовж фотодетекторів  $BS$  пристроєм  $BE$  формуються команди початку і кінця відтворення контрольного об'єму газу. При русі розділювача між фотодетекторами  $BS$  системою ОЗОВІ вимірюється час його проходження від одного детектора до другого, а також здійснюється вимірювання тиску і температури газу на виході з КВТ і на КС. Зупинка розділювача 5 здійснюється у лівому пуск приймальному пристрої 2 за рахунок демпфірування частин об'єму газу ступенем відкриття засувки 15. Реверсування руху поршневого розділювача 5 досягається аналогічним алгоритмом роботи установки при умові відкриття системою САК засувки 3, 8, 9, 13, 14. При цьому напрям потоку газу в компараторі не змінюється.

Обробка результатів досліджень здійснювалась виходячи з нерозривності потоку газу і рівності його масових витрат на виході КВТ  $q_{m1}$  і у критичному соплі компаратора  $q_{m2}$ . При цьому використовуються такі формули обчислення масової витрати газу [8]

$$q_{m1} = \frac{\bar{V}_0}{\tau} \cdot \frac{p_1}{ZRT_1}, \quad (3.18)$$

$$q_{m2} = \mu \cdot F \cdot C_{KC} \cdot \frac{p_2}{\sqrt{RT_2}}, \quad (3.19)$$

де  $\tau$  – час руху поршневого розділювача між фотодетекторами;

$p_1, p_2, T_1, T_2$  – абсолютні значення тиску і температури природного газу на виході КВТ і перед КС відповідно.

При обробці даних обчислювалася об'ємна витрата газу поршневої установки:

$$q_y = \bar{V}_0 / \tau. \quad (3.20)$$

Порівнянням (3.18) і (3.19) з врахуванням (3.20) отримана формула для обчислення об'ємної витрати газу  $q_{KC}$  через КС

$$q_{KC} = \mu \cdot F \cdot C_{KC} \cdot Z \sqrt{R} \cdot (p_2/p_1) \cdot (T_1/\sqrt{T_2}) \quad (3.21)$$

Таким чином, використовуючи формули (3.20) і (3.21) можна обчислити відносну похибку  $\delta_q$  відтворення та вимірювання установкою витрат природного газу

$$\delta_q = (q_{KC} - q_y) \cdot 100 / q_y, \% \quad (3.22)$$

Експериментальні дослідження установки РПДУ-41пг здійснювались в точках 500, 1050, 2100, 4250, 5300, 6350, 8000 м<sup>3</sup>/год по 12 раз в кожній. Обробка даних проведена за алгоритмом (3.20)-(3.22) при використанні таких емпіричних залежностей для знаходження параметрів  $\sqrt{Z}$  і  $C\sqrt{Z}$  [8]

$$\sqrt{Z} = a_z f + b_z \quad (3.23)$$

$$C\sqrt{Z} = a_c f + b_c \quad (3.24)$$

де  $a_z, b_z, a_c, b_c$  – коефіцієнти, які є функціями тиску  $p_1$  температури  $T_1$ ;  
 $f$  – функція компонентного складу газу.

Результати експериментів засвідчили, що значення СКВ похибки в діапазоні витрат (500...8000) м<sup>3</sup>/год не перевищували  $\pm 0,1\%$ . Поряд з цим на витратах (3000...8000) м<sup>3</sup>/год похибка установки досягала мінус 1,14%, причому вона характеризувалася лінійністю зміни від витрати і постійністю від'ємного

знаку. Тому використовуючи метод найменших квадратів апроксимована залежність систематичної складової похибки  $\Delta_S(q)$  від витрати  $q_y$  установки записується у вигляді [8]:

$$\Delta_S(q) = -68,57 + 0,023156 \cdot q_y . \quad (3.25)$$

Цей поліном призначений для коректування результатів відтворення та вимірювання об'єму та витрат газу, починаючи з точки діапазону вимірювань 3000 м<sup>3</sup>/год. Розраховане значення СКВ, яке зумовлено точністю визначення апроксимуючого полінома, становить  $S_{\text{апр}} = \pm 0,01\%$ .

Під час метрологічної атестації установки аналізувалися такі НСП, які зумовлені неточностями:

- задання об'єму природного газу;
- визначення часу проходження поршневого розділювача між фотодетекторами;
- відтворення витрат критичним соплом.

Перша складова із цих трьох НСП фактично є похибкою  $\delta_v$ .

Для знаходження другої складової використовувалася формула [8]:

$$\delta_\tau = (\delta_z + T/\tau_B) \cdot 100, \% \quad (3.26)$$

де  $\delta_z$  – відносна похибка частоти опорного генератора хронометра;

$T$  – інтервал міток часу хронометра;

$\tau_B$  – вимірюваний інтервал часу.

Розраховане значення  $\delta_\tau$  для випадку вимірювання максимальних витрат установки становить  $\pm 1,2 \cdot 10^{-4}\%$ .

При аналізі третьої складової із вказаних НСП бралася до уваги похибка МА КС, а також НСП, яка зумовлена точністю використовуваних ЗВТ, і табличних даних, за якими виконувалися обчислення за формулами (3.21), (3.23), (3.24). Розраховане значення цієї складової похибки не перевищує  $\pm 0,1\%$ .

Розрахунок довірливої границі сумарної похибки установки здійснювався за формулою [8]

$$\delta_q = t_{\Sigma q} \cdot S_{\Sigma q} \quad (3.27)$$

де  $S_{\Sigma q}$  – СКВ суми випадкових похибок та НСП;

$t_{\Sigma q}$  – коефіцієнт, який використовується для розрахунку сумарної похибки.

Числові значення множників в (3.27) розраховані за формулами, аналогічними до (3.17) і становлять  $S_{\Sigma q} = \pm 0,12\%$  і  $t_{\Sigma q} = 3,1$ . Це приводить до отримання такого кінцевого результату:

$$\delta_q = 3,1 \cdot 0,12 = 0,37 \approx \pm 0,4 \%$$

Враховуючи, що установка РПДУ-41пг може працювати не тільки як еталонний засіб відтворення та вимірювання витрати газу, але і об'єму, під час її МА за вищеписаною методикою здійснена оцінка сумарної похибки відтворення та вимірювання об'єму природного газу, яка становить  $\pm 0,41 \%$ . Зростання похибки на  $0,01\%$  порівняно з витратовимірювальним режимом установки зумовлено необхідністю врахування похибки від вимірювання часу  $\tau$ , який необхідно враховувати при обчисленні об'єму газу, що вимірюється КС.

## ВИСНОВКИ

Проведений аналіз відомих установок для дослідження і калібрування лічильників та витратомірів газу показав, що практично можливості подальшого підвищення їх точності в значній мірі вже використано. Це викликано тим, що в більшості установок, як робоче середовище використовується середовище-замінник -повітря. Тому в даній магістерській роботі викладено напрямки вдосконалення установки для випробування засобів вимірювання витрати з використанням природного газу, що є натуральним робочим середовищем лічильників та витратомірів газу.

У магістерській роботі розглянуто такі основні напрямки вдосконалення:

- розроблені технічні вимоги, які повинні бути виконані при модернізації установки;
- розроблено ряд конструктивних і технічних рішень, які забезпечать проведення модернізації установки. Це стосується розроблення принципової схеми модернізованої установки і її основних вузлів (поршень, пуско-приймальний пристрій, детектори положення поршня);
- розроблено ряд інженерних рішень при проектуванні удосконаленої системи збору і обробки вимірювальної інформації модернізованої установки, в тому числі, розглянуто трьохрівневу структуру вимірювального комплексу;
- розроблена методика визначення відносної похибки модернізованої установки, яка дала можливість кількісно оцінити її значення;
- наведені результати метрологічної апробації можливості застосування критичних сопел для метрологічної атестації установки, що дає можливість підняти достовірність метрологічних операцій.

За результатами виконаної магістерської роботи здійснено обґрунтування можливості використання модернізованої установки, як еталонного засобу вимірювання об'єму і витрати природного газу. Це дає підставу зробити висновок про можливість створення на базі цієї установки Державного або спеціального еталону вимірювання об'єму і витрати природного газу, що

відкриває можливості для підвищення достовірності і точності вимірювань у сфері обліку природного газу.

**ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА**

1. Облік природного газу: довідник / уклад.: М. П. Андріїшин, О. М. Карпаш, О. Є. Середюк [та ін.]; за ред. проф. С. А. Чеховського. Івано-Франківськ: ПП «Сімик», 2008. 180 с.
2. Державний спеціальний еталон одиниці об'єму та об'ємної витрати газу / І.С.Бродин, І.С.Петришин, А.Г.Бестелесний, П.І.Дикий // Український метрологічний журнал. – 1997. – №3. – С.31–34.
3. Вісник НТУУ " КШ ". Приладобудування. - 2003. - Вип. 26. - с.1-160.
4. Бродин Ю.І. "Дзвонова установка відтворення та вимірювання об'єму газу для перевірки лічильників газу": Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук, - Івано-Франківськ: Факел, 2002. - 19с.
5. Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу: ДСТУ 3383: 2007.– [Чинний від 2007-07-01; на заміну ДСТУ 3383-96].– К.: Держспоживстандарт України, 2007. – III, 9 с. – (Національний стандарт України).
6. Андріїшин М.П., Канівський 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.:іл.
7. Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність» [від 11.02.98 р. № 113: у редакції від 15.06.04 р. № 1765-IV] // Відомості Верховної Ради України. – Офіц. вид. – К.: Парлам. вид-во. – 2004. – №37. – Ст.449. – С.1434-1453.
8. 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.
9. ДСТУ 3607-97. Лічильники газу побутові. Правила приймання та

методи випробувань. [Чинний від 1998-07-01]. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 1997. 24 с. (Державний стандарт України).

10. Pigsar. Испытательный стенд GH45 при «Рургаз АГ»//Рекламний проспект фірми Ruhrgas. – 1995. – 6с.

11. Comparisons by PTB, NIST, and LNE-LADG in Air and Natural Gas With Critical Nozzles Agree Within 0,05% / B.Mickan, R.Kramer, D.Dopheide, A.Johnson, J.Wright//www.cstl.nist.gov.

12. Rainer Kramer, Bodo Mickan/Transfer of gas meter user for legal metrology applications (custody transfer) in Germany//www/inti.gav.ar.

13. B. Mickan, R. Kramer, H.- J. Hotze, D. Dopheide: Pigsar- the extended test facility and new German National Primary Standard for high pressure natural gas, FLOMEKO 2003 Groningen, CD-ROM conference proceedings.

14. M. P. Van Der Beek. A New Reference Meter for Gasmeter Calibration //Instromet International, Essen, Belgium, Nederland's Meetinstituut NMI, Dordrecht, Netherlands. – 2000. –9р.

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

16. EuroLoop: innovative verification, calibration and test facility for flow measurement NMI counting on Elster-Instromet/ Рекламний проспект фірми Elster-Instromet./ – Bul. No 2, 2008. – P. 19-20.

17. ДСТУ 3336-96. Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги. [Чинний від 1996-07-01]. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України. 1996. 9 с. (Державний стандарт України).

18. Бестелесний А.Г. , Власюк Я.М., Кісіль І.С. , Прудніков Б.І. , Середюк О.Є., Чеховський С.А. Методика експериментальних досліджень впливу параметрів природного газу на метрологічні характеристики лічильників газу// "Методи та прилади контролю якості", 2007, №18, С.46-50.

19. В.С. Погорілий Метрологічний центр у Боярці: між інаугурацією та пуском//Вісник Національної газової спілки України. – №5– 2007. – С.17-22.

20. High pressure calibration of gas meter //www.forcetechnology.com.
21. Гончарук М. І., Чеховський С. А., Середюк О. Є. Рациональне використання природного газу як одна із складових збереження його ресурсів. Нафтова і газова промисловість. 2005. № 2. С. 3–10.
22. Бродин И.С. Поршневая расходоизмерительная установка высокого давления РПДУ-41пг / И.С.Бродин, О.Е.Середюк, С.А.Чеховский // Проспект МВССО УССР. Ивано-Франковский институт нефти и газа. – Киев: Рэклама, 1989. – 4с.
23. А.с.1170284 СССР, МКИ G 01 F 25/00. Устройство для измерения перетока газа через зазор неуплотненного поршня трубопоршневой расходомерной установки / И.С.Бродин, М.В.Мелец, О.Е.Середюк [и др.] (СССР). – №3704116/24-10; заявл.24.02.84; опубл.30.07.85, Бюл.№28.
24. ДСТУ EN12480:2006. (EN 12480:2002:IDT). Лічильники газу роторні. Загальні технічні умови. [Чинний від 2007-01-01]. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2007. VI, 25с. (Національний стандарт України).
25. ДСТУ EN12261:2006. (EN 12261:2002:ITD). Лічильники газу турбінні. Загальні технічні умови. [Чинний від 2007-01-01]. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2007. V, 33с. (Національний стандарт України).
26. Петришин І. С., Безгачнюк Я. В. Особливості повірки лічильників газу в робочих умовах. Український метрологічний журнал. 2006. № 2. С. 46–48.
27. 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).
28. Будьонний М. Глобалізація метрології та завдання метрологічної служби України / М. Будьонний, В. Чепела // Метрологія та прилади. – 2006. – №1. – С.5–8.
29. ДСТУ 9036:2020 Метрологія. Лічильники газу ультразвукові. Методика повірки.