

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ  
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

*Власюк Ярослав Михайлович*

УДК 066.91:681.121.089

ВДОСКОНАЛЕННЯ ЗАСОБІВ І НОРМАТИВНОЇ ДОКУМЕНТАЦІЇ ДЛЯ  
МЕТРОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВУЗЛІВ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО  
ГАЗУ

Спеціальність 05.01.02 – Стандартизація, сертифікація та  
метрологічне забезпечення

Дисертація на здобуття наукового степеня  
кандидата технічних наук

*Цей примірник дисертації  
ідентичний за вмістом  
з машином примірником -  
камен, що нагородили в  
списку раду Д 20.052.03.  
Великий секретар *М. Драгунук*  
27.06.2012р.*

Науковий керівник  
доктор технічних наук,  
професор Кісіль І. С.

*Підпис  
посідаю  
великий  
секретар*

*Драгунук М.М.*

Івано-Франківськ – 2012

*В. Процюк /*

*d 449*



## ЗМІСТ

ВСТУП .....	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ВІДОМИХ ЗАСОБІВ І НОРМАТИВНОЇ ДОКУМЕНТАЦІЇ ДЛЯ МЕТРОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВУЗЛІВ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ .....	11
1.1. Аналіз установок для випробувань, калібрування, повірки та дослідження метрологічних характеристик лічильників, витратомірів –лічильників та витратомірів на природному газі.....	11
1.2. Організація державного метрологічного контролю вузлів обліку природного газу .....	12
1.3. Аналіз відомих результатів дослідження впливу фізико–хімічних параметрів природного газу на метрологічні властивості лічильників газу .....	34
1.4. Концепція створення єдиної системи обліку природного газу в Україні .....	43
1.5. Постановка задачі для проведення досліджень .....	45
Висновки до 1-го розділу.....	47
РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВУЗЛІВ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ .....	48
2.1. Дослідження роботи турбінних лічильників газу .....	48
2.2. Дослідження ультразвукових лічильників газу .....	57
2.3. Теоретичне обґрунтування застосування роторних лічильників для контролю густини природного газу .....	60
2.4. Дослідження додаткових похибок вимірювання об’єму природного газу вузлами його обліку від впливу теплообмінних процесів в них.....	67
Висновки до 2–го розділу.....	74
РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТИСКУ І ТЕМПЕРАТУРИ ТА ВИДУ ВИМІРЮВАНОВОГО СЕРЕДОВИЩА НА МЕТРОЛОГІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОМИСЛОВИХ ЛІЧИЛЬНИКІВ ГАЗУ .....	75



3.1.Методика експериментальних досліджень впливу тиску і температури природного газу та виду робочого середовища на метрологічні характеристики промислових лічильників газу .....	75
3.2. Результати експериментальних досліджень впливу тиску і температури природного газу та виду робочого середовища на метрологічні характеристики промислових лічильників газу і їх аналіз .....	81
3.3. Середньозважені додаткові похибки від впливу тиску, температури і виду вимірювального середовища.....	96
Висновки до 3-го розділу.....	99
<b>РОЗДІЛ 4. ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДОЛОГІЇ ВИМІРЮВАННЯ І ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ У ВУЗЛАХ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ .....</b>	<b>100</b>
4.1. Застосування контрольних лічильників для досліджень технічного стану вузлів обліку природного газу.....	100
4.2. Реалізація методології відтворення та передавання одиниці вимірювання об'єму природного газу та витрати природного газу .....	112
4.3. Комплексне відтворення, визначення та передача еталонних значень витрати газу.....	116
4.4.Розроблення удосконалених способів та засобів метрологічної атестації, перевірки та калібрування засобів вимірювання витрати газу.....	120
4.5.Розроблення нормативних документів для вдосконалення системи обліку природного газу в Україні.....	126
Висновки до 4-го розділу.....	127
<b>ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ.....</b>	<b>128</b>
Список використаних джерел.....	130
Додатки .....	143

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Останнім часом в Україні актуальною є проблема економії енергоносіїв. Особливо це стосується природного газу. Одними із напрямів робіт, які направлені на ефективне використання природного газу і його економію як в побуті, так і в промисловості є приладовий облік газу і підвищення точності засобів вимірювання витрати і кількості газу [1–10].

Характерними аспектами, що впливають на точність і надійність результатів і засобів обліку газу, є те, що в Україні повірку лічильників природного газу здійснюють шляхом використання повітря, а визначені при цьому метрологічні характеристики цих лічильників не враховують відмінностей між фізико-хімічними параметрами повітря і природного газу і впливу тиску і температури вимірюваного природного газу на метрологічні характеристики лічильників. Проведення експериментальних досліджень в цьому напрямку дозволять в подальшому використати ці результати для розроблення рекомендацій по врахуванню та запобіганню вказаних вище факторів.

Лічильники газу (турбінні, ультразвукові, роторні), які на даний момент використовуються, вузли обліку газу, до складу яких входять ці лічильники, вимагають удосконалення як конструкцій, структури, так і методик проведення ними вимірювання з метою підвищення точності і надійності роботи. Необхідним є також кардинальне покращення метрологічного забезпечення сучасних лічильників.

З метою забезпечення високого рівня достовірності вимірювання об'єму газу, удосконалення системи обліку газу на всіх рівнях та забезпечення ефективності використання газу в Україні діють нормативні, правові акти, які підтверджують актуальність дослідження промислових лічильників газу, вузлів обліку газу, необхідність покращення та оцінки в умовах експлуатації їх метрологічних характеристик, зокрема:

-“Концепція створення єдиної системи обліку природного газу України”, затверджена постановою КМУ від 21.08.2001 р., №1089;

- “Програма створення єдиної системи обліку природного газу України”, затверджена наказом Мінпаливенерго від 24.07.2002р., №444;

-“Правила обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання”, затверджені наказом Мінпаливенерго України від 27.12.05р., № 618.

### **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.**

Дисертаційна робота виконувалася впродовж 2002–2012рр. відповідно до тематичних планів науково–дослідної держбюджетної теми кафедри «Методи та прилади контролю якості і сертифікації продукції» Івано–Франківського національного технічного університету нафти і газу «Розробка методів та засобів контролю технологічних процесів, якості виробів та конструкцій» (2002–2012рр.), госпдоговірної теми №44/06 «Дослідження впливу фізико–хімічних параметрів природного газу на метрологічні характеристики промислових та побутових лічильників газу та роботу газоспоживаючого обладнання» 2006 – 2008рр. (0106U008194), та держбюджетної теми «Наукові основи розробки методів, систем і нормативної бази для вимірювання витрат та контролю обладнання і технологічних параметрів в нафтогазовій галузі» 2009–2014рр. (0109U008878), виконавцем яких був автор дисертаційної роботи.

**Мета і задачі дослідження.** Метою дисертаційної роботи є вдосконалення методів приладового обліку природного газу, вдосконалення нормативної бази щодо виконання такого обліку і перевірки стану вузлів обліку газу.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні задачі:

1) здійснити аналіз метрологічних характеристик відомих засобів для вимірювання витрати та обліку природного газу і вузлів його обліку, а також нормативної бази, яка забезпечує вказані вимірювання та облік;

2) провести моделювання турбінних лічильників газу з метою оцінки впливу різних їх конструктивних параметрів на метрологічні характеристики



цих лічильників газу шляхом використання CFD (Computational Fluid Dynamics) технології дослідження;

3) виконати теоретичне дослідження ультразвукових лічильників газу з метою оцінки впливу фізико-хімічних параметрів природного газу на їх метрологічні характеристики;

4) теоретично проаналізувати можливість визначення густини природного газу шляхом використання лічильника газу об'ємного принципу вимірювання і сопла Вентурі;

5) дослідити додаткові похибки вимірювання об'єму природного газу на вузлах обліку внаслідок теплообмінних процесів з навколишнім середовищем;

6) дослідити вплив тиску, температури газу, а також складу газового середовища, що проходить через лічильники газу, на їх метрологічні характеристики;

7) розробити технологію проведення досліджень технічного стану вузлів обліку природного газу із застосуванням контрольних лічильників газу;

8) розробити спосіб комплексного відтворення та передачі еталонних значень витрати природного газу;

9) розробити нормативні документи з метою удосконалення обліку природного газу в Україні лічильниками газу з коректорами об'єму газу і перевірки технічного стану вузлів обліку без демонтажу засобів вимірювальної техніки.

**Об'єктом дослідження** є процес вимірювання витрати і приладового обліку природного газу за допомогою промислових роторних, ультразвукових та турбінних лічильників газу і в цілому вузлів обліку.

**Предметом дослідження** є метрологічні характеристики промислових роторних, ультразвукових та турбінних лічильників газу, а також методологічні аспекти та нормативна база щодо методики виконання вимірювань з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу і перевірки технічного стану вузлів обліку газу.

**Методи дослідження** – теоретичні та експериментальні. Теоретичні методи базуються на математичному моделюванні процесів, що мають місце у промислових лічильниках природного газу з використанням CFD (Computational Fluid Dynamics) технології дослідження, основного рівняння стану реального газу, теорії поширення ультразвукових хвиль в газовому середовищі, закону збереження маси, а також методик метрологічного аналізу засобів вимірювальної техніки (ЗВТ) та положень стандартизації щодо викладу і формування нормативної документації.

Експериментальні дослідження проводилися з використанням випробувальної установки ПАТ «Івано-Франківськгаз», а також стандартизованих методик проведення експериментальних досліджень.

### **Наукова новизна отриманих результатів.**

1. Вперше застосована CFD технологія для досліджень турбінних лічильників газу, яка дозволяє оцінити вплив різних їх конструктивних параметрів і режимів роботи на метрологічні характеристики цих лічильників газу.

2. Вперше теоретично обґрунтована можливість вимірювання густини природного газу шляхом використання лічильника газу об'ємного принципу вимірювання і сопла Вентурі.

3. Вперше здійснений аналіз теплообмінних процесів на різних ділянках вузлів обліку природного газу, що дало можливість оцінити вплив цих теплообмінних процесів та розробити рекомендації з метою зменшення їх впливу на загальну похибку вузлів обліку природного газу (ВОГ).

4. Показано, що покази ультразвукових лічильників газу не залежать від складу газу так як в кінцевій формулі визначення швидкості газу відсутня швидкість звуку в газі

5. Теоретично обґрунтована доцільність застосування контрольних лічильників газу для оцінки технічного стану вузлів обліку газу, що дозволить підвищити достовірність та надійність обліку природного газу.

6. Розроблено спосіб комплексного відтворення, визначення та передачі еталонних значень витрати природного газу з використанням вихідних еталонів з різнотипними (некорельованими між собою) методами функціонування, що дозволяє підвищити достовірність відтворення та зменшити похибку вимірювання.

### **Практичне значення отриманих результатів.**

1. Розроблені методики проведення експериментальних досліджень щодо впливу тиску, температури і виду газового середовища (природного газу і повітря) на метрологічні характеристики промислових лічильників газу, реалізація яких дозволяє практично оцінювати вплив вказаних параметрів для різних типів промислових лічильників газу.

2. Отримані результати експериментальних досліджень впливу тиску, температури і виду газового середовища (природного газу і повітря) на метрологічні характеристики промислових лічильників газу різного типу, що використовуються при оптимізації вибору лічильників різних типів для різних умов експлуатації та вибору методів повірки (на робочому середовищі - повітря чи природний газ). Запропонований новий вид метрологічної характеристики «середньозважена» додаткова похибка, яка дає можливість враховувати вплив зміни тиску, температури і виду вимірюваного газового середовища (повітря чи газу) на метрологічні характеристики промислових лічильників газу.

3. Розроблена та затверджена в установленому порядку в ДП «Укрметрестандарт» інструкція Перевірка технічного стану вузлів обліку газу з використанням установки ЕК-Б» (МПІ 412/03-2010), в якій обумовлені відповідні операції щодо перевірки технічного стану вузлів обліку газу, засобів, які при цьому можуть використовуватися, оцінки умов їх роботи.

4. Розроблена та затверджена в установленому порядку ДП «Укрметрестандарт» «Типова методика виконання вимірювань з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу» (МВУ 034/03-2008), в якій основна увага приділена визначенню загальної похибки вимірюванню об'єму газу вузлом обліку газу, витратовимірювального комплексу в цілому.



5. Результати теоретичних та експериментальних досліджень впроваджені у ВАТ Івано–Франківський «Промприлад», у ВАТ «Арсенал», ДП «Укрметртестстандарт», ПАТ «Івано–Франківськгаз», ПрАТ СК «Укргазсервіс». Акти впровадження приведені у додатках дисертаційної роботи.

**Особистий внесок здобувача.** Основні наукові результати теоретичних і експериментальних досліджень, які представлені у дисертації, отримані автором особисто. У друкованих працях, опублікованих у співавторстві, автору належить аналіз відомих приладів для вимірювання витрати та обліку природного газу, що використовуються в даний час на вузлах обліку, а також нормативної бази, яка забезпечує вказані вимірювання та облік газу [41, 42, 80, 92]; моделювання турбінних лічильників газу з метою оцінки впливу різних їх конструктивних параметрів на метрологічні характеристики цих лічильників газу шляхом використання CFD технології дослідження [48]; теоретичне дослідження впливу фізико–хімічних параметрів природного газу на функціонування ультразвукових лічильників газу [43]; теоретичне обґрунтування можливості визначення густини природного газу шляхом використання при цьому об'ємного за принципом вимірювання лічильника газу і сопла Вентурі [69, 70]; проведено дослідження додаткової похибки визначення об'єму природного газу у вузлах його обліку від впливу різних теплообмінних процесів [42, 81, 98]; аналіз впливу тиску, температури природного газу, а також виду газового середовища, що вимірюється лічильниками газу на їх метрологічні характеристики [86]; обґрунтування необхідності застосування контрольних лічильників газу для проведення досліджень технічного стану вузлів обліку природного газу, розроблено ряд удосконалень ЗВТ та інших складових ВОГ [72, 94, 95, 96, 100, 101, 105]; розроблення способу відтворення та передавання одиниці вимірювання об'єму та витрати природного газу, а також комплексного відтворення, визначення та передачі еталонних значень витрати газу [94, 99, 100, 101, 105]; розроблення удосконалених способів та засобів метрологічної атестації, перевірки та

калібрування засобів вимірювання витрати газу [35, 70, 72, 73, 81, 88, 102, 110, 111]; розроблення нормативних документів з метою удосконалення обліку природного газу в Україні [98, 115]: приймав участь у розробленні «Програми створення єдиної системи обліку природного газу» [45].

**Апробація результатів дисертації.** Основні теоретичні положення та експериментальні результати дисертаційної роботи доповідалися й обговорювалися на 9-х науково-технічних конференціях різних рівнів.

**Публікації.** За результатами досліджень, які викладено в дисертації, опубліковано 32 наукові праці, у тому числі 9 статей у виданнях, які входять до переліку фахових видань України, з них 1 стаття одноособова, отримано 2 свідоцтва про реєстрацію авторського права на твір, отримано 9 патентів України та 9 тез доповідей у матеріалах державних і міжнародних науково-технічних конференцій, а також 2 нормативні і програмний документи України.

**Структура і обсяг роботи.** Дисертація складається із вступу, 4-х розділів, висновків, списку використаних літературних джерел та додатків. Загальний обсяг дисертації становить 241 сторінки, у тому числі 39 рисунків та 10 таблиць, 10 додатків, списку використаних джерел, що налічує 115 бібліографічних найменувань.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ ВІДОМИХ ЗАСОБІВ І НОРМАТИВНОЇ ДОКУМЕНТАЦІЇ ДЛЯ МЕТРОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВУЗЛІВ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

1.1. Аналіз установок для випробувань, калібрування, повірки та дослідження метрологічних характеристик лічильників, витратомірів –лічильників та витратомірів на природному газі

Питання дослідження метрологічних властивостей лічильників, витратомірів–лічильників та витратомірів на природному газі, в тому числі і змінного перепаду тиску, на сьогоднішній день є недостатньо вивченим. Одним із напрямів таких досліджень є застосування при цьому спеціальних еталонних установок, у яких робочим середовищем є природний газ. Наведемо результати аналізу вже створених таких установок у світовій практиці [11–22].

В інституті по випробовуванню газових лічильників фірми „Рургаз АГ” створений метрологічний стенд Pigsar GH45 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, що є однією із сервісних послуг фірми „Рургаз АГ” для газової галузі. Стенд Pigsar інтегрований в газову систему „Рургаз АГ”. При проведенні випробувань лічильників стенд Pigsar одночасно виконує функцію регулювальної станції, що направляє прохідний потік газу у 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 (1,4-5,0 МПа).

На стенді Pigsar в м. Дорстені можна випробовувати турбінні і вихорові лічильники типорозмірів від G 10 до G 4000. За допомогою фітінгів лічильники можуть бути встановлені на будь-якій з двох вимірювальних ділянок стенду.



В конструкції стенду через вхідну арматуру, патронний фільтр і установку попереднього підігріву газ проходить в розподільний колектор, а звідти на лінію вимірювання витрати газу і байпас. 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 лінії здійснюється за допомогою регуляторів витрати, що керуються за допомогою комп'ютера. Для цього в апаратній 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 G1000, 4 лінії - G250 і одна лінія - G100) і двох випробувальних ліній. Будь-яка із випробувальних ділянок може бути в роботі, в той час як друга готується до випробувань.

Для визначення витрати повітря установка споряджена сучасними вимірювальними перетворювачами тиску і температури. Для обліку 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.

Для вимірювання тиску використовуються високоточні перетворювачі абсолютного тиску і перепаду тиску. Цифрові перетворювачі перепаду тиску працюють за принципом диференціальних конденсаторів, які налаштовуються за допомогою ручного терміналу. В перетворювачі абсолютного тиску як вимірювальний ефект використовується зміна резонансної частоти коливань кварцового резонатора в залежності від тиску. Всі виміряні параметри реєструються оббігаючим пристроєм і/або центральним процесором Quat-системи і передаються каналами зв'язку в керуючу обчислювальну машину (на АРМ/термінал).

Стенд Pigsar характеризується малою похибкою вимірювань завдяки особливостям конструкції (наприклад, довжина входної лінії 100 діаметрів, наявна високоякісна регулююча арматура 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.

Для досягнення малої похибки вимірювань використовується, наприклад, вимірювання перепаду тиску. Цим досягається мінімальна похибка при вимірюванні тиску. За допомогою високоточних перетворювачів тиску на повірочних лініях вимірюється абсолютний тиск, а між повірочними і еталонними лініями – перепад тиску.

Шляхом сумування тисків розраховується значення абсолютного тиску на еталонних лініях. Таким чином досягається те, що похибка при визначенні величини перепаду тиску, настільки важливої для подальшого перетворення величини, є меншою від похибки вимірювання абсолютного тиску. Ще одним засобом для досягнення необхідної точності вимірювань є використання Quat-перетворювачів для вимірювання температури. На відміну від термометрів опору, ці перетворювачі передають дані безпосередньо в систему шин. Дуже важливим заходом для досягнення необхідної точності є калібрування випробувального стенду еталонним вимірювальним приладом – трубою повірочною лінією по стандарту DVGW, що атестується у Брауншвайгському федеральному фізико-хімічному інституті (PTB). Похибка даної трубої повірочної лінії становить 0,1%.

В м. Альтенесені „Purgas AG” має випробувальний стенд для повірки газових лічильників при низькому тиску. Завдяки зручному транспортному зв'язку між м. Альтенесені 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 тисках.

Іншою установкою, яка працює на високому тиску, є установка PIGSAR™ (рис. 1.1) – первинний еталон Німеччини об'єму та витрати газу при високому тиску.

Установка складається із наступних секцій: вхідної, еталонної, операторської, робочої та вихідної.

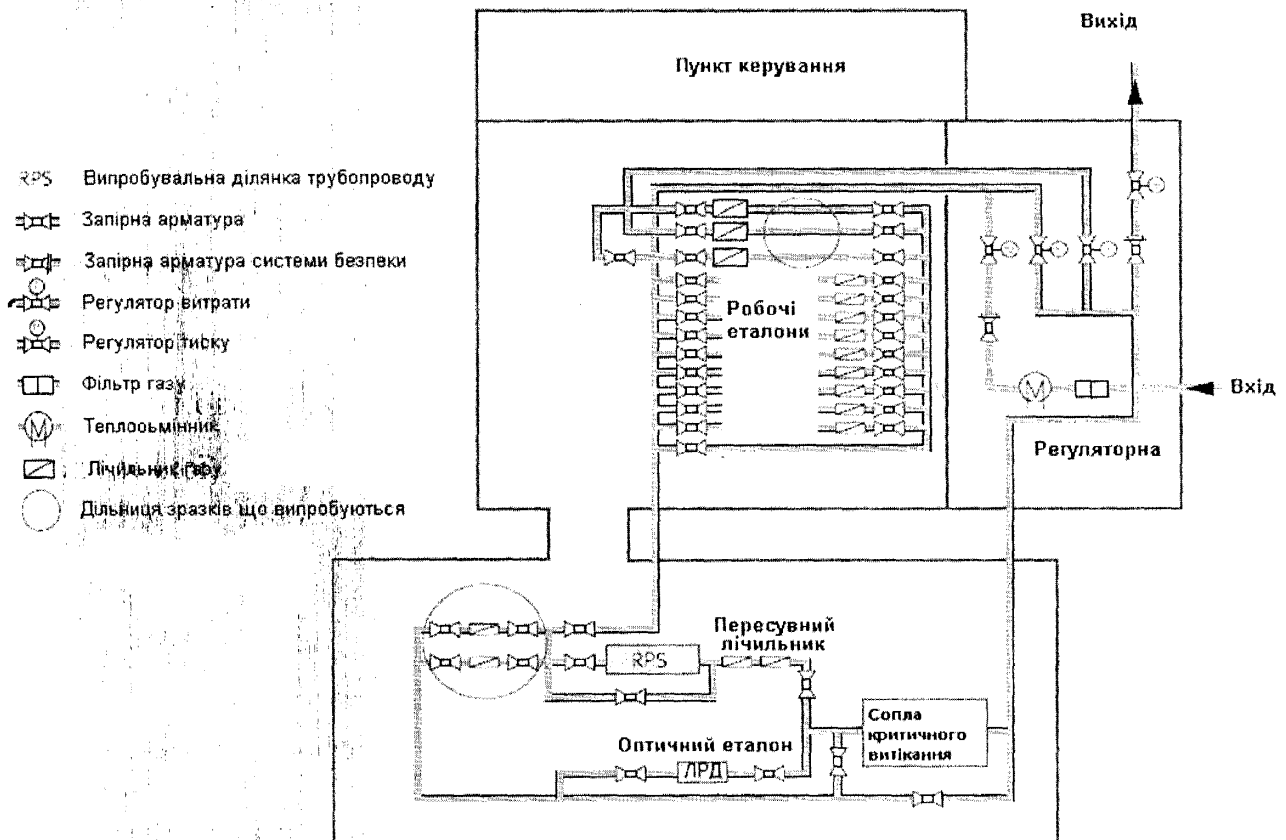


Рис. 1.1. Функціональна схема установки PIGSAR™

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.

PIGSAR™ включає поршневу установку, що працює на високому тиску, Установка PIGSAR™ використовується для калібрування робочих еталонів, які, в свою чергу, використовуються для калібрування робочих лічильників газу. Секція робочих еталонів складається з 9-ти еталонних турбінних лічильників



газу: чотирьох з максимальною витратою 1600 м<sup>3</sup>/год, чотирьох з максимальною витратою 400 м<sup>3</sup>/год і одного з максимальною витратою 160 м<sup>3</sup>/год,

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 типорозміру G250, який використовується для калібрування робочих еталонів, які потім використовуються для калібрування робочих лічильників газу.

В Нідерландах є ряд калібрувальних установок, що працюють на природному газі під високими тиском, зокрема в м. Гронінгені, м. Бергумі, м. Утрехті та м. Вестерборку (табл.1.1).

Таблиця 1.1 – 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 (МПа)
Gasunie	м. Гронінген	45–36 000	9–41 (0,9-4,1МПа)
NMi	м. Бергум	45–132 000	9–51 (0,9-5,1МПа)
Gasunie	м. Вестерборк	6000 – 2 400 000	60 (6,0МПа)
Instronet	м. Утрехт	45–90 000	9 (0,9 МПа)

Установка в м. Гронінген 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 відіграє важливу роль в передачі одиниці об'єму та витрати газу у повірочній схемі.

Установка оснащена двома блоками еталонних лічильників газу. Один блок складається з 10 об'ємних лічильників типу SVM (constant volume meter), з'єднаних паралельно, максимальна витрата кожного з них складає  $400 \text{ м}^3/\text{год}$  за робочих умов. Цей блок використовується тільки для калібрування трансферних еталонів (еталонів передавання). Інший блок еталонних лічильників є безпосередньо робочими еталонами дослідної установки, що використовуються при щоденних дослідженнях. Цей блок складається із одного лічильника SVM 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 десяти SVM лічильників.

В м. Гронінгені еталони завжди працюють при абсолютному тиску 9 бар (0,9 МПа). Досліджувані лічильники можуть працювати при тисках від 9 до 41 бар (0,9 - 4,1 МПа). Тому тиск між еталонами і робочими засобами виміральної техніки (далі – ЗВТ) зазнає редукування. Через це важливим є точне урахування стискуваності газу.

Для розрахунку фактора стискуваності використовуються метод AGA NX-19-mod або спрощене рівняння GERG. Так як стискуваність газу залежить від компонентного складу газу, то для цього в установці використовується потоковий хроматограф.

Установка в м. Бергумі спроектована і працює для проведення калібрування лічильників газу. Ця установка є власністю Нідерландського метрологічного інституту (NMI). Вона збудована паралельно до газорозподільної станції 668 МВт електростанції. Діапазон робочих тисків установки знаходиться в межах від 9 до 51 бар (0,9-5,1 МПа).

Еталонами в установці є чотири турбінні лічильники з максимальною витратою  $4000 \text{ м}^3/\text{год}$ , один турбінний лічильник з максимальною витратою  $1000 \text{ м}^3/\text{год}$  і два лічильники типу SVM з максимальними витратами 400 та

100 м<sup>3</sup>/год. В установці використовується набір критичних сопел для контролю та задання витрати газу при малих її значеннях.

На установці в м. Бергумі еталонні лічильники та досліджувані лічильники працюють приблизно при одному значенні тиску. Перевагою цього є те, що протягом калібрування немає додаткових похибок, зумовлених алгоритмом розрахунку коефіцієнта стискуваності. Правда, недоліком цього є те, що еталони повинні калібруватися при різних тисках. Еталони калібруються за тисків 9, 21, 36 та 51 бар (0,9; 2,1; 3,6 та 5,1 МПа). Коефіцієнти стискуваності еталона при тисках, що знаходяться між точками калібрування, визначаються шляхом інтерполяції, яка в свою чергу здійснюється побудовою калібрувальної кривої відносно числа Рейнольда, віднесеного до витрати.

Газ перед подачею на установку поступає через дві засувки, фільтр та теплообмінник і проходить двоступінчасте редукування. За допомогою двоступінчастого редуктора контролюється робочий тиск. Після редуктора газ надходить на чотири паралельні лінії. Три з них мають довжину між фланцями 5,1 м, в той час як четверта лінія – 11 м. На установці можна проводити калібрування лічильників з діаметрами умовних отворів від 50 до 600 мм.

Газ після проходження через досліджуваний лічильник проходить через один або кілька еталонних лічильників, після чого тиск редукується і газ повертається в газову магістраль електростанції.

Проводячи велику кількість досліджень, важливим є контроль еталонних лічильників якомога частіше. Тому в установці передбачено встановлення спеціальних перевіряючих лічильників – трансферних еталонів. Кожен тиждень трансферний еталон встановлюється у відповідну секцію і проводиться перевірка робочих еталонів.

Фірма Elster-Instromet з залученням NMI в рамках проекту GasCal-VaroLoop в м. Роттердамі здійснює будівництво випробувального центру для дослідження, калібрування лічильників газу з використанням як робочого середовища природного газу (рис.1.2).

Технічні характеристики калібрувальної установки Elster–Instromet в м. Роттердам:

- діапазон витрати в робочих умовах: 5 – 30 000 м<sup>3</sup>/год;
- діапазон витрати за атмосферного тиску: 5 – 1 800 000 м<sup>3</sup>/год;
- діапазон робочого тиску (встановлюється довільно): 1 – 66 бар;
- кількість вимірювальних ділянок: 5 шт.;
- кількість одиниць для одночасного калібрування: 1 – 3 шт.;
- річна потужність: 800 – 1500 лічильників;
- невизначеність установки: 0,15%.

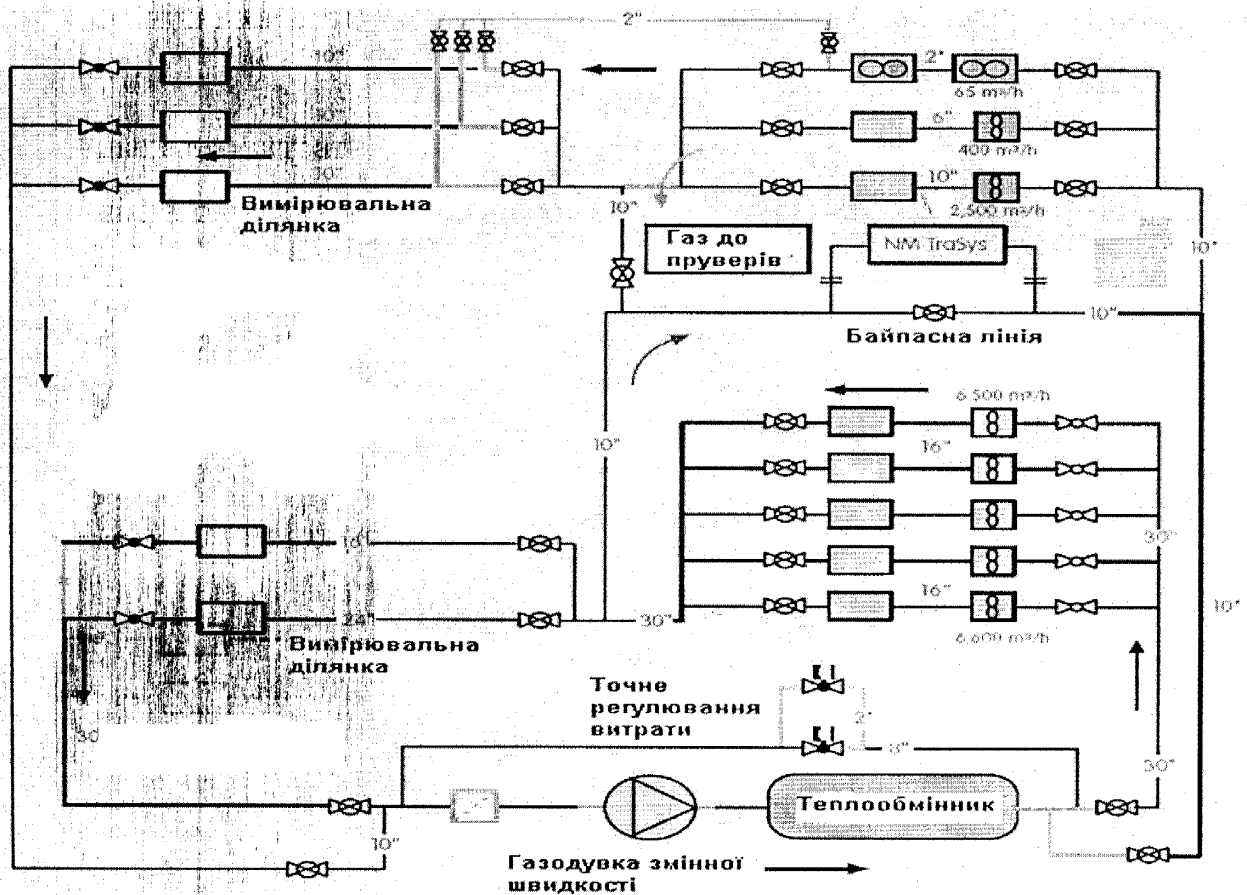


Рис.1.2. Функціональна схема калібрувальної установки Elster–Instromet в м. Роттердам

Французька первинна еталонна установка “PISCINE” LNE–LADG PVTt–типу (Pressure Volume Temperature time) працює на природному газі під високими тиском в діапазоні від 6 бар (0,6 МПа) до 55 бар (5,5 МПа) [8] за

об'ємної витрати від  $9 \text{ м}^3/\text{год}$  до  $10\,000 \text{ м}^3/\text{год}$  (рис.1.3). Вона використовується для калібрування еталонів передавання на основі сопел Вентурі критичного витікання з діапазоном об'ємної витрати від  $0,01 \text{ м}^3/\text{год}$  до  $90\,000 \text{ м}^3/\text{год}$  або масової витрати від  $3,410^{-6} \text{ кг/с}$  до  $30 \text{ кг/с}$ , похибка становить  $0,15\%$ .

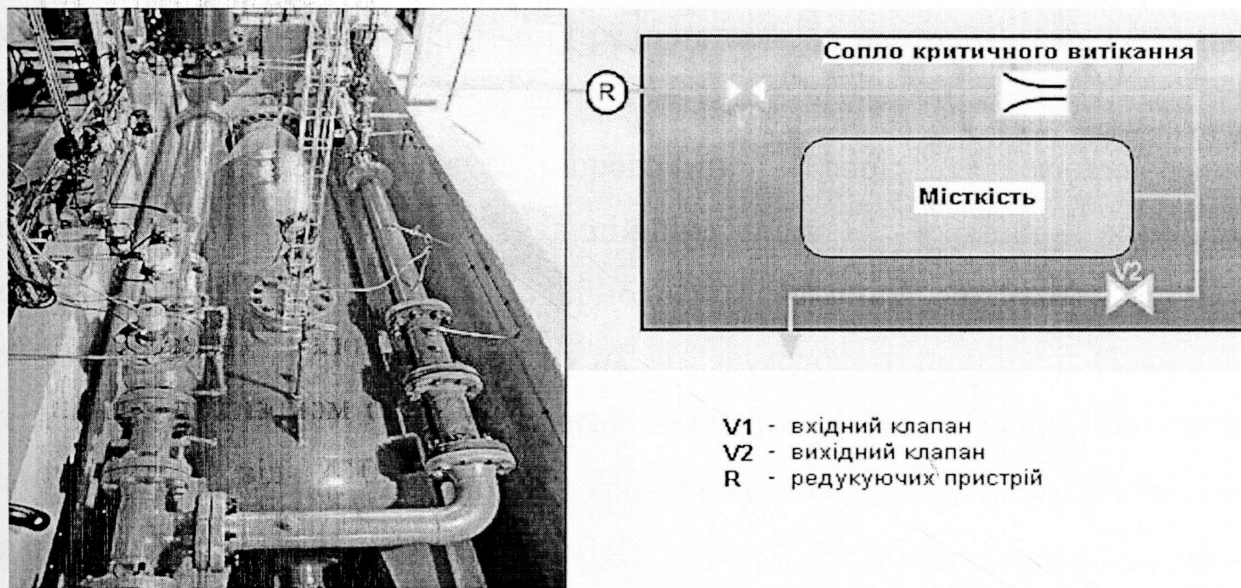


Рис.1,3. Первинна еталонна установка “PISCINE” лабораторії LNE-LADG (Франція, фото та схема)

Серед відомих створених в Росії повірочних установок, які призначені для роботи на природному газі, є соплова повірочна установка СПУ-ПГ-2М (табл.1.2).

Установка виготовлена у вигляді комплексу труб, які містять три лінії для монтування повірюваних лічильників, комплекту зразкових критичних сопел і вузлів їх кріплення, з'єднувальних трубопроводів, контрольно-вимірювальних приладів, теплообмінного апарату для нагрівання природного газу, пульта керування процесом вимірювання, обробки і реєстрації параметрів.

Установка призначена для проведення первинних і періодичних повірок витратомірів-лічильників газу промислового і комунально-побутового призначення.

Як робоче середовище використовується природний газ згідно вимог ГОСТ 5542–87. Відповідність умов повірки і експлуатації є особливо важливою для засобів нового покоління, таких як ультразвукові, термоанемометричні, вихорові, левітаційні і т.п. Повірка цих засобів на повітрі не може бути коректною, оскільки їх покази залежать не тільки від об'єму, але і від складу газу, який обліковується. При цьому різниця показів на повітрі і на газі може бути суттєвою.

На установці можуть проводити повірку і випробування лічильників–витратомірів як традиційних типів – турбінні, ротаційні, мембранні, так і ультразвукових, термоанемометричних, вихорових, а також комплексів вимірювання витрати газу на базі звужуючого пристрою. Повірочна установка дозволяє встановити у вимірювальних лініях значення еталонних витрат газу за допомогою еталонних критичних сопел і здійснювати повірку і калібрування лічильників–витратомірів газу. Технічні характеристики установки подані в табл.1.2.

Таблиця 1.2 – Технічні характеристики установки СПУ–ПГ–2М

Найменування параметра	Значення параметру
Діапазон витрат робочого середовища за стандартних умов	від 12 м <sup>3</sup> /год до 16000 м <sup>3</sup> /год
Діапазон температур робочого середовища	від –10 до +50 °С
Тиск робочого середовища (надлишковий)	не більше 6 бар (0,6 МПа)
Діаметр умовного проходу лічильників, які повіряються	від 50 до 250мм
Межа допустимої відносної похибки вимірювання відтворюваних витрат	не більше 0,3%

З 1990 р. функціонує метрологічна лабораторія «FORCE Technology» як національна головна лабораторія в Данії для вимірювання витрати газу. Ця лабораторія визнана органом акредитування DANAK (The Danish Accreditation Body) для калібрування і верифікації усіх типів засобів вимірювання витрати газу, зокрема: турбінних лічильників, ультразвукових, вихорових і коріолісових

лічильників-витратомірів, теплових і масових витратомірів. Вимірювання здійснюються при високому тиску на базі еталонних об'ємних лічильників та витратомірів на реальному природному газі. Еталонна база містить 6 робочих еталонів і відповідає Європейським стандартам з вимірювання витрати.

Калібрування здійснюється при об'ємних витратах 8–10 000 м<sup>3</sup>/год (10–400 000 м<sup>3</sup>/год за нормальних умов), масових витратах 6–3 000 000 кг/год, діаметрі 2”–16”, тиску 0–50 бар (0–5,0 МПа). Невизначеність вимірювання не перевищує 0,20%, робочим середовищем є природний газ (за тиску 0–50 бар (0–5,0 МПа)) або повітря (за тиску 0–25 бар (0–5,0 МПа)) при температурі 10<sup>0</sup>С–30<sup>0</sup>С. Результати вимірювання визнаються організаціями PTB (Німеччина) і NMI (Нідерланди).

Дзвонові витратовимірювальні установки, які застосовуються в багатьох випадках як національні еталонні установки, в тому числі і в Україні, переважно застосовуються для дослідження лічильників газу на повітрі. Однак вони експлуатуються при низьких тисках до 6 кПа і результати вимірювання об'єму не можуть бути однозначно перенесені на результати вимірювання витрати природного газу за високих тисків. Поряд з цим їх принцип дії забезпечує можливість проведення експериментів на природному газі і, як приклад, є відомі результати дослідження роторних побутових лічильників газу на природному газі на такій установці, які проводилися в м. Бендери (Молдова).

З урахуванням досвіду кращих метрологічних центрів, що діють у Франції (Alfortville), в Німеччині (Pigsar), в Канаді (TransCanada Calibration) та в Нідерландах при Метрологічному Інституті Нідерландів NMI (Bergum, Westerborg), які за рівнем еталонів є самими точними у світі, закінчується будівництво і комплектація відповідним обладнанням і його наладка в Метрологічному центрі (МЦ) НАК «Нафтогаз України» в м. Боярка.

При цьому використання еталонів витрати газу, що побудовані на різних принципах відтворення фізичної величини та атестованих кожен самостійно дасть можливість провести порівняння різних методів передачі величин

еталонів об'ємної та масової витрати газу до робочих засобів вимірювання витрати. Це установка з використанням сопел критичного витoku, дзвоновий еталон, а також поршневий засіб відтворення витрати. Порівняння різних методів утворення одиниці об'єму або маси газу дасть можливість зменшити похибку передачі фізичної величини та буде сприяти єдності вимірювання газу в різних країнах за різними методами. Детальніший опис Боярського МЦ і проведених на ньому робіт з участю автора даної дисертаційної роботи приведені в 4-ому розділі дисертаційної роботи.

Однак до даного часу жодного еталона витрати та об'єму газу на Боярському МЦ не атестовано та не введено в експлуатацію. Пуск МЦ протягом останніх років неодноразово відкладався. При цьому необхідно враховувати, що основна його діяльність буде спрямована для потреб газотранспортної системи (системи магістральних газопроводів), на метрологічне забезпечення вимірювань за умов високого тиску природного газу.

У ВАТ «Дніпрогаз» створена поршнева витратовимірювальна дискретно-динамічна установка РПДУ-41ПГ. Вона призначена для відтворення і вимірювання витрати газу під високим тиском в процесі градування і перевірки прямим методом (безпосереднім зв'язанням з використанням природного газу в якості робочого середовища) промислових витратомірів, в першу чергу витратомірів змінного перепаду тиску із звужуючими пристроями.

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

Принцип дії установки РПДУ-41ПГ (рис. 1.4, табл. 1.3) 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 надходить в витратовимірвальну установку через засувку 8 і далі через фільтр 13, засувку 9, засувку 14 в кільцевий канал між камерою і корпусом лівого пуско-приймального пристрою, а звідти через подовжні прорізи 15 в камері у вимірвальний трубопровід. Пройшовши трубопровід, потік газу через подовжні щілини 17 правого запускаючого пристрою, засувки поступає до випробовуваного приладу 5, а через регулятор тиску і засувку 20 в газопровід низького тиску.

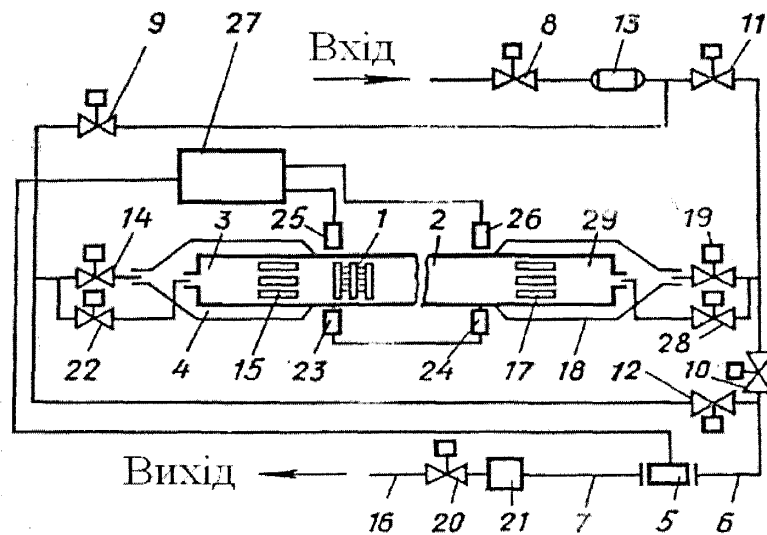


Рис. 1.4. Схема поршневої дискретно-динамічної установки з неущільненим поршневим розділювачем:

1 – поршневий розділювач; 2 – вимірвальний 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-приймального пристрою; 16 – газопровід низького тиску; 21 – регулятор витрати; 23, 24 – газові лазери; 25, 26 – фотоприймачі газових лазерів; 27 – система збору і обробки вимірвальної інформації

За допомогою регулятора 21 і засувки 20 задається необхідне значення витрати газу і забезпечується такий же тиск на виході з витратовимірювальної 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 повз оптичні лазерні детектори. Під час короткочасного затінювання фотоприймачів електричні імпульси надходять в систему збору і обробки вимірювальної інформації 27, які формують команди початку і кінця відліку контрольного об'єму газу. Сюди ж подається інформація від випробовуваного приладу 5. Потім роздільник уловлюється у 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.

Таблиця 1.3 – Характеристики установки РПДУ–41ПГ

Найменування параметра	Значення параметра
Метод вимірювання	дискретно-динамічний
Робоче середовище	природний газ
Межі вимірювання, робочі умови, м <sup>3</sup> /год	
Контрольний об'єм, м <sup>3</sup>	20-5 000 (10 000)
Робочий тиск, МПа	8,997
Тривалість вимірювального циклу, с	0,3-1,2
при витраті:	
максимальній	
мінімальній	8
Похибка для режимів вимірювання, %	320
об'єму газу (за робочих умов)	
витрати газу (за робочих умов)	±0,25
	±0,33

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

В Україні створена випробувальна лабораторія з метрологічним статусом калібрувальної для лічильників на природному газі у ПАТ «Івано-Франківськгаз» на базі установки ВУПГ. Установка ВУПГ змонтована на території газорозподільної підстанції, через яку постачають природний газ в м. Івано-Франківськ (рис.1.5).

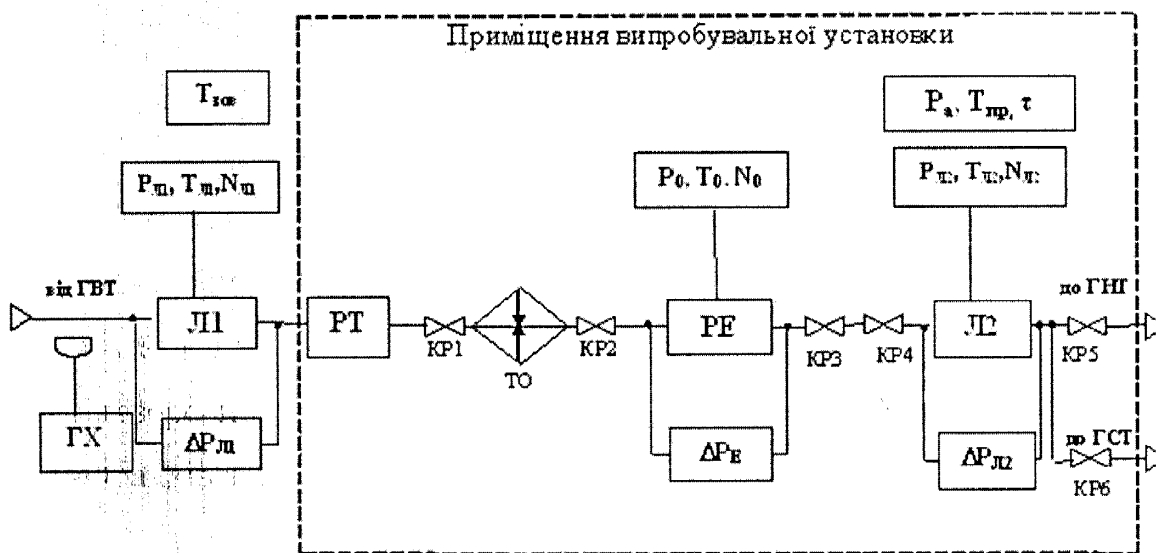


Рис.1.5. Функціональна схема установки ВУПГ для експериментальних досліджень лічильників газу ПАТ «Івано-Франківськгаз»:

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;  $\Delta P_{РЕ}, \Delta P_{Л1}, \Delta P_{Л2}$  – 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

Лабораторія ПАТ «Івано-Франківськгаз» та установка ВУПГ [5] відповідають усім вимогам і нормам техніки безпеки щодо об'єктів даного типу і складається з двох приміщень. В одному з них знаходиться випробувальна

установка ВУПГ для випробування та перевірки засобів вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу на природному газі, а друге приміщення - це операторна, де знаходиться пульт керування установкою, система збору та оброблення інформації на базі ПЕОМ, а також система керування вентиляцією, опаленням та сигналізацією приміщень (рис.1.6).

Установка ВУПГ приєднана до газопроводів високого (до 0,6 МПа), середнього (до 0,3 МПа) та низького (до 5 кПа) тисків шляхом безпосереднього врізання 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 звіренням показів вказаних засобів вимірювання об'єму газу. При цьому характерною особливістю є метрологічна атестація робочих еталонів за умови їх функціонування на природному газі, що досягається коригуванням градувальної характеристики еталонів стосовно робочих параметрів природного газу.

Лабораторія ПАТ «Івано-Франківськгаз» 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 (додаток А). В склад установки входять чотири роторні робочі еталони об'єму газу типів GSM типорозміру 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).

Конструкцією установки ВУПГ передбачена можливість зміни місця монтажу лічильників або відповідних вставок замість них. Спеціальний теплообмінник, що використовується в установці, забезпечує підігрівання або охолодження природного газу перед робочим еталоном до стандартних умов. При цьому спочатку можна проводити дослідження лічильників на «холодному» природному газі, а потім визначати метрологічні характеристики

цих лічильників при «нагрітому», наприклад до стандартних умов природному газі. Установа, технологічна схема якої приведена в додатку Б, забезпечує проведення випробувань засобів вимірювань об'єму та об'ємної витрати природного газу в діапазоні витрат від 2 до 3900 м<sup>3</sup>/год за робочих умов. Витрату 3900 м<sup>3</sup>/год можна забезпечити шляхом використання декількох робочих еталонів, що працюють паралельно. Діапазон зміни тисків в установці можна створювати в діапазоні від 4 кПа до 0,8 МПа залежно від режиму роботи установки (табл. 1.4). Причому конструкція установки дозволяє регулювання тиску як на вході робочих еталонів, так і на вході засобу вимірювань об'єму та об'ємної витрати природного газу, що випробовується.

Діапазон зміни температури робочого середовища 5-20°C.

Таблиця 1.4 – Режими роботи установки ВУПГ

Режим роботи установки	Тиск на вході установки	Тиск на виході установки
I	Високий	Середній
II	Високий	Низький
III	Середній	Низький

Щодо зміни фізико-хімічних параметрів природного газу в частині регулювання складу природного газу, то ця зміна може бути виконана за домовленістю з УМГ «Прикарпаттрансгаз», так як природний газ постачається на ГРП з магістрального газопроводу і зміна фізико-хімічних властивостей природного газу можлива в діапазоні тих параметрів, які можна забезпечити шляхом перекидання частини природного газу з одного магістрального трубопроводу в інший. ПАТ "Івано-Франківськгаз" має технічні можливості для відбору та проведення вимірювання фізико-хімічного складу природного газу за допомогою стаціонарного хроматографу.

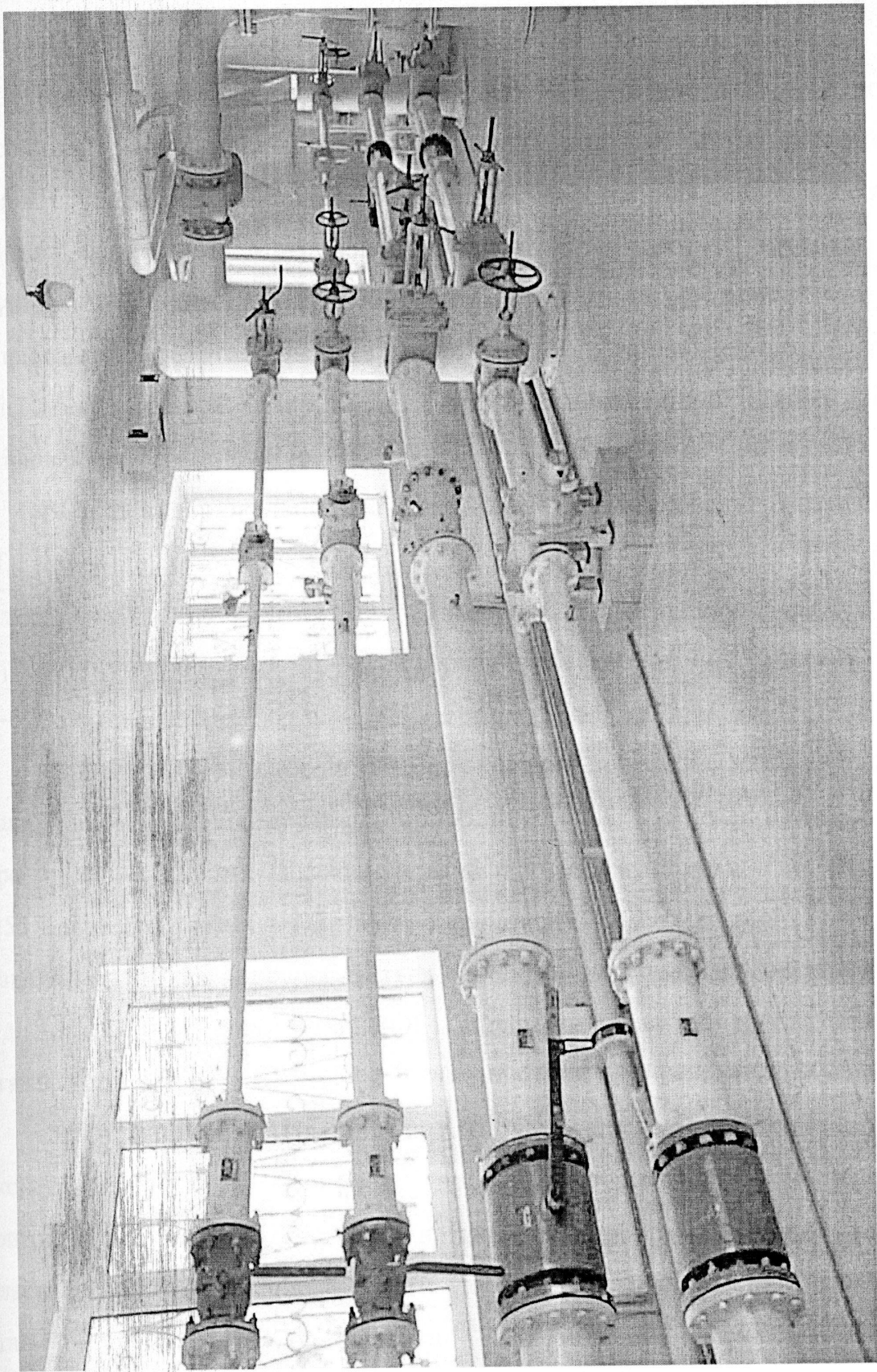


Рис. 1.6. Загальний вигляд установки ВУПГ

## 1.2. Організація державного метрологічного контролю вузлів обліку природного газу

Вузол обліку природного газу (далі ВОГ) згідно з п. 6.12 розділу 6 «Засоби вимірювальної техніки» чинних в Україні РМГ 29–99 «Рекомендации по межгосударственной стандартизации. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения» як сукупність функціонально об'єднаних мір, вимірювальних приладів, вимірювальних перетворювачів і інших пристроїв, призначена для вимірювань однієї або декількох фізичних величин і розташована в одному місці – є вимірювальною установкою.

ВОГ як вимірювальна установка – це засіб вимірювальної техніки (далі – ЗВТ), що використовується у сфері державного метрологічного контролю і нагляду і відповідно до статті 21 закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність» підлягає державній метрологічній атестації і повірці [23–32].

Кожен ВОГ виготовляється за окремим проектом, який згідно з п.4.2 Правил подачі та використання природного газу в народному господарстві України, затверджених наказом Держнафтогазпрому України від 01.11.1994р. №355 і зареєстрованих в Мін'юсті України 30.11.1994 р. за №281/491 (далі – Правила подачі газу), розробляється за технічними умовами на проектування (будівництва або реконструкції ВОГ), виданими організацією з газопостачання та газифікації.

Згідно п 4.3.1 Правил подачі газу проект на будівництво або реконструкцію ВОГ повинен пройти метрологічну експертизу (в територіальному органі Держспоживстандарту України). Для цього проект ВОГ подається власником (або за його дорученням проектною чи монтажною організацією) в територіальний орган. За позитивних результатів експертизи здійснюється погодження проекту.

Для проведення державної метрологічної атестації ВОГ до територіального органу повинні бути надані документи:

- технічні умови на проектування (будівництва або реконструкції ВОГ);
- погоджений у встановленому порядку проект ВОГ;
- експлуатаційна документація на ВОГ, розроблена власником ВОГ, або за його дорученням проектною чи монтажною організаціями, або за угодою територіальним органом, а також експлуатаційна документацію на всі ЗВТ, що входять до його складу;
- проект програми та методики державної метрологічної атестації ВОГ (далі – ПМА).

Конструкторська (експлуатаційна) документація на ВОГ як на технічний виріб повинна розроблятися у відповідності до вимог ЕСКД.

Зважаючи на призначення виробу, умови експлуатації та обсяг відомостей, які повинні міститись в експлуатаційній документації згідно з п.5.3.4 ГОСТ 2.601–2006 «Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы», для ВОГ доцільно розробляти об'єднаний експлуатаційний документ – настанова з експлуатації (далі – РЕ), який включає в собі паспорт ВОГ.

До РЕ згідно з ГОСТ 2.610–2006 «Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов» повинні входити: вступ, опис і робота із зазначенням призначення ВОГ, вимог щодо його складу, в тому числі ЗВТ, принципу дії, облаштування, необхідного рівня спеціальної підготовки обслуговуючого персоналу, режимів роботи і технічних характеристик тощо. При цьому окремим розділом РЕ повинна бути викладена методика виконання вимірювань на ВОГ згідно з вимогами ГОСТ 8.010–99 «ГСИ. Методики выполнения измерений. Основные положения».

В процесі розробки розділу РЕ, що містить методику виконання вимірювань на вузлах обліку газу з використанням конкретних ЗВТ, згідно з вимогами п. 5 ГОСТ 8.010–99 описуються правила і процедури вимірювань, визначаються діапазони вимірювань і похибки вимірювань відповідних



фізичних величин – об'ємної витрати за робочих умов, тиску, температури, густини та складу газу (молярних часток азоту і діоксиду вуглецю), що забезпечують одержання результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов з гарантованою точністю, яка відповідає вимогам нормативних документів, а також визначається допустимий діапазон вимірювань об'ємної витрати газу за стандартних умов.

Методики виконання вимірювань на ВОГ, як розділ РЕ, розробляється на основі типових методик виконання вимірювань:

- з використанням витратомірів змінного перепаду тиску зі стандартними звужувальними пристроями – ДСТУ ГОСТ 8.586.5:2009 «Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 5. Методика виконання вимірювань»;

- з використанням лічильників газу і колекторів об'єму газу – МВУ 034/03–2008 «Інструкція. Метрологія. Об'єм природного газу за стандартних умов. Типова методика виконання вимірювань з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу».

Проект ПМА ВОГ згідно з ДСТУ 3215–95 "Метрологія. Метрологічна атестація засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення" розробляє власник, або за його дорученням проектна чи монтажна організація, або територіальний орган Держспоживстандарту. Затвердження проекту ПМА ВОГ здійснює територіальний орган Держспоживстандарту, який виконує його державну метрологічну атестацію.

Державна метрологічна атестація ВОГ з використанням витратомірів змінного перепаду тиску проводиться відповідно до МДУ 011/03–2001 «Інструкція. Метрологія. Вузли автоматизованого обліку об'єму природного газу на базі витратомірів змінного перепаду тиску з вимірювальними комплексами. Типова програма і методика метрологічної атестації».

Під час виконання атестації проводять розгляд наданої технічної документації, виконують дослідження метрологічних характеристик ВОГ, за

результатами яких оформляється протокол. Крім того, територіальний орган здійснює метрологічну експертизу монтажу ВОГ з перевіркою його технічного стану та з оформленням відповідних актів.

За результатами атестації згідно з ДСТУ 3215–95 "Метрологія. Метрологічна атестація засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення" власнику ВОГ видається свідоцтво.

У випадку, коли ВОГ виготовляється повністю виробником згідно із затвердженими у встановленому порядку технічними умовами, останній повинен оформляти експлуатаційну документацію на ВОГ. Крім того, він повинен забезпечити організацію проведення територіальним органом Держспоживстандарту державної метрологічної атестації ВОГ за місцем виготовлення з урахуванням вимог технічних умов та типових схем для ВОГ на проектування, виданих підприємством з газопостачання та газифікації, з розподільних мереж якого буде здійснюватись газопостачання.

ВОГ, що серійно випускаються (наприклад, модульного типу або шафового виконання), як засоби вимірювальної техніки повинні проходити державні випробування відповідно до ДСТУ 3400–2000 "Метрологія. Державні випробування засобів вимірювальної техніки. Основні положення, організація, порядок проведення і розгляду результатів". За позитивних результатів державних випробувань ВОГ видаються сертифікати затвердження типу ЗВТ та відповідності ЗВТ затверженому типу і вказані ВОГ можуть бути занесені до державного реєстру засобів вимірювальної техніки України.

Враховуючи, що всі ЗВТ, які входять до складу ВОГ, підлягають періодичній повірці, періодичну повірку ВОГ можливо здійснювати за результатами періодичної повірки всіх ЗВТ, що входять до складу ВОГ, перевірки технічного стану ВОГ та контролю відповідності вимірювальних ділянок трубопроводів проектній документації – відсутності змін в їх конструкції. За позитивних результатів повірки ВОГ згідно з ДСТУ 2708:2006 "Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення" видається свідоцтво або у паспорт на ВОГ

ставиться відбиток тавра повірника територіального органу Держспоживстандарту, що виконав повірку.

Для отримання значення об'єму газу, зведеного до стандартних умов, необхідно виконати розрахунок за результатами цілого ряду вимірювань різних фізичних величин з використанням різних засобів вимірювальної техніки. Наприклад, на ВОГ з використанням лічильника вимірюють об'єм газу за робочих умов, а з використанням коректора об'єму газу виконують вимірювання тиску та температури газу в лічильнику. Решту необхідних вимірювань фізико-хімічних параметрів природного газу (густини газу, мольної частки вмісту у газі азоту, двоокису вуглецю та інших компонентів, вищої теплоти згоряння) проводять вимірювальні лабораторії газотранспортних або газовидобувних підприємств, що знаходяться за межами ВОГ і які періодично здійснюють відбір проб з відповідної системи газопроводів.

Як правило, дані щодо фізико-хімічних параметрів природного газу передаються не рідше одного разу на декаду, або при зміні напрямків потоків газу у відповідній системі трубопроводів газотранспортного чи газовидобувного підприємства. ВОГ та згадані вимірювальні лабораторії, які рознесені в просторі на об'єкті вимірювань, разом створюють вимірювальну систему. Для підвищення точності вимірювань об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов, в газорозподільних підприємствах запроваджують контрольні потокові густиноміри, результати вимірювання яких безпосередньо не використовуються для комерційного обліку. У разі суттєвої зміни густини газу за результатами вимірювань з їх використанням газорозподільне підприємство звертається до відповідної вимірювальної лабораторії про проведення позачергових вимірювань фізико-хімічних показників газу. Така вимірювальна система не проходить атестацію, але точність вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, залежить від особливостей методик вимірювань всіх її складових, організації передавання даних та введення їх до обчислювачів або коректорів об'єму газу ВОГ.

Особливо чутливі щодо точності вимірювань та необхідності своєчасного введення фізико-хімічних параметрів природного газу, зокрема густини газу за стандартних умов, мають ВОГ з використанням витратомірів змінного перепаду тиску. В розподільних мережах з закільцьованими схемами газопостачання, коли до кожної з них від кількох газотранспортних або газовидобувних підприємств надходить природний газ різного складу, буває дуже складно визначити фізико-хімічні параметри газу, який надходить до конкретного ВОГ. Тому з метою підвищення точності вимірювань рекомендують ВОГ із використанням витратомірів змінного перепаду тиску устатковувати автоматичними потоковими густиномірами, результати вимірювань яких в режимі реального часу вводяться до обчислювачів вимірювальних комплексів ВОГ.

1.3. Аналіз відомих результатів дослідження впливу фізико-хімічних параметрів природного газу на метрологічні властивості лічильників газу

В Україні до даного часу практично не проводилося детальних досліджень відмінностей, що виникають при повірці за допомогою випробувальних установок лічильників чи витратомірів газу з використанням повітря, що є середовищем-замінником робочого середовища таких приладів – природного газу. Це пояснюється зокрема тим, що використання повітря замість природного газу спрощує конструкцію випробувальних установок і значно знижує вимоги до техніки безпеки при їх експлуатації [35–40]. Вважається, що така заміна не лише допустима, але й доцільна. На користь цього приводилися такі аргументи:

- при повірці не потрібно визначати густину робочого середовища;
- забезпечується стійка повторюваність результатів повірки;
- гарантується повна безпека повірки.

З усіма приведеними аргументами 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 про доцільність заміни природного газу на повітря при повірці лічильників можна судити лише детально попередньо проаналізувавши і підтвердивши на практиці вплив такої заміни на перебіг процесів, що відбуваються при повірці приладу за допомогою випробувальних установок, а також під час його експлуатації в реальних умовах.

Враховуючи, що дослідження відмінностей метрологічних характеристик лічильників газу при їх роботі на повітрі та на природному газі в Україні не проводилось, тому проведений аналіз ґрунтується в першу чергу на міжнародному досвіді.

Для обліку газу в промисловості використовуються, як правило, турбінні та роторні лічильники газу, тому розглянемо саме їх. Так як згадані лічильники принципово відрізняються, то і характер залежності їх градуовальної характеристики від фізико-хімічних параметрів вимірювального середовища буде іншим, тому будемо розглядати їх окремо.

Всі закордонні виробники турбінних лічильників газу проводять градування лічильників як на повітрі за атмосферного тиску, так і на природному газі за різних тисків. Результати градування показують значні відхилення характеристик цих лічильників газу при різних тисках вимірюваного середовища і виду цього середовища.

Мінімальна витрата турбінного лічильника зазвичай визначається серією випробувань при низькому тиску, щоб встановити витрату, при якій лічильник досягає прийнятних показів (мінімальних, коли він є працездатним). Мінімальна витрата для будь-якого іншого тиску може бути знайдена шляхом порівняння рушійних моментів за нових умов до визначених при випробуваннях з врахуванням густини газу, тобто

$$[\rho_B Q_B^2(\min)] = (\rho_{\min} Q_{\min}^2), \quad (1.1)$$

оскільки

$$\rho = \rho_B \frac{PK_B}{P_B K}, \quad (1.2)$$

де  $P_a, P, K_B, K$  – значення абсолютного тиску газу та коефіцієнта стисливості для умов випробування та експлуатації (нові умови), відповідно;  $Q_B(\min), Q(\min)$  – мінімальні витрати газу для умов випробування та експлуатації (нові умови), відповідно;  $\rho, \rho_B$  – густина газу для умов експлуатації і умов випробування.

Спільний розв'язок (1.1) і (1.2) приводить до співвідношення

$$Q_{\min} = Q_B(\min) \sqrt{\frac{P_B}{P}} \sqrt{\frac{K}{K_B}}. \quad (1.3)$$

Таким чином мінімальна витрата турбінного лічильника змінюється в залежності від відношення тисків.

Максимальна вимірювана витрата турбінного лічильника визначається механічними та властивостями турбіни і максимально можливим ударним (осьовим) навантаженням на її опори.

Зазвичай конструкція повинна забезпечувати необхідну градууювальну характеристику лічильника, що визначає його умови застосування та діапазон вимірювання.

Діапазон турбінного лічильника характеризується відношенням максимальної витрати до мінімальної для робочих умов експлуатації, наприклад, 50:1, і задається технічними умовами на засіб вимірювання.

Як впливає з наведених вище співвідношень, перепад  $\Delta P$  тиску при роботі турбінного лічильника пропорційний квадрату витрати і визначається експериментально при випробуваннях на певному тиску. Якщо умови експлуатації відрізняються від випробувальних за тиском, то реальний перепад тиску становить

$$\Delta P = \Delta P_B \left( \frac{P}{P_B} \cdot \frac{K}{K_B} \right). \quad (1.4)$$

Турбінні лічильники в експлуатації характеризуються високими надійністю та точністю вимірювання (клас точності 1,0), компактністю, малим співвідношення ваги і вимірюваної витрати, можливістю обліку газу при високих тисках. Вихід лічильника з ладу не припиняє подачу газу споживачеві.

Директивами для розрахунку турбінних лічильників газу, наприклад в Німеччині, є гранично допустимі похибки, що видаються організацією РТВ (Федеральний фізико-технічний інститут). Відповідно до цього границі значення похибок, що допускаються, становлять  $\pm 1\%$  фактичного об'єму в діапазоні від максимальної витрати до  $20\%$  максимальної витрати, а нижче  $20\%$  максимальної витрати до мінімального  $\pm 2\%$ . Стандартний розрахунковий діапазон вимірювання по витраті турбінних лічильників газу фірми Schlumberger Rombach складає 1:20/1:30 при повірці при атмосферному тиску. При цьому слід враховувати, що дані завжди відносяться до витрати газу під час експлуатації.

Між повіркою при низькому тиску і випробуваннях при високих тисках на турбінних лічильниках газу фірми Schlumberger Rombach завжди фіксуються тільки похибки, які значно менші регламентованих граничних похибок (рис.1.7). Незважаючи на це, при великих витратах може бути доцільним проведення повірки при високому тиску з наступним доградуюванням лічильника на виявлену похибку (нижче  $0,5\%$ ). При випробуванні при високому тиску діапазон вимірювання можна розширити до 1:30 або 1:50.

Для кожного умовного діаметра лічильника в принципі можна вибирати один з трьох типорозмірів лічильників (G-розмірів). В основному вони відрізняються один від одного втратою тиску, яка може мати певне значення при низьких робочих тисках.

Втрати тиску при інших умовах експлуатації визначають так:

$$\Delta p = \left(\frac{d}{0.6}\right) \cdot (p_b + 1) \cdot \left(\frac{q}{Q_{\max}}\right)^2 \cdot \Delta p_{Q_{\max}}, \quad (1.5)$$

де  $\Delta p$  – втрата тиску, мбар;  $d$  – відносна густина;  $p_b$  – робочий тиск, бар;  $q$  – витрата,  $\text{м}^3/\text{год}$ ;  $Q_{\max}$  – максимальна витрата,  $\text{м}^3/\text{год}$ .

Як доказ про вплив параметрів вимірювання середовища на похибку лічильників газу на рис 1.8. приведено результати градуювання турбінного лічильника газу TZ80 виробництва фірми "Actaris" на різних робочих середовищах і при різних тисках.

Як видно з рис.1.8, за певних значень об'ємної витрати різниця похибок лічильника при роботі на повітрі за атмосферного тиску та природного газу при високому тиску може становити 1%. Градувальна крива при зростанні густини вимірюваного середовища більш полого і похибки лічильника менші, ніж при роботі на повітрі за атмосферного тиску. Це пояснюється теорією гідродинаміки.

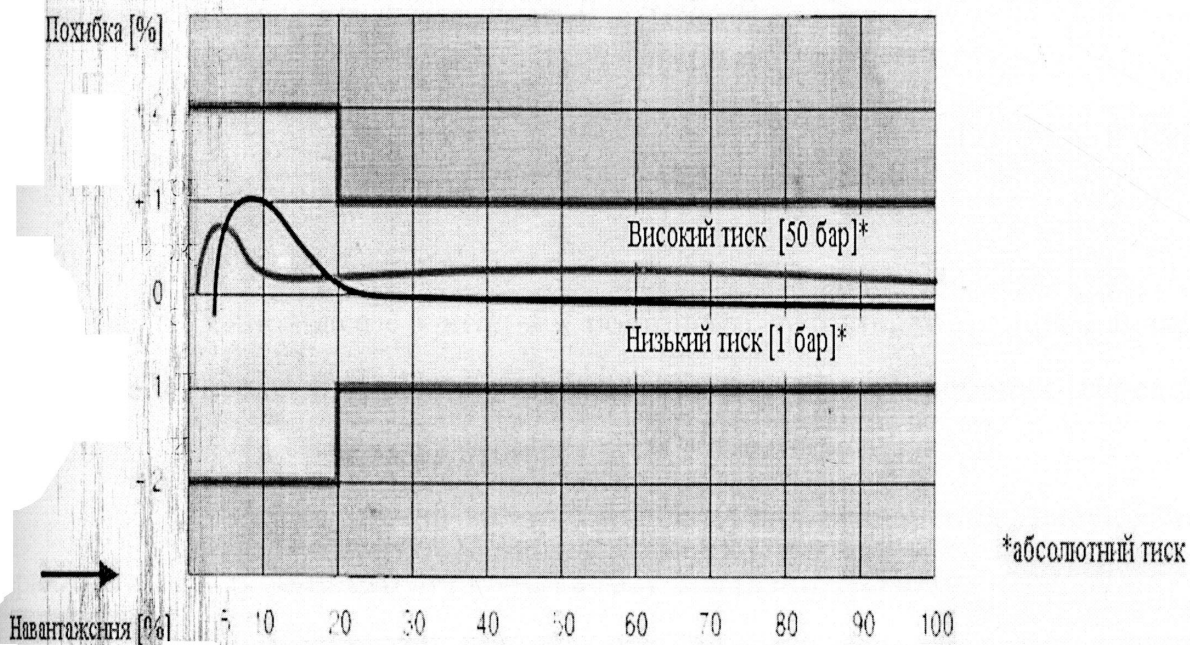


Рис. 1.7. Крива повірки як функція витрати і робочого тиску лічильника газу фірми Schlumberger Rombach

Так як турбінний лічильник газу є тахометричним, то на нього впливає профіль швидкостей, що діє на лопатки турбіни. Тобто градувальна характеристика турбінного лічильника, як було сказано вище, залежить від режиму потоку. Для оцінки якого використовується число Рейнольдса.



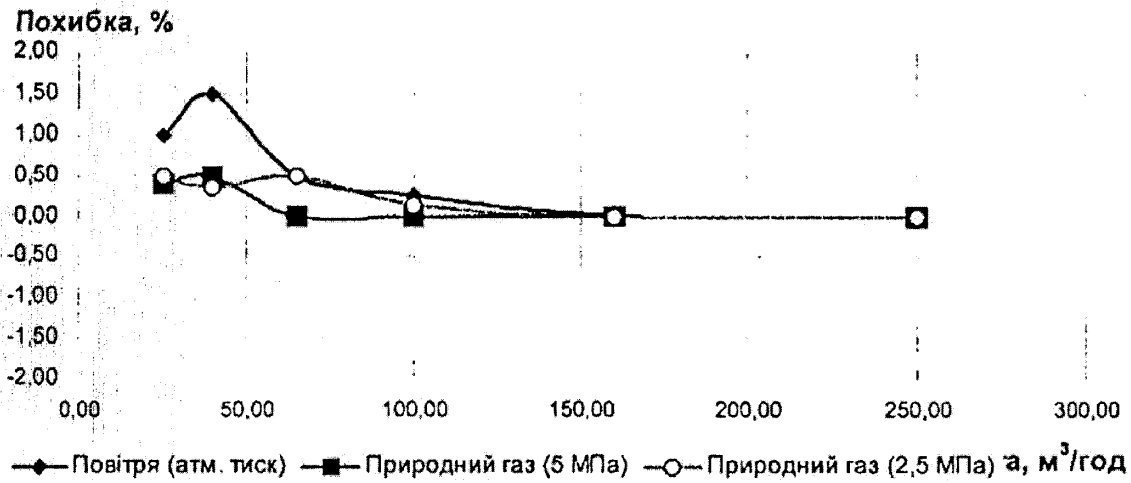


Рис.1.8. Градувальні характеристики турбінного лічильника газу типу TZ80, G160

Число Рейнольдса обчислюється за наступною формулою:

$$Re = \frac{u \cdot D \cdot \rho}{\eta} = \frac{4 \cdot q_V \cdot \rho}{\pi \cdot D \cdot \eta}, \quad (1.6)$$

де  $u$  – швидкість потоку,  $q_V$  – об'ємна витрата,  $\rho$  – густина робочого середовища,  $\eta$  – динамічна в'язкість робочого середовища,  $D$  – внутрішній діаметр трубопроводу.

Число Рейнольдса є критерієм подібності потоків, тобто при однакових числах Рейнольдса для різних трубопроводів і різних робочих середовищ однаковими будуть і режими потоків.

Цю властивість можна використовувати для визначення градувальної характеристики турбінного лічильника газу для різних робочих середовищ.

Ще одним прикладом різних метрологічних характеристик турбінних витратомірів на повітрі і природному газі може бути рис.1.9.

Характеристики роторних лічильників газу також залежать від характеристик вимірювального середовища.

В роботі проаналізовано вплив характеристик робочого середовища промислових роторних лічильників на величину їх похибки, викликані зміною характеристик потоку в щілинних зазорах між роторами і роторами і корпусом. При цьому як вимірювальне середовище авторами вибиралися природний газ та

повітря. Відмінності метрологічних характеристик роторних лічильників газу при роботі на повітрі та природному газі ілюструються на рис.1.10.

З наведеного матеріалу очевидні відмінності повірки лічильників на повітрі і природному газі. Так при повірці повітрям в діапазоні малих витрат – від 10 до 75 м<sup>3</sup>/год (від 2% до 15% номінальної витрати  $Q_{НОМ}$  цих приладів) лічильники мають вищу чутливість, ніж при повірці газом. Крива похибок лічильників знаходиться у від'ємній області і зростає за гіперболічним законом, причому крива похибок на газі лежить дещо нижче і є більш пологою, ніж крива похибок на повітрі. На витратах від 75 до 600 м<sup>3</sup>/год (від 15% до 120% від  $Q_{НОМ}$ ) гіперболи переходять у додатну область, причому крива похибок на газі перетинає криву похибок на повітрі, набираючи більших додатних значень і наближається до значення +1,5% при тиску 0,1МПа. Крива похибок на повітрі під тим самим тиском пролягає нижче у додатній області і наближається до значення +1,2% на максимальних витратах. Із збільшенням тиску похибка лічильника також зростає і при 1,5 МПа досягає значень (+1,8...1,9)% на найбільших витратах.

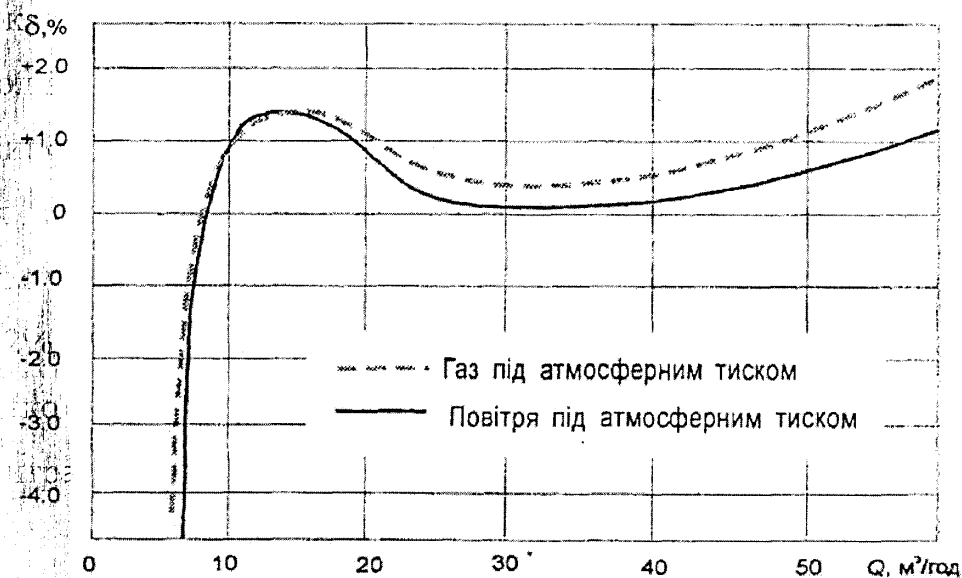


Рис. 1.9. Крива залежності величини похибки від витрати для турбінного витратоміра MTS 50 (Schlumberger, Франція)

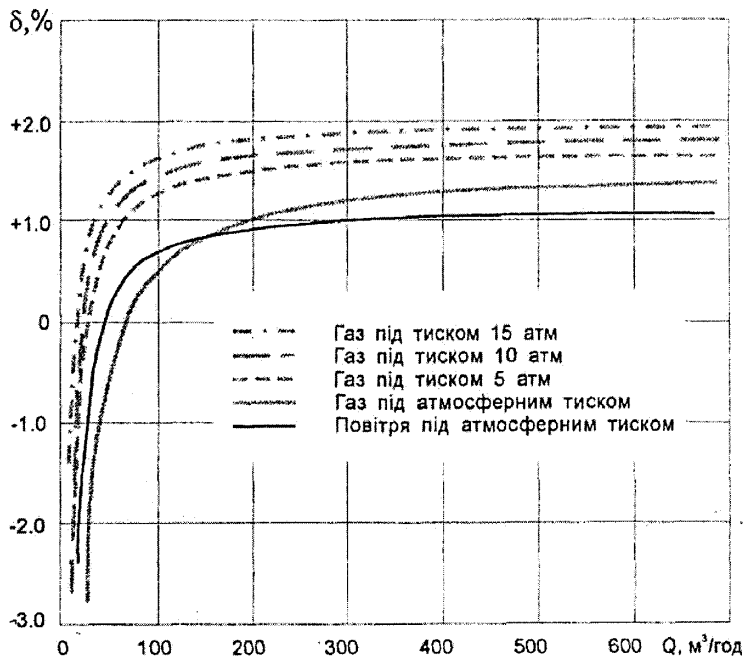


Рис.1.10. Крива залежності величини похибки від витрати для роторного лічильника NB500 (Gaselan, Німеччина)

Зафіксовані відмінності пояснюються зміною перетоків у зазорах лічильників внаслідок зміни густини та в'язкості середовища, а також специфічного характеру турбулентних явищ, що виникають в лічильнику при значних швидкостях обертання його роторів на різних робочих тисках.

Результати досліджень роторних лічильників газу показують, що із зменшенням густини та в'язкості робочого середовища чутливість лічильників знижується а похибка зростає. Причому в діапазоні витрат, нижче середніх для даного лічильника, у приладів різних типів загалом спостерігається незначна відмінність показів при роботі з газами з різними фізико-хімічними властивостями. В діапазоні витрат вище середньої практично усі прилади демонструють розбіжності метрологічних характеристик при дослідженнях на середовищах з відмінними фізико-хімічними властивостями. Наприклад, при використанні як робочого середовища природного газу похибка лічильника перевищує похибку на повітрі на 0,2...0,8% в залежності від конструкції лічильника. Градувальні характеристики роторних лічильників на газі є більш пологими, ніж на повітрі, що показано на рис.1.11.

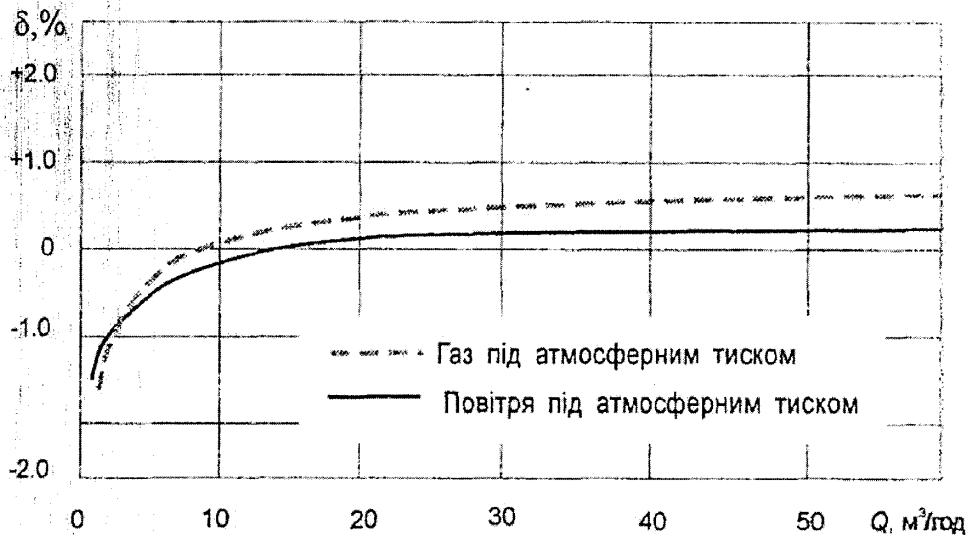


Рис.1.11 Залежність величини похибки від витрати для цифрового роторного лічильника (ROMET Limited, Канада)

Принцип роботи та теорія визначення перетоків в щілинних зазорах роторного лічильника є предметом детальних досліджень в даний час. Фірмою Інстромет проводяться ґрунтовні дослідження роторних лічильників, за результатами яких вдосконалюється їх конструкція. Але навіть в удосконалених лічильниках IRM-Duo відмінність похибок на природному газі і на повітрі складає близько 0,2%.

Похибка роторного лічильника визначається перетоками через щілинний зазор між роторами і роторами та корпусом лічильника. Величина перетоків визначається геометрією зазорів, перепадом тиску на зазорі і залежить від динамічної в'язкості вимірюваного середовища. Різні гази (азот, пропан, гелій, повітря) мають різні в'язкості і тому це матиме вплив при малих витратах.

Як правило, метрологічні характеристики лічильників газу вказуються для повітря. В'язкість атмосферного повітря становить  $18,2 \cdot 10^{-6}$  Па·с. В'язкість природного газу становить приблизно  $11,4 \cdot 10^{-6}$  Па·с. Як наслідок, похибка роторного лічильника для газу відноситься до похибки на повітрі (при атмосферному тиску) так:

$$\frac{\delta_{\text{газ}}}{\delta_{\text{повітря}}} = \frac{\mu_{\text{повітря}}}{\mu_{\text{газ}}} = 1,6. \quad (1.7)$$

За даними фірми Instromet International B.V. похибка роторних лічильників виробництва цієї фірми при роботі на природному газі при високому тиску становить близько 0,4%.

Отже, як показує міжнародний досвід, характер залежності метрологічних характеристик роторних лічильників газу від параметрів вимірюваного середовища визначається в першу чергу конструкцією самого лічильника, тобто геометрією щілинних зазорів між роторами та роторами і корпусом лічильника.

#### 1.4. Концепція створення єдиної системи обліку природного газу в Україні

З метою удосконалення системи обліку, підвищення достовірності результатів вимірювання об'єму природного газу та забезпечення ефективності його використання Кабінет Міністрів України Постановою №1089 від 21.08.2001р. схвалив Концепцію створення єдиної системи обліку природного газу в Україні та розроблена відповідна Програма.

В Концепції [41–47] відмічено, що в Україні у сфері транспортування, видобування та зберігання газу застосовуються в основному витратомірні пристрої, засновані на принципі змінного перепаду тиску. У більшості країн Європи для цих потреб використовуються лічильники газу з відносною похибкою 0,5%. Впровадження таких лічильників в Україні стримується внаслідок їх високої вартості, а також відсутності робочих еталонів для повірки лічильників (витратомірів) на великі об'ємні витрати.

Для вимірювання об'єму газу, що споживається промисловими та комунально-побутовими підприємствами, бюджетними організаціями та підприємствами теплової енергетики застосовується лічильники, які не відповідають сучасним вимогам і потребують заміни.

Існуюча в Україні нормативна база на засоби вимірювальної техніки об'єму газу не повною мірою відповідає вимогам європейських та міжнародних

стандартів. На роторні лічильники газу, а також на обчислювачі та коректори об'єму газу, що входять до складу автоматизованих комплексів, немає державних стандартів.

Незавершеність робіт з переоснащення вимірювальних пунктів у нафтогазовій галузі, значна похибка вимірювання об'єму газу в промисловості та в теплоенергетиці, низький рівень оснащення лічильниками газу житлового фонду не дають змоги налагодити належний облік його витрачання.

Тому основними напрямками створення єдиної системи обліку газу в Україні є:

- завершення оснащення автоматизованими вимірювальними комплексами газорозподільних станцій та вимірювальних пунктів;

- будівництво нових, реконструкція та модернізація діючих прикордонних газовимірювальних станцій, дооснащення пунктів передачі газу між підприємствами галузі;

- дооснащення існуючої системи збору, обробки та передачі інформації сучасними програмно-технічними засобами, реконструкція та розвиток мереж зв'язку,

- впровадження на газовимірювальних, газорозподільних станціях та вимірювальних пунктах сучасних високоточних лічильників замість або додатково до існуючих витратомірних пристроїв. При цьому використовуватимуться складові частини встановлених автоматизованих вимірювальних комплексів;

- створення державних спеціальних еталонів об'єму та об'ємної витрати газу в метрологічному центрі, що будується у м. Боярці, для метрологічного забезпечення засобів вимірювальної техніки;

- розвиток регіональних метрологічних центрів галузі;

- створення багаторівневої автоматизованої системи обліку газу у сфері його видобування, транспортування та зберігання з використанням сучасних програмно-апаратних засобів, оптоволоконних систем зв'язку, мережі Інтернет тощо.

З метою реалізації вказаних основних напрямків передбачається технічне та нормативне забезпечення, а саме:

- запровадження державних стандартів на засоби вимірювальної техніки для визначення об'єму та об'ємної витрати газу, в тому числі на автоматизовані вимірювальні комплекси, які відповідають європейським і міжнародним стандартам;

- надання пріоритету вітчизняним підприємствам у створенні, впровадженні і обслуговуванні автоматизованої системи обліку газу, а також поновленні і розширенні виробництва засобів вимірювальної техніки об'єму та об'ємних витрат газу, а також робочих еталонів для їх перевірки і калібрування, які відповідають світовому рівню;

- розроблення технічних вимог до системи обліку газу з урахуванням організаційної структури, рівнів управління; запобігання несанкціонованому доступу до системи (для забезпечення національної безпеки України), захисту інформації при передачі її різними рівнями системи та забезпечення надійності її роботи шляхом дублювання;

- створення галузевого реєстру засобів вимірювальної техніки для визначення об'єму та об'ємної витрати газу;

- удосконалення договірно-правових відносин між газовидобувними, газотранспортними та газоторговельними компаніями і споживачами на базі нормативно-правових документів Європейської енергетичної хартії.

### 1.5. Постановка задачі для проведення досліджень

Аналізуючи вказане вище, можна стверджувати, що метрологічні характеристики промислових турбінних, роторних і ультразвукових лічильників природного газу, якими комплектуються вузли обліку газу, є різними при використанні в якості вимірювального середовища природного газу і повітря. Тому необхідно, використовуючи наявні в Україні випробувальні установки на

природному газі, дослідити метрологічні характеристики цих лічильників газу саме на природному газі і в подальшому використовувати їх для обліку газу.

Крім цього, на метрологічні характеристики промислових лічильників газу також впливають тиск і температура вимірюваного природного газу. Тому необхідно експериментально оцінити такий вплив, а результати оцінки такого впливу використовувати з метою підвищення точності обліку природного газу.

Важливим є також проведення досліджень щодо впливу різних конструктивних параметрів турбінних лічильників газу на їх статичні, динамічні та метрологічні характеристики, що дозволить використовувати результати цих досліджень при розробленні таких лічильників газу.

Необхідно оцінити вплив фізико-хімічних параметрів природного газу на метрологічні характеристики ультразвукових лічильників газу.

Важливим є створення потокових густиномірів для контролю за зміною складу природного газу.

Інтерес викликають також теплообмінні процеси у вузлах обліку газу і їх вплив на метрологічні характеристики цих вузлів обліку газу, що потребує їх оцінки і розроблення рекомендацій для зменшення такого впливу.

З метрологічної точки зору необхідно удосконалити методологію відтворення та передавання одиниці вимірювання об'єму та витрати природного газу, удосконалити способи та засоби метрологічної атестації, перевірки та калібрування промислових засобів обліку газу, розробити нормативні документи з метою удосконалення обліку природного газу в Україні.

Вказане і буде предметом досліджень в наступних розділах дисертаційної роботи.



## Висновки до 1-го розділу

Основна увага у першому розділі була приділена наступному:

1) здійснений аналіз установок для випробувань, калібрування, повірки та дослідження метрологічних характеристик лічильників, витратомірів-лічильників та витратомірів на природному газі. Показано, що в даний час в Україні повірка промислових лічильників природного газу здійснюється на повітрі, що приводить до появи додаткових похибок при роботі цих лічильників на природному газі;

2) оцінені відомі за кордоном результати дослідження впливу фізико-хімічних параметрів природного газу на метрологічні характеристики лічильників природного газу;

3) здійснений аналіз державного метрологічного контролю вузлів обліку природного газу. Показано, що для підвищення точності і достовірності результатів обліку цими вузлами є потреба в їх удосконаленні і використанні додаткових контрольних засобів;

4) певна увага приділена концепції створенню єдиної системи обліку природного газу в Україні, розробленню відповідних заходів щодо реалізації цієї концепції;

5) визначені основні напрямки роботи, за якими необхідно вирішувати мету задачі дисертаційної роботи.

## РОЗДІЛ 2

### ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЛІЧИЛЬНИКІВ І ВУЗЛІВ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

#### 2.1. Дослідження роботи турбінних лічильників газу

Однією із сучасних технологій дослідження окремих блоків і обладнання в цілому є CFD (Computational Fluid Dynamics) - технології [48–67], які можна використати і для дослідження турбінних лічильників газу.

При цьому CFD-технології ґрунтуються на створенні, як правило, тривимірної цифрової сіткової моделі витратоміра, описі його взаємодії з вимірюваним рухомим середовищем (газом або рідиною) з використанням повної системи диференціальних рівнянь Нав'є-Стокса. За цих умов модель доповнюється рівняннями стану газу, початковими і граничними умовами і системою рівнянь, що враховують властивості середовища. Після розв'язку рівнянь сучасними апробованими числовими методами отримують тривимірну кольорову візуалізацію результатів з можливістю обертання і масштабування як об'єкта в цілому, так і окремих його частин, що цікавлять дослідника. Тому CFD-технології є актуальними не тільки для теоретичного, але і для практичного дослідження витратомірів і лічильників.

При моделюванні турбінний лічильник (рис.2.1) умовно розділений на три основні частини: вхідний канал, зону обертання турбінки і вихідний канал. Для дослідження геометричні розміри турбінного лічильника вибрані такими:

- довжини вхідного і вихідного каналів – 0,04 м;
- внутрішній радіус каналів – 0,36 м;
- зовнішній радіус каналів – 0,51 м;
- висота (товщина) турбінки – 0,014 м;
- кількість лопаток в робочому колесі турбінки - 16;
- маса турбінки – 0,15 кг.

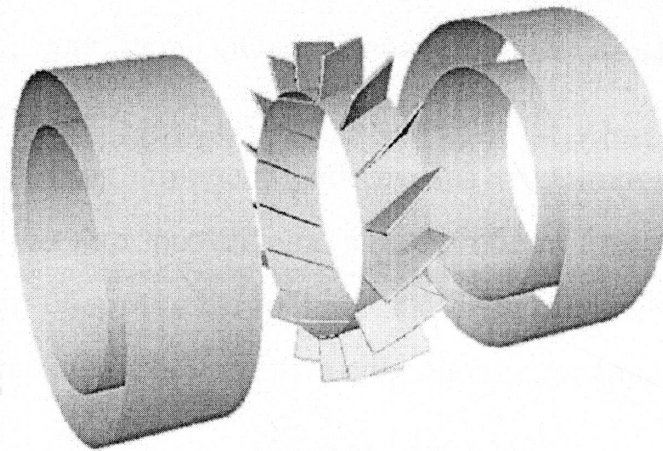


Рис. 2.1. Зовнішній вигляд геометричної частини моделі з входним і вихідним каналами і лопатками турбінки

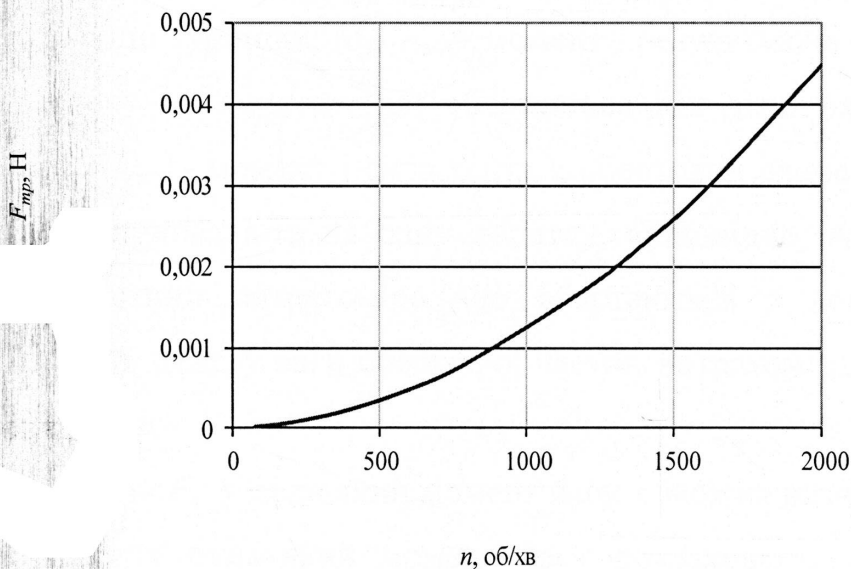


Рис.2.2. Залежність сили тертя турбіни від частоти обертання

Оскільки геометрія турбінки є осесиметричною і періодичною в тангенціальному напрямі, то розглядався лише один сектор. Так як при моделюванні основою дослідження є аеродинамічні процеси, то розв'язувалася ізотермічна задача. Умови моделювання стосуються подачі на вхід витратоміра робочого середовища з такими фізичними властивостями: густина –  $1,225 \text{ кг/м}^3$ , і динамічна в'язкість газу –  $1,789 \text{ кг/(м}\cdot\text{с)}$ .

При моделюванні використовувалася  $k-\varepsilon$  модель турбулентності другого порядку. Для побудови сітки і розв'язку задачі використовувалася CFD-програма FLUENT, для якої число розрахункових елементів моделі сітки складало приблизно 50000.

Для моделювання процесу обертання турбінки використовувалася рухома сітка, що умовно розміщена в зоні обертання турбінки. В основі розрахунку частоти обертання турбінки як функції від витрати покладено рівняння, що виражає рівність моментів сил, діючих на лопатку :

$$I \frac{d\omega}{d\tau} = M_x - M_{mp}, \quad (2.1)$$

або

$$m_{np} R_{ef}^2 \frac{d\omega}{d\tau} = R_{ef} \cdot (F_x - F_{mp}), \quad (2.2)$$

де  $I$  - момент інерції турбінки;  $M_x$ ,  $F_x$  - момент і результуюча гідродинамічна сила тиску потоку на лопатку, що обертається під дією вхідного потоку, відповідно;  $M_{mp}$ ,  $F_{mp}$  - момент і сила тертя в обертових елементах механізму витратоміра, які припадають на одну лопатку, відповідно;  $m_{np}$  - приведена маса сектора частини витратоміра, що обертаються з лопаткою;  $R_{ef}$  - ефективна відстань центру ваги обертових частин витратоміра з лопаткою до осі обертання;  $\tau$  - час.

Значення сили  $F_x$  у будь-який момент часу  $\tau$  можна визначити засобами FLUENT, оскільки у будь-який момент часу розраховується тиск на всій поверхні лопатки (у будь-якій ділянці лопатки), а також відомі площа і вектор нормалі кожної ділянки лопатки (вбудовані можливості FLUENT дозволяють визначити ці значення).

Сила тертя  $F_{mp}$  може бути отримана при експериментальному дослідженні конкретного витратоміра-лічильника. Величина її змінюється залежно від частоти обертання турбінки і приклад такої характеристики поданий на рис. 2.2.

На практиці для конкретного витратоміра в стаціонарних режимах його роботи при заданих постійних витратах газу вимірюється частота  $\omega$  обертання

турбінки, тобто є відомою залежність  $\omega = f(G)$ , де  $G$  - масова витрата. Для стаціонарного режиму ( $\omega = \text{const}$ ) рівняння (2.1) перетвориться у рівність:

$$F_x = F_{mp}. \quad (2.3)$$

Рівняння (2.3) означає, що, використовуючи експериментальні дані спільно з CFD – моделлю, можна для конкретного витратоміра знайти залежність

$$F_{mp} = F(\omega). \quad (2.4)$$

Процес знаходження залежності (2.4) можна назвати настройкою моделі і алгоритм її полягає у наступному:

- для кожного градуовального значення витрати газу  $G_i$  ( $i=1, \dots, N$ ) за допомогою побудованої комп'ютерної CFD-моделі розв'язується послідовність стаціонарних задач для визначення частот обертання  $\omega$ , які відповідають витратам  $G_i$ ;

- у результаті послідовного розв'язку  $N$  таких задач обчислюється  $N$  значень сили  $F_x$ , які для стаціонарного процесу на підставі (2.3) дорівнюють значенням сили  $F_{mp}$ , а це, у свою чергу, означає, що для конкретного витратоміра може бути знайдена шукана залежність (2.4).

Із співвідношення (2.1), записаного у вигляді кінцевих різниць відносно  $\omega$ , для  $k$ -го моменту часу  $\tau_k$  частота обертання  $\omega_k$  визначається таким чином:

$$\omega_k = \omega_{k-1} + \frac{F_x(\omega) - F_{tr}(\omega)}{mR} (\tau_k - \tau_{k-1}) \quad (2.5)$$

Описана методика дозволяє розраховувати частоту обертання турбінки в стаціонарних режимах для різних витрат газу. Знаючи залежність  $F_{mp}(\omega)$  і враховуючи те, що в стаціонарному режимі виконується рівність (2.3), для заданої витрати шляхом розв'язку ряду стаціонарних задач, підбираючи значення частоти обертання, можна досягти виконання умови  $F_x = F_{mp} = F(\omega)$ .

У результаті реалізації цього алгоритму побудована залежність частоти обертання від витрати газу, яка представлена на рис. 2.3. Ця залежність для стаціонарного процесу, окрім області низьких витрат, близька до лінійної.

Розроблена методика дослідження була реалізована в програмі FLUENT

у вигляді спеціальної додаткової функції, яка на кожному кроці за часом обчислює частоту обертання по формулі (2.5). Зазначимо, що ця формула реалізована в явному вигляді, тобто  $F_x$  і  $F_{mp}$  на кожному часовому кроці з урахуванням вибору на базі попереднього кроку за часом.

У приведених розрахунках були використані як лінійна залежність сили тертя від частоти  $F_{mp}(\omega)=k\omega$ , де  $k=0,0025 \cdot 10^{-3} \text{ Н/(рад/с)}$ , так і нелінійна, яка апроксимована поліномом другого степеня і показана на рис. 2.2.

При дослідженні метрологічних характеристик турбінного витратоміра його похибку  $\delta$  пов'яжемо з параметром  $n/Q$  наступною залежністю:

$$\delta = \left( \frac{n}{Q} - \left( \frac{n}{Q} \right)_{cp} \right) / \left( \frac{n}{Q} \right)_{cp}, \quad (2.6)$$

де  $(n/Q)_{cp}$  — середнє в межах діапазону вимірювання ( $Q_{min} \div Q_{max}$ ) значення  $n/Q$ .

Вирішуючи зворотну задачу для кожної витрати і визначаючи відповідну для неї частоту з урахуванням залежності сили тертя від частоти (рис. 2.2), отримана залежність зміни похибки від витрати (рис. 2.4). Її характер є близьким до відомих експериментально визначених кривих похибок турбінних лічильників, що підтверджує адекватність розробленої моделі. Тут конкретизуємо також, що для цього випадку зміна сили тертя була представлена наступною функціональною залежністю:

$$F_{mp} = a_2 n^2 + a_1 n + a_0, \quad (2.7)$$

де  $n$  — частота обертання в об/хв;  $a_0, a_1, a_2$  — розмірні коефіцієнти ( $a_0 = -5 \cdot 10^{-7} \text{ Н}$ ,  $a_1 = 2 \cdot 10^{-7} \text{ Н/(об/хв)}$ ,  $a_2 = 10^{-9} \text{ Н/(об/хв)^2}$ ).

Динамічні характеристики витратомірів пов'язані із нестационарними процесами в трубопроводах, оснащених лічильниками газу, наприклад, зміною умов функціонування технологічних пристроїв, а саме: компресорів, вентиляторів, насосів, газотурбінних установок, що перекачують газ, переходами з одного режиму роботи на іншій, пуском і зупинкою обладнання тощо.

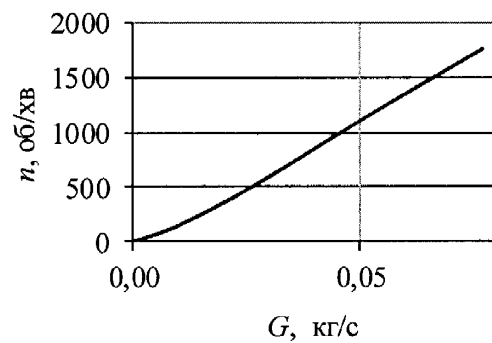


Рис.2.3. Залежність частоти обертання турбінки лічильника від масової витрати в стаціонарних режимах

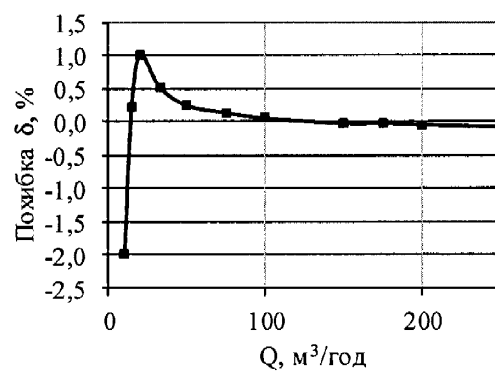


Рис.2.4. Залежність систематичної похибки витратоміра від об'ємної витрати

Для моделювання перехідних режимів розглядалася нестационарна задача аеродинаміки. На вході у витратомір задавалася змінна у часі витрата газу, що змінюється згідно залежності, наведеної на рис. 2.5.

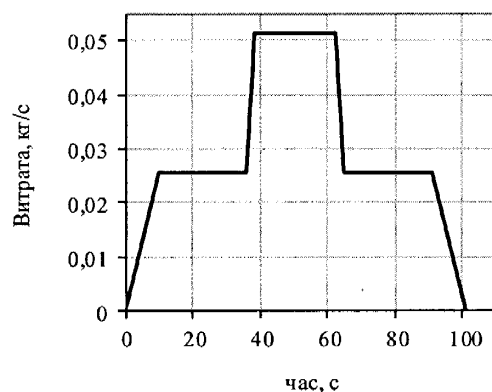


Рис.2.5. Залежність зміни витрати газу на вході лічильника від часу

На підставі описаної вище методики були знайдені залежності для окремих сил, діючих на турбінку в перехідних режимах (рис. 2.6). Як видно з

рис 2.6, газодинамічна сила тиску потоку  $F_x$  на обертову лопатку і сила інерції  $F_{in}$  змінюються синхронно із зміною витрати і на етапі розгону досить близькі за абсолютними значеннями. В той же час сила тертя змінюється набагато плавніше і її абсолютні значення лише асимптотично наближаються знизу до газодинамічної сили в кінці перехідного процесу.

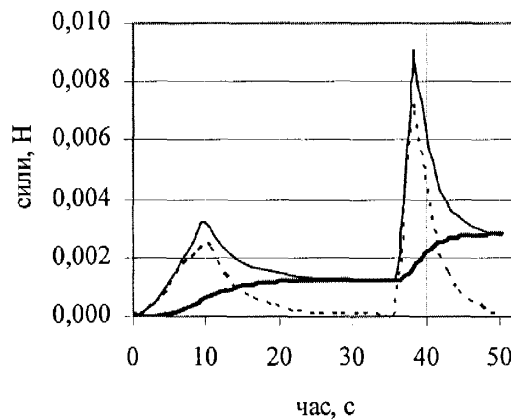


Рис.2.6. Залежності діючих на турбінку сил від часу (тонка лінія – газодинамічна сила тиску  $F_x$  потоку на лопатку, що обертається; - - - сила інерції  $F_{in}$ ; товста лінія – сила тертя  $F_{fr}$ )

На етапі гальмування (зменшення витрати) газодинамічна сила тиску потоку  $F_x$  на обертову лопатку монотонно змінюється істотно повільніше у порівнянні з різкішим падінням сили інерції, яка асимптотично прагне до нуля в кінці перехідного процесу. Час релаксації до квазістаціонарних значень окремих сил істотно більший за час дії збурення (зміни витрати).

На основі розробленої методики за допомогою комп'ютерної моделі знайдена залежність частоти обертання турбінки від часу для перехідних режимів витрати газу (рис. 2.7). Результати розрахунків показують, що похибка визначення витрати в перехідних режимах без урахування сил інерції може становити 100% (рис. 2.8).



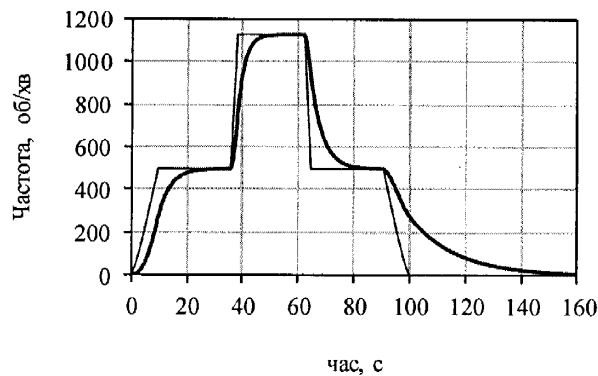


Рис.2.7. Зміна частоти обертання турбінки для симетричної залежності зміни витрати (рис. 2.6) з урахуванням сил інерції (товста лінія) і без їх урахування (тонка лінія)

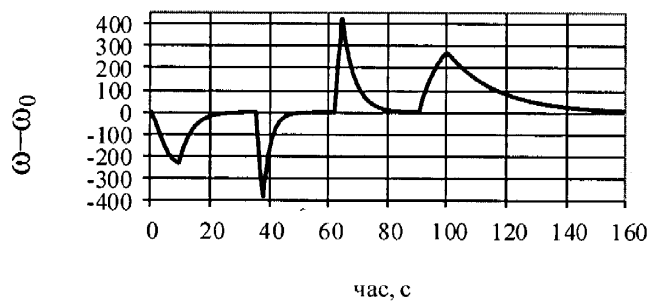


Рис.2.8. Залежність відхилення частоти обертання турбінки в нестационарному режимі вимірювання  $\omega$  від частоти обертання  $\omega_0$ , одержаної на базі градуовальної кривої (рис. 2.3) за умов вибраної в часі (рис. 2.5) залежності зміни витрати газу на вході лічильника

Проведені також дослідження динамічних характеристик турбінного лічильника, зокрема, впливи розгону і вибігу турбінки при зміні витрати газу в часі. За цих умов розглядалися випадки як симетричної (рис. 2.5), так і несиметричної в часі залежності розгону і вибігу.

Результати моделювання (рис. 2.7) показують, що навіть для симетричної в часі залежності зміни витрати (рис. 2.5) похибка визначення кількості газу, що пройшов через лічильник, на цих етапах не компенсується.

Протягом часу зменшення витрати (похибка позитивна) частота обертання турбінки змінюється набагато плавніше у порівнянні з

інтенсивнішим зростанням частоти обертання турбінки протягом часу збільшення витрати (похибка від'ємна). Різниця між першим розгоном і симетричним йому другим спадом (рис. 2.7) може становити 160%, а між другим збільшенням витрати і відповідним йому першим спадом витрати може становити 70%. Тобто при досить повільних нестационарних процесах сумарна похибка, знайдена по градууювальній кривій (рис. 2.3), на етапах збільшення і подальшого зменшення витрати позитивна і може перевищувати реальну витрату в 2 рази для досліджуваного лічильника. На рис. 2.8 показана динаміка зміни такої похибки в часі для вибраної (рис. 2.5) залежності зміни витрати газу у лічильнику.

Як видно з рис. 2.8, частота обертання турбінки, а значить і визначені значення витрати, в нестационарному процесі істотно відрізняються від витрати, одержаної по градууювальній кривій виду рис. 2.2 для стаціонарного режиму функціонування лічильника.

Інтенсивність збільшення або зменшення похибки залежить від амплітуди відхилення витрати від усталеного значення і ця похибка корелює з періодами збільшення і зменшення. Ці відхилення при відомих характеристиках лічильників і витратомірів в практичних аспектах можна враховувати і компенсувати за допомогою коректорів.

Таким чином на основі наведених вище досліджень розроблена методика визначення сил тертя для турбінки турбінного лічильника газу або витратоміра в статичних і перехідних режимах, яка базується на експериментально-розрахунковому методі з використанням CFD технологій. В результаті одержана залежність частоти обертання турбінки від витрати для стаціонарного режиму лічильника витратоміра, запропонована методика розрахунку частоти обертання турбінки в перехідних режимах, на основі якої одержані залежності частоти обертання турбінки від часу для перехідних режимів, одержані залежності для розрахунку сил, які діють па турбінку в перехідних режимах.

Проведене моделювання динамічних режимів роботи турбінних

лічильників і витратомірів показало, що час розгону турбінки витратоміра (зростання витрати) і вибігу (подальшого зменшення витрати до первинного значення) можуть суттєво відрізнятись і ця відмінність може становити 25% і більше.

Встановлено, що динаміка розгону і вибігу турбінки лічильника витратоміра залежить від виду функціональної залежності зміни витрати газу в часі, при цьому додатня похибка вимірювання витрати може становити 160%.

За результатами виконаних досліджень для конкретних типорозмірів турбінних лічильників і витратомірів газу на основі CFD моделювання можуть бути одержані функціональні залежності, які є актуальними при створенні автоматичних коректорів похибок вимірювання витрати цими лічильниками газу, пов'язаних з коливаннями витрати в газотранспортних мережах.

## 2.2. Дослідження ультразвукових лічильників газу

Спрощена схема вимірювання витрати газу ультразвуковим методом приведена на рис. 2.9, де  $A$  і  $B$  – п'єзоелектричні перетворювачі витратоміра. Шляхом аналізу вказаної схеми отримуємо залежність швидкості руху газу в трубопроводі від конструктивних параметрів схеми і часу проходження ультразвуку від перетворювача  $A$  до перетворювача  $B$  і навпаки [68].

Відомо, що за час  $d\tau$  ультразвуковий сигнал від перетворювача  $A$  до перетворювача  $B$  пройде деякий шлях, траєкторія якого може бути описана наступними рівняннями [68]:

$$dy = c_0 \sin(\phi_2) d\tau, \quad (2.8)$$

$$dx = [c_0 \cos(\phi_2) + u(y)] d\tau, \quad (2.9)$$

де  $c_0$  – швидкість ультразвуку в газі;  $\phi$  – реальний кут ультразвукового випромінювання;  $u(y)$  – швидкість газу в трубопроводі як функція координати  $y$ . Якщо за час  $\tau_2$  сигнал досягне п'єзоелектричного елемента  $B$ , то координати кінця шляху сигналу  $y$  відповідності до рівнянь (2.8) і (2.9) можуть бути

розраховані за такими формулами:

$$Y = \tau_2 c_0 \sin(\phi_2), \quad (2.10)$$

$$X = \tau_2 c_0 \cos(\phi_2) + \int_0^{\tau_2} u(y) d\tau. \quad (2.11)$$

У відповідності до рівняння (2.8)  $d\tau = dy/(c_0 \sin(\phi_2))$  інтеграл в рівнянні (2.11) може бути перетвореним. Тому

$$X = \tau_2 c_0 \cos(\phi_2) + \int_0^Y \frac{u(y)}{c_0 \sin(\phi_2)} dy. \quad (2.12)$$

Враховуючи, що

$$\int_0^Y u(y) dy = \bar{u}D, \quad (2.13)$$

$$c_0 \sin(\phi_2) = Y/\tau_2, \quad (2.14)$$

рівняння (2.12) можна привести до такого вигляду:

$$X = \tau_2 c_0 \cos(\phi_2) + \frac{\bar{u}D\tau_2}{Y}, \quad (2.15)$$

де  $\bar{u}$  усереднена швидкість газу в трубопроводі.

Так як  $D/Y = d/X$ , то рівняння (2.15) можна записати у наступному вигляді:

$$c_0 \cos(\phi_2) = \frac{X}{\tau_2} - \frac{\bar{u}d}{X}. \quad (2.16)$$

Взявши до квадрату праву і ліву частини рівнянь (2.14) і (2.16) і склавши їх з урахуванням того, що  $\sin^2(\phi_2) + \cos^2(\phi_2) = 1$  і  $X^2 + Y^2 = L_p^2$ , одержимо наступне рівняння:

$$\begin{aligned} c_0^2 &= \frac{L_p^2}{\tau_2^2} + \frac{\bar{u}^2 d^2}{X^2} - \frac{2\bar{u}d}{\tau_2} = \\ &= \left( \frac{L_p}{\tau_2} - \frac{\bar{u}d}{L_p} \right)^2 + \frac{\bar{u}^2 d^2}{X^2} - \frac{\bar{u}^2 d^2}{L_p^2}. \end{aligned} \quad (2.17)$$

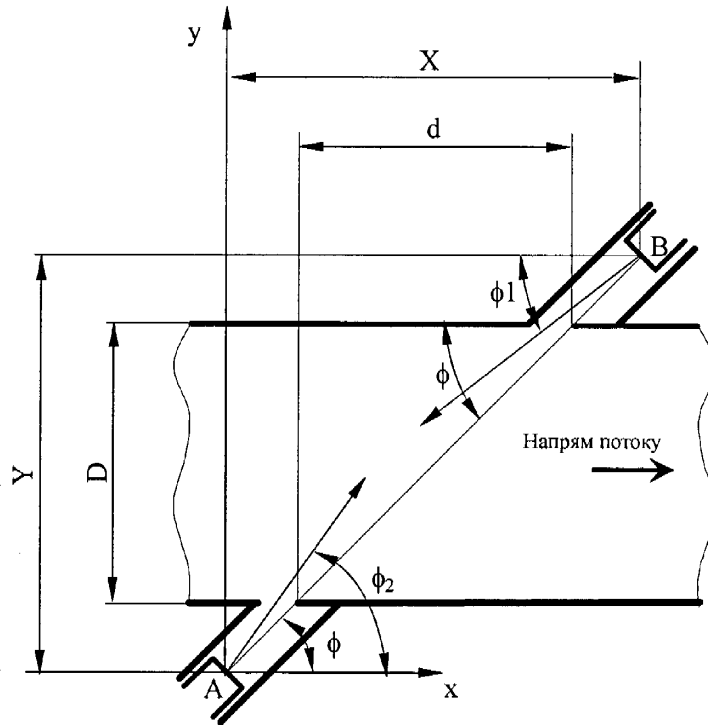


Рис. 2.9. Схема вимірювального участка витрати газу ультразвуковим методом

Розв'язуючи рівняння (2.17) відносно  $\tau_2$ , одержуємо наступну формулу для розрахунку часу проходження сигналу між п'єзоелектричними елементами A і B (рис.

$$\tau_2 = \frac{L_p}{\left( c_0^2 - \frac{\bar{u}^2 d^2}{X^2} + \frac{\bar{u}^2 d^2}{L_p^2} \right)^{0,5}} + \frac{\bar{u} d}{L_p} \quad (2.18)$$

Час проходження ультразвукового сигналу від п'єзоелектричного елемента B до A може бути визначений по аналогічній процедурі з урахуванням того, що швидкість газу вносить обернений ефект на поширення сигналу в потоці:

$$\tau_1 = \frac{L_p}{\left( c_0^2 - \frac{\bar{u}^2 d^2}{X^2} + \frac{\bar{u}^2 d^2}{L_p^2} \right)^{0,5}} - \frac{\bar{u} d}{L_p} \quad (2.19)$$

Розв'язуючи спільно рівняння (2.18) і (2.19) відносно швидкості  $\bar{u}$ , одержимо наступну формулу:

$$\bar{u} = \frac{L_p^2 (\tau_1 - \tau_2)}{2d\tau_1\tau_2}. \quad (2.20)$$

Як видно з наведеної формули покази ультразвукових лічильників не залежать від складу газу, тобто від величини швидкості звуку в газі. Це підтверджується практичними дослідженнями (залежність може проявлятися тільки на дуже малих витратах газу).

### 2.3. Теоретичне обґрунтування застосування роторних лічильників для контролю густини природного газу

Розглянемо процес, при якому вимірюваний газ послідовно проходить через два витратоміри: масовий, в якості якого використовується сопло Вентурі критичного витікання, та об'ємний, в якості якого використовується роторний або мембранний лічильник газу [69–71].

Масова витрата газу, який проходить через сопло, визначається за формулою:

$$q_{MI} = ACC_R (p_0 \rho_0)^{1/2}, \quad (2.21)$$

де  $q_{MI}$  – масова витрата газу через сопло;  $A$  – площа поперечного розрізу горловини сопла;  $C$  – коефіцієнт витрати;  $C_R$  – коефіцієнт критичного витікання реального газу;  $p_0$  – абсолютний стагнаційний тиск газу на вході в сопло;  $\rho_0$  – густина газу за стагнаційних умов на вході в сопло.

Стагнаційні умови на вході в сопло Вентурі можуть визначатись із співвідношень:

$$p_0/p_1 = (1 + (\kappa - 1)Ma_1^2/2)^{\kappa/(\kappa - 1)} \quad \text{– щодо абсолютного стагнаційного тиску,} \quad (2.22)$$

$$T_0/T_1 = 1 + (\kappa - 1)Ma_1^2/2 \quad \text{– щодо абсолютної стагнаційної температури,} \quad (2.23)$$

де  $p_1$  і  $T_1$  – відповідно абсолютний статичний тиск і абсолютна статична температура на вході в сопло Вентурі;  $\kappa$  – показник адіабати;  $Ma_1$  – число Маха за статичних умов на вході в сопло.

Оскільки за критичного витікання газу із сопла Вентурі швидкість потоку газу в горловині сопла дорівнює місцевому значенню швидкості звуку, то значення числа Маха для статичних умов на вході сопла згідно з законом зберігання кількості газу буде обернено-пропорційне співвідношенню площин поперечних розрізів трубопроводу вище по течії сопла та його горловини, тобто

$$Ma_1 = (\pi d^2/4) / (\pi D^2/4) = d^2 / D^2, \quad (2.24)$$

де  $d$  і  $D$  – відповідно, діаметр горловини сопла і діаметр трубопроводу вище по течії від сопла.

Враховуючи вираз (2.24) і той факт, що значення  $\kappa$  не може перевищувати  $5/3$ , можна визначити, що за умови  $D \geq 10d$  різниця між стагнаційними та статичними умовами буде меншою від  $0,0033\%$  і з практичної точки зору нею можна нехтувати. При цьому формула (2.21) прийме такий вигляд:

$$q_{M1} = ACC_R (p_1 \rho_1)^{1/2}, \quad (2.25)$$

де  $p_1$  – абсолютний статичний тиск газу на вході в сопло Вентурі;  $\rho_1$  – густина газу за статичних умов на вході в сопло.

Густину  $\rho_1$  можна визначати за рівнянням стану таким чином:

$$\rho_1 = \rho_c (p_1/p_c) (T_c/T_1) (Z_c/Z_1) = \rho_c C_1, \quad (2.26)$$

де  $\rho_c$ ,  $p_c$ ,  $T_c$  і  $Z_c$ , – відповідно, густина, абсолютний тиск, абсолютна температура і коефіцієнт стисливості газу, зведеного до стандартних умов;  $\rho_1$ ,  $p_1$ ,  $T_1$  і  $Z_1$  – відповідно, густина, абсолютний тиск, абсолютна температура і коефіцієнт стисливості газу за статичних умов на вході в сопло Вентурі;  $C_1$  – коефіцієнт перетворення за статичних умов на вході в сопло Вентурі.

Таким чином масова витрата газу через сопло з врахуванням виразів (2.25) і (2.26) визначається за формулою:

$$q_{M1} = ACC_R (p_1 \rho_c C_1)^{1/2} \quad (2.27)$$

Масова витрата газу, який проходить через лічильник, визначається за формулою:

$$q_{M2} = \rho_c (p_2/p_c) (T_c/T_2) (Z_c/Z_2) = \rho_c q_2 C_2, \quad (2.28)$$

де  $q_{M2}$  – масова витрата газу через лічильник;  $q_2$  – об'ємна витрата газу за статичних умов на вході лічильника;  $p_2$ ,  $T_2$  і  $Z_2$  – відповідно, абсолютний тиск, абсолютна температура і коефіцієнт стисливості газу за статичних умов на вході лічильника;  $C_2$  – коефіцієнт перетворення за статичних умов на вході лічильника.

Очевидно, що згідно з принципом дії пристрою має місце рівність  $q_{M1} = q_{M2}$  або

$$A C C_R (p_1 \rho_C C_1)^{1/2} = \rho_C q_2 C_2. \quad (2.29)$$

Піднесемо обидві частини рівності (2.25) до квадрату та знайдемо густину газу, зведеного до стандартних умов:

$$\rho_C = p_1 C_1 A^2 C^2 C_R^2 / (q_2^2 C_2^2). \quad (2.30)$$

Зовнішній вигляд густиноміра, який реалізує вказану вище методику, зображений на рис. 2.10, а без передньої кришки – на рис. 2.11.

Всередині корпусу густиноміра змонтовані вхідний трубопровід 2, регулятор тиску 3 з манометром 4, призначеним для візуального контролю тиску на вході густиноміра, фільтри 5 та 6 відповідно для грубого (10 мкм) і тонкого (1 мкм) очищення, перетворювачі 7 і 8 відповідно абсолютного тиску і температури газу на вході в сопло Вентурі критичного витікання 9, трубопровід 10, з вимірювальною ділянкою 11, перетворювачі 12 і 13 відповідно абсолютного тиску та температури газу на вході лічильника газу 14, вихідний трубопровід 15 і перетворювач 18 вихідного цифрового сигналу густиноміра.

На передній кришці з внутрішньої сторони встановлений обчислювач, до якого кабелями приєднані перетворювачі 7 та 12 тиску, перетворювачі 8 та 13 температури, перетворювач 18 вихідного сигналу, імпульсний вихід лічильника 14 газу, розмикач 17 інтерфейсу RS232 і батарея 16 живлення. На зовнішній стороні передньої кришки встановлена лицьова панель з мембранною клавіатурою.



В нижній частині корпусу густиноміра встановлено коробку 20 з розмикачем 17 інтерфейсу RS232, розмикачем 19 інтерфейсу RS485, літійовою батареєю 16 живлення та вимикачами 21 «Захист» і 22 «Живлення». Коробка 20 з зовнішньої сторони закривається кришкою 23.

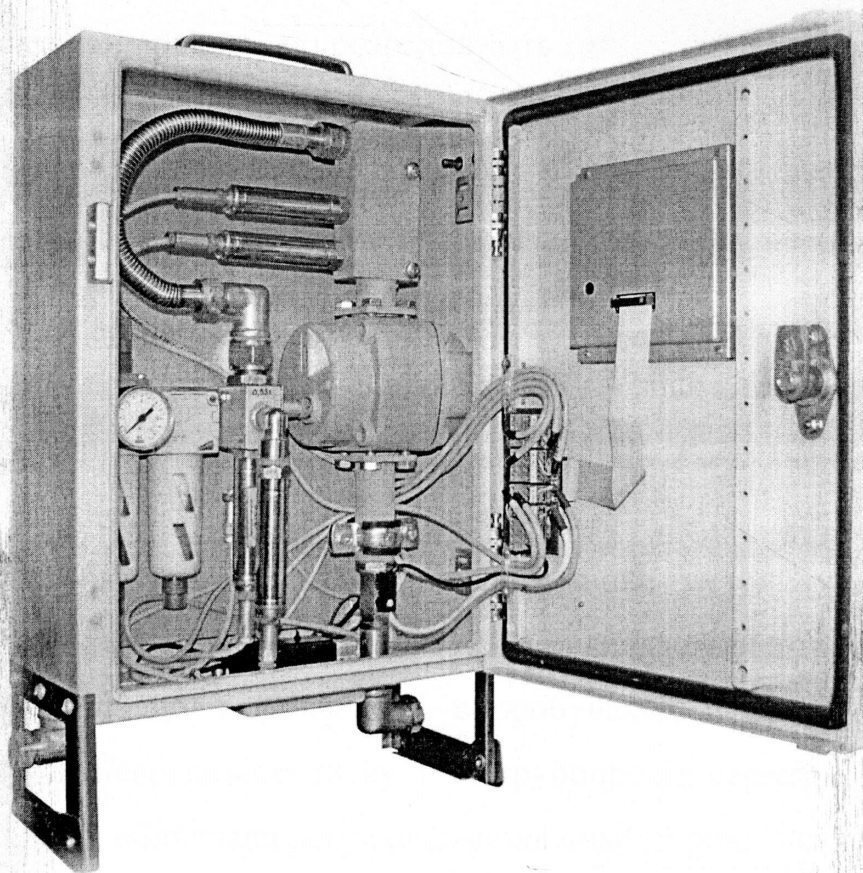


Рис. 2.10. Фотографія потокового густиноміра OE-RO2

Обчислювач неперервно обробляє імпульсні сигнали, які проходять від лічильника газу, щосекундно зчитує з відповідних перетворювачів значення абсолютного тиску та температури газу на вході в сопло та на вході лічильника та обчислює за кожний період дискретизації значення густини газу за формулою (2.30).

Густина контрольованого газу при послідовному зеднанні двох вимірювальних пристроїв, один з яких сопло Вентурі, а другий – роторний лічильник газу також може бути визначена таким чином:

$$\rho_c = \frac{A_{zp} P_1 K_{np1} \cdot 12,96 \cdot 10^6}{Q^2 K_{np2}}, \quad (2.31)$$

де  $A_{zp}$  – градувальний коефіцієнт сопла Вентурі;  $P_1$  – тиск газу перед соплом Вентурі;  $q$  – витрата газу, виміряна ротаційним лічильником газу;  $K_{np1}$ ,  $K_{np2}$  – коефіцієнт приведення до стандартних умов по соплу Вентурі і по лічильнику газу, відповідно, які розраховують так:

$$K_{np1} = \frac{P_1 T_{cm}}{T_1 P_{cm} K_1}, \quad (2.32)$$

$$K_{np} = \frac{P_2 T_{cm}}{T_2 P_{cm} K_2}, \quad (2.33)$$

де  $T_1$  – температура перепад соплом Вентурі;  $P_2$ ,  $T_2$  – тиск і температура перед ротаційним лічильником, відповідно;  $T_{cm} = 293,15$  °К і  $P_{cm} = 101325$  Па;  $K_1$  – коефіцієнт стисливості газу.

Схема пристрою, який реалізує описану вище методику визначення густини природного газу приведена на рис. 2.12 і складається з трубопровідної системи подачі газу, що включає дві випробувальні ділянки – вхідний трубопровід високого/середнього тиску 1 та трубопровід середнього/низького тиску 2, перша із яких обладнана регулювальною апаратурою в складі клапана відсікача 3, фільтра і регулятора тиску 5, встановлених послідовно перед соплом Вентурі критичного витікання 6, що встановлене на стискуванні трубопроводів високого/середнього 1 і середнього/низького 2 тиску разом з засобами вимірювання тиску 10 і температури 11 на ділянці 15 трубопроводу 1 перед соплом Вентурі 6, а друга 2 обладнана роторним лічильником газу 7 з перетворювачем обертів ротора в імпульсні сигнали 8, коректором об'єму/об'ємної витрати газу 9 і засобами вимірювання тиску 12 і температури 13 на ділянці 16 трубопроводу 2 перед лічильником 7 та випускним краном 14, встановленим після лічильника 7. При цьому всі засоби вимірювання і регулювальна температура пов'язані з електронною інформаційно-вимірювально-керуючою системою 17 і разом з нею скомпоновані в переносній

пафі/валізі 18, крім того вхід вхідного трубопроводу високого/середнього тиску 1 і вихід трубопроводу середнього/низького тиску 2 споряджені штуперами 19 і 20, відповідно, для під'єднання пристрою гнучкими шлангами до діючого трубопроводу на місці вимірювання.

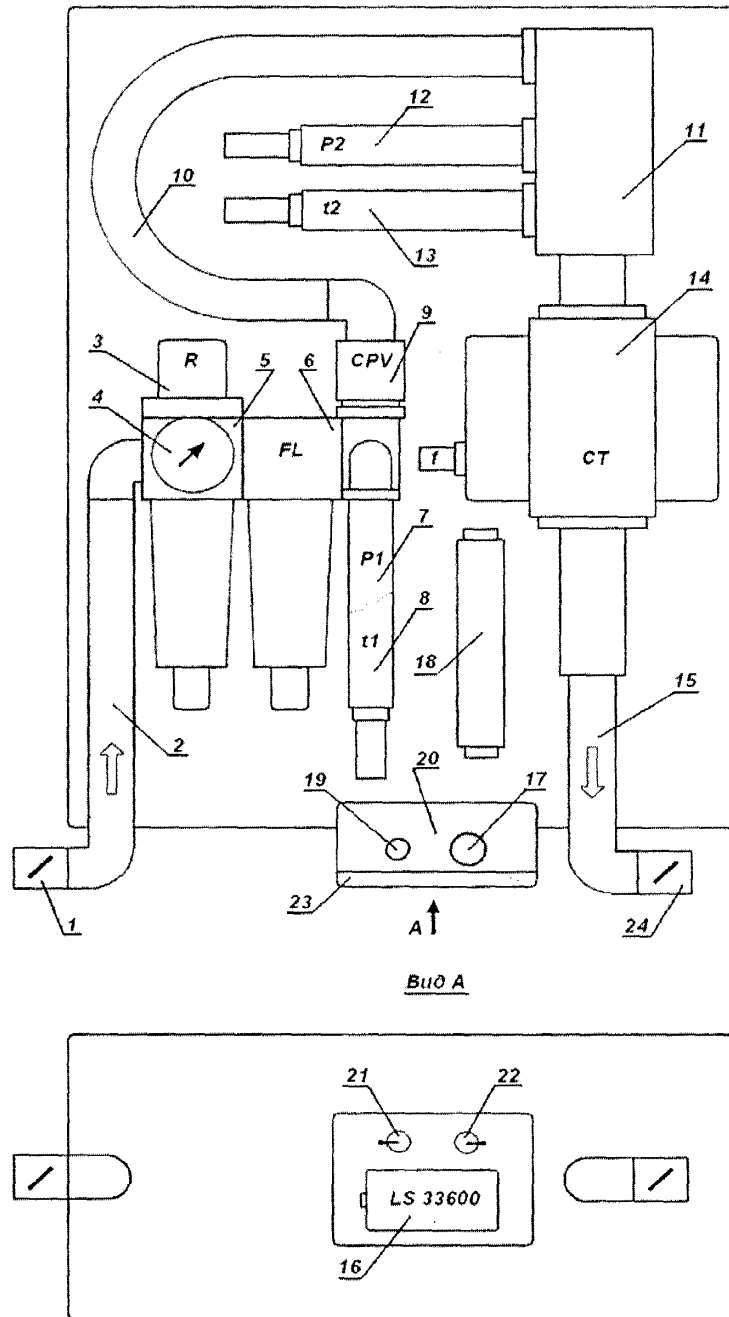


Рис. 2.11. Зовнішній вигляд густиноміра (без передньої кришки)

Пристрій для здійснення способу вимірювання густини природного газу,

який реалізує вищенаведену методику, працює наступним чином (рис.2.12). Для здійснення вимірювань за допомогою штуцерів 19 і 20 під'єднують гнучкими шлангами пристрій до діючого трубопроводу подачі природного газу, де необхідно визначити густину газу. При цьому вхідний клапан-відсікач 3 і випускний кран 14 закриті. З підключенням приладу до газопровідної системи ЕОМ 17 дає команду на їх відкриття. При протіканні газу по трубопроводі високого або середнього тиску 1 тиск газу понижується до середнього або низького тиску, відповідно, регулятором , регулятором тиску 5 і, проходячи через сопло Вентурі 6, із вимірюванням тиску і температури приладами 10 і 11 та передачею показів на ЕОМ 17, поступає на другу випробувальну ділянку трубопроводу середнього/низького тиску 2, де вимірюють тиск і температуру газу засобами вимірювання 13 і 12, відповідно, об'єм/об'ємну витрату роторним лічильником 7, які за допомогою перетворювача обертів ротора в імпульсні сигнали 8 поступають на ЕОМ 17.

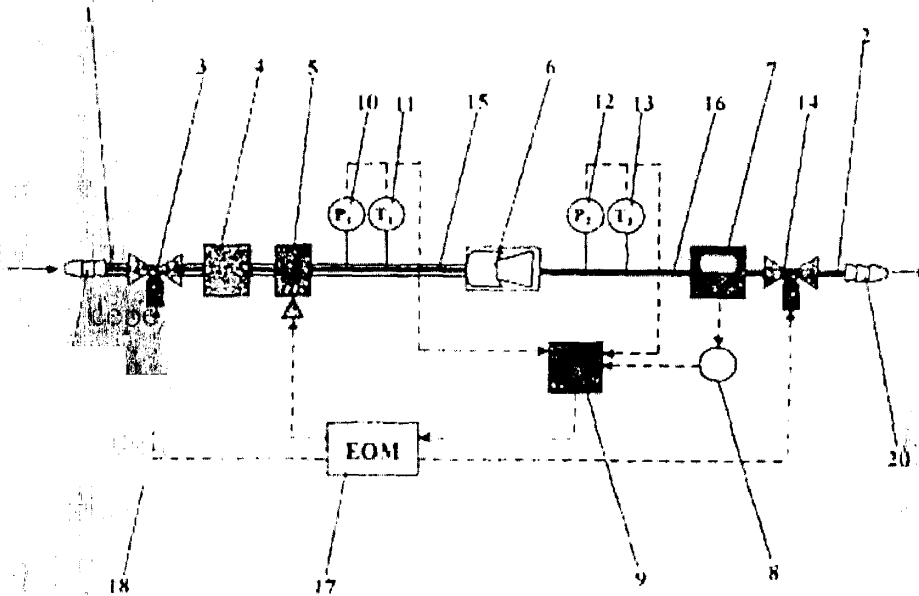


Рис. 2.12. Пристрій для вимірювання густини природного газу

Таким чином, газ проходить через два вимірювальні пристрої, один з яких сопло Вентурі 6, а другий – роторний лічильник газу 7 з перетворювачем швидкості обертання ротора в електричні імпульсні сигнали 8.

При протіканні газу через сопло Вентурі 6 останнє перетворює потік

газу в критичний режим витікання, а при протіканні через лічильник газу 7–в оберти роторів перетворювачем швидкості обертів ротора в імпульсні сигнали 8, при цьому необхідна об'ємна витрата і необхідний тиск газу забезпечуються регулятором тиску 5.

За допомогою інформаційно–вимірювально–керуючої системи 17 обчислюють значення густини природного газу в трубопроводі за стандартних умов з використанням математичної моделі шляхом ітерації результатів вимірювання об'єму/об'ємної витрати газу зведеної до стандартних умов двома методами з можливістю програмування ітераційної похибки і часу усереднення об'ємної витрати.

Після завершення вимірювань припиняється доступ газу із діючого газопроводу високого чи середнього тиску шляхом автоматичного спрацювання клапана–відсікача газу 3 за командою ЕОМ, одночасно стравлюються залишки газу з пристрою через випускний клапан 14 газопроводу, відповідно, середнього або низького тисків. Від'єднуються гнучкі шланги 19 і 20 і пристрій завдяки компонованню у переносній шафі–валізі готовий для переносного використання в іншому місці.

Пристрій також може бути використаний і для постійного режиму вимірювання густини газу. При цьому ЕОМ здійснює контроль тиску газу  $P_2$  перед лічильником, а при виході значень тиску за допустимі межі спрацьовує клапан–відсікач 3.

#### 2.4. Дослідження додаткових похибок вимірювання об'єму природного газу вузлами його обліку від впливу теплообмінних процесів в них

У зв'язку із підвищеною увагою газотранспортних та газорозподільних організацій до точності обліку природного газу було досліджено вплив теплообмінних процесів на вимірюваний об'єм газу діючими вузлами обліку природного газу, побудованих як на базі методу змінного перепаду тиску, так і

на базі лічильників газу різних типів. Результати дослідження показують, що при проектуванні та експлуатації систем обліку часто не вживаються заходи для усунення додаткових похибок вимірювання температури газу, хоча ці заходи не суперечать вимогам діючих нормативних документів щодо систем обліку, а підвищують їх точність [72–79].

Тому є потреба виконати аналіз та виявити фактори, які приводять до виникнення додаткових похибок із-за теплообмінних процесів у системах обліку газу, встановити якісний та кількісний вплив цих похибок на вимірне значення об'єму природного газу та сформулювати рекомендації для усунення цих додаткових з метою підвищення точності обліку природного газу.

В процесі транспортування та розподілу природного газу його параметри багаторазово змінюються як в результаті редукування та підігріву на автоматизованих газорозподільних станціях (АГРС), так і внаслідок зміни конструктивних параметрів газопроводу чи умов його прокладання. В результаті цього в газопроводах виникають ділянки зі змінною температурою газового потоку по довжині трубопроводу та ділянки, на яких температура газу відрізняється від температури навколишнього повітря. Поширеним є той факт, що саме на цих ділянках часто встановлюють системи обліку природного газу. Температурний режим таких ділянок, як правило, не враховується. Зокрема, не враховуються такі фактори, як різниця температур газу та конструктивних елементів вузла обліку, а також зміна температури газу по довжині трубопроводу.

Всі названі фактори у сукупності приводять до виникнення додаткової похибки вимірювання об'єму газу, зумовленої різницею між вимірною температурою газу за допомогою відповідних термодавачів і реальною температурою газу  $\Delta T$ . На цю різницю температур  $\Delta T$  впливають наступні фактори:

1) теплообмін між гільзою термометруювача та стінкою трубопроводу ВОГ, що приводить до появи похибки  $\Delta T_T$ ;

2) теплообмін між стінкою трубопроводу ВОГ з навколишнім повітрям,

що приводить до появи похибки  $\Delta T_x$ ;

3) інерційність термоперетворювача на ВОГ при періодичній зміні температури газу, що приводить до появи похибки  $\Delta T_{in}$ ;

4) зниження температури газу при редукуванні тиску газу на ВОГ, що приводить до появи похибки  $\Delta T_{ред}$ .

Крім вказаних факторів для систем обліку природного газу на основі методу змінного перепаду тиску за умови встановлення термоперетворювача (ТП) після діафрагми має місце фактор, зумовлений дроселюванням газу при протіканні через звужувальний пристрій, який викликає складову похибки  $\Delta T_{др}$ .

Для систем обліку природного газу на основі лічильників газу буде також впливаючий фактор, який зумовлений теплообміном між корпусом лічильника з навколишнім повітрям, що приводить до появи складової похибки  $\Delta T_{лр}$  в різниці температур  $\Delta T$ .

Оскільки температура зануреного в контрольований газ кінця ТП відрізняється від температури стінки трубопроводу, то між ними відбувається теплообмін теплопровідністю та випромінювання. При температурах газового потоку, характерних для процесів транспортування та розподілу природного газу, теплообмін випромінюванням має значно меншу інтенсивність порівняно з теплообміном теплопровідністю.

Похибка, зумовлена теплообміном між гільзою термоперетворювача та стінкою трубопроводу  $\Delta T_t$  представляє різницю між дійсною температурою газу в місці встановлення ТП та вимірним значенням температури газу.

Похибка  $\Delta T_t$  може бути як додатною, так і від'ємною, а її значення суттєво залежить від різниці температур газу та навколишнього повітря, витрати і тиску газу в трубопроводі, товщини стінки гільзи ТП та глибини занурення ТП в трубопровід.

За результатами досліджень вузлів обліку природного газу встановлено, що для систем обліку з діаметром трубопроводу ( $D \leq 100$  мм) при значних різницях температур навколишнього повітря та потоку газу значення похибки

$\Delta T_7$  може становити  $-1,5\text{ }^\circ\text{C}$  в зимових і  $+3\text{ }^\circ\text{C}$  в літніх умовах роботи.

Похибка, яка зумовлена теплообміном стінки ВОГ з навколишнім повітрям  $\Delta T_x$ . Для розрахунку витрати газу та приведення виміряного значення витрати та об'єму газу до стандартних умов необхідно знати температуру газу в місці встановлення первинного перетворювача витрати (звужувального пристрою (ЗП), лічильника).

Однак, для систем обліку на базі методу змінного перепаду тиску встановити ТП в місці встановлення ЗП не можливо, оскільки це буде вносити суттєві збурення в структуру потоку, що в свою чергу буде впливати на покази давачів тиску та перепаду тиску, тому його встановлюють на деякій відстані від ЗП. Відповідно до вимог Міждержавних стандартів відстань, на якій встановлення ТП із зовнішнім діаметром гільзи  $\leq 0,13D$  не вносить додаткової невизначеності коефіцієнта витікання, становить  $20D...30D$  при встановленні ТП перед ЗП, або  $5D..15D$  при його встановленні після ЗП.

Внаслідок теплообміну між потоком газу та навколишнім повітрям температура газу по довжині трубопроводу змінюється (наближається до температури навколишнього повітря), тому температура газу в місці встановлення ТП відрізняється від температури газу в місці встановлення первинного перетворювача витрати. Ця різниця температур являє собою похибку вимірювання температури газу, зумовлену теплообміном стінки трубопроводу з повітрям  $\Delta T_x$ .

Результати аналізу показують, що похибка  $\Delta T_x$  може бути як додатною, так і від'ємною, а її значення, крім таких факторів, як різниця температур газу та навколишнього повітря, витрата і тиск газу, суттєво залежить від місця встановлення ТП (відстані між ТП і ЗП).

За результатами моделювання температурного режиму газопроводів для діючих систем обліку встановлено, що похибка  $\Delta T_x$  для різних систем обліку може становити  $\pm 5\text{ }^\circ\text{C}$ .

Похибка, зумовлена зниженням температури газу при редуванні тиску



$\Delta T_{ред}$  внаслідок значного перепаду тиску на редукторах АГРС, зниження температури газу при дроселюванні може становити 10...20 °С або й більше. Термодинамічний процес відновлення структури потоку газу після редуктора відбувається на певній відстані після редуктора. Відстань між редуктором і системою обліку повинна бути більшою за відстань, впродовж якої відбувається відновлення структури потоку газу.

У випадку встановлення системи обліку після редукторів АГРС необхідно звернути увагу на відстань між редуктором та ТП. Ця відстань повинна бути більшою за відстань, впродовж якої відбувається відновлення структури потоку газу після редуктора. Якщо ця умова не виконується, то виникає додаткова похибка, що зумовлена зниженням температури газу при редукуванні тиску газу  $\Delta T_{ред}$ . Уточнення значень цієї похибки є предметом подальших теоретичних та експериментальних досліджень.

Похибка, зумовлена інерційністю термоперетворювача при періодичній зміні температури газу  $\Delta T_{ин}$  виникає тоді, коли на вимірювальній ділянці трубопроводу відбувається періодична зміна температури вимірювального газу. Такі коливання температури газу зустрічаються на АГРС після нагрівача газу, який працює за позиційним законом регулювання температури та після регулятора тиску газу в перехідних режимах його роботи. Періодична зміна витрати, а, відповідно, і температури газу, спостерігається також у системах обліку, встановлених перед котлами із позиційним регулювання витрати газу на спалювання.

Внаслідок інерційності ТП при наявності коливань температури газу поточне вимірне значення температури газу відрізняється від дійсної температури газу в трубопроводі.

Величина динамічної похибки  $\Delta T_{ин}$  залежить від швидкості зміни температури газу, інерційності ТП, товщини стінки гільзи ТП та параметрів газу (тиск, температура, витрата). Аналіз результатів проведення аудиту вузлів обліку природного газу на базі методу змінного перепаду тиску показав, що

суттєве значення похибки  $\Delta T_{in}$  може становити  $\pm 2$  °С.

Похибка, зумовлена дроселюванням газу при протіканні його через пристрій звуження потоку  $\Delta T_{op}$  виникає у випадку встановлення ТП після ЗП. Зміна температури газу на ділянці від ЗП до ТП відбувається внаслідок двох процесів: адіабатного зниження температури газу внаслідок звуження струменя потоку газу при його протіканні через ЗП та часткового відновлення температури газу внаслідок розширення струменя потоку. Відновлення тиску та температури газу після ЗП є частковим за рахунок втрат тиску на ЗП. При умові, що процес відновлення температури закінчується на ділянці до ТП, складова зниження температури газу  $\Delta T_{op}$  між перерізами ЗП та ТП може бути знайдена за рівнянням дросельного ефекту (ефекту Джоуля–Томсона).

Похибка  $\Delta T_{op}$  є завжди від'ємною, а її значення в певних гідродинамічних режимах (при значних витратах та втратах тиску на ЗП) може становити  $-0,4$ °С. Якщо термодинамічний процес відновлення потоку газу не завершиться в місці встановлення ТП після ЗП, то абсолютне значення похибки  $\Delta T_{op}$  може бути і більшим.

Похибка, яка зумовлена теплообміном корпусу лічильника з навколишнім повітрям  $\Delta T_{ll}$ . В системах обліку газу на основі лічильників газу температура газу може змінитися внаслідок теплообміну між корпусом лічильника та навколишнім повітрям. Лічильники газу, які містять обертові елементи, при значній різниці температури газу та температури навколишнього повітря працюють як теплообмінники. Інтенсивності теплообміну сприяють перемішування потоку газу у лічильнику, зменшення швидкості потоку (зокрема у камерах роторних лічильників), теплообмінні характеристики корпусу лічильників.

За результатами експериментальних досліджень встановлено, що різниця температури газу на вході та виході лічильників може становити  $1,2$ °С. В таких системах обліку газу місце встановлення ТП (на вході чи на виході лічильника) буде мати суттєвий вплив на результат вимірювання об'єму

Сумарна різниця температур  $\Delta T$ , що зумовлена вказаними вище факторами, може бути визначена так:

– для систем обліку на основі методу змінного перепаду тиску

$$\Delta T = \Delta T_T + \Delta T_x + \Delta T_{ред} + \Delta T_{ин} + \Delta T_{др}, \quad (2.34)$$

– для систем обліку на основі лічильників газу

$$\Delta T = \Delta T_T + \Delta T_x + \Delta T_{ред} + \Delta T_{ин} + \Delta T_{лг}. \quad (2.35)$$

Необхідно зазначити, що в залежності від місця розміщення вузла обліку та положення ТП та режиму протікання газу окремі складові у рівняннях (2.34) і (2.35) можуть бути відсутні.

Похибка вимірювання об'єму природного газу вузлами його обліку, що зумовлена можливою різницею температур  $\Delta T$  на цих вузлах може бути врахована так:

$$\delta_V = (V_c(T_{PT})/V_c(T) - 1) \cdot 100\%, \quad (2.36)$$

$V_c(T_{PT})$  – об'єм природного газу, приведений до стандартних умов, розрахований за вимірним значенням температури газу  $T_{PT}$ ;  $V_c(T)$  – об'єм природного газу, приведений до стандартних умов, розрахований за дійсним значенням температури газу  $T$  в місці встановлення первинного перетворювача тиску.

За результатами дослідження вузлів обліку природного газу встановлено, що абсолютне значення різниці температур  $\Delta T$  може становити до  $10^\circ\text{C}$ , а відповідна додаткова похибка вимірювання об'єму природного газу за впливу і неврахування вказаних вище факторів може становити  $2,0\%$ .

## Висновки до 2–го розділу

Приведені у 2–ому розділі результати досліджень можна звести до таких основних висновків:

1) CFD–технології можуть бути успішно використані для дослідження турбінних лічильників газу. При цьому є можливість провести дослідження впливу таких параметрів цих лічильників газу, як довжини вхідного і вихідного каналів, внутрішнього і зовнішнього радіусів каналів, геометричних параметрів турбінок, їх маси і кількості на метрологічні характеристики турбінних лічильників газу. Таким чином можуть бути отримані функціональні залежності, оцінений вплив коливань вимірювальної витрати на метрологічні характеристики дощо;

2) теоретично обґрунтовано, що при вимірюванні витрати і кількості природного газу ультразвуковими лічильниками газу виключається вплив складу рухомого газу і його густини на результати вимірювання;

3) теоретично обґрунтована можливість визначення густини природного газу, приведеної до стандартних умов при використанні послідовно з'єднаних між собою роторного лічильника газу, сопла Вентурі і відповідного додаткового обладнання, що дозволило розробити потоковий густиномір, який використовується також і для сигналізації зміни складу газу;

4) здійснений аналіз додаткової похибки вимірювання об'єму газу вузлами його обліку внаслідок впливу різних теплообмінних процесів у промислових вузлах обліку природного газу. Для усунення цієї додаткової похибки вимірювання об'єму природного газу необхідно усунути усі фактори, що впливають на виникнення різниці між виміряною температурою газу термометрорівномірним у вузлі його обліку і дійсною температурою газу. Розроблені рекомендації щодо усунення факторів впливу теплообмінних процесів на різних ділянках проходження газу у вузлах його обліку.

## РОЗДІЛ 3

### ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТИСКУ І ТЕМПЕРАТУРИ ТА ВИДУ ВИМІРЮВАНОВОГО СЕРЕДОВИЩА НА МЕТРОЛОГІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОМИСЛОВИХ ЛІЧИЛЬНИКІВ ГАЗУ

Параметри газу (тиск і температура) впливають на метрологічні характеристики промислових лічильників газу різних типів (ультразвукові, турбінні, ротаційні тощо). В технічних характеристиках на лічильники газу приводять температуру, при якій вказані лічильники повинні експлуатуватися. Однак не вказуються ні значення, ні залежності впливу температури і тиску природного газу на ці метрологічні характеристики, що в кінцевому може бути враховано як уточнення при розрахунках за спожитий газ або з метою стабілізації цих параметрів при експлуатації лічильників газу.

Крім цього в більшості випадків повірку промислових лічильників газу проводять на робочому середовищі – повітрі, а експлуатують ці лічильники на природному газі. Тому важливим також є оцінка впливу зміни робочого середовища на метрологічні властивості промислових лічильників газу.

#### 3.1. Методика експериментальних досліджень впливу тиску і температури природного газу та виду робочого середовища на метрологічні характеристики промислових лічильників газу

Особливістю методики досліджень є те, що вона передбачає відповідне технічне удосконалення випробувальної установки ВУПГ ПАТ «Івано-Франківськгаз». Удосконалення функціональної схеми випробувальної установки ВУПГ звелися до монтажу додаткової випробувальної ділянки за межами приміщення випробувальної установки (рис. 1.5.) і розроблення нової функціональної схеми для дослідження впливу температурного фактору на роботу лічильників газу. Такі конструктивні зміни розширюють можливості

випробувальної установки, зокрема, забезпечують одночасне дослідження двох лічильників з одним еталоном, через які проходить один потік природного газу. При цьому один лічильник монтується за реальних умов експлуатації (за межами приміщення випробувальної установки) при фактичній на момент випробувань температурі навколишнього середовища, а другий – після робочого еталону (РЕ) за стандартних (стосовно температури оточуючого середовища) умов експлуатації. Водночас наявність регулятора тиску і кранів (дроселюючих пристроїв) забезпечує можливість регулювання параметрів задання тиску як на кожному з досліджуваних лічильників, так і на робочому еталоні в межах від високого 0,6 МПа до низького 0,1 МПа тисків. Таким чином відкриваються можливості дослідження одного або одночасно двох лічильників при різних робочих тисках [80–85].

Удосконалена установка ВУПГ забезпечує можливість регулювання тисків, температури і витрати природного газу. Особливістю розробленої схеми є застосування двох випробувальних ділянок (безпосередньо в умовах навколишнього середовища, де монтується лічильник Л1), і в приміщенні випробувальної установки, де монтується лічильник Л2. Технологічна схема забезпечує протікання газу з газопроводу високого тиску послідовно через Л1, РТ, ТО, РЕ, Л2 і до ГНТ або ГСТ (рис. 1.5). При цьому відкриттям кранів КР5 або КР6 досягається завдання високих або низьких значень робочих тисків на РЕ і Л2, а наявність кранів КР1...КР4 забезпечує як зміну заданих значень робочих витрат природного газу, так і можливість функціонування вказаних вимірювальних засобів на різних робочих тисках, зокрема на високому для РЕ і низькому для Л2, або на високому для Л1 і високому (або низькому) для РЕ. Крім того передбачена можливість зміни місця монтажу Л1 і Л2 або монтажу відповідних вставок замість них при дослідженні тільки одного лічильника. ТО забезпечує регулювання температури природного газу перед РЕ до досягнення стандартних умов або умов, які передбачені метрологічною атестацією чи дослідженнями. При цьому спочатку можна проводити дослідження впливу робочого тиску лічильника Л1 на «холодному»

природному газі, а потім, після його перемонтажу на місце Л2, визначати такі амі метрологічні характеристики при «нагрітому», наприклад до стандартних умов, природному газі. Контрольно-вимірювальні засоби, які необхідні для проведення експериментальних досліджень, наведені на рис. 1.5 і пояснені в написі під рисунком.

Експериментальні дослідження проводилися на базі турбінних, роторних ультразвукових лічильників газу типорозміру G100 таких моделей: TZ/Fluxi (виробник “Schlumberger Industries”, Франція), ЛГ80 (виробник ВАТ “Івано-Франківський завод “Промприлад”, м. Івано-Франківськ), GMS (виробник ДП “Завод Арсенал”, м.Київ), ТЕМП (виробник НВФ “Темп”, м.Івано-Франківськ), Курс-01 (виробник НВФ “Курс”, м. Дніпропетровськ), Delta (фірма “Actaris”, Німеччина).

Методика визначення метрологічних характеристик лічильників газу передбачає побудову графіка залежності похибки лічильника  $\delta$  від витрати природного газу  $q$  за робочих умов для різних значень тисків. При цьому дослідження проводять за умов різних значень температури природного газу.

Значення похибки визначається за нормованих витрат, наприклад,  $q_{min}$  або  $0,05q_{max}$ ;  $0,1q_{max}$ ;  $0,25q_{max}$ ;  $0,4q_{max}$ ;  $0,7q_{max}$ ;  $q_{max}$  ( $q_{min}$  і  $q_{max}$  – значення мінімальної і максимальної витрати газу через лічильник за робочих умов). Кількість нормованих витрат становить від п'яти до семи значень і визначається відносним робочим діапазоном витрат. Наведені вище значення нормованих витрат конкретизовані для лічильників з відносним діапазоном 1:20.

Для кожного вимірювання за вказаних вище витрат обчислюють значення контрольованого об'єму, що пройшов через лічильник газу і робочий тиск за формулами:

$$V_{ЛС} = V_{Л} \cdot \frac{P_{Л}}{P_{С}} \cdot \frac{T_{С}}{T_{Л}} \cdot \frac{1}{K_{Л}}, \quad (3.1)$$

$$V_{ОС} = V_{О} \cdot \frac{P_{О}}{P_{С}} \cdot \frac{T_{С}}{T_{О}} \cdot \frac{1}{K_{О}}, \quad (3.2)$$

де  $V_{лс}$  і  $V_{ос}$  — об'єм газу, приведений до стандартних умов, який виміряний лічильником і робочим еталоном, відповідно;  $V_{л}$  і  $V_{о}$  — об'єм газу виміряний, лічильником і робочим еталоном за робочих умов, відповідно;  $P_{л}$  і  $P_{о}$  — абсолютний тиск газу у лічильнику і робочому еталоні, відповідно;  $T_{л}$  і  $T_{о}$  — абсолютна температура газу у лічильнику і робочому еталоні, відповідно;  $P_{с}$  і  $T_{с}$  — абсолютний тиск і абсолютна температура, які відповідають стандартним умовам, відповідно;  $K_{л}$  і  $K_{о}$  — коефіцієнт стисливості природного газу за умов лічильника і робочого еталона, відповідно.

Відносну похибку лічильника  $\delta_E$  за результатами виміряних значень об'єму обчислюють за формулою:

$$\delta_{л} = \frac{V_{лс} - V_{ос}}{V_{ос}} \cdot 100, \% . \quad (3.3)$$

Підставляючи (3.1) і (3.2) в (3.3), отримуємо такий кінцевий вираз для розрахунку відносної похибки лічильника  $\delta_E$ :

$$\delta_{л} = \left[ \frac{V_{л}}{V_{о}} \cdot \frac{P_{л}}{P_{о}} \cdot \frac{T_{о}}{T_{л}} \cdot \frac{K_{о}}{K_{л}} - 1 \right] \cdot 100, \% . \quad (3.4)$$

При цьому значення витрати за робочих умов лічильника  $Q_{л}$ , яке необхідне для побудови залежності  $\delta = f(Q)$ , обчислюють з врахуванням усереднення за інтервал часу  $\tau$  відліченого робочим еталоном контрольного об'єму  $V_{о}$  і приведенням його до робочих умов лічильника газу:

$$Q_{л} = \frac{V_{о}}{\tau} \cdot \frac{P_{о}}{P_{л}} \cdot \frac{T_{л}}{T_{о}} \cdot \frac{K_{л}}{K_{о}} . \quad (3.5)$$

Експериментальні дослідження і обчислення згідно (3.4)–(3.5) продовжують за інших робочих умов лічильника газу, тобто зміною положення кранів КР3–КР6 (рис. 3.1) задають значення тисків 0,1; 0,2; 0,3 МПа, а температуру газу залишають незмінною порівняно з попередніми дослідженнями.



З урахуванням відомого з літературних джерел і експериментально підтвердженого (рис.3.1 – рис. 3.4) впливу параметрів природного газу на метрологічні характеристики лічильників розроблений нормативний документ, який регламентує методику визначення додаткових похибок від впливу тиску і температури природного газу. У відповідності до цього документу обробку результатів досліджень необхідно здійснювати для кожної  $i$ -тої випробовуваної витрати газу за такими формулами:

$$\Delta\delta_{p_i} = (\delta_{p_i} - \delta_{c_i}) \cdot \frac{100}{p_L - p_C}, \quad (3.6)$$

$$\Delta\delta_{T_i} = (\delta_{T_i} - \delta_{c_i}) \cdot \frac{10}{T_C - T_L}, \quad (3.7)$$

де  $\Delta\delta_{p_i}, \Delta\delta_{T_i}$  - додаткова відносна похибка лічильника від впливу тиску і температури, відповідно, %;  $\delta_{p_i}, \delta_{T_i}$  - відносна похибка лічильника за умов відхилення робочого тиску і температури від стандартних умов, відповідно, %;  $\delta_{c_i}$  - відносна похибка лічильника, яка обчислена з врахуванням зведення робочих параметрів природного газу до стандартних умов, %.

Отриманий результат  $\Delta\delta_{p_i}$  характеризує зміну відносної похибки лічильника для  $i$ -тої витрати на кожні 100кПа зростання робочого тиску при данні значень  $p_L$  і  $p_C$  в кПа, а результат  $\Delta\delta_{T_i}$  - зміну відносної похибки лічильника для  $i$ -тої витрати на 10<sup>0</sup>С пониження робочої температури газу.

Таким чином розроблена методика відкриває можливості експериментального дослідження метрологічних характеристик різних типів та типорозмірів лічильників на умовах їх функціонування за реального природного газу для різних значень робочих тисків. Це дозволяє в перспективі запровадити коригування паспортних метрологічних характеристик робочих засобів обліку природного газу, а також вдосконалити чинні нормативні документи, що визначають метрологічні характеристики засобів обліку природного газу під час їх експлуатації. Крім того, отримані результати відкривають можливості для експериментальних досліджень експлуатаційних характеристик нових засобів з метою їх удосконалення, а також сприятимуть за

результатами досліджень їх конструктивному вдосконаленню. Поряд з цим визначення чисел Рейнольдса ( $Re$ ) для кожного експерименту забезпечує можливість побудови залежностей  $\delta=f(Re)$  і коригування метрологічних характеристик лічильників газу з урахуванням умов їх експлуатації. В кінцевому результаті практична реалізація методики буде сприяти підвищенню точності обліку природного газу і зменшенню його втрат.

Поряд з конструктивною зміною функціональної схеми, яка зображена на рис. 1.5 і містить дві випробувальні ділянки, їй властива також і конструктивна зміна щодо регулювання температури природного газу. Ця конструктивна зміна зумовлена відсутністю вітчизняних розробок серійних теплообмінників, які змогли б реалізувати теплообмін з середовищем природного газу як в режимі його нагрівання, так і охолодження за об'ємних витрат газу до  $250 \text{ м}^3/\text{год}$  при робочих тисках до  $0,6 \text{ МПа}$ . Тому розроблений і створений дослідний зразок теплообмінника (ТО) у вигляді сотового типу з примусовою циркуляцією рідинного теплоносія (води) у міжтрубному просторі.

ТО забезпечує підігрівання або охолодження природного газу перед робочим еталоном (РЕ) до стандартних умов або умов, які передбачені метрологічною атестацією. При цьому спочатку можна проводити дослідження ЛІ на «холодному» природному газі, а потім після його перемонтажу на місце ЛІ визначати такі самі метрологічні характеристики при «нагрітому», наприклад до стандартних умов, природному газі.

Методика визначення метрологічних характеристик лічильників газу передбачає побудову кривої залежності похибки лічильника  $\delta$  від витрати природного газу  $q$  за робочих умов для різних значень температури. При цьому дослідження проводять за умов різних значень тиску природного газу.

При дослідженні впливу температури спочатку досліджуваний лічильник монтують у першій випробувальній ділянці, тобто на місці лічильника ЛІ і задають мінімальну робочу витрату  $q_{min}$ . Далі вмикають теплообмінник ТО і зміною його режиму роботи задають температуру газу через РЕ до  $20 \pm 2^\circ\text{C}$ . Обчислення проводять згідно алгоритму (3.4)–(3.5) і їх

повторюють за інших вибраних витрат  $q_E$  досліджуваного лічильника. Після цього лічильник встановлюють у другу випробувальну ділянку на місце Л2 і операції визначення похибки повторюють. Це дає можливість отримати аналогічні характеристики  $\delta=f(q)$  при функціонуванні лічильника на природному газі за робочих і стандартних умов по температурі.

Дослідження повторюють за різних робочих тисків на досліджуваному лічильнику і РЕ шляхом зміни положення дроселюючих кранів КР1–КР6 і використовуючи при цьому інструкцію з експлуатації випробувальної установки.

Для отримання реальних метрологічних характеристик лічильників газу на робочому середовищі – повітрі необхідно провести відповідні експериментальні їх дослідження на повір очній установці ПУЛГ, яка функціонує в ППЗ «Івано–Франківськгаз».

### 3.2 Результати експериментальних досліджень впливу тиску і температури природного газу та виду робочого середовища на метрологічні характеристики промислових лічильників газу і їх аналіз

Результати експериментальних досліджень впливу тиску природного газу, його температури, а також виду робочого середовища, які проводилися для шести вказаних вище лічильників газу типорозміру G100 представлені на рис. 3.11. При цьому за базові значення вибрані два значення тисків: 100 кПа (низький тиск) і 360 кПа (середній тиск). Для оцінки впливу тиску для різних температур природного газу аналогічні дослідження проводились при низьких температурах (5–10)°С і температурі, близькій до стандартної (19–20)°С. З метою порівняння впливу виду робочого середовища (природного газу) на похибку лічильників газу на вказаних графіках також наведені залежності похибок лічильників, які отримані при повірці цих лічильників на повітрі з використанням повірочної установки типу ПУЛГ, яка експлуатується

у ПАТ "Івано-Франківськгаз" [86–87].

На основі аналізу отриманих результатів досліджень можна зробити наступні висновки:

1) зростання тиску газу приводить до збільшення в додатню сторону похибки роторних і турбінних лічильників газу на витратах, що перевищують  $(0,4-0,5) q_{max}$ , яка знаходиться в межах  $(0,2-0,5)\%$ , а для турбінних лічильників типу TZ/Fluxi і ЛГ80 це зростання похибки є більш суттєвим і сягає 1%;

2) на витратах  $(0,1-0,3) q_{max}$  для турбінних лічильників зростання тиску зумовлює зменшення від'ємних значень похибки, внаслідок чого форма кривої похибок набуває більш плавного виду, тобто з менш вираженим "завалом" в сторону від'ємних похибок при мінімальних витратах. Поряд з цим для роторних лічильників ця закономірність не є настільки очевидною, наприклад, для лічильників типу Delta похибка на витратах  $0,2 q_{max}$  при високих тисках є близькою до нуля порівняно з  $-0,5\%$  при низькому тиску, а потім спадає до  $-1,5\%$  при високому тиску порівняно з  $-1,2\%$  при низькому тиску. Подібні явища спостерігаються і в лічильниках типу ТЕМП. В лічильниках типу GMS на мінімальних витратах крива похибок при середньому тиску знаходиться приблизно на  $0,5\%$  вище, ніж при стандартному тиску, тобто є менший "завал" у від'ємні значення похибки;

3) на витратах  $(0,4-0,5) q_{max}$  для роторних і турбінних лічильників вплив тиску практично відсутній, так як криві похибок для різних тисків є близькі між собою або перетинаються;

4) для ультразвукових лічильників газу типу Курс-01 вказані закономірності підняття кривої похибок на  $(0,1-0,5)\%$  за витрат більших  $q_{max}$  спостерігаються при температурах газу, близьких до  $20^{\circ}\text{C}$ , а за менших витрат має місце зростання значень від'ємної похибки (різниця похибок може становити 1%). Поряд з цим при низьких температурах вплив тиску характеризується протилежними закономірностями впливу, тобто похибка є меншою на  $(0,7-1,0)\%$  для витрат  $(0,2-1,0) q_{max}$  і приблизно на стільки ж (тобто

на 1%) перевищує похибку на витратах  $0,1 q_{max}$ . В цілому вплив тиску на роботу ультразвукових лічильників газу не носить систематичного характеру;

5) результати дослідження впливу виду робочого середовища (природного газу) підтверджують, що практично у всіх типів турбінних і роторних лічильників для всього діапазону вимірювань незалежно від значень робочих тисків крива похибок при дослідженні на природному газі є зміщеною вниз на  $(0,2-0,5)\%$  порівняно з кривою, отриманою на повітрі;

6) пониження температури природного газу приводить до спадання похибки для роторних лічильників газу типу Темп і турбінних типу ЛГ80 і ТЗ/Flux1. При цьому кількісна оцінка для роторних лічильників на витратах  $(0,5-1,0) q_{max}$  змінюється від  $(0,1-0,3)\%$  до  $(0,5-0,8)\%$ , а для турбінних за цих витрат вплив температури є менш виражений  $(0,2-0,5)\%$ ;

7) пониження температури зумовлює суттєве (на  $0,8-2\%$ ) зменшення від'ємної похибки за малих робочих витрат роторних лічильників і турбінних лічильників газу. Це приводить до зменшення робочого діапазону лічильників газу, так як на витратах  $0,1 q_{max}$  похибка може становити  $(2,5-3,5)\%$ ;

8) для турбінних лічильників газу більш суттєвий вплив низьких температур спостерігається на низьких тисках –  $4,5\%$  порівняно з  $-1,8\%$  для середніх тисків, або відповідно  $-9,5\%$  порівняно з  $-2,5\%$ ;

9) для роторних лічильників газу вплив низьких температур є менш вираженим і їх похибка на мінімальних витратах практично відповідає регламентованим значенням (не перевищує  $-2\%$ );

10) при дослідженні впливу робочого середовища встановлено, що при витратах більше  $0,5 q_{max}$  за середніх тисків крива похибки лічильників при низьких температурах розміщена вище на  $0,2\%$  або на  $(0,5-0,6)\%$  порівняно з значеннями похибки, отриманої з використанням повітря як робочого середовища. При цьому похибка кількісно набуває додатних значень, наприклад,  $0,9\%$ ;

11) вплив виду робочого середовища при витратах більше  $0,5 q_{max}$  за низьких тисків є суттєво меншим (різниця похибок не перевищує 0,3% або майже відсутня) порівняно із зміною похибки за середніх тисків;

12) для ультразвукових лічильників газу типу Курс-01 вплив температури не носить систематизованого характеру. Так за середніх тисків для діапазону  $(0,4-0,9) q_{max}$  при температурах  $(5-6)^{\circ}\text{C}$  похибка становить відповідно  $(-0,9 - 0,3)\%$ , в той час як для низьких тисків її значення змінюється в межах  $(0,2 - 1,3)\%$ . При витратах менше  $0,4 q_{max}$  за високих і низьких тисків при низьких температурах спостерігається зворотний ефект (зростає додатня похибка до  $+0,9\%$  і вище, яка є більшою від похибки за стандартних температур). Крім того за середніх тисків при витратах більше  $0,9 q_{max}$  похибка є додатньою і на  $(0,2-0,3)\%$  перевищує похибку при низьких тисках.

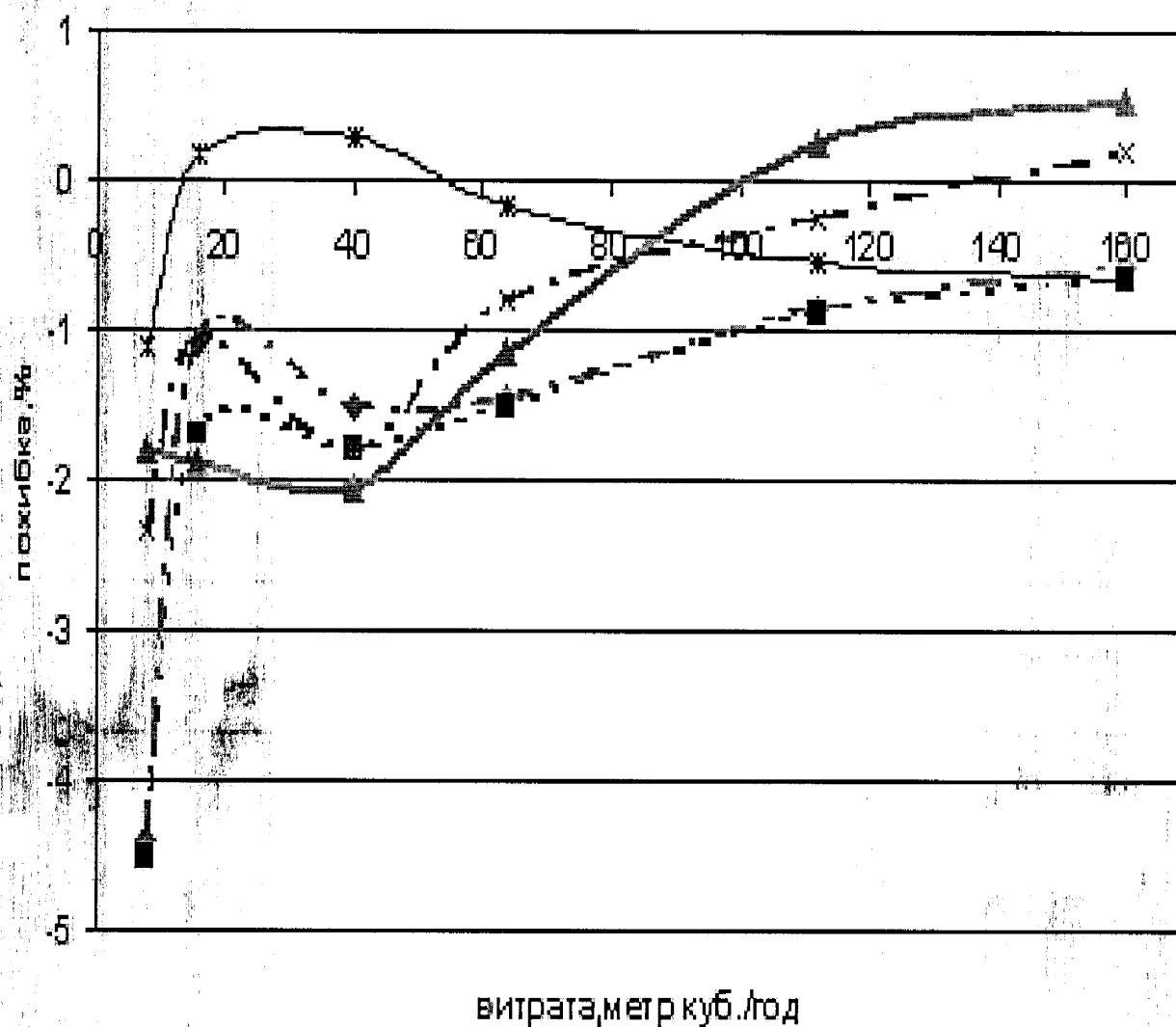


Рис. 3.1. Похибка лічильника газу TZ/Flux і як функція витрати, розрахована згідно (3.1) – (3.3):

- ◆ температура 19-20град; абсолютний тиск 100кПа
- 5-8град; 100кПа
- ▲ 19-20град; 380кПа
- × 5-8град; 380кПа
- \* повітря при 20град і 103кПа

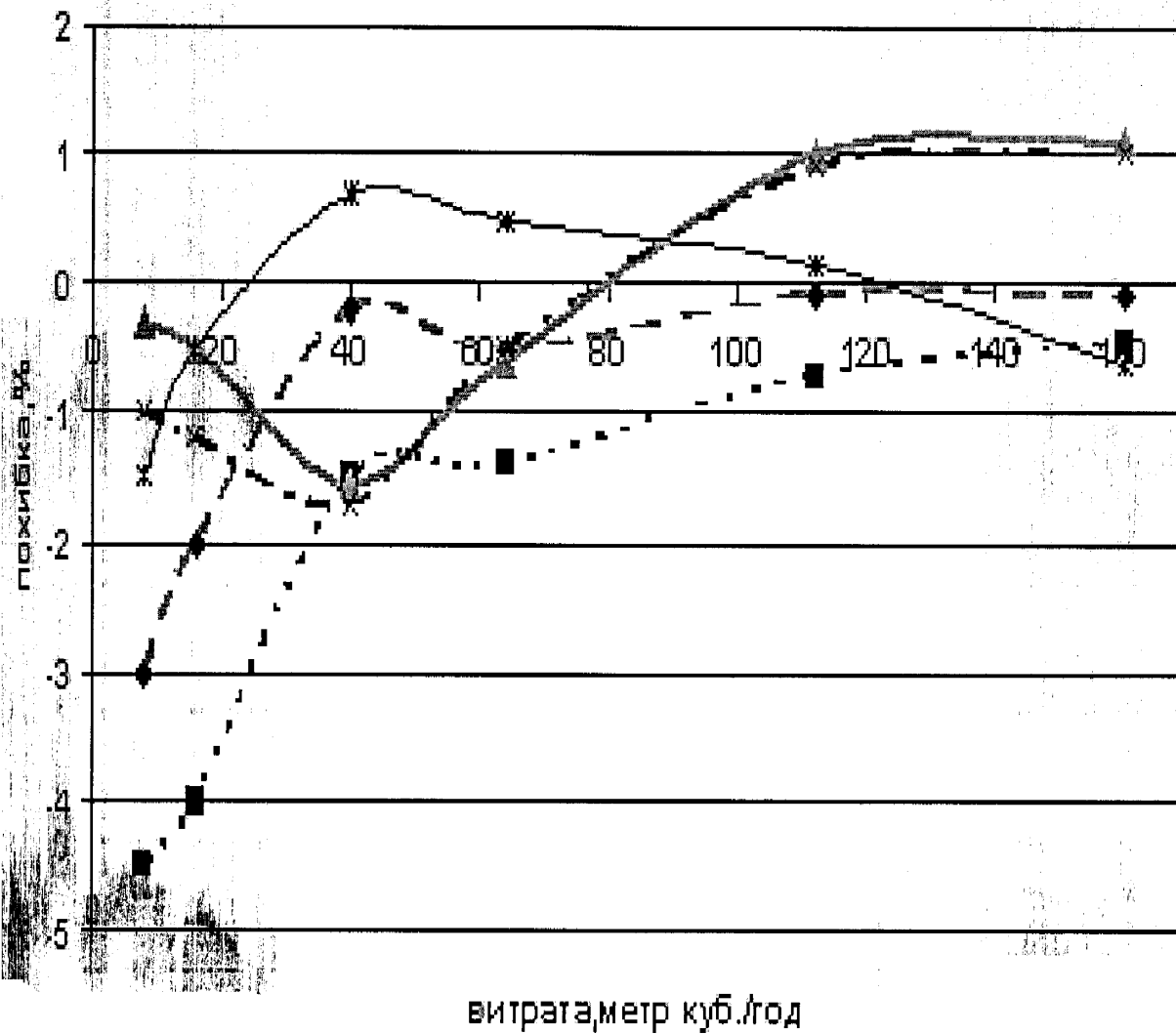


Рис. 3.2. Похибка лічильника газу ЛГ80 як функція витрати, розрахована згідно (3.1) – (3.3):

- ◆ температура 19-20град; абсолютний тиск 100кПа
- 5-8град; 100кПа
- ▲ 19-20град; 360кПа
- × 5-8град; 360кПа
- ★ повітря при 20град і 103кПа



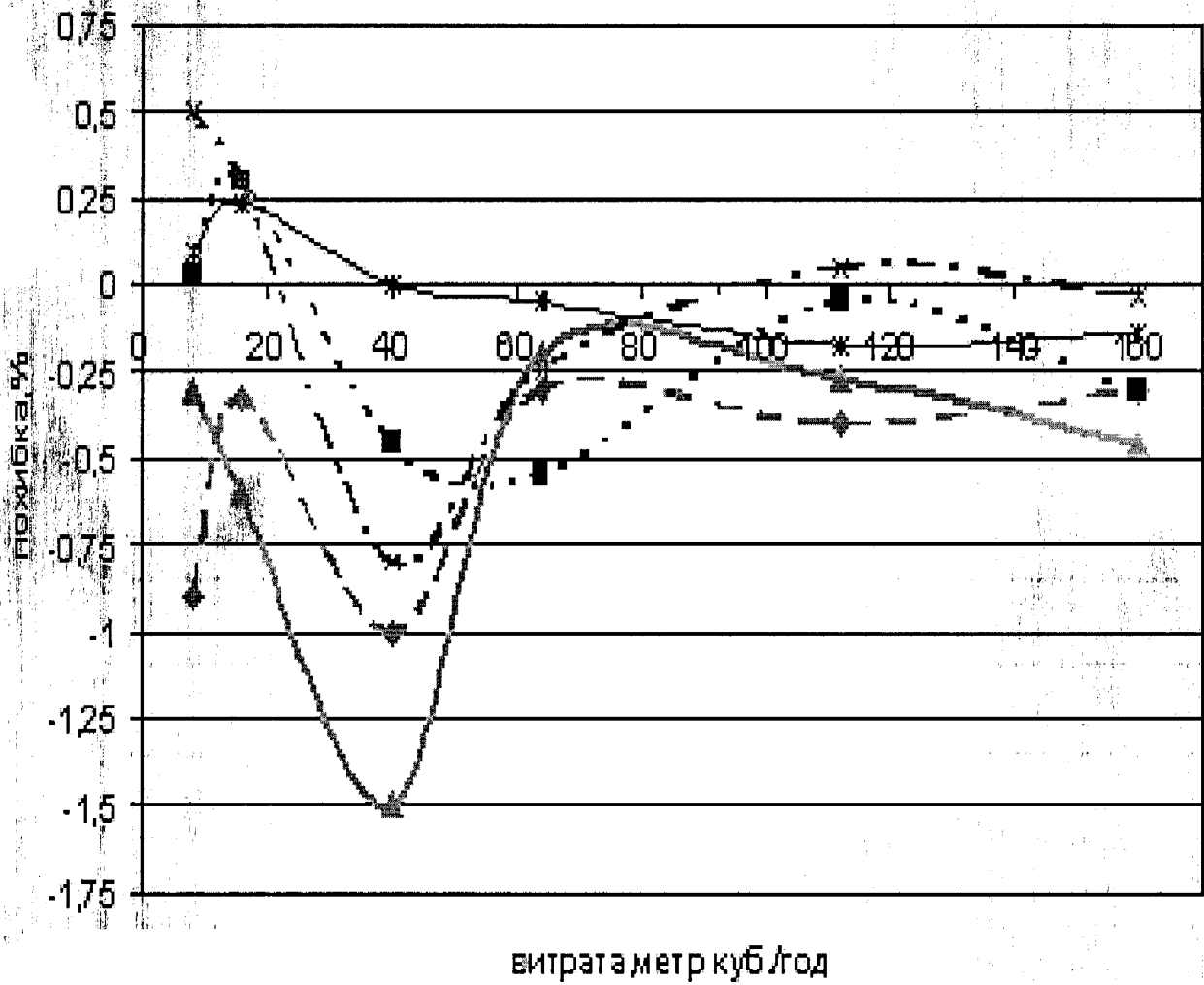


Рис. 3.3. Похибка лічильника газу GMS як функція витрати, розрахована згідно (3.1) – (3.3):

- ◆— температура 10-20град; абсолютний тиск 100кПа
- 5-8град; 100кПа
- ▲— 10-20град; 380кПа
- ×— 5-8град; 380кПа
- \*— повітря при 20град і 103кПа

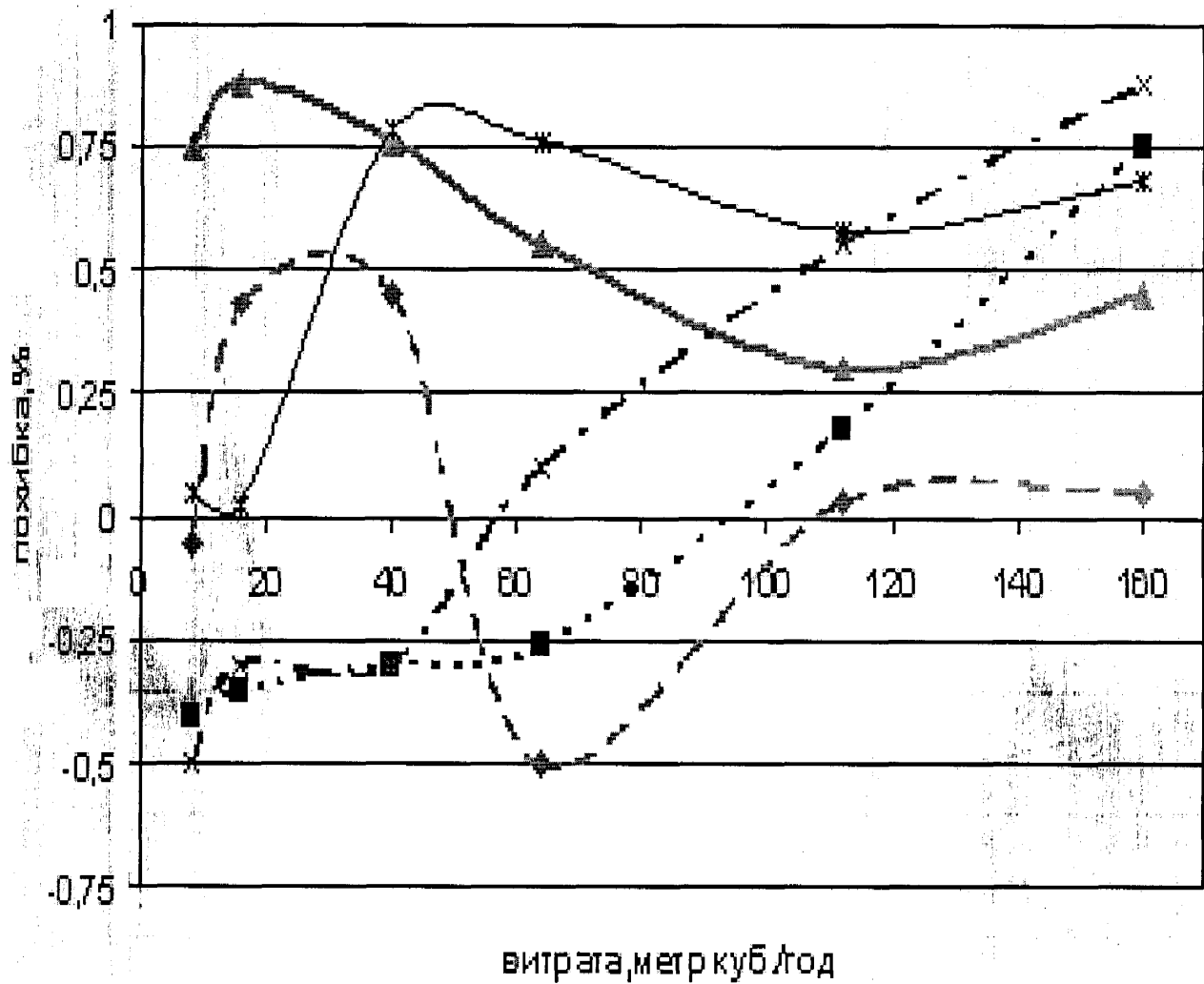


Рис. 3.4 Похибка лічильника газу ТЕМП як функція витрати, розрахована згідно (3.1) – (3.3):

- температура 19-20град; абсолютний тиск 100кПа
- 5-8град; 100кПа
- ▲ 19-20град; 300кПа
- × 5-8град; 300кПа
- \* повітря при 20град і 103кПа

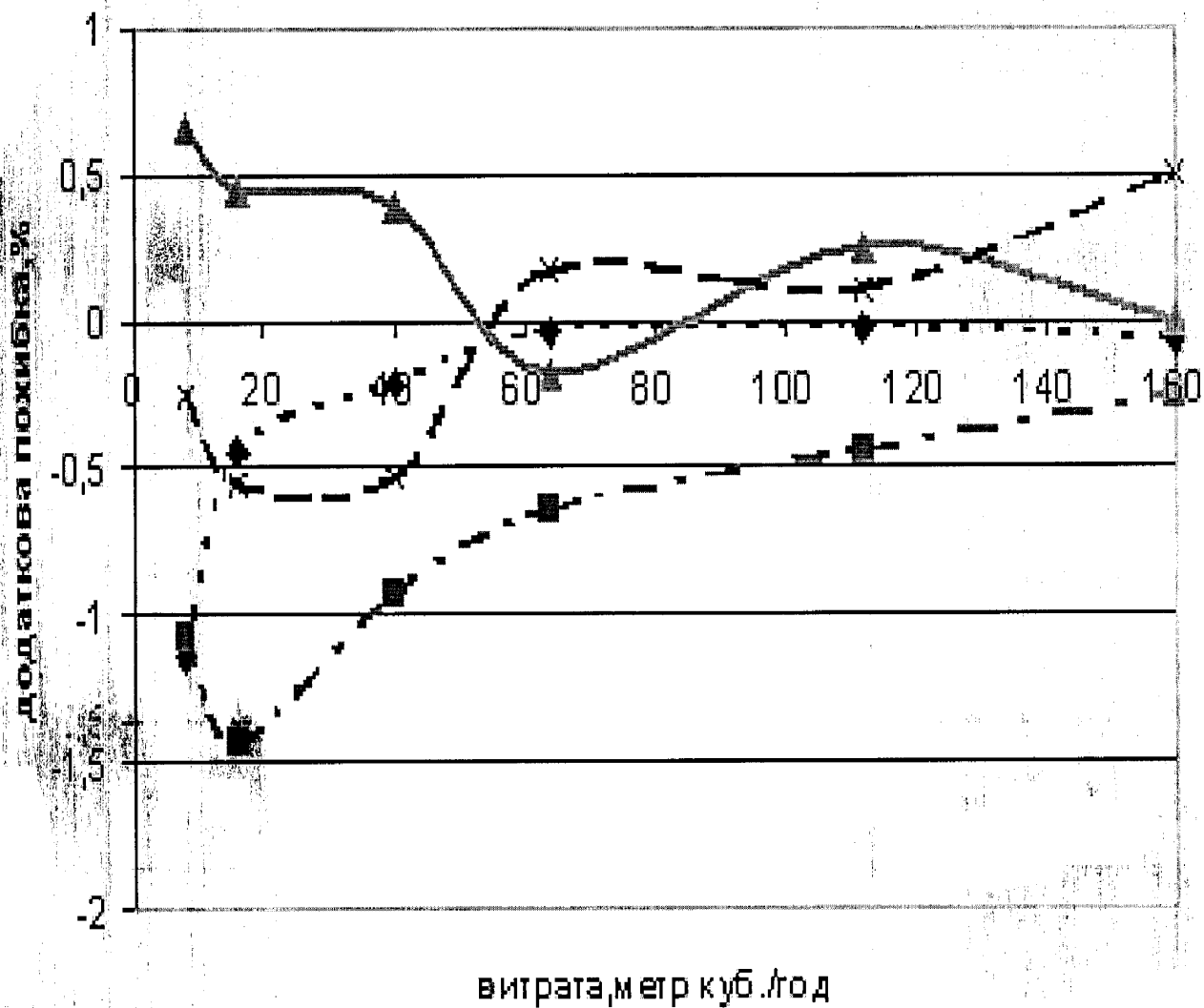


Рис. 3.5. Додаткова похибка від впливу температури при низькому (100кПа) тиску, розрахованому згідно (3.7):

—◆— TZ/Fluxi —■— ЛГ80 —▲— GMS —×— ТЕМП

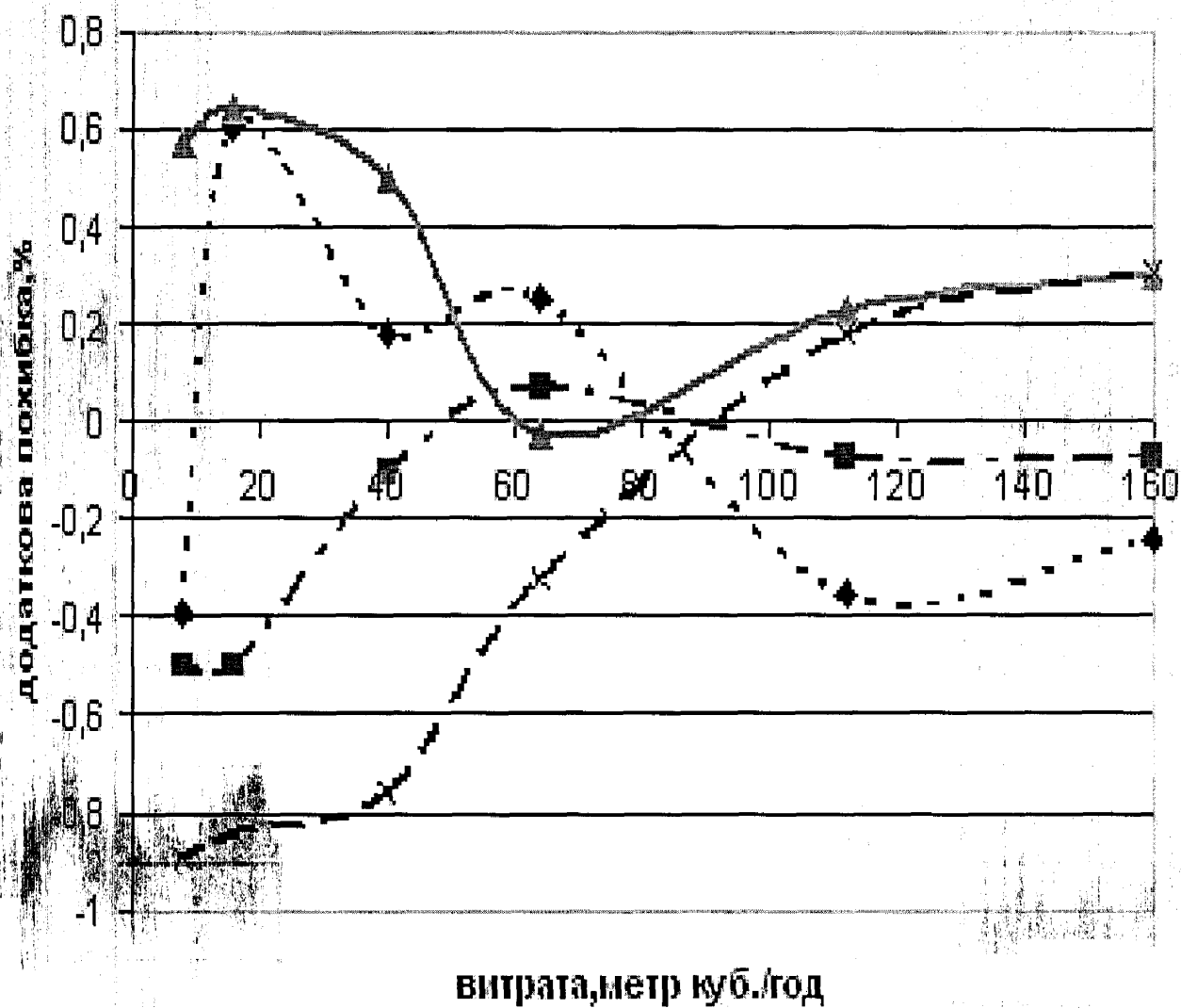


Рис. 3.6. Додаткова похибка від впливу температури при високому (360кПа) тиску, розрахованому згідно (3.7):

◆ - TZ/Fluxi    ■ - ЛГ80    ▲ - GMS    × - ТЕМП

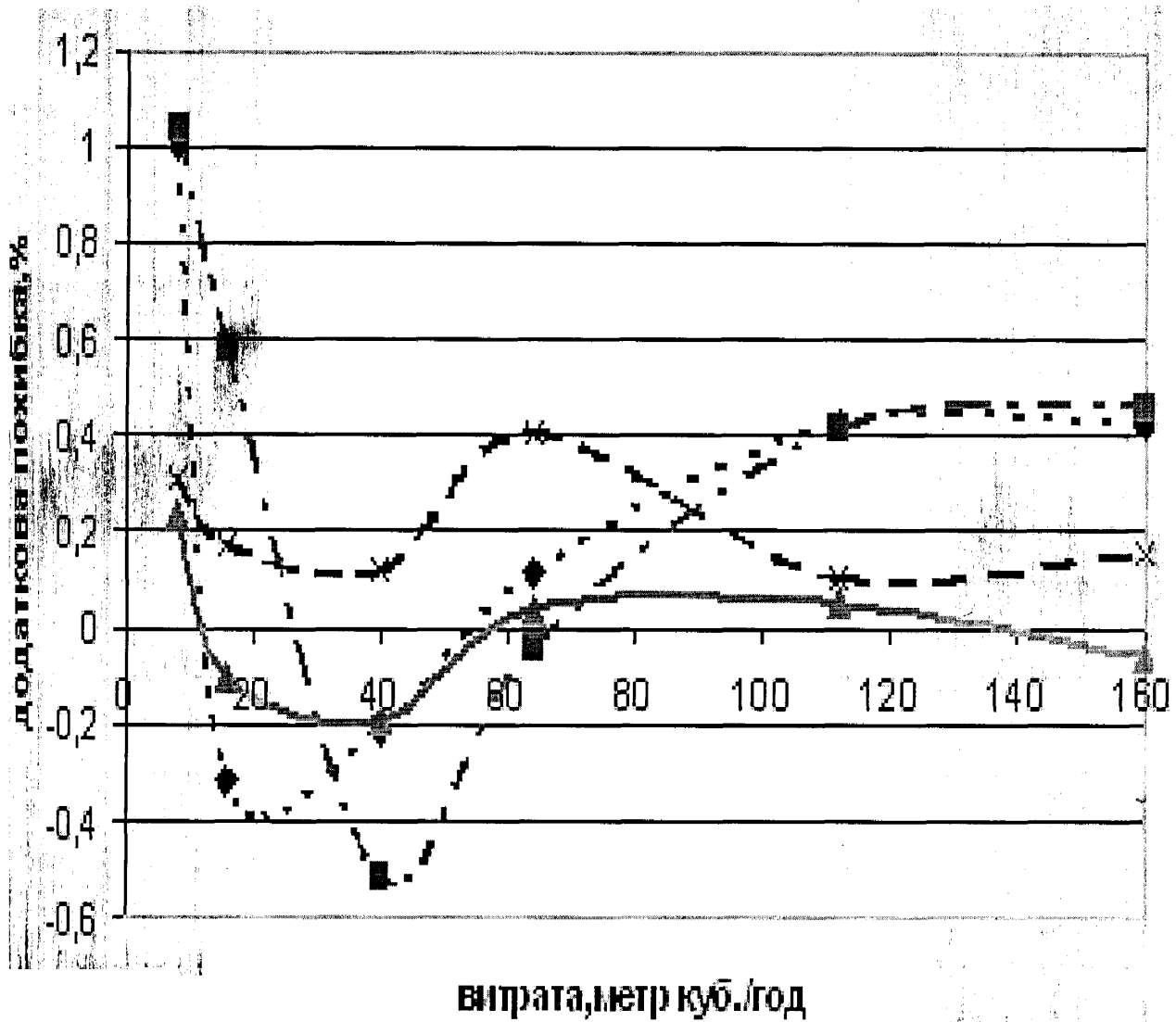


Рис. 3.7. Додаткова похибка від впливу тиску при температурі 19...20°C, розрахованому згідно (3.6):

—◆— TZ/Fluxi —■— ЛГ80 —▲— GMS —×— ТЕМП

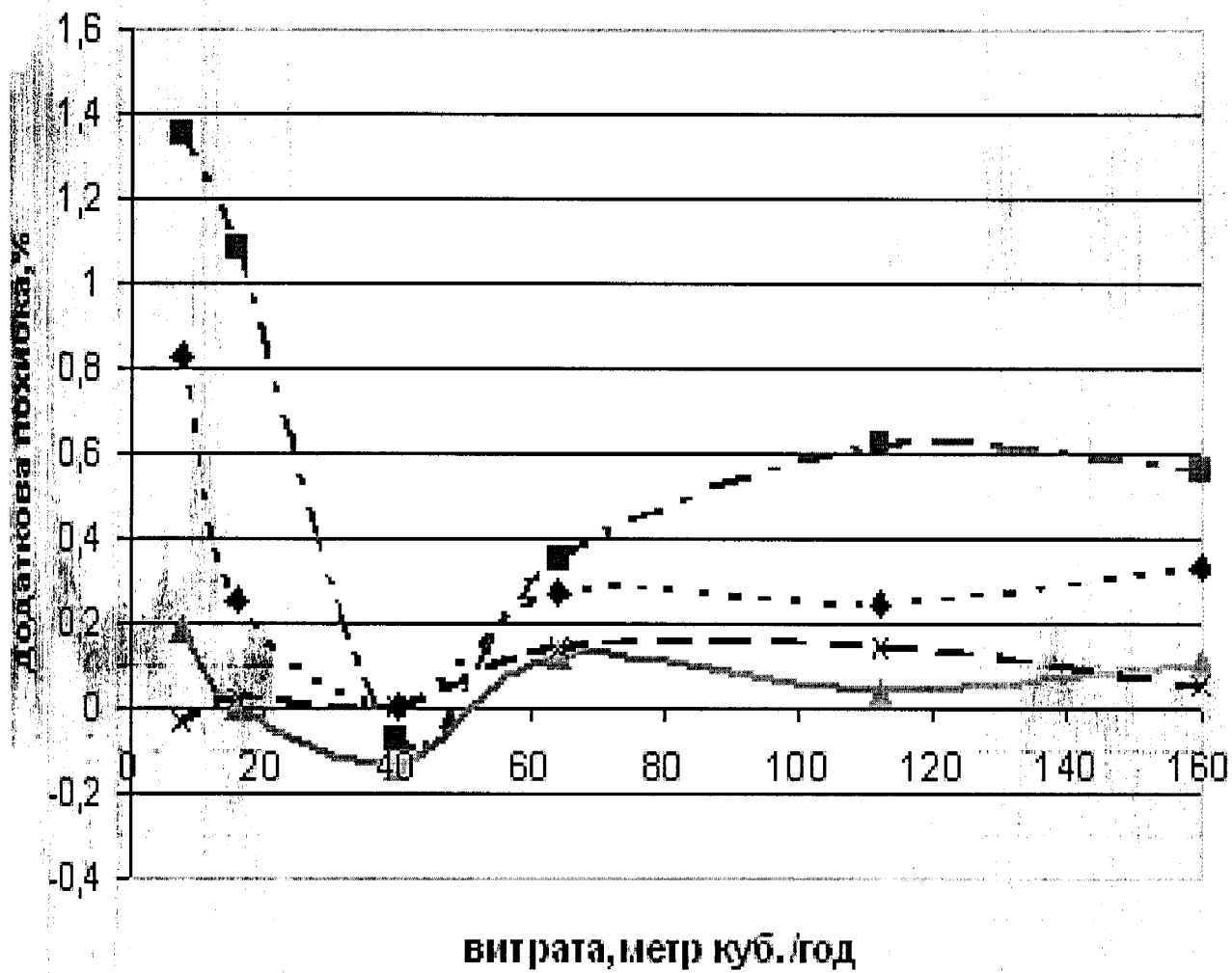


Рис. 3.8. Додаткова похибка від впливу тиску при температурі 5...6°C, розрахованому згідно (3.6):

—◆— TZ/Fluxi —■— ЛГ80 —▲— GMS —×— ТЕМП

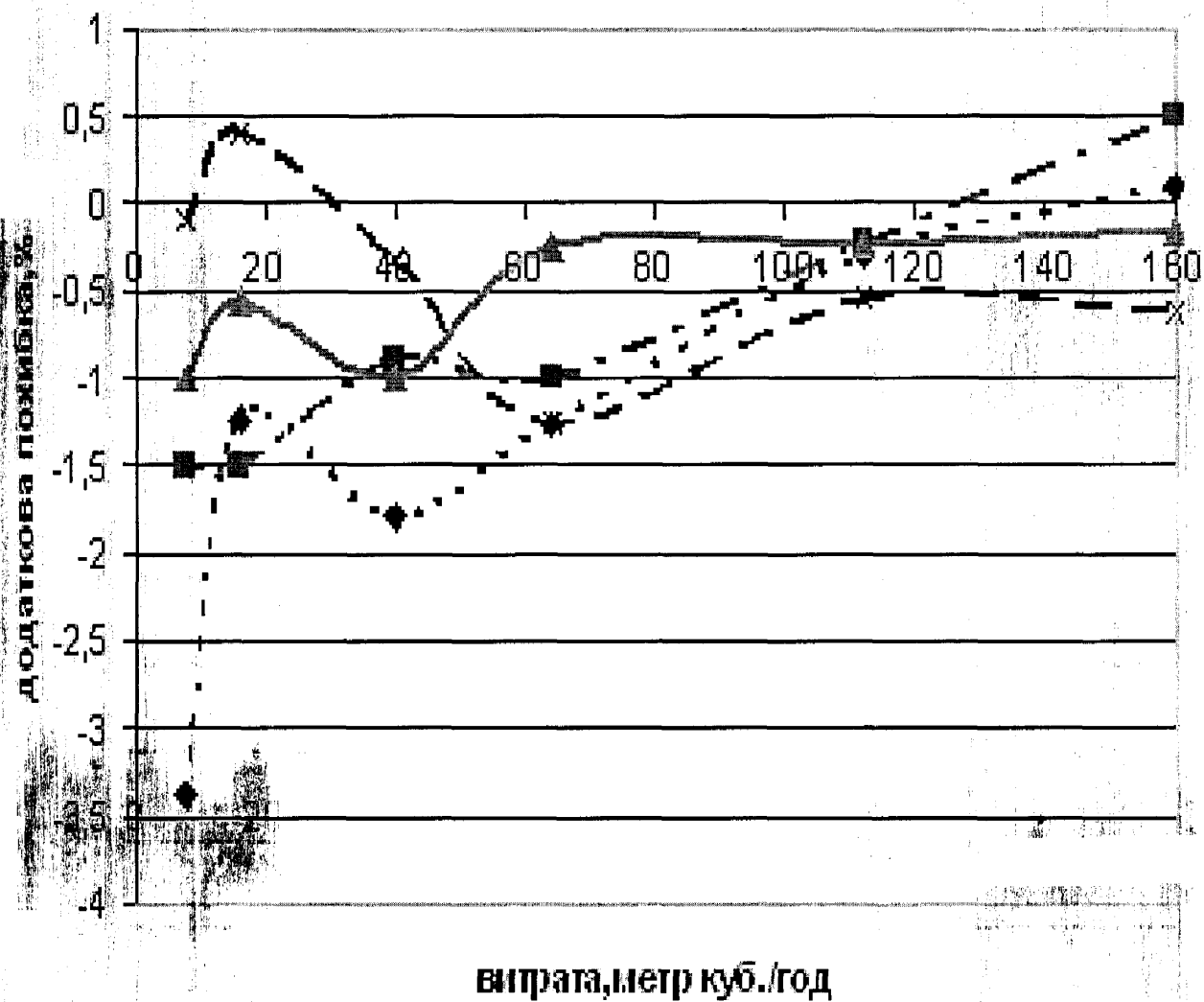


Рис. 3.9. Додаткова похибка від впливу робочого середовища за стандартних умов (19...20°C, абсолютний тиск 100кПа):

◆ TZ/Fluxi    ■ ЛГ80    ▲ GMS    × ТЕМП

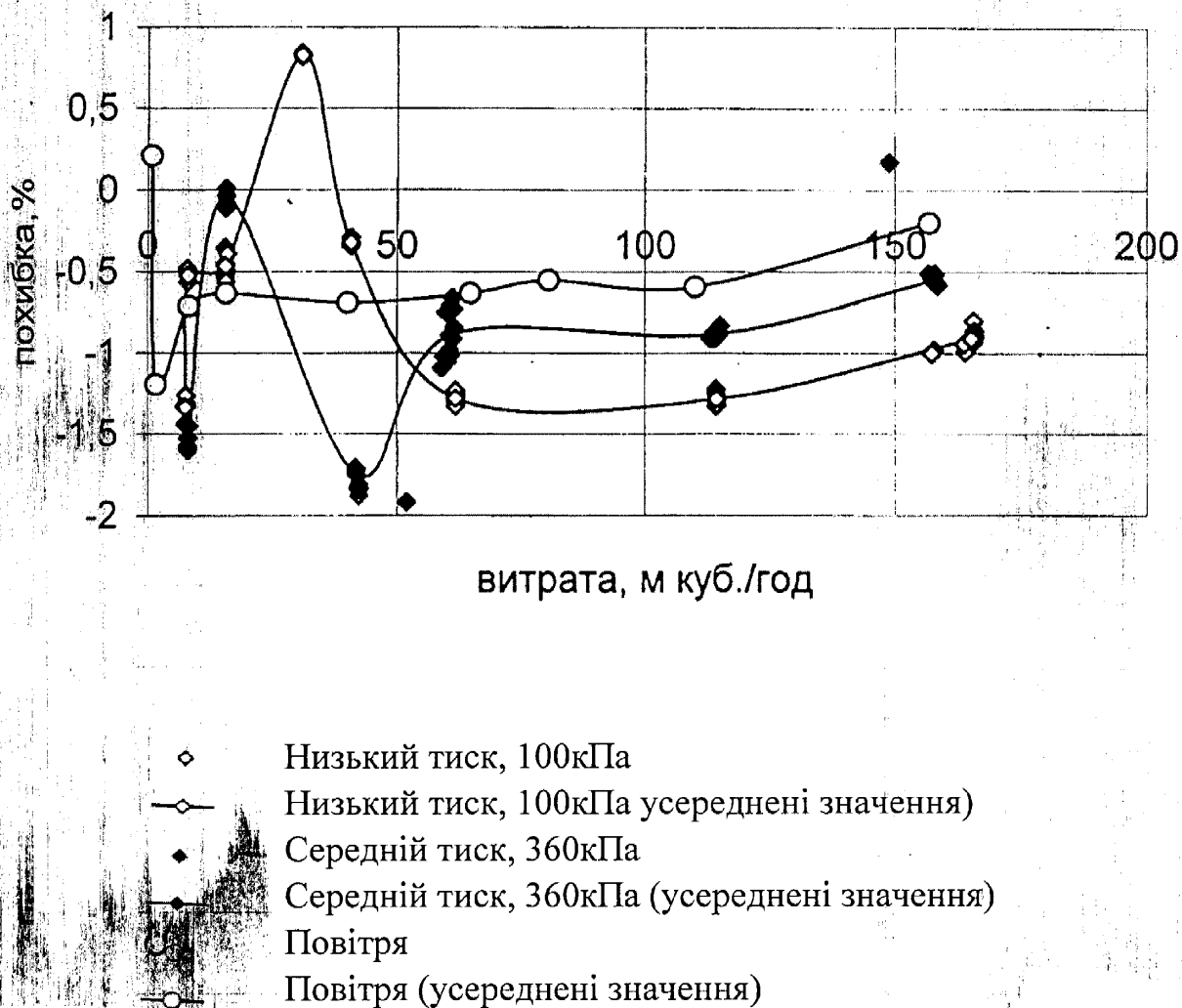
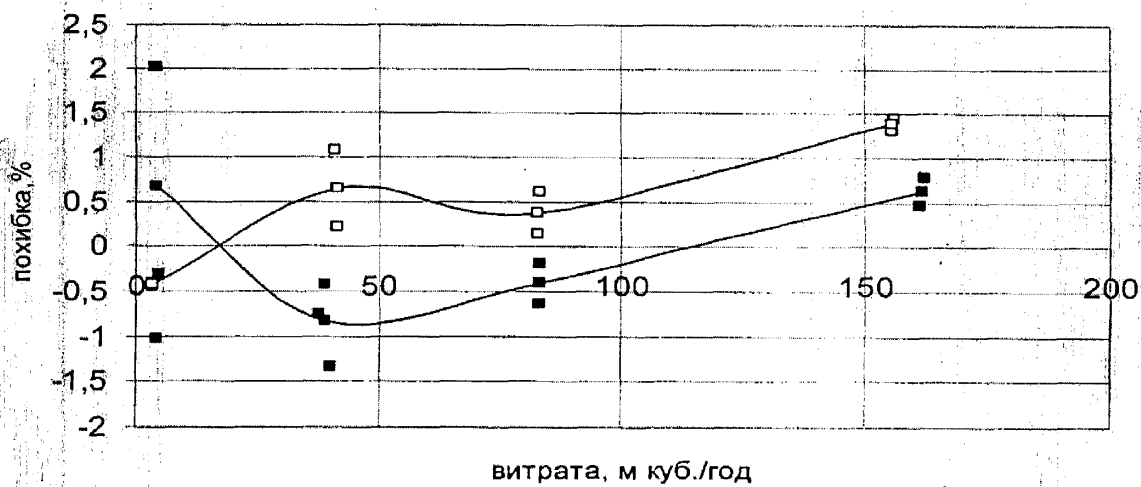
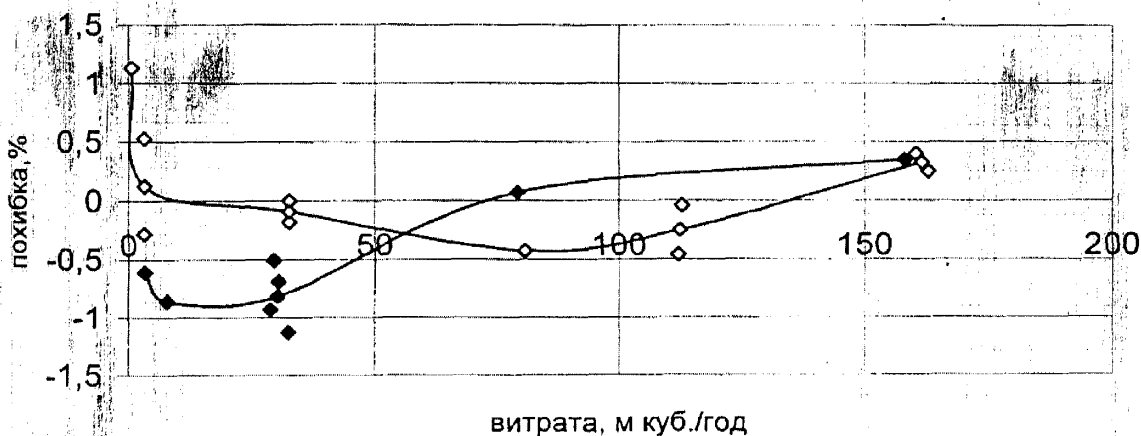


Рис. 3.10. Графік залежності похибки лічильника типу Delta G100 для різних витрат від впливу тиску і виду робочого середовища при стандартній температурі (19–20°C)





а)



б)

- ◇ Низький тиск, 100кПа
- ◇ Низький тиск, 100кПа (усереднені значення)
- ◆ Середній тиск, 360кПа
- ◆ Середній тиск, 360кПа (усереднені значення)

а) – при низьких температурах (5–6 град. С);  
 б) – при стандартній температурі (19–20 град. С)

рис. 3.11. Графік залежності похибки лічильника типу Курс–01 G100 при різних витратах від впливу тиску

### 3.3. Середньозважені додаткові похибки від впливу тиску, температури і виду вимірювального середовища

Приведений в п. 3.2 аналіз підтверджує необхідність врахування додаткової похибки від впливу виду та умов робочого середовища лічильника газу шляхом корегування показів для різних умов функціонування лічильників і різних робочих значень витрат. Однак такий метод є доволі складний і трудомісткий для практичної реалізації за умов комерційного обліку природного газу.

Виходячи із наведених міркувань доцільним є застосування нового виду метрологічної характеристики – «середньозважена додаткова похибка», яка розраховується для конкретних умов експлуатації лічильника газу і є інтегральною оцінкою його додаткової похибки за реальних умов функціонування. Її кількісну оцінку можна визначити на базі методологічних аспектів, які відображені в нормативних документах [88–91] для оцінки значень середніх зважених похибок лічильників газу. Це дає можливість сформулювати такі формули:

$$\overline{\Delta\delta_P} = \frac{\sum[(q_i/q_{max}) \cdot \Delta\delta_{Pi}]}{\sum(q_i/q_{max})}, \quad (3.8)$$

$$\overline{\Delta\delta_T} = \frac{\sum[(q_i/q_{max}) \cdot \Delta\delta_{Ti}]}{\sum(q_i/q_{max})}, \quad (3.9)$$

де  $\overline{\Delta\delta_P}$  – середньозважена додаткова похибка від впливу тиску і температури, відповідно, %;  $q_i$  – значення  $i$ -тих випробовуваних витрат за робочих умов для лічильників газу;  $q_{max}$  – максимальне значення випробовуваної витрати для досліджуваного лічильника.

При цьому, якщо  $q_i = q_{max}$ , приймається, що ваговий коефіцієнт  $q_i/q_{max} = 0,4$ .

Ця методологія дає можливість також визначити додаткову похибку лічильника газу від впливу виду робочого середовища, тобто зміну

метрологічної характеристики лічильника порівняно з його функціонуванням на повітрі. Алгоритм визначення цієї додаткової похибки записується виразами:

$$\overline{\Delta\delta}_G = \frac{\sum[(q_i/q_{\max}) \cdot \Delta\delta_{Gi}]}{\sum(q_i/q_{\max})}, \quad (3.10)$$

$$\Delta\delta_{Gi} = \delta_{Gi} - \delta_{Pi}, \quad (3.11)$$

де  $\overline{\Delta\delta}_G$  – середньозважена додаткова похибка від впливу виду робочого середовища,%;  $\Delta\delta_{Gi}$  – додаткова похибка лічильника газу за  $i$ -ої випробовуваної витрати при дослідженні впливу середовища,%;  $\delta_{Gi}, \delta_{Pi}$  – відносна похибка лічильника за  $i$ -ої випробовуваної витрати при роботі на природному газі і повітрі, відповідно, %.

Значення похибки  $\delta_{Pi}$  визначається експериментальним методом за допомогою еталонної установки з функціонуванням на повітрі. Значення похибки  $\delta_{Gi}$  визначається за допомогою калібрувальної установки шляхом зняття показів з робочих еталонів за умов їх функціонування за тисків і температур газу близьких до стандартних значень.

Результати обчислень середньозважених додаткових похибок для досліджуваних лічильників різних типів наведені в табл. 3.1.

Від'ємне значення середньозваженої додаткової похибки свідчить про заниження фактичної метрологічної характеристики засобу вимірювання, тобто ним здійснюється недооблік природного газу, а, відповідно, додатне значення інформує про завищення лічильником результатів вимірювання.

Запропонована нова метрологічна характеристика дає можливість в інтегрованому вигляді з врахуванням різних умов функціонування лічильників комплексно оцінювати вплив реального вимірюваного середовища на точність його обліку з використанням такого алгоритму:

$$V_{СК} = V_P \cdot K_K \cdot (1 - (\overline{\Delta\delta}_P + \overline{\Delta\delta}_T + \overline{\Delta\delta}_G)), \quad (3.12)$$

де  $V_P, V_{СК}$  – об'єм газу, виміряний лічильником газу за робочих умов та об'єм газу, зведений до стандартних умов, відповідно;  $K_K$  – коефіцієнт коригування

об'єму природного газу, який закладений в алгоритмі функціонування коректора лічильника газу.

Таблиця 3.1 – Результати обчислень середньозважених додаткових похибок для досліджуваних лічильників різних типів.

Вид досліджуваного фактора впливу	Позначення середньозваженої додаткової похибки	Тип лічильника			
		Турбінний		Роторний	
		TZ/Fluxi	ЛГ80	GMS	ТЕМП
Вплив тиску за близьких до стандартних умов (19...20 °С) температур природного газу	$\overline{\Delta\delta_p^c}$	0,267	0,231	-0,010	0,188
Вплив тиску за низьких температур природного газу (5...6 °С)	$\overline{\Delta\delta_p^H}$	0,265	0,498	0,048	0,092
Вплив температури природного газу за стандартних умов для тиску (100 кПа)	$\overline{\Delta\delta_T^c}$	-0,080	-0,576	0,147	0,074
Вплив температури природного газу за середнього тиску (360 кПа)	$\overline{\Delta\delta_T^B}$	-0,084	-0,079	0,256	-0,105
Вплив виду робочого середовища за стандартних умов (20 °С, 100 кПа)	$\overline{\Delta\delta_T^c}$	0,792	0,426	0,359	0,625

Значення середньозважених додаткових похибок, які входять у формулу (3.12), розраховуються з врахуванням попередньо визначеного впливу природного газу на метрологічні характеристики лічильників і середніх значень тиску і температури природного газу за відповідний звітний період його обліку (доба, тиждень, місяць і т.д.). За таких умов при розрахунку середньозваженої додаткової похибки від температури ( $\overline{\Delta\delta_T^c}$  або  $\overline{\Delta\delta_T^B}$ ) необхідно враховувати робочий тиск природного газу, а при розрахунку середньозваженої додаткової похибки від тиску ( $\overline{\Delta\delta_p^c}$  або  $\overline{\Delta\delta_p^H}$ ) – необхідно враховувати фактичну температуру газу.

Зауважимо також, що наведені числові значення додаткових похибок в табл.1 подані як приклад для обґрунтування методологічного аспекту можливості введення поправок до показів лічильників. Вони повинні конкретизуватися за результатами статистичної обробки експериментальних досліджень метрологічних характеристик для різних типів і типорозмірів лічильників, а можливо, навіть, і з конкретизацією виробників засобів обліку природного газу.

### Висновки до 3-го розділу

Приведені вище у 3-му розділі результати експериментальних досліджень промислових лічильників газу в загальному можна представити так:

1) розроблені методики експериментального дослідження впливу тиску, температури природного газу, а також виду робочого газового середовища на метрологічні характеристики промислових лічильників газу, які можуть бути використаними для різних типів таких лічильників, що дозволить в кінцевому оцінити вплив цих параметрів природного газу при комерційних розрахунках;

2) приведені фактичні результати експериментальних досліджень впливу тиску, температури природного газу, а також виду робочого газового середовища для 5-ти типів лічильників газу типорозмір G100 (турбінних роторних і ультразвукових), які можна використовувати в подальшому для обліку природного газу;

3) запропонований новий вид метрологічної характеристики «середньозважена додаткова похибка», яка дає можливість враховувати вплив зміни тиску, температури природного газу, а також виду робочого газового середовища при оцінці точності обліку газу лічильниками газу в усьому діапазоні робочих витрат.

## РОЗДІЛ 4

ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДОЛОГІЇ ВИМІРЮВАННЯ І ТЕХНІЧНИХ  
ЗАСОБІВ У ВУЗЛАХ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ4.1. Застосування контрольних лічильників для досліджень технічного  
стану вузлів обліку природного газу

Під час використання на вузлах обліку природного газу придатних до застосування лічильників газу та коректорів об'єму газу можуть мати місце порушення вимог нормативних, методичних та експлуатаційних документів щодо забезпечення умов експлуатації вузлів обліку природного газу, зокрема, правильності їх монтажу (у тому числі після проведення повірок), забруднення чи засміченості їх чутливих елементів або рухомих частин, невиконання чи неправильного проведення налаштування, регламентних робіт, виходу з ладу допоміжного обладнання тощо. За рахунок вказаних порушень можуть виникати методичні складові похибки вимірювань, що вносяться оператором та умовами експлуатації. Цим зумовлюється необхідність проведення оцінки метрологічних характеристик вузлів обліку природного газу під час їх експлуатації.

Водночас основним показником надійності робочих засобів вузлів обліку природного газу (ВОГ) є час, впродовж якого ВОГ зберігає придатність та достатню точність. Очевидною є та обставина, що цей час залежить як від правильності монтажу ВОГ, так і від умов його використання. У цих випадках точність вимірювання ВОГ може знизитися ще до проведення чергової повірки, що свідчить про актуальність їх діагностування під час експлуатації або необхідності проведення позачергової повірки.

Доцільним є дослідження метрологічних характеристик промислових лічильників газу ВОГ впродовж міжповірочного інтервалу та безпосередньо на місці експлуатації. Після виконання вказаних операцій доцільно здійснювати

перевірку технічного стану ВОГ, необхідність проведення якої визначається чинними нормативними документами [92–98].

Із аналізу літературних джерел можна зробити висновок, що операцію перевірки технічного стану необхідно здійснювати за місцем експлуатації лічильників або витратомірів після їх монтажу на вимірювальному трубопроводі. При цьому як робоче середовище доцільно використовувати природний газ, хоча на етапі проведення попередніх підготовчих робіт перед введенням в експлуатацію вузла обліку або за умови його тимчасової перерви в експлуатації може бути використане повітря.

Зупинимося на аналізі запропонованих методологічних аспектах перевірки технічного стану ВОГ за допомогою контрольного лічильника газу. Його застосування передбачає знаходження похибки вимірювання об'єму газу ВОГ шляхом порівняння його показів з показами контрольного лічильника, що можна подати за допомогою формули:

$$\delta = \frac{V_C - V_{CK}}{V_{CK}} \cdot 100\%, \quad (4.1)$$

де  $\delta$  – відносна похибка вузла обліку газу;  $V_C$ ,  $V_{CK}$  – зведені до стандартних умов об'єми газу, які виміряні контрольованим ВОГ і контрольним лічильником, відповідно.

Важливими є методологічні аспекти проведення вимірювань об'єму газу за стандартних умов на промислових ВОГ і алгоритм обробки результатів цих вимірювань. Їх суть зводиться до проведення перевірки достовірності обліку газу лічильниками під час їх роботи без демонтажу та припинення чи зміни режиму подачі газу.

При оцінюванні результатів контролю визначається різниця між результатами вимірювань об'єму газу робочим ВОГ та контрольним лічильником газу  $\Delta V_C$  за формулою:

$$\Delta V_C = V_C - V_{CK}. \quad (4.2)$$

Далі розраховується співвідношення  $F$  за формулою:



$$F = \frac{\delta_{Vc} V_C}{\delta_{VCK} V_{CK}}, \quad (4.3)$$

Границя допустимих розбіжностей значень об'єму газу  $G$  внаслідок похибки вимірювань робочим та контрольним вузлами обліку газу обчислюється за формулою:

$$G = E 0,01 \delta_{VCK} V_{CK} (F^2 + 1), \quad (4.4)$$

де  $E = 1$ , якщо  $F \leq 1$ , або  $E = 1/F$ , якщо  $F > 1$ .

Далі розраховується різниця між абсолютним значенням  $\Delta V_C$  та границею допустимої розбіжності  $G$ :

$$\Delta V_{CH} = |\Delta V_C| - G. \quad (4.5)$$

Якщо виконується умова  $\Delta V_{CH} \leq 0$ , то різниця між результатами вимірювань об'єму газу за стандартних умов на робочому ВОГ та контрольованому вузлі обліку приймається такою, що зумовлена похибками вимірювань на цих вузлах. Якщо вказана умова не виконується, то причиною розбіжностей є вплив неконтрольованих (позаштатних) факторів.

Характеристика пристроїв для перевіряння ВОГ, які розроблені останнім часом у відповідності до методики та набули практичного застосування в Україні, приведені в табл. 4.1.

Для підключення контрольної установки УКП не потрібне додаткове втручання в конструкцію ВОГ, який підлягає контролю. Вона призначена для оперативного контролю роботи ВОГ, оснащених роторними, турбінними, ультразвуковими або вихоровими лічильниками газу в комплекті з двоканальними обчислювачами об'єму газу типу Універсал -02. При під'єднанні установки УКП демонтують існуючий газовий фільтр і на його місце встановлюють змінну вставку, до якої за допомогою гнучких шлангів приєднується установка УКП.

Комплекс витратомірний ОЕ-К2 призначений для контролю лічильників, змонтованих у складі вузлів обліку природного газу. Поряд з обчисленням відносної похибки між значеннями витрат газу, зведених до



стандартних умов, які розраховані за показами лічильника вузла обліку та контрольного лічильника, комплекс ОЕ–К2 забезпечує виведення результатів вимірювань температури та абсолютного тиску природного газу, витрати та обчислень на табло комплексу та на ПЕОМ. Він також може застосовуватися для визначення витоків газу з газотранспортних систем.

Система експрес–контролю ЕК–Б призначена для оперативного контролю вузлів обліку природного газу на базі роторних, ультразвукових, вихорових та турбінних лічильників газу. Система ЕК–Б підключається послідовно з вузлом обліку, що перебуває в експлуатації, та дозволяє проводити періодичний контроль їх працездатності і за результатами досліджень об'єктивно приймати рішення про їх технічний стан та необхідність проведення регламентних робіт, налаштувань, калібрування та позачергових повірок вимірювальних засобів, що входять в склад вузла обліку газу.

Таблиця 4.1 – Технічні характеристики пристроїв для перевіряння вузлів обліку природного газу на базі контрольних лічильників

Найменування	Виробник	Тип контрольного лічильника	Типорозмір	Умовний діаметр, DN, мм	Максимальна витрата, $Q_{max}$ , м <sup>3</sup> /год	Мінімальна витрата, $Q_{min}$ , м <sup>3</sup> /год	Поріг чутливості, м <sup>3</sup> /год	Максимальний робочий тиск, МПа
Установка контрольна пересувна УКП	ТОВ НВП «Гремпис», м. Вінниця	Роторний, DELTA, Франція	G40 G160	50 100	65 250	0,41 1,25	0,05 0,08	1,6 1,6
Комплекс витратомірний переносний ОЕ–К2	ТОВ «Слот», м. Івано–Франківськ	Роторний, ТЕМП, ІВФ «Темпо», м. Івано–Франківськ	G65	50	100	0,5	Немає даних	0,7
Система експрес–контролю вузлів обліку природного газу ЕК–Б	СП «Радмиртех», м. Харків; ДП «Завод Арсенал», м. Київ; ЗАТ СК «Укргаз–сервіс», м. Київ	Роторний, ДП «Завод Арсенал» м. Київ	G16 G25 G40 G65	20 20 20 40	25 40 65 100	0,16 0,25 0,26 0,40	0,03 0,05 0,08 0,13	1,3 1,3 1,3 1,3

З метою підвищення рівня безпеки при проведенні експрес–оцінки

метрологічних характеристик ВОГ при збереженні достовірності результатів експрес-оцінки пропонується пожежонебезпечне газове середовище замінити на повітря.

В цьому випадку експрес-оцінку метрологічних характеристик ВОГ у складі лічильника газу та коректора об'єму газу за місцем експлуатації здійснюють так. Припиняють подачу природного газу до ВОГ, перекриваючи його вхідну та вихідну засувки, скидають газ на "свічку" та продувають повітрям трубопровід з лічильником ВОГ. До штуцера, розташованого на трубопроводі ВОГ після вхідної засувки перед лічильником газу ВОГ або після лічильника газу перед вихідною засувкою, за допомогою гнучких шлангів послідовно приєднують контрольно-вимірювальний комплекс (КВМК), запірно-регулюючий пристрій та пристрій для відкачування чи нагнітання повітря. При цьому їх з'єднують так, щоб напрямок руху повітря відповідав стрілкам, вказаним на лічильнику газу ВОГ та на КВМК. До електричного роз'єму лічильника газу ВОГ під'єднують електричний роздвоювач, до виходів якого під'єднують коректор об'єму газу ВОГ та КВМК. Додатковий канал вимірювання тиску КВМК під'єднують до штуцера відбору тиску, розміщеного на трубопроводі ВОГ або безпосередньо на лічильнику газу ВОГ. Вимірювальний перетворювач температури додаткового каналу КВМК встановлюють на трубопроводі ВОГ, наприклад, у гільзу для контрольного термометра ВОГ. Для оцінки метрологічних характеристик через лічильник ВОГ та КВМК пропускають повітря, температура якого не відрізняється від температури навколишнього середовища. Для оцінки правильності монтажу вимірювального термоперетворювача коректора об'єму газу ВОГ та її впливу на метрологічні характеристики через ВОГ і КВМК пропускають повітря з температурою, яка відрізняється від температури навколишнього середовища на 1–30 °С, або на місце монтажу вимірювального термоперетворювача коректора об'єму газу на трубопроводі ВОГ направляють повітря, температура якого біля місця монтажу відрізняється від температури оточуючого середовища на 1–30 °С. За допомогою запірно-регулюючого пристрою

встановлюють об'ємну витрату повітря від мінімального значення з нормованою похибкою лічильника газу ВОГ до такого значення, за якого інтервал між імпульсами, що надходять від лічильника газу ВОГ до коректора об'єму газу ВОГ, буде становити 30с або більше. Після стабілізації температурного режиму оператор з клавіатури комп'ютера, що входить до складу КВМК, дає команду на початок вимірювань. Вимірювання розпочинають у момент надходження початкового імпульсу від лічильника газу ВОГ і продовжують до надходження кінцевого імпульсу. Потрібна кількість імпульсів, яка генерується КВМК за час вимірювань, становить 20– 1000. При опрацюванні результатів вимірювань об'єм газу, зведений до стандартних умов, який пройшов за час вимірювань через ВОГ та КВМК, розраховують для ВОГ на основі ціни імпульсу лічильника газу ВОГ та коефіцієнтів перетворення за результатами вимірювань його вимірювальними каналами температури або тиску та температури газу в лічильнику газу ВОГ при проходженні кожного імпульсу. Для КВМК об'єм газу, зведений до стандартних умов, який пройшов за час вимірювань через ВОГ та КВМК, розраховують на основі ціни його імпульсу та коефіцієнтів перетворення за результатами вимірювань тиску та температури газу в ньому та лічильнику газу ВОГ при генерації КВМК кожного імпульсу. Для експрес-оцінки ВОГ, діапазон вимірювання тиску коректора об'єму газу якого знаходиться за межами атмосферного тиску, в коректор об'єму газу вводять константу, одержану в умовах, близьких до реальних умов роботи ВОГ, а в КВМК беруть аналогічну константу, а також результати вимірювань тиску газу в лічильнику ВОГ та КВМК. Порівнюють результати вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов з використанням ВОГ та КВМК. Якщо різниця результатів вимірювань не перевищує максимально допустиме значення, то експрес-оцінка метрологічних характеристик ВОГ позитивна і результати вимірювань з його використанням можуть прийматися до розгляду при комерційному обліку природного газу.

Запропонована вище експрес-оцінка підтверджується такими прикладами конкретної реалізації (табл. 4.2).



Приклад 1. Проводили експрес-оцінку метрологічних характеристик ВОГ у складі роторного лічильника газу GMS типорозміру G100–80 та коректора об'єму газу ВЕГА–1 (типу РТ). Для цього як КВМК брали установку перевірки технічного стану ВОГ "ЕК–Б" типорозміру G40 (далі –ЕК–Б).

Припиняли подачу природного газу до ВОГ, перекриваючи його вхідну та вихідну засувки, скидали газ на "свічку" та продували повітрям трубопровід з лічильником ВОГ. До штуцера, розташованого на трубопроводі ВОГ після вхідної засувки перед лічильником газу ВОГ, за допомогою гнучких шлангів послідовно приєднували КВМК, запірно–регулюючий пристрій та відцентровий вентилятор фірми ВЕНТС моделі ВНВ–1А–80КВ, що забезпечує подавання повітря з максимальною об'ємною витратою  $60 \text{ м}^3/\text{год}$ . При цьому їх з'єднували так, щоб напрямок руху повітря відповідав стрілкам, вказаним на лічильнику газу ВОГ та на КВМК. До електричного роз'єму лічильника газу ВОГ під'єднували електричний роздвоювач, до виходів якого під'єднували коректор об'єму газу ВОГ та КВМК. Додатковий канал вимірювання тиску КВМК під'єднували до штуцера відбору тиску, розміщеного безпосередньо на лічильнику газу ВОГ. Вимірювальний перетворювач температури додаткового каналу КВМК встановлювали на трубопроводі ВОГ у гільзу для контрольного термометра ВОГ. Для оцінки метрологічних характеристик через лічильник ВОГ та КВМК пропускали повітря, температура якого не відрізняється від температури навколишнього середовища. За допомогою запірно–регулюючого пристрою встановлювали об'ємну витрату повітря  $12,2 \text{ м}^3/\text{год}$ , за якої інтервал між імпульсами, що надходять від лічильника газу ВОГ до коректора об'єму газу ВОГ, становив 295с. Оператор з клавіатури комп'ютера, що входить до складу КВМК, дав команду на початок вимірювань. Вимірювання розпочинали у момент надходження першого імпульсу від лічильника газу ВОГ і продовжували до надходження другого імпульсу. За час вимірювань КВМК було згенеровано 278 імпульсів. Об'єм газу, зведений до стандартних умов, який пройшов за час вимірювань через ВОГ та через КВМК, визначений за допомогою ВОГ, становив  $0,97153 \text{ м}^3/\text{год}$ , а визначений за допомогою КВМК –

0,9833 м<sup>3</sup>/год. Відносне відхилення результату вимірювання ВОГ складало – 1,20 %, що знаходиться в допустимих межах –  $\pm 2,5$  %.

Оскільки різниця результатів вимірювань ВОГ та КВМК не перевищує максимально допустиме значення, то експрес-оцінка метрологічних характеристик ВОГ позитивна, а результати вимірювань з використанням даного ВОГ можуть прийматись до розгляду при комерційному обліку природного газу.

Для перевірки достовірності одержаних результатів лічильник газу та коректор об'єму газу ВОГ були направлені на позачергову повірку до лабораторії, уповноваженої у Державній метрологічній системі на виконання повірки.

Позитивні результати оцінки метрологічних характеристик ВОГ збіглись з позитивними результатами контролю метрологічних характеристик лічильника газу та коректора об'єму газу ВОГ при позачерговій повірці. У ході такої повірки було підтверджено, що метрологічні характеристики лічильника газу та коректора об'єму газу ВОГ задовольняли вимогам нормативних документів.

Приклади 2÷6. Проводили експрес-оцінку метрологічних характеристик ВОГ у складі роторного лічильника газу GMS типорозміру G100–80 та коректора об'єму газу ВЕГА–1 (типу РТ з перетворенням як функції тиску та температури) так, як описано у прикладі 1, за винятком того, що змінювали певні параметри. У прикладах 2÷6 табл. 4.3 наведено конкретні значення параметрів та результати експрес-оцінки. У цих прикладах результати оцінки метрологічних характеристик ВОГ співпали з результатами контролю метрологічних характеристик лічильника газу ВОГ при позачерговій повірці у лабораторії, уповноваженій у Державній метрологічній системі на виконання повірки.

Приклади 7÷11. Експрес-оцінку метрологічних характеристик проводили так, як описано у прикладі 1, за винятком того, що змінювали певні параметри, а ВОГ складався з роторного лічильника газу GMS типорозміру

G40–40 та коректор об'єму газу ВЕГА–2 (типу Т з перетворенням як функції тиску). У прикладах 7–11 таблиці наведено параметри та результати експрес-оцінки метрологічних характеристик ВОГ. У прикладі 10 негативні результати оцінки збіглися з негативними результатами перевірки правильності монтажу термоперетворювача коректора об'єму газу ВОГ.

Максимально допустимі значення відхилень результатів названих вимірювань розраховують відповідно до додатку Д.1.3 «Обробка результатів контролю вимірювань» МВУ 034/03-2008. При цьому максимально допустимі значення відхилень  $G_O$  (як для основного, так і для допоміжного діапазонів вимірювань лічильника газу ВОГ) розраховують за такою формулою:

$$G_O = 0,01 \cdot \delta_{V_{cBOG}} \cdot V_{cK} \cdot [1 + (\delta_{V_{cE}} \cdot V_{cE} / \delta_{V_{cBOG}} \cdot V_{cK})^2], \quad (4.6)$$

де  $\delta_{V_{cBOG}}$  – границя допустимої відносної похибки вимірювань об'єму газу за стандартних умов з використанням ВОГ під час його проведення, %;  $\delta_{V_{cK}}$  – границя допустимої відносної похибки вимірювань об'єму газу за стандартних умов з використанням контрольного лічильника контролюючого модуля під час його проведення, %;  $V_{cK}$ ,  $V_{cE}$  – об'єм газу, зафіксований контрольованим вузлом та контрольним лічильником контролюючого модуля, відповідно.

Для зручності розраховують значення відносного відхилення результатів вимірювань об'єму газу за стандартних умов, отриманих з використанням ВОГ та контрольним лічильником контролюючого модуля за формулою:

$$\delta_{V_c} = 100 \cdot (V_{cK} - V_{cE}) / V_{cK}. \quad (4.7)$$

Границі допустимих значень відносних відхилень результатів вимірювань об'єму газу за стандартних умов  $g_O$  розраховують за формулою:

$$g_O = \pm \delta_{V_{cBOG}} \cdot [1 + (\delta_{V_{cE}} / \delta_{V_{cBOG}})^2 \cdot (V_{cE} / V_{cK})^2]. \quad (4.8)$$

Враховуючи, що значення результату однократного вимірювання ВОГ об'єму газу за стандартних умов  $V_{cK}$  відрізняється від дійсного значення об'єму газу за стандартних умов  $V_c$  з вірогідністю 95% на величину, не більшу за  $\delta_{V_{cBOG}} \cdot V_{cK}$ , а значення  $V_{cE}$  від  $V_c$  відповідно на величину  $\delta_{V_{cE}} \cdot V_{cE}$ , розраховують



максимальні границі допустимих значень відносних відхилень об'єму газу за стандартних умов  $g_{O\ max}$  за формулою:

$$g_{O\ max} = \pm \delta_{VcBOГk} \cdot \{1 + (\delta_{VcEk} / \delta_{VcBOГk})^2 \cdot [(100 + \delta_{cEOk}) / (100 - \delta_{cBOГk})]^2\}. \quad (4.9)$$

Якщо абсолютне значення відносного відхилення результатів вимірювань об'єму газу за стандартних умов ВОГ та контрольним лічильником контролюючого модуля перевищує абсолютне значення відповідних максимальних границь допустимих для них значень відносних відхилень, то відхилення зазначених результатів вимірювань зумовлюється не лише нормованими похибками лічильників ВОГ та контрольним лічильником контролюючого модуля, але також і неконтрольованими (позаштатними) факторами, у тому числі і порушеннями вимог нормативних, експлуатаційних та методичних документів щодо умов експлуатації лічильників ВОГ, тобто

$$|\delta_{Vc}| > |g_{O\ max}|. \quad (4.10)$$

Результати ПТС вважають позитивними, якщо абсолютне значення відхилення результатів вимірювання ВОГ і контрольного лічильника контролюючого модуля не перевищує максимально допустимих значень.

За позитивних результатів ПТС ВОГ роблять висновок про відповідність ВОГ вимогам «Правил обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання» і МВУ 034/03-2008 та про можливість використання результатів вимірювань об'єму газу за стандартних умов на ВОГ, що перевірявся, згідно з вимогами Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність».

За негативних результатів хоча б однієї з операцій ПТС ВОГ видають рекомендацію про необхідність проведення додаткових робіт з його приведення до вимог МВУ 034/03-2008. Після виконання робіт необхідно провести повторну ПТС ВОГ.

У табл.4.3 приведені границі допустимих значень відносних відхилень показів ВОГ та контрольного лічильника контролюючого модуля.

Таблиця 4.2 – Прилади реалізації експрес-оцінки метрологічних характеристик вузлів обліку газу (ВОГ) з використанням повітря та контролюючих мобільних комплексів (КВМК)

№ пр.	Приєднання КВМК до ВОГ		Приєднання додаткового каналу вимірювання тиску КВМК		Різниця температур оточуючого повітря і, яке подають, °С		Тиск у лічильнику газу ВОГ, кПа		Температура в лічильнику газу ВОГ, яку вимірюють зовнішнім каналом, °С		Тиск у КВАК, кПа		Температура в КВАК, °С		Інтервал між імпульсами, що надходять від лічильника до коректора об'єму газу ВОГ, с	Кількість імпульсів, яку генерує КВАК за час вимірювань	Відносне відхилення результатів вимірювань, %	Максимальне відносне відхилення результатів вимірювань, %
	перед лічильником газу ВОГ	після лічильника газу ВОГ	на трубо-проводі ВОГ	на лічильнику газу ВОГ	через ВОГ і КВМК	на місці монтажу на ВОГ вимірювального термометра - творювача	Який вимірюють в КВМК	Який вводять в КВМК як константу	Температура ВОГ, яку вимірюють зовнішнім каналом, °С	Який вимірюють в КВАК, кПа	Який вводять в КВМК як константу	Температура в КВАК, °С						
1	+	-	-	+	-	-	95,7	-	16,1	97,4	-	15,6	278	-1,20	±2,5	±2,5		
2	.	+	+	-	-	-	98,9	-	21,0	96,9	-	20,7	280	-2,33	±3,5	±3,5		
3	+	-	-	+	-	-	97,5	637,6	15,1	99,0	637,2	15,5	283	-5,71	±2,5	±2,5		
4	+	-	-	+	27,1	-	97,6	854,9	24,4	99,2	854,5	15,6	356	-1,64	±2,5	±2,5		
5	-	+	-	+	-	11,3	98,2	-	16,8	96,0	-	17,5	257	-2,46	±3,5	±3,5		
6	+	-	+	-	-13,5	-	96,3	-	29,9	98,7	-	26,8	255	-7,46	±3,5	±3,5		
7	+	-	-	+	-	-	98,5	102,3	23,4	100,1	102,3	22,6	365	-5,71	±3,5	±3,5		
8	-	+	-	+	-	-	100,3	102,3	18,3	98,3	102,3	17,7	58	0,22	±2,5	±2,5		
9	-	+	+	-	-	-	100,2	102,3	16,0	98,3	102,3	15,3	943	5,37	±2,5	±2,5		
10	+	-	+	+	-12,7	-	97,7	102,3	28,4	99,7	102,3	16,2	356	3,71	±3,5	±3,5		
11	-	+	-	+	-	26,3	99,6	102,3	19,0	97,7	102,3	19,3	263	0,65	±2,5	±2,5		



Негативні результати ПТС ВОГ на основі оцінки відхилень результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, що одержані з використанням лічильників ВОГ та контрольного лічильника контролюючого модуля, є підставою для невизнання результатів вимірювань, які отримані з використанням ВОГ.

Таблиця 4.3 – Границі допустимих значень відносних відхилень показів ВОГ та контрольного лічильника контролюючого модуля

Тип лічильника (діапазон вимірювання)	Турбіна (основний)	Турбіна (додатковий)	Ротор (основний)	Ротор (додатковий)
Похибка (відхилення) %				
Основна відносна похибка вимірювання ВОГ	1,5	2,5	1,5	2,5
Основна відносна похибка лічильника	1,0	2,0	1,0	2,0
Додаткова відносна похибка лічильника ( $T = 20 \pm 15 \text{ }^\circ\text{C}$ )	0,5	0,5	$(0,3:10) \times 15$	$(0,3:10) \times 15$
Основна відносна похибка коректора	0,5	0,5	0,5	0,5
Похибка коректора в умовах експлуатації ( $T = 20 \pm 15 \text{ }^\circ\text{C}$ )	1,0	1,0	1,0	1,0
Похибка ВОГ в умовах експлуатації ( $T = 20 \pm 15 \text{ }^\circ\text{C}$ )	1,8	2,83	1,79	2,68
Похибка контрольного модуля в умовах перевірки ( $T = 20 \pm 15 \text{ }^\circ\text{C}$ )	1,2	1,2	1,2	1,2
Максимальна границя допустимих відхилень об'єму газу за стандартних умов (ВОГ – модуль)	2,4	3,25	2,4	3,1

#### 4.2. Реалізація методології відтворення та передавання одиниці вимірювання об'єму природного газу та витрати природного газу

Впровадження сучасних точних лічильників природного газу стримується кількома факторами, серед яких один із основних – це відсутність належного метрологічного забезпечення [99–104].

До головних особливостей структури комплексу технічних засобів Боярського метрологічного центру НАК «Нафтобаз України», в розробленні проекту якого автор даної дисертаційної роботи приймав і приймає безпосередньо участь, необхідно віднести наступне:

- наявність кількох різного типу первинних еталонних установок відтворення і передачі одиниці витрати природного газу;
- наявність ряду пересувних (мобільних) еталонів витрати газу, необхідних для гармонізації з іншими метрологічними центрами та здійснення повірки еталонних установок на місцях їх встановлення;
- наявність ряду стендів повірки та калібрування засобів вимірювання витрати природного газу, робочим середовищем яких є як природний газ, так і повітря і до складу яких включено різного типу робочі еталони;
- наявність високоточних лабораторій вимірювання супутніх фізичних величин (тиск, температура, густина, вологість, склад природного газу), що включають до свого складу первинні еталони.

Як первинні еталони витрати на Боярському метрологічному центрі використовуються такі установки:

1) *установка повірки сопел критичного витоку*: робоче середовище – природний газ; робочий об'єм –  $3,0 \text{ м}^3$ ; витрата –  $4 \div 400 \text{ м}^3/\text{год}$  під тиском  $2,0 \div 4,0 \text{ МПа}$ ; витрата –  $0,005 \div 16 \text{ м}^3/\text{год}$  під тиском  $0,1 \text{ МПа}$ , похибка – менше  $0,15\%$ ;

2) *дзвонова установка*: робоче середовище – природний газ, повітря; робочий об'єм –  $3,5 \text{ м}^3$ ; витрата –  $4 \div 400 \text{ м}^3/\text{год}$  під тиском  $0,1 \text{ МПа}$ ; похибка – менше  $0,1\%$ ;

3) *поршнева установка*: робоче середовище – природний газ; витрата –  $200 \div 2000 \text{ м}^3/\text{год}$  під тиском  $0,4 \div 7,5 \text{ МПа}$ ; похибка – менше  $0,15\%$ .

Як мобільні еталони використовуються такі засоби вимірювальної техніки:

1) *лічильник роторний*: номінальна витрата –  $4 \div 400 \text{ м}^3/\text{год}$ ; тиск –  $0,1 \div 8,0 \text{ МПа}$ ;

кількість – 6 шт.;

2) *лічильник турбінний*: номінальна витрата –  $400 \div 2000 \text{ м}^3/\text{год}$ ; тиск –  $0,1 \div 8,0 \text{ МПа}$ ;

кількість – 2 шт.;

3) *лічильник турбінний*: номінальна витрата  $1600 \div 8000 \text{ м}^3/\text{год}$ ; тиск –  $0,1 \div 8,0 \text{ МПа}$ ;

кількість – 1 шт.;

4) *сопла критичного витоку*: максимальна витрата –  $400 \text{ м}^3/\text{год}$ ; тиск –  $4,0 \text{ МПа}$ .

Як робочі засоби повірки при реалізації методу використовуються такі установки:

1) *стенд № 1 (Сопілка)*: робочі еталони – сопла критичного витоку; робоче середовище – природний газ; витрата –  $4 \div 16000 \text{ м}^3/\text{год}$  під тиском  $4,0 \text{ МПа}$ ; похибка – менше  $0,2 \%$ ;

2) *стенд № 2 (Рута)*: робочі еталони – роторні та турбінні лічильники; робоче середовище – повітря; витрата  $4 \div 24000 \text{ м}^3/\text{год}$  під тиском  $0,1 \div 1,2 \text{ МПа}$ ; похибка – менше  $0,2\%$ ;

3) *стенд № 3 (Плай – Трембіта)*: робочі еталони – роторні, турбінні та ультразвукові лічильники; робоче середовище – природний газ; витрата –  $4 \div 64000 \text{ м}^3/\text{год}$  під тиском  $4,0 \text{ МПа}$ ; витрата –  $4 \div 16000 \text{ м}^3/\text{год}$  під тиском –  $0,1 \div 7,5 \text{ МПа}$ ; похибка – менше  $0,2 \%$ ;

4) *малий стенд*: робочі еталони – сопла критичного витоку; робоче середовище – природний газ; витрата –  $0,005 \div 16 \text{ м}^3/\text{год}$  під тиском  $0,1 \text{ МПа}$ ; похибка – менше  $0,3 \%$ .



На похибку відтворення та передачі еталонних значень фізичної величини впливають похибки як основних (відправних) фізичних величин (ОФВ), так і похибки супутніх фізичних величин (СФВ).

Наприклад, процедура відтворення, визначення (розрахунку) та передачі витрати газу на класичних первинних еталонах базується на використанні значень ОФВ (часу, маси, довжини) з урахуванням СФВ (температури, тиску та вологості робочого і навколишнього середовища, густини та складу газу та ін.).

Наявність у складі одного метрологічного центру разом з еталонами витрати газу еталонів СФВ дає можливість суттєво зменшити похибку первинних перетворювачів СФВ (зменшення міжкалібрувального періоду; виключення процедури транспортування, на відміну від традиційної процедури, злічення з еталонами більшої точності).

Існуюча в Україні на даний момент схема повірки засобів вимірювання витрати газу дає можливість метрологічної підтримки на місцях первинних перетворювачів тиску, похибка яких 0,1%; температури – 0,1%; густини – 0,2%; вологості – 1°C точки роси. Реалізація запропонованої структури метрологічного центру (рис. 4.1) дає можливість зменшити похибку вимірювання СФВ еталонної установки відтворення та передачі витрати газу в  $2^{\pm 10}$  разів, тобто суттєво підвищити точність установки в цілому.

Крім цього метрологічний центр реалізує можливість повірки, звіряння та випробувань всіх типів лічильників природного газу, що використовуються при обліку природного газу з використанням як робочого середовища – природного газу, параметри якого максимально приближені до робочих.

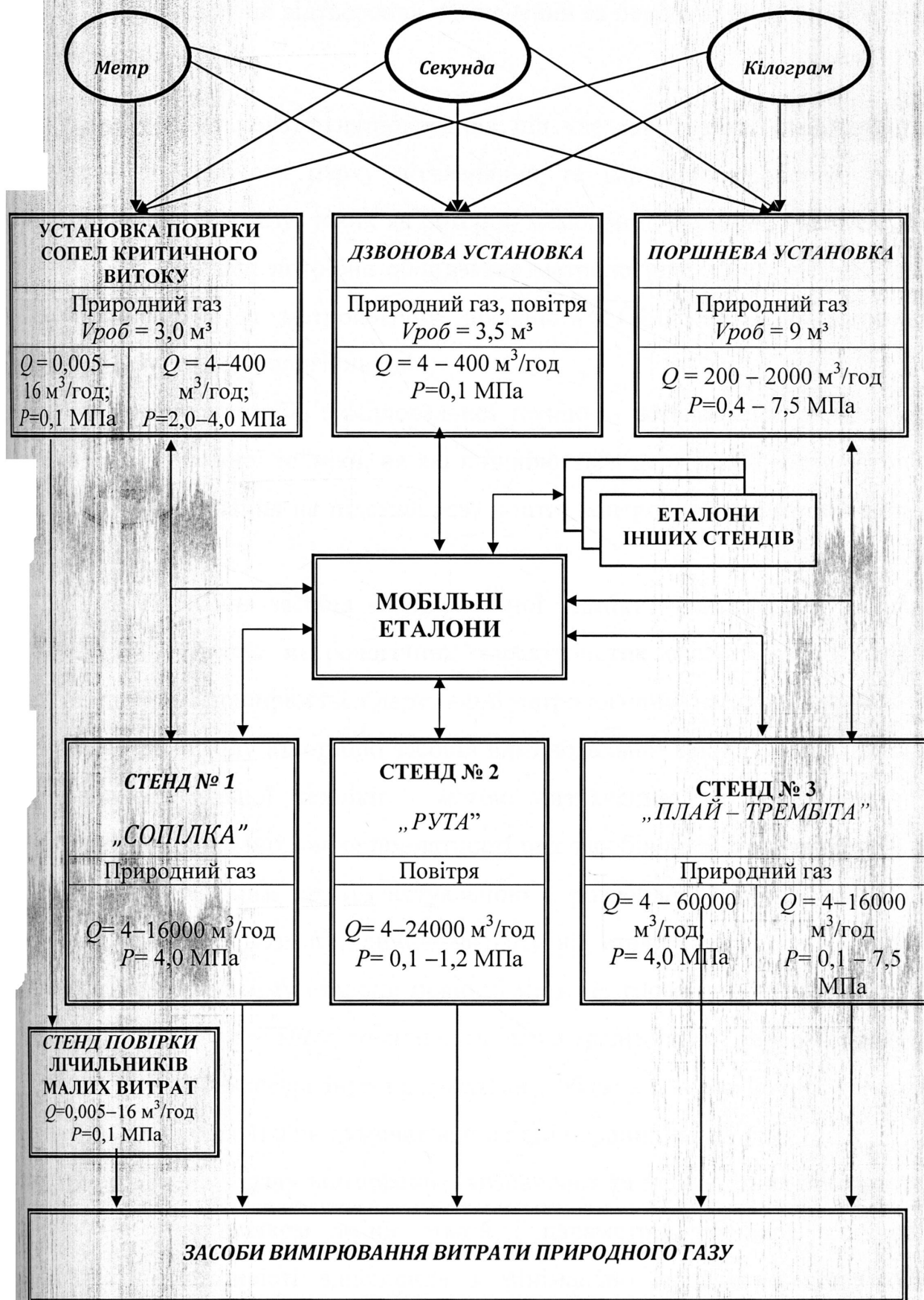


Рис.4.1. Комплекс для повірки лічильників природного газу (метрологічний центр м. Боярка)

#### 4.3. Комплексне відтворення, визначення та передача еталонних значень витрати газу

Для правильного функціонування під час експлуатації величезного і безупинно зростаючого парку вітчизняних та імпортованих робочих засобів вимірювань витрати газу, таких як роторні, мембранні, турбінні, ультразвукові й інші перетворювачі потрібне обов'язкове метрологічне забезпечення. Закон "Про метрологію та метрологічну діяльність" (№113/98 – ВР) вимагає проведення таких метрологічних дій:

- перевірку засобів вимірювальної техніки – встановлення придатності засобів вимірювальної техніки, на які поширюється державний метрологічний нагляд, до застосування на підставі результатів контролю їхніх метрологічних характеристик;

- калібрування засобів вимірювальної техніки – визначення в певних умовах або контроль метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки, на які не поширюється державний метрологічний нагляд;

- метрологічну атестацію засобів вимірювальної техніки – дослідження засобів вимірювальної техніки з метою визначення їхніх метрологічних характеристик та встановлення придатності цих засобів до застосування.

У зв'язку з цим досить актуальною є розроблення нових способів і засобів передавання розміру одиниці витрати від еталонів до робочих засобів вимірювання. При цьому еталони повинні мати не тільки високі метрологічні характеристики, але і мати можливість децентралізованої передачі розміру одиниці витрати безпосередньо промисловим об'єктам, в особливих реальних умовах, тобто замінити в цих умовах відповідні первинні еталони.

Поставлено задачу відтворення, визначення та передавання еталонних значень витрати шляхом зміни стадій і параметрів процесу, а також забезпечення можливості здійснення з мінімально можливою похибкою перевірки та випробування всіх типів лічильників, які використовуються для обліку природного газу.



Задача вирішується тим, що при комплексному відтворенні, визначенні та передаванні еталонних значень витрати газу, що включає пропускання через контрольовані засоби вимірювання витрати газу потоку робочого середовища, нормованого за допомогою еталонних пристроїв відтворення і передавання витрати, а також фіксування ряду спостережень на різних значеннях витрати газу у відповідних робочих точках витрати і визначення метрологічної характеристики контрольованих засобів перед пропусканням потоку робочого середовища калібрують ємності, ваги, частотоміри, перетворювачі тиску, температури, вологості, густини, що входять до складу еталонних пристроїв відтворення і передавання витрати принаймні двох – трьох типів, наприклад, дзвонового пристрою, поршневого пристрою калібрування, сопел критичного витоку, для фіксування ряду спостережень беруть пристрої відтворення різних типів [105–109].

Це може бути реалізовано на базі комплексу засобів вимірювальної техніки, до складу якого входять первинні та робочі еталони, які в сукупності відтворюють витрату природного газу в діапазоні від 0,005 до 70000 м<sup>3</sup>/год. під тиском від 0,1 до 7,5 МПа. Комплекс дає можливість здійснювати з мінімально можливою похибкою перевірку та випробування всіх типів лічильників, що використовуються при обліку природного газу. В якості первинних еталонів для реалізації методу були використані такі пристрої:

1) установка перевірки сопел критичного витоку:

- робоче середовище – природний газ;
- робочий об'єм – 3,0 м<sup>3</sup>;
- витрата – 4 ÷ 400 м<sup>3</sup>/год під тиском 2,0 ÷ 4,0 МПа;
- витрата – 0,005 ÷ 16 м<sup>3</sup>/год під тиском – 0,1 ÷ 0,4 МПа;
- похибка < 0,15%;

2) дзвонова установка:

- робоче середовище – природний газ, повітря;
- робочий об'єм – 3,5 м<sup>3</sup>;
- витрата – 4 ÷ 400 м<sup>3</sup>/год під тиском 0,1 МПа; похибка < 0,1%;

### 3) поршнева установка:

- робоче середовище – природний газ, повітря;
- робочий об'єм –  $9\text{ м}^3$ ;
- витрата –  $500 \div 2000 \text{ м}^3/\text{год}$  під тиском  $0,4 \div 7,5 \text{ МПа}$ ;
- похибка  $< 0,15\%$ .

Кожен з названих пристроїв забезпечує максимальну достовірність за певних оптимальних параметрів витрати та тиску. Наприклад, принцип роботи установки перевірки сопел критичного витоку базується на використанні каліброваної ємності, яка заповнюється робочим середовищем (природним газом) через сопло. В процесі перевірки вимірюється час заповнення, тиск, температура і густина робочого середовища. Досвід використання аналогічних установок показує, що для відтворення необхідної витрати ( $200 \div 400 \text{ м}^3/\text{год}$ ) оптимальним є використання ємності об'ємом  $3 \text{ м}^3$ , максимальну достовірність можливо досягти під тиском більше  $2,0 \text{ МПа}$ . Дзвонові установки дають можливість відтворювати витрату газу з найбільшою відомою достовірністю, але вони функціонують тільки під атмосферним тиском.

Параметри роботи первинних еталонів вибирають, враховуючи можливість реалізації взаємного звірення (гармонізації) для конкретного методу вимірювання. Гармонізацію первинних еталонів здійснюють мобільними еталонами (роторні та турбінні лічильники, сопла критичного витоку). Кожен мобільний еталон використовують у вузькому діапазоні витрат, що дає можливість збільшити достовірність гармонізації.

При кратному збільшенні (зменшенні) величини витрати у процесі гармонізації використовують паралельно–послідовне з'єднання мобільних еталонів. При передаванні величини витрати від еталону, який працює при низьких тисках, до еталону, який працює при високих тисках (а також навпаки), використовують паралельно–послідовне з'єднання мобільних еталонів з проміжним регулятором тиску. Гармонізацію еталонів проводять у певних реперних точках, наприклад: витрата –  $200 \text{ м}^3/\text{год}$ ,  $400 \text{ м}^3/\text{год}$ ,  $2000 \text{ м}^3/\text{год}$ ,  $8000 \text{ м}^3/\text{год}$  під тиском  $0,1 \text{ МПа}$ ,  $0,4 \text{ МПа}$ ,  $1,2 \text{ МПа}$ ,  $4,0 \text{ МПа}$ ,  $7,5 \text{ МПа}$ .



Реалізація методики здійснюється у такій послідовності. За допомогою еталонів довжини, маси і часу проводять калібрування складових пристроїв відтворення витрат газу. За допомогою еталонів фізичних величин, значення яких використовують у процесах визначення витрати газу, калібрують ємності, ваги, частотоміри, перетворювачі тиску, температури, вологості, густини, що входять до складу еталонних пристроїв відтворення і передавання витрати принаймні двох – трьох типів, наприклад, дзвоновий пристрій, поршневий пристрій калібрування, сопло критичного витоку. За допомогою еталонів супутніх фізичних величин проводять калібрування відповідних складових пристроїв відтворення витрат газу. До трубопроводу відповідного пристрою відтворення витрат газу приєднують контрольований засіб вимірювання витрати газу і фіксують ряд спостережень на різних значеннях витрати газу. Відтворюють значення витрати газу за допомогою відкаліброваних пристроїв і за цими значеннями визначають метрологічну характеристику витрати контрольованого засобу. Аналогічні дії проводять, фіксуючи результати спостережень на інших пристроях відтворення. За даними результатів спостережень, отриманих на пристроях відтворення різних типів, визначають зважену метрологічну характеристику контрольованого засобу.

Вказана вище методика забезпечує:

- передавання величини витрати від первинних до робочих еталонів;
- звірення еталонів різними методами вимірювання, включаючи еталони інших існуючих установок для вимірювання витрати газу;
- проведення перевірки та випробування засобів вимірювання витрати природного газу з використанням робочого середовища, параметри якого максимально наближені до робочих;
- перевірку та випробування всіх робочих еталонів, які потрібні для перевірки робочих засобів вимірювання витрати природного газу;
- перевірку та випробування всіх типів лічильників, що використовуються для обліку природного газу

#### 4.4. Розроблення удосконалених способів та засобів метрологічної атестації, перевірки та калібрування засобів вимірювання витрати газу

З метою підвищення надійності та достовірності проведення калібрування та перевірки засобів вимірювання витрати природного газу пропонується пропускати через досліджуваний витратомір і зразкову трубопоршневу установку нормований потік газу з різними фізичними характеристиками робочого середовища, а також фіксувати множину показів градувальних характеристик, а додатково досліджуваний витратомір приєднувати до еталонної дзвонової установки і фіксувати масив інформації результатів спостережень, а потім приєднувати його до еталонної установки сопел критичного витоку і також фіксувати масив інформації результатів спостережень. За одержаними масивами отриманої інформації коригувати покази витратоміра в робочих умовах [110–114].

Реалізація запропонованої методики здійснюється так. Після метрологічної атестації робочих еталонів і стендів перевірки засобів вимірювання витрати газу встановлюють засіб, що атестується, на перевірочний стенд зі зразковою трубопоршневою установкою. За допомогою перевірочного стенда задають різні необхідні значення витрати природного газу. Фіксують ряд спостережень показів еталонних лічильників та лічильників, що атестуються. Процедуру повторюють на стендах з еталонною дзвоною установкою, потім з еталонною установкою сопел критичного витоку з різними параметрами робочого середовища (температура, тиск, склад робочого середовища тощо). Масиви інформації, в які включено результати спостережень, є вихідними даними для коригування показів лічильника в робочих умовах з метою мінімізації похибки показників лічильника. За даними результатів спостережень, отриманих на пристроях відтворення різних типів, розраховують зважену метрологічну характеристику контрольованого засобу.

Завдяки використанню різнотипних еталонів витрати це дає можливість підвищити надійність та достовірність виконання калібрування та перевірки засобів вимірювання витрати природного газу.

З метою зменшення собівартості процесу повірки засобів вимірювання витрати природного газу включає подачу газу здійснюють через послідовно встановлені засіб вимірювання витрати газу, що перевіряється. У випадку першої перевірки як робоче середовище беруть як газ, так і повітря, для наступних перевірок беруть як робоче середовище лише повітря.

Суть такої методики полягає в наступному. Засіб вимірювання витрати газу, що атестується (газовий лічильник), встановлюють на перевірочний стенд, для якого робочим середовищем є природний газ. За допомогою перевірочного стенда задають різні необхідні значення витрати природного газу. Фіксують ряд спостережень показів еталонних лічильників та лічильників, що атестуються. Якщо газовий лічильник, що перевіряється, відповідає характеристикам технічних вимог, то процедуру перевірки повторюють на стенді, для якого робочим середовищем є повітря. Дані про метрологічні характеристики лічильника, одержані під час перевірки на стенді з використанням природного газу та на стенді з повітрям, заносять в окремі масиви. Масив даних по природному газу використовують для мінімізації похибок вимірювання витрати газу. Масив даних на повітрі використовують під час наступних періодичних перевірок лічильника.

Чергову перевірку лічильника здійснюють, використовуючи в якості робочого середовища повітря. Якщо похибка чергової перевірки знаходиться в допустимих межах, то відпадає необхідність перевірки на природному газі, яке коштує набагато дорожче, ніж перевірка на повітрі. Одержані дані про метрологічні характеристики лічильника за природним газом та за повітрям у вигляді масивів заносять в окремі таблиці паспорта (формуляра) приладу для їх співставлення з результатами наступних планових перевірок. Наявність двох масивів метрологічних характеристик лічильника дозволяє наступні перевірки



проводити як на природному газі, так і на повітрі.

Якщо періодична перевірка підтвердила, що лічильник відповідає вимогам технічних умов і може використовуватись до наступного її терміну, дані перевірки знову заносять в окрему таблицю паспорта. В разі встановлення невідповідності результатів перевірки технічним умовам, лічильник відправляють на ремонт і наступну перевірку.

З метою забезпечення високої продуктивності, оперативності та значного діапазону витрат пропонується комплекс, до якого крім еталонного пристрою на базі дзвонового мірника, включено еталони основних і супутніх фізичних величин, еталонний пристрій на базі сопел критичного витоку, еталонний пристрій на базі поршневої установки, мобільні еталони на базі роторних, турбінних та ультразвукових лічильників і сопел критичного витоку, чотири стенди метрологічної атестації, перевірки і калібрування лічильників газу, нагнітач та підігрівач природного газу, а також циркуляційний компресор з охолоджувачем природного газу.

Наявність у складі комплексу обладнання еталонів основних і супутніх фізичних величин дозволяє проводити систематичні перевірки і калібрування еталонних пристроїв на базі сопел критичного витоку, дзвонового мірника та поршневої установки, за допомогою яких калібрують мобільні еталони. Сукупність всіх еталонів представляє собою систему відтворення еталона витрати природного газу.

Структурна схема комплексу обладнання для метрологічної атестації, перевірки і калібрування засобів вимірювання витрати природного газу включає наступні елементи.

В якості еталонів основних фізичних величин використано еталони довжини, маси і часу. В якості еталонів супутніх фізичних величин використано еталони температури, тиску і вологості навколишнього середовища, а також еталони температури, тиску, густини, вологості та складу газу.

В якості первинних еталонів витрати газу можуть бути використані такі пристрої:

1) *дзвоновий пристрій*: робоче середовище – природний газ, повітря; робочий об'єм –  $3,5 \text{ м}^3$ ; витрата –  $4 \div 400 \text{ м}^3/\text{год}$  під тиском  $0,1 \text{ МПа}$ ; похибка – менше  $0,1 \%$ ;

2) *поршневий пристрій*: робоче середовище – природний газ, повітря; робочий об'єм –  $9 \text{ м}^3$ ; витрата –  $500 \div 2000 \text{ м}^3/\text{год}$  під тиском  $0,4 \pm 7,5 \text{ МПа}$ ; похибка – менше  $0,15$ ;

3) *пристрій перевірки сопел критичного витоку*: робоче середовище – природний газ; робочий об'єм –  $3 \text{ м}^3$ ; витрата –  $4 \div 400 \text{ м}^3/\text{год}$  під тиском  $2,0 \pm 4,0 \text{ МПа}$ ; витрата –  $0,005 \pm 16 \text{ м}^3/\text{год}$   $0,4 \text{ МПа}$ ; похибка – менше  $0,15 \%$ .

Проведення калібрування і перевірки робочих еталонів на трьох різних первинних еталонах дозволяє одержати більш достовірні значення вимірюваної величини за рахунок об'єднання трьох незалежних масивів результатів спостережень. В загальному випадку масиви можуть мати різне число результатів спостережень та неоднакову дисперсію. Для того, щоб було можливим об'єднати ці масиви результатів спостережень і при цьому одержати найбільш точну оцінку результату вимірюваної величини, необхідно мати в наявності повну інформацію про похибки кожного методу вимірювання та виключити всі постійні систематичні похибки. [98]

Виходячи з реальних потреб та умов експлуатації на конкретних об'єктах, а також вказаного вище необхідно відмітити наступне:

– для великих магістральних вузлів вимірювання витрати газу та у споживачів першої категорії (споживання більше  $0,5 \text{ млрд м}^3$  в рік, в основному це замірні дільниці Ду  $400\text{--}700$ ) прийнято рішення щодо використання двох послідовно з'єднаних комплексів обліку – на базі діафрагми та ультразвукового або вихорового лічильників газу (вихоровий

лічильник використовується при малому динамічному діапазоні витрати (далі ДДВ) і наявності потокових хроматографів);

– турбінні лічильники можуть використовуватися тільки при наявності надійних установок фільтрації та малому ДДВ;

– більшість промислових споживачів природного газу реально працюють при ДДВ. більших 1/100, експлуатація лічильників з меншим ДДВ – це прямі збитки для газопостачальної організації;

– реальним є створення системи обліку природного газу з похибкою вимірювання витрати природного газу в основному діапазоні меншою від 0,5%, необхідне метрологічне забезпечення вже створюється, лічильники легалізовані та доступні (табл. 4.4).

Таблиця 4.4 – Засоби вимірювання витрати та кількості газу

№	Критерій	ВАТ „Промприлад”, м. Івано-Франківськ	ВАТ „Промприлад”, м. Івано-Франківськ	ІВФ „Темпо”, м. Івано-Франківськ	ДП „Арсенал”, м. Київ	ВКФ „Курс”, м. Дніпропетровськ
1	Назва підприємства	ВАТ „Промприлад”, м. Івано-Франківськ	ВАТ „Промприлад”, м. Івано-Франківськ	ІВФ „Темпо”, м. Івано-Франківськ	ДП „Арсенал”, м. Київ	ВКФ „Курс”, м. Дніпропетровськ
2	Тип лічильника	РГА-Ех (У121-02), ротор	ЛГ-К-Ех (У666-02), турбіна	ТЕМП (У1381-00), ротор	GMS (У1699-03), ротор	Курс-01 (У1904-04), ультразвук
3	Наявність ТУ, погоджених з НАК „Нафтогаз України”	Так	Так	Немає	Так	Так
4	Кількість лічильників даного типу, що впроваджені в комерційну експлуатацію	Біля 10 000	Біля 6 000	650	Більше 10 000	Біля 7 000
5	Границі діап. $Q_{min}/Q_{max}$ (похибка 2,0%)	1/50; 1/100	1/20; 1/30	1/50; 1/100	1/65; 1/100	1/100; 1/160 (1/250)
6	Чутливість лічильника, границі діапазону $Q_{start}/Q_{max}$	1/300	1/90	1/300	1/500	1/1000
7	Максимальний робочий тиск газу	0,3 МПа	10 МПа	0,6 МПа	1,6 МПа	1,6 МПа
8	Типорозміри лічильників	G-10 – G-65	G-160 – G-1600	G-65 – G-160	G-16 – G-250	G-16 – G-1600
9	Захищ. корпусу / температ. навколишнього серед.	IP64/-25 – +50°C	IP64/-40 – +50°C	IP54/-40 – +50°C	IP67/-40 – +50°C	IP65/-25 – +50°C
10	Необхідна степінь очистки газу	50 мкм	50 мкм	50 мкм	50 мкм	Не потребує



#### 4.5. Розроблення нормативних документів для вдосконалення системи обліку природного газу в Україні

З метою атестації різних методик виконання вимірювань об'єму природного газу на вузлах обліку конкретних конфігурацій у конкретних умовах використання засобів вимірювальної техніки була розроблена із залученням автора даної дисертаційної роботи типова методика виконання вимірювань з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу МВУ 034/03–2008 [115].

У вказаній методиці основна увага приділена вимірюванню об'єму газу за стандартних і робочих умов, розрахунку коефіцієнта перетворення, вимогам до засобів вимірювань (лічильника газу, засобу вимірювання температури, густини і тиску газу, коректорів об'єму газу та засобів вимірювань компонентного складу природного газу). Крім цього, значна увага в цій методиці приділена вимогам до монтажу засобів вимірювань природного газу, та інших технічних пристроїв, що використовуються при цьому, умов проведення вимірювань, вимог до техніки безпеки їх проведення, а також до кваліфікації операторів.

Значна увага також приділена методикам обробки результатів вимірювань витрати та об'єму природного газу, визначенню похибок вимірювань (основних і додаткових), вимогам і методикам оформлення результатів вимірювань.

В додатках вказаної методики приведений приклад методики виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлі об'єму конкретної конфігурації, а також приклад протоколу атестації методики виконання таких вимірювань. В цілому вказана типова методика МВУ 034/03–2008 затверджена наказом № 525 від 25.12.2007р. ДП «Івано–Франківськстандартметрологія» і приведена в додатку дисертаційної роботи.

З метою встановлення процедури перевірки технічного стану вузлів обліку природного газу в Україні розроблена методика перевірки такого стану МП 412/03–2010, яка затверджена в ДП «Укрметртестстандарт» в 2010р. [98], в розробленні якої також безпосередньо приймав участь автор даної дисертаційної роботи. В цьому документі, який приведений в додатку дисертаційної роботи, основна увага приділена операціям перевірки технічного стану вузлів обліку природного газу,



засобам, які при цьому можуть використовуватися, умови перевірки, а також всім операціям перевірки (підготовка до перевірки, її проведення, оформлення результатів перевірки).

#### Висновки до 4–го розділу

Результати досліджень, що приведені вище у 4–му розділі, можуть бути в загальному описані такими висновками:

1) описана розроблена методика застосування контрольних лічильників газу для підвищені точності вузлів обліку природного газу, а також технічні характеристики цих контрольних лічильників. Це дозволить підвищити достовірність і надійність отриманих результатів обліку газу на вузлах обліку природного газу;

2) запропонована реалізація методології відтворення та передавання одиниці вимірювання об'єму та витрати природного газу в Боярському метрологічному центрі НАК “Нафтогаз України”, приведена структурна схема цього комплексу, описані конкретні характеристики використовуваних у цьому комплексі засобів вимірювання різних типів і рівнів;

3) розроблені способи та засоби для підвищення надійності та достовірності проведення калібрування та перевірки засобів вимірювання витрати газу, для зменшення собівартості процесу повірки засобів вимірювання витрати газу чи його обліку, для забезпечення високої продуктивності, оперативності та значного діапазону вимірюваних витрат газу;

4) описані розроблені автором у співавторстві два нормативних документи МВУ 034/03–2008 і МП 412/03–2010, що затверджені в установленому порядку і які встановлюють типову методику виконання вимірювань з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу і метод перевірки технічного стану вузлів обліку природного газу в умовах експлуатації з використанням установки “ЕК-Б”, відповідно.

## ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

Отримані у дисертаційній роботі результати дозволять удосконалити конструкції і метрологічні характеристики промислових турбінних, ультразвукових і роторних лічильників газу, облік ними природного газу, а також покращити нормативну базу щодо вузлів обліку природного газу, перевірки стану їх окремих вузлів.

Основні результати дисертаційної роботи полягають у наступному:

1. З використанням CFD технології проведено моделювання роботи турбінних лічильників газу з метою оцінки впливу їх конструктивних параметрів на їх метрологічні характеристики. Отримані функціональні залежності, які дозволяють оцінювати вплив режимів потоку газу на результати вимірювань турбінних лічильників газу.

2. Показано, що покази ультразвукових лічильників газу не залежать від його складу газу так як в кінцевій формулі визначення швидкості газу відсутня швидкість звуку в газі.

3. Теоретично обґрунтована можливість визначення густини природного газу за допомогою лічильників газу об'ємного принципу вимірювання і сопла Вентурі та розроблено потоковий прилад для вимірювання густини природного газу для оперативного визначення змін складу газу

4. Здійснений аналіз впливу теплообмінних процесів у вузлах обліку газу на похибку вимірювання. Для усунення цієї додаткової похибки вимірювання об'єму природного газу розроблені відповідні рекомендації.

5. Розроблені методики експериментального дослідження впливу тиску і температури природного газу на метрологічні характеристики промислових лічильників газу, а також впливу виду вимірюваного газового середовища на ці характеристики. Приведені результати таких експериментальних досліджень для 5-ти типів лічильників газу. Ці результати можна використовувати при оптимізації вибору лічильників різних типів для різних умов експлуатації та вибору методів повірки (на робочому середовищі - повітря чи природний газ). Запропонований новий вид метрологічної характеристики «середньозважена»

одаткова похибка, яка дає можливість комплексно враховувати вплив зміни тиску, температури і виду вимірюваного газового середовища на точність його обліку лічильниками газу.

6. Обґрунтовано застосування контрольних вимірювальних комплексів для перевірки технічного стану вузлів обліку природного газу, а також визначені необхідні їх технічні характеристики. Це дозволить підвищити достовірність і надійність отриманих результатів вимірювання на вузлах обліку природного газу.

7. Запропонована методологія відтворення та передавання одиниці вимірювання об'єму та витрати природного газу на Боярському метрологічному комплексі, приведена структурна схема цього комплексу, описані конкретні характеристики використовуваних в цьому комплексі засобів вимірювання різних рівнів.

8. Описані розроблені у співавторстві два нормативних документи (МВУ 034/03–2008 і МП 412/03–2010), які встановлюють типову методику виконання вимірювань з використанням лічильника газу та коректора об'єму і метод перевірки технічного стану вузлів обліку газу з використанням установки «ЕК–Б».



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність». Відомості Верховної Ради України (ВВР), 1998, №30-31, ст.194.
2. Закон України «Про забезпечення комерційного обліку природного газу». Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2012, №5, ст.28.
3. Правила подачі та використання природного газу в народному господарстві України.- <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0281-94>.
4. РМГ 29-99. Группа Т80. Рекомендации по межгосударственной стандартизации. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.
5. Большаков В. Б. Нові засоби вимірювальної техніки на ринку України / В. Б. Большаков, М.І, Винокуров, О.М. Будюк //Український метрологічний журнал. – 2000. – №1. – С.35-39.
6. Большаков В. Б. Измерение и учет энергетических ресурсов: состояние метрологического обеспечения / В.Б. Большаков, Г.С. Сидоренко // Энергосбережение, энергетика, энергоаудит. - 2007. - №3. – С. 44-47.
7. Большаков В.Б. Методики виконання вимірювань – основа основа забезпечення єдності вимірювань / В. Б. Большаков, Н.І. Косач // Метрологія та та прилади. – 2012. - № 1. – С. 25-29.
8. В. Б. Большаков. Метрологическое обеспечение учета природного газа в Украине / В. Б. Большаков, А.С. Дудолад, Н.И. Косач. // Метрологія та та прилади. -2012. - № 1. – С. 25-29.
9. Гончарук М.І. Рациональное использование природного газа як одна із складових збереження його ресурсів / М.І.Гончарук, С.А. Чеховський, О.Є. Середюк // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – №2. – С.3– 10.
10. ДСТУ 4313:2004. Газ природний горючий. Вимірювання витрати. Терміни та визначення понять. – К.: Держспоживстандарт України, 2005. – 37 с.
11. Pigsar – the expanded test facility and new German National Primary Standard for high pressure natural gas / В. Mickan, R. Kramer, H.-J. Hotze, D. Dopheide // FLOMEKO 2003, Groningen, CD-ROM. Conference proceedings.

12. Bellinda H. Pays-bas. Piston prover primary standard for high-pressure gas metering /H.Bellinda, C. P. Hoeks, A.Kool // Bull.Orqanis. Int. Metrol. Leg. – 1985. – №100. – P.21–31.

13. Предпосылки процесса гармонизации в Европе единицы объема природного газа под высоким давлением / Д. Допхайде, Б. Миккан, Крамер, М. П. ван дер Бек. // Український метрологічний журнал. – 2004. – Випуск 2. – С. 29–36.

14. 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). Заявл.24.02.84; опубл.30.07.85, Бюл.№28.

15. Облік природного газу: довідник / М.П.Андрієшин, О.М.Карпаш, О.Є.Середюк [та ін.]; за ред. С.А.Чеховського. – Івано-Франківськ: ПП “Сімік”, 2008.- 180с.

16. Сопловая поверочная установка СПУ–ПГ–2М. Проспект. – 2с. // [www.turbo-don.ru/servises/ustanovka](http://www.turbo-don.ru/servises/ustanovka).

17. Державний спеціальний еталон одиниць об'єму та об'ємної витрати газу/ І.С.Бродин та ін. // Український метрологічний журнал. – 1997. – №3. – С.31–34.

18. Бродин И.С. Теория, принципы построения и внедрение испытательных расходоизмерительных комплексов для технического и метрологического обеспечения измерений расхода газа: автореф. дис. на соискание ученой степени докт. техн. наук: спец. 05.11.01. «Приборы и методы измерения механических величин», 05.11.15 «Метрология и метрологическое обеспечение» / И.С. Бродин. – СПб, 1992. – 36 с.

19. Робочий еталон об'єму газу турбінного типу „Темпо-250”: 562.М.Т.018.00.00.000 НЕ // Рекламний проспект ІВФ «Темпо». – Івано-Франківськ. – 2006. – 7 с.

20. Будьонний М. Глобалізація метрології та завдання метрологічної служби України / М. Будьонний, В. Чепела // Метрологія та прилади. – 2006. – №1. – С.5–8.

21. Бродин И.С., Середюк О.Е., Чеховский С.А. Поршневая расходо-измерительная установка высокого давления // Проспект МВССО УССР. Ивано – Франковский институт нефти и газа. – К: Реклама, 1989. – 4с.

22. Метрологическая аттестация поршневой расходоизмерительной установки природного газа/ Б.Д. Колпак, О.П. Крук, О.Е. Середюк и др. // Измерительная техника. – 1995. – № 11. – С.28–30.

23. ДСТУ 2708:2006 Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення.

24. МДУ 010/03-2001 Інструкція. Метрологія. Вузли автоматизованого обліку об'єму природного газу на базі лічильників газу з вимірювальними комплексами (коректорами об'єму газу). Типова програма і методика метрологічної атестації.

25. Гончарук М.І. Аналіз причин втрат природного газу // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 1. – С. 51–63.

26. Петришин І.С., Безгачнюк Я.В., Середюк Д. О Впровадження еталонів передавання в повірочну практику засобів вимірювальної техніки об'єму та об'ємної витрати газу // Український метрологічний журнал. IDT 2006. IDT № 4. – С. 55–69.

27. Пат. 2091721 СІ Российская Федерация, МПК 6 G 01 F 25/00. Способ диагностики и градуировки расходомера / Плотников В.В., Кисилевский А.Б., Северинов А.Д. [и др.]. Заявл. 10.08.93; опубл. 27.09.97.

28. Наукові основи створення нормативної та технічної бази контролю раціонального використання природного газу / Є.П. Пістун, С.А. Чеховський, О.Є. Середюк, М.І. Гончарук // Наука та інновації. – 2005. – Т.1 – №5. – С.150–166.

29. Жалдак М. Наближення метрологічної системи України до вимог міжнародних організацій / М. Жалдак, В. Щіпка, Л. Несвідоміна, О. Сівер // Метрологія та прилади. – 2006. – №3 – С.15–18.

30. Бродин И.С. Объемные дискретно-динамические системы метрологического обеспечения измерений расхода газа / И.С. Бродин // Приборы и системы управления. – 1978. – №8. – С.26–28.



31. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества вещества: Справочник: Кн.1 / П.П. Кремлевский. – СПб.: Политехника. – 2002. – 409 с.

32. Пат. на кор. модель 4851 U Україна, МПК 7 G01F25/00. Устаткування для градування та перевірки витратомірів і лічильників газу / Довган Л.Р., Прудніков Б.І., Коляджин І.М. [та ін.]; заявник і патентовласник ВАТ по газопостачанню та газифікації «Івано-Франківськгаз». Заявл. 01.04.04; опубл. 15.02.05, Бюл. №2. – 4с.

33. Петришин І. С. Система метрологічного забезпечення засобів вимірювання об'єму газу / І. С. Петришин, М.В. Кузь, Я. В. Безгачнюк // Метрологія та прилади. – 2007. – №2. – С. 25–27.

34. Куликов В.Д. Метод аттестации образцовых расходомерных устройств для учета газа в трубах большого диаметра / В.Д. Куликов // Метрология. – 1978. – №1. – С.37–43.

35. Власюк Я. М. Двохвильовий аналізатор вологості природного газу : [Текст] / Зілинський Й.Й., Онушко В.В., Власюк Я. М., ХІ М. н/т конференція «Приладобудування: стан і перспективи», м. Київ, 24–25.04.2012р. – С.255–256.

36. Бродин Ю.І. Дослідження відмінностей в роботі приладів обліку газу на природному газі та на повітрі // Вісник НТУУ «КПІ», ПРИЛАДОБУДУВАННЯ – 2003. – Вип.26. – С.40–44.

37. РМГ 29-99. Группа Т80. Рекомендации по межгосударственной стандартизации. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

38. Експрес-контроль та технічна діагностика промислових лічильників газу в експлуатації / І.С. Петришин, Я.В. Безгачнюк, О.Є. Середюк [та ін.] // Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики промислового обладнання: 3-я наук. – техн. конф. і виставка, 3–6 грудня 2002 р., Івано– Франківськ: мат. конф. – Івано–Франківськ: ІФНТУНГ, 2002. – С.94–97.

39. Петришин І.С. Особливості повірки лічильників газу в робочих умовах / І.С. Петришин, Я.В. Безгачнюк // Український метрологічний журнал. – 2006. – №2. – С. 46–48.

40. Середюк О.Є. Метрологічні аспекти і перспективи застосування еталонів у витратометрії природного газу / О.Є. Середюк // Метрологія та вимірвальна техніка (Метрологія–2004): IV Міжнар.наук.-техн.конф., 12–14 жовтня 2004р., Харків: наукові праці конф.: у 2 т. – Т2. – Харків: ННЦ „Інститут метрології”. – 2004. – С.186–188.

41. Власюк Я. М. ГВС Гребенники – газовимірвальна станція 2005 року [Текст] / Розгонюк В. В., Власюк Я. М. // Нафтова і газова промисловість. – 2003. №3. – С. 50–52.

42. Власюк Я. М. Реалізація концепції створення єдиної системи обліку природного газу в Україні [Текст] / Власюк Я. М., Кісіль І. С., Середюк О. Є. // н/т журнал «Методи та прилади контролю якості». – 2005. № 13. – С. 61–65.

43. Власюк Я. М. Концепція єдиної системи обліку природного газу України (оптимізація впровадження промислових лічильників різних методів вимірювання) [Текст] / Власюк Я. М., Чупрін М. І., Власюк Л. Я. // н/т журнал «Методи та прилади контролю якості». Івано–Франківськ. – 2007. № 18. – С. 73–75.

44. Власюк Я. М. Концепція єдиної системи обліку природного газу в Україні : [Текст] / Власюк Я. М. М.н.к. «Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці», м. Івано–Франківськ, 2007. – С. 142.

45. Власюк Я. М. Програма створення єдиної системи обліку природного газу”, затверджена наказом Мінпаливенерго від 24.07.2002р., №444 [Текст] / Панасюк В.Л., Бондаренко В.С., Власюк Я.М., Чупрін М.І. – 60 с.

46. Середюк О.Є., Чеховський С.А. Новітні технології метрологічного забезпечення обліку газу як елемент енергозбереження / О.Є. Середюк, С.А. Чеховський // Нафтогазова енергетика. – 2006. – №1. – С.84– 89.

47. Розгонюк В.В. Технічна політика НАК «Нафтогаз України» в галузі газовимірювання / В.В Розгонюк // Вимірювання витрати та кількості газу і нафтопродуктів: всеукр. наук.–техн. конф., 26–28 березня 2003р, Івано–Франківськ: матеріали конф. –Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, Факел. – 2003. – С.3–9.



48. Власюк Я. М. Теоретичні основи дослідження функціонування турбінних лічильників газу [Текст] / Власюк Я. М., Яцевський В. А., Кісіль І. С., Середюк О. Є. // н/т журнал «Методи і прилади контролю якості». – ІФНТУНГ – 2010. – № 25. – С. 67–73.
49. PTB Technische Richtlinien G-13. Messgeräte für Gas. Einsaue und Betrieb von Turbinenradgaszahlern (Измерения количества газа. Установка и эксплуатация турбинных счётчиков газа), 1994-12.
50. Baker R.C., Turbine flow meters: II. Theoretical and experimental published information. Flow Meas. Instrum., 4(3), 1993, pp. 123 - 144.
51. Atkinson K. N. A software tool to calculate the over-registration error of a turbine meter in pulsating flow. Flow Meas. Instrum., 3(3), 1992, pp. 167 - 172.
52. Cheesewright R., Clark C. Step Response Tests on turbine flow meters in liquid flows. Proceedings of the I MECH E Part A. Journal of Power and Energy V. 211 pp. 321 – 330.
53. Cheesewright R.; Atkinson K.N., Clark C., Horst C.ter. Field tests of correction procedures for turbine flow meters in pulsate flows. Flow Meas. Instrum., 7(1), 1996, pp. 7-17.
54. Lee W.F.Z., Kirik M.J., Bonner J.A. Gas turbine flow meter measurement of pulsating flow. Trans. ASME, J. Eng Power, Oct., 1975, pp. 531-539.
55. Bronner J. W., McKee R. J. Cogen pulsation effects on turbine metering. AGA, Oper. sect., Proc., 1991, pp. 625-638.
56. McKee R.J. Pulsation effect on single and two-rotor turbine meters. Flow Meas. Instrum., 3(3), 1992, pp. 151-166.
57. Krist S., Biedron R., Rumsey C. CFL3D User's Manual (Version 5.0), NASA/TM-208444, 1998.
58. Durbin P.A. Separated flow computations with the  $k-(e) -v2$  model", *AIAA J.*, 33, 1995, p. 659.
59. 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.

60. John D.Wright/ What is the “Best” Transfer Standard for Gas Flow//www.cstl.nist.gov.
61. ДСТУ EN 12480:2006 Лічильники газу роторні. Загальні технічні умови (EN 12480:2002 IDT).
62. ДСТУ EN 12261:2006 Лічильники газу турбінні. Загальні технічні умови (EN 12261:2002: ITD).
63. Анализ объемного метода измерения критических расходов газа / К.П.Подкопаев, В.В.Ивашиненко, М.А.Данилов, В.А.Федоров // Измерительная техника. – 1976. – №8. – С.31–32.
64. ГСО. Критические расходомеры. Методика выполнения измерений массового расхода газа: МИ 1538-86. – [Введена с 1986-09-24]. – Казань, 1986. – 46с.
65. EN ISO 9300:2005 (E). Measurement of gas flow by means of critical flow Venturi nozzles: [ИСО 9300: 2005 (E). Измерение расхода газа с использованием сопел Вентури критического истечения: Пер. с англ. – 25с.
66. Беляев Б. М. Методика выполнения измерений массового расхода на критических соплах / Б. М. Беляев, В.В. Вагин, В. Г. Патрикеев // Измерительная техника. – 2002. – №4. – С.31–36.
67. Беляев Б.М. Анализ существующих методов измерения массового расхода на критических соплах / Б. М. Беляев, В.Г. Вагин, В.Г. Патрикеев // Измерительная техника. -2002. – №5. – С.43–45.
68. Коммерческий учет газа и ультразвуковые технологии // [www.instromet.ru/Integrity1.htm](http://www.instromet.ru/Integrity1.htm).
69. Патент на корисну модель №39467. «Пристрій для вимірювання густини природного газу» : [Текст] / Купчак В. Р., Власюк Я.М., Цьомик В. П., Прудников Б. І., Бестелесний А. Г., Коляджин І. М., Середюк О. Є.; Заявл. – 13.10.2008. Опубл.– 25.02.2009. – Бюл.№4.
70. Патент на корисну модель №56150. «Спосіб вимірювання густини газу» : [Текст] / Прудников Б. І., Цьомин В. П., Власюк Я. М., Бестелесний А.Г., Коляджин І. М., Слепцова Н. Є.; Заявл. – 02.04.2010. Опубл.– 10.01.2011. – Бюл.№1.

71. Власюк Я. М. Впровадження сучасних засобів вимірювання витрати та кількості природного газу та їх метрологічне забезпечення: [Текст] / Власюк Я. М. III Всеукраїнська н/т конференція «Вимірювання витрати та кількості газу і нафтопродуктів», м. Івано-Франківськ, 26–28. 03.2003р. – С. 26–28.

72. Рішення про видачу патента на винахід №03055. «Спосіб експрес-оцінки метрологічних характеристик вузла обліку газу у складі лічильника газу та температурного коректора на місці експлуатації» : [Текст] / Власюк Я. М., Бондаренко В. С., Готовкін В. Ю., Карташев В. І., Мінін С. В., Насредінов С. В., Осієвський В. О., Пістун Є. П., Попов В. В., Ярошевич В. М.; Заявл. – 16.03.2012. Опубл. – 05.06.2012.

73. Власюк Я. М. Дослідження додаткових похибок вимірювання температури та об'єму природного газу в системах його обліку : [Текст] / Пістун Є. П., Матіко Ф. Д., Федоришин Р. М., Власюк Я. М., Ярошевич В. М. VII М. н/т конференція «Метрологія та вимірювальна техніка»м. Харків, 12–14.10 2010р. – С. 192–195.

74. ДСТУ ГОСТ 8.586.5:2009 Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 5. Методика виконання вимірювань.

75. Круковский П.Г. Обратные задачи тепломассообмена. Киев: ИТТФ НАН Украины, 1998. – 224 с.

76. Новицкий П. В., Зограф И. А. Оценка погрешностей результатов измерений. – Л.: Энергоатомиздат, 1991. – 304 с.

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

78. Теплотехнический справочник. Изд. 2–е, перероб. Под. ред. В. Н. Юрнева и П. Д. Лебедева. Т.1. М., “Энергия”, 1975. 744 с.

79. Основи метрології та вимірювальної техніки: у 2 т.: підруч. для студ. вищих навч. закл. / М.Дорожовець, В.Мотало, Б.Стадник [та ін.]; за ред. проф.Б.Стадника. – Львів: Вид-во Нац. ун-ту „Львівська політехніка”, 2005. – Т.1: Основи метрології. – 2005. – 532с.



80. Власюк Я. М. Методика експериментальних досліджень впливу параметрів природного газу на метрологічні характеристики лічильників природного газу. [Текст] / Бестелесний А. Г., Власюк Я. М., Кісіль І. С. // н/т журнал «Методи та прилади контролю якості». – ІФНТУНГ – 2007. № 18. – С. 46–50.

81. Власюк Я. М. Методика визначення додаткових похибок лічильників газу від впливу тиску і температури робочого середовища : [Текст] / Середюк О. Є., Кісіль І. С., Власюк Я. М. V Всеукраїнська н/т конференція «Вимірювання витрати та кількості газу», м. Івано–Франківськ, 23–25. 10.2007р. – С. 8–9.

82. ГОСТ 2.601–2006 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы.

83. ГОСТ 8.010-99 ГСИ. Методики выполнения измерений. Основные положения.

84. Тонконогий Ю., Пядишюс А. Погрешности средств измерения, применяемых для учета газа. Измерительная техника. 1999. – №5. – С. 35-38.

85. Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення: ДСТУ 2708: 2006. – [Чинний від 2006-07-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2006. – 13 с.

86. Власюк Я. М. Застосування нової метрологічної характеристики «Середньозважена додаткова похибка» для підвищення точності обліку природного газу [Текст] / Власюк Я. М., Середюк О. Є., Винничук А. Г. // Український метрологічний журнал. 2010 №3. – С. 58–63.

87. Середюк О. Є. Аналіз впливу робочого тиску еталонних витратовимірювальних установок на їх метрологічні характеристики / О.Є. Середюк, С.А. Чеховський, Б.І. Прудніков // Методи та прилади контролю якості. – 2001. – № 7. – С. 111–116.

88. Власюк Я. М. Застосування метрологічної характеристики «Середньозважена додаткова похибка» для підвищення точності обліку природного газу: [Текст] / Винничук А. Г., Середюк О. Є., Власюк Я. М. VI Всеукраїнська н/т конференція «Вимірювання витрати та кількості газу», м. Івано–Франківськ, 20–21. 10.2009р. – С. 74–75.

89. Эталон объемного расхода воздуха для калибровки критических сопел / Я.М.Власюк, С.Г.Нетесин, В.Л.Лагно, Л.П. Новгородцева // Вимірювання витрати та кількості газу: Матеріали Всеукр. наук.-техн. конф., 17–20 травня 2005р., Івано–Франківськ – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, Факел, 2005. –С.70.

90. Захаров И.П. Теория неопределенности в измерениях: Учебное пособие / И.П. Захаров, В.Д. Кукуш – Харьков: Консум, 2002. – 256 с.

91. РМУ–025–2008. Метрологія. Лічильники газу. Методика експериментальних досліджень впливу тиску і температури природного газу на метрологічні характеристики.

92. Власюк Я. М. Аналіз застосування контрольних лічильників газу для підвищення точності обліку природного газу [Текст] / Власюк Я. М., Середюк О. Є., Малісевич В. В. // ІФНТУНГ та ін. н/т журнал «Методи і прилади контролю якості». 2009 №23. – С. 66–72.

93. Власюк Я. М. Лічильники природного газу на сучасних газовимірювальних станціях. [Текст] / Власюк Я. М. // н/т журнал «Методи та прилади контролю якості». Івано–Франківськ. – 2003. №11. – С. 62–64.

94. Деклараційний патент на корисну модель №5849 Україна. Спосіб перевірки засобів витрати газу : [Текст] / Мокеєв Ю. Г., Власюк Я. М., Панасюк В. Л., Руднік А. А.; Заявл. 13.09.2004. Опубл. 15.03.2005. – Бюл. №3.

95. Деклараційний патент на винахід № 47040А Україна. Вставний фільтр для очистки газу : [Текст] / Власюк Я. М., Грицак Н. П., Лагно І. В., Лешак Р. М., Прудников Б. І.; Заявл. 26.06.2001. Опубл. 17.06.2002. – Бюл. № 6.

96. Патент на корисну модель №40259. «Мобільний комплекс експрес–контролю і технічної перевірки стаціонарного вузла обліку газу» : [Текст] / Власюк Я. М., Купчак В. Р., Боднар Г. Ф., Прудников Б. І., Бестелесний А. Г., Цьомик В. П., Коляджин І. М.; Заявл. – 28.11.2008. Опубл.– 25.03.2009. – Бюл. №6.

97. Власюк Я. М. Концепція єдиної системи обліку природного газу в Україні : [Текст] / Власюк Я. М. М.н.к. «Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці», м. Івано–Франківськ, 2007. – С. 142.

98. Власюк Я. М. МП 412/03–2010. Метод перевірки технічного стану вузлів обліку газу з використанням установки “ЕК–Б” : [Текст] / Карташев В. І.,

Бабіченко М. В., Бондаренко В. С., Власюк Я. М., Готовкін В. Ю., Насредінов С. В., Осієвський В. О., Попов В. В., Ярошевич В. М. – 21 с.

99. Власюк Я. М. Особливості складу та технічні характеристики комплексу технічних засобів метрологічного центру природного газу НАК “Нафтогаз України”. [Текст] / Власюк Я. М., Кісіль І. С. // н/т журнал «Методи та прилади контролю якості». Івано–Франківськ. – 2004. № 12. – С. 65–69.

100. Деклараційний патент на корисну модель №5850 Україна. Спосіб комплексного відтворення, визначення та передачі еталонних значень витрати газу: [Текст] / Власюк Я. М., Розгонюк В. В., Панасюк В. Л., Будзуляк Б. В.; Заявл. 13.09.2004. Опубл. 15.03.2005. – Бюл. №3.

101. Деклараційний патент на корисну модель №5891 Україна. Комплекс обладнання для метрологічної атестації, перевірки і калібрування засобів вимірювання витрати газу : [Текст] / Власюк Я. М., Бойко Ю. А., Рибчин І. Й., Лизун С. О., Панасюк В. Л., Немчин О. Ф.; Заявл. 07.10.2004. Опубл. 15.03.2005. – Бюл. №3.

102. Власюк Я. М. Особенности состава и технических характеристик комплекса технических средств метрологического центра природного газа в г. Боярка: [Текст] / Власюк Я. М., Кисиль И. С. XV–тый научный симпозиум с международным участием «Метрология и метрологическое обеспечение 2005». Созополь Болгария. Сентябрь 2005г. – С. 345–350.

103. ДСТУ 3400-2000. Метрологія. Державні випробування засобів вимірювальної техніки. Основні положення, організація, порядок проведення і розгляду результатів.

104. Петришин І.С. Науково-методологічні та технічні засади забезпечення точності вимірювань витрати природного газу: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня доктора техн. наук: спец. 05.11.01 «Прилади та методи вимірювання механічних величин». – Львів. – 2007. – 32с.

105. Деклараційний патент на корисну модель №5848 Україна. Спосіб метрологічної атестації, перевірки та калібрування засобів вимірювання витрати газу : [Текст] / Власюк Я. М., Панасюк В. Л., Немчин О. Ф., Коломєєв В. М., Швед Н. Ю.; Заявл. 13.09.2004. Опубл. 15.03.2005. – Бюл. №3.



106. Петришин І.С., Безгачнюк Я.В. Особливості повірки лічильників газу при робочих умовах // Український метрологічний журнал. – 2006. – № 2. – С. 46–48.

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

108. Марков Б. Ф. Применение неопределенности измерений при выполнении работ на эталонах / Б. Ф. Марков, Ю.П. Мачехин // Український метрологічний журнал. – 2005. – №1. – С.5–15.

109. Петришин І.С. Впровадження еталонів передавання в повірочну практику засобів вимірювальної техніки об'єму та об'ємної витрати газу / І.С. Петришин, Я.В. Безгачнюк, Д.О. Середюк // Український метрологічний журнал. – 2006. – №4. – С. 55– 59.

110. Науково–технічний твір № 10495 “Герметизация корпуса – основа безопасной эксплуатации газового счетчика” : [Текст] / Власюк Я. М., Мокеев Ю. Г., Рибчич І. Й., Панасюк В. Л., Чернишов В. Г., Власова С. В., Тарашевський В. С.; Дата реєстр. 09.07.2004.

111. Науково–технічний твір № 9034 “Способ центрирования рабочих поверхностей измерителя газового счетчика” : [Текст] / Власюк Я. М., Мокеев Ю. Г., Лисенко А. Г., Кудрявський М. П., Панасюк В. Л., Рогатін В. П., Тарашевський В. С., Тюптя Б. М.; Дата реєстр. 23.12.2003.

112. Власюк Я. М. Впровадження сучасних засобів вимірювання витрати та кількості природного газу та їх метрологічне забезпечення : [Текст] / Власюк Я. М. Третя Всеукраїнська науково–технічна конференція “Вимірювання витрати та кількості газу та нафтопродуктів” Івано–Франківськ. 26– 28 березня 2003р. Матеріали конференції. – С. 26–28.

113. ДСТУ 3215-95. Метрологія. Метрологічна атестація засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення.

114. Молоко Р.Я. Презентація Метрологічного центру НАК «Нафтогаз України» / Р.Я. Молоко // Метрологія та вимірювальна техніка (Метрологія–2006): Міжнар. наук.–техн. конф., 10–12 жовтня 2006р, Харків: наукові праці конф.: у 2 т. – Т2. – Харків: ННЦ „Інститут метрології”. – 2006. – С.205–209.



115. Власюк Я. М. МВУ 034/03–2008. Типова методика виконання вимірювань з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу : [Текст] / Петришин І. С., Готовкін В. Ю., Карташев В. І., Бондаренко В. С., Власюк Я. М., Джочко П. Я., Безгачнюк Я. В. – 82 с.

## ДОДАТКИ

ТЕХНОЛОГІЧНА СХЕМА

установки для випробування та перевірки засобів вимірювань об'єму та витрати газу на природному газі

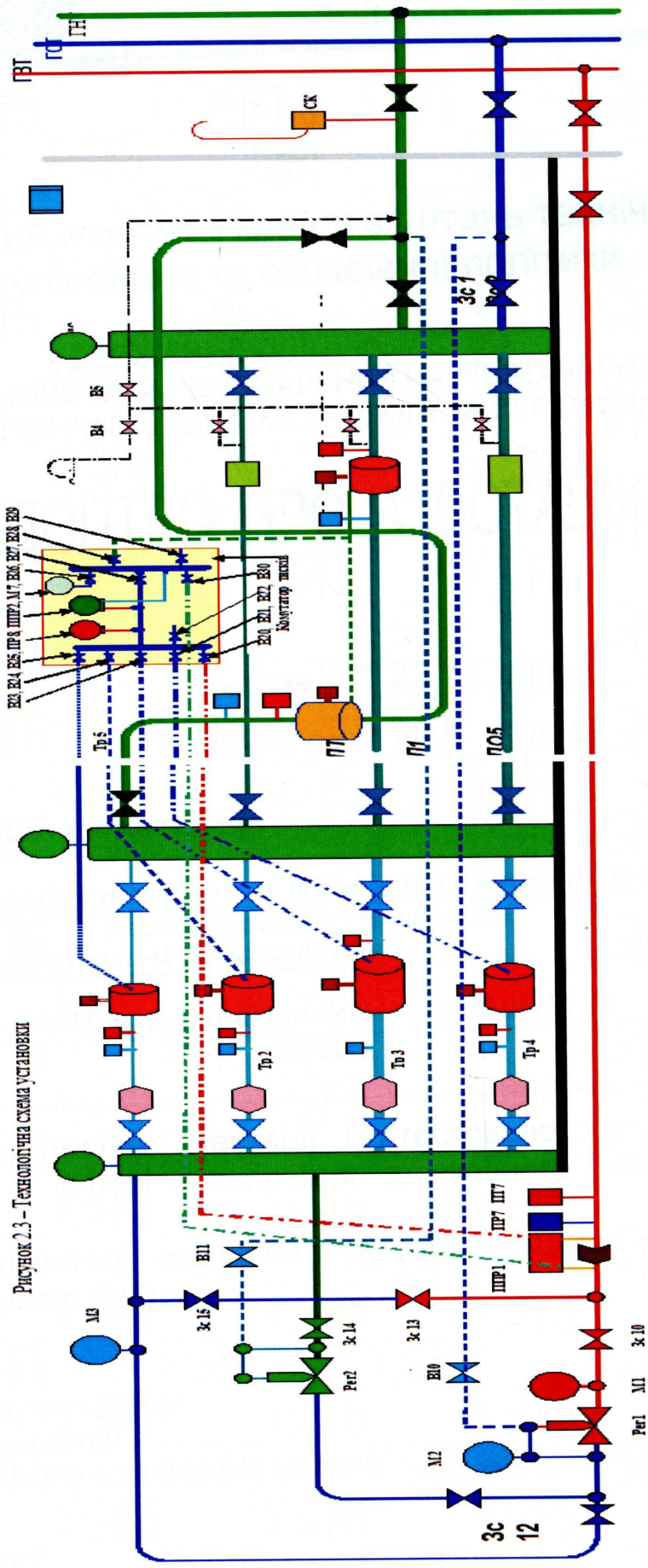


Рисунок 2.3 – Технологічна схема установки

Технологічна схема установки ВУПГ



Державний комітет України з питань технічного  
регулювання та споживчої політики

ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО  
„ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ РЕГІОНАЛЬНИЙ НАУКОВО-ВИРОБНИЧИЙ  
ЦЕНТР СТАНДАРТИЗАЦІЇ, МЕТРОЛОГІЇ ТА СЕРТИФІКАЦІЇ”

## СВІДОЦТВО ПРО АТЕСТАЦІЮ

№ 1Ф 41

Видане ” 22 ” липня 200 5 р.

Чинне до ” 22 ” липня 200 8 р.

Це свідоцтво засвідчує, що

Вимірвальна лабораторія об'єму та об'ємної витрати природного газу

(назва лабораторії та підприємства)

ВАТ «Івано-Франківськгаз»

03361046

(код)

76008, м. Івано-Франківськ, вул. Хіміків, 16

(адреса)

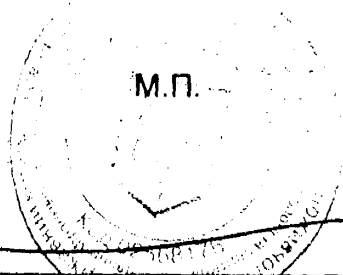
відповідає критеріям атестації і атестовано на проведення  
вимірювань у сфері поширення державного метрологічного  
нагляду.

Галузь атестації наведена в додатку до цього свідоцтва і є  
її невід'ємною частиною.

керівник органу з атестації,  
генеральний директор

ДП «Івано-Франківськстандартметрологія»

І.С. Петришин

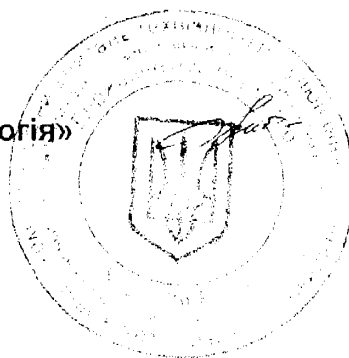


## ГАЛУЗЬ АТЕСТАЦІЇ

вимірювальної лабораторії об'єму та об'ємної витрати природного газу  
ВАТ «Івано-Франківськгаз» на право проведення вимірювань у сфері  
поширення державного метрологічного нагляду

Назви величин, що вимірюються	Назви та опис об'єктів вимірювань	Діапазон вимірювань	Похибка вимірювань
Об'єм	Природний газ	Не регламентовано	За формулою $\delta_{Vc} = (\delta_{V_0}^2 + \delta_p^2 + \delta_t^2 + \delta_K^2)^{0,5}$
Об'ємна витрата		Від 0,65 до 2500 куб.м. в год (в робочих умовах)	За формулою $\delta_{Qc} = (\delta_{Vc}^2 + \delta_T^2)^{0,5}$

Генеральний директор  
ДП «Івано-Франківськстандартметрологія»



І.С.Петришин



Державний комітет з питань технічного регулювання та споживчої політики

Державне підприємство "Івано-Франківський регіональний науково-виробничий центр стандартизації, метрології та сертифікації"  
(ДП "Івано-Франківськстандартметрологія")

**СВІДОЦТВО**

**ПРО ДЕРЖАВНУ МЕТРОЛОГІЧНУ АТЕСТАЦІЮ**

№ 3501 від \_\_\_\_\_ 4 липня 2005 року

Калібрувальна установка засобів вимірювальної техніки об'єму газу на природному газі  
(назва ЗВТ, позначення, порядковий номер, дата виготовлення)

Бник ВАТ "Івано-Франківськгаз", м. Івано-Франківськ  
назва підприємства

жить ВАТ "Івано-Франківськгаз", м. Івано-Франківськ  
назва підприємства (організації)

начення (галузь застосування) ЗВТ для проведення калібрування та експлуатаційних випробувань  
в вимірювальної техніки об'єму газу в діапазоні витрат від 0,65 до 2500 м<sup>3</sup>/год (за робочих умов)

**Результати метрологічних досліджень**

Назва метрологічної характеристики	Одержане значення метрологічної характеристики	Назва, тип робочих еталонів, застосованих під час атестації
вимоги допустимої відносної похибки відтворення одиниці об'єму газу в діапазоні об'ємних витрат від 0,65 до 2500 м <sup>3</sup> /год (за робочих умов), %	± 0,40	Мікроманометр МКВ-250, діапазон вимірювань від 0 до 2500 Па, клас точності 0,02; Манометр вантажопоршневий МП – 6, діапазон вимірювань від 0 до 6 кгс/см <sup>2</sup> клас точності 0,05 Термостат ТМ-2, 3 розряду, границі допустимої абсолютної похибки відтворення температури в діапазоні -20 до 140°C – ±0,05°C; стабільність відтворення температури – ±0,02°C.
діапазон робочих тисків, МПа	0,1..0,6	

Результатами державної метрологічної атестації (протокол № 3501 від 4.07.2005 року)

Калібрувальна установка засобів вимірювальної техніки об'єму газу на природному газі  
назва, позначення атестованого ЗВТ

випробування таким, що відповідає МДУ "Метрологія. Калібрувальні установки з робочими еталонами об'єму газу  
назва технічної документації,

на природному газі. Програма та методика державної метрологічної атестації"  
що містить вимоги до метрологічних характеристик та додатний до застосування


випробування проводити відповідно до МДУ "Метрологія. Калібрувальні установки з робочими еталонами об'єму газу  
назва та позначення

на природному газі. Програма та методика державної метрологічної атестації"  
документа, що містить методику перевірки атестованого ЗВТ

випробування провести не пізніше липеня 2006 року

Головний директор Івано-Франківськстандартметрологія"



 Петришин І.С.

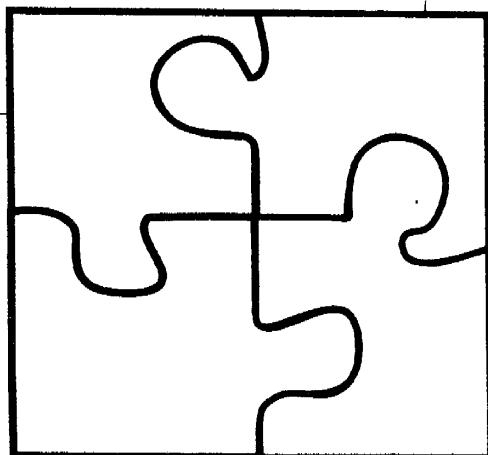




# ПРОГРАМА

Створення

зу



Єдиної системи

природного обліку

## **ЗМІСТ**

1	Загальна частина	стр. 9
2	Сучасний стан вимірювання об'єму газу	стр. 9
3	Основні напрямки створення єдиної системи обліку природного газу	стр. 12
3.1	Створення багаторівневої системи передачі інформації з видобування, транспортування, розподілу, зберігання та споживання природного газу	
3.2	У сфері видобування, транспортування та зберігання природного газу	
3.2.1	Завершення переоснащення замірних ділянок електронними системами обліку газу	
3.2.2	Оснащення пунктів вимірювання витрат газу приладами для визначення фізико-хімічних показників газу	
3.2.3	Будівництво контрольних пунктів вимірювання витрат газу	
3.2.4	Реконструкція діючих прикордонних ГВС, дооснащення пунктів передачі газу між підприємствами галузі	
3.2.5	Здійснення обліку природного газу та проведення розрахунків за нього з урахуванням його калорійності	
3.3	У сфері споживання природного газу	
3.3.1	Газорозподільні мережі	
3.3.2	Виробничо - комунальна сфера	
3.3.3	Житлова сфера	
4	Напрямки підвищення достовірності обліку газу та розрахунків за спожитий газ	стр. 21
4.1	Передача засобів вимірювальної техніки у власність НАК «Нафтогаз України»	
4.2	Підвищення достовірності вимірювання кількості газу, що подається до населених пунктів	
4.3	Надання рахунків - фактур за спожитий газ	
4.4	Створення загальних реєстрів побутових та промислових споживачів газу	
4.5	Впровадження системи постачання газу з попередньою оплатою	
4.6	Укладання договорів про надання послуг з газопостачання населенню	

4.7	Укладання договорів про постачання газу із суб'єктами господарювання	
5	Метрологічне та нормативне забезпечення Єдиної системи обліку природного газу	стр. 25
5.1	Оснащення ВАТ з газопостачання і газифікації сучасними повірочними установками	
5.2	Розроблення державних стандартів	
5.3	Забезпечення визначення фізико-хімічних параметрів газу	
5.4	Створення Технічного комітету із стандартизації «Вимірювання витрати та кількості газу і рідин»	
6	Науково - технічне забезпечення	стр. 28
7	Законодавче та нормативне забезпечення виконання Програми	стр. 29
7.1	Законодавче забезпечення	
7.2	Нормативне забезпечення	
8	Фінансове забезпечення	стр. 33
9	Міжнародне співробітництво	стр. 34

### **Додатки:**

Додаток 1	Принципова схема надходження природного газу в газотранспортну систему України	
Додаток 2	Перелік об'єктів, на яких здійснюється розподіл та облік природного газу, газотранспортної системи НАК «Нафтогаз України»	
Додаток 3	Інформація про кількість ЗВТ, які знаходяться у споживачів газу	
Додаток 4	Схема багаторівневої системи передачі інформації з видобування, транспортування, розподілу, зберігання та споживання природного газу	
Додаток 5	Графік реконструкції та будівництва ГВС, ПВГ та ПКВВГ газотранспортної системи НАК «Нафтогаз України»	
Додаток 6	Обсяги фінансування реконструкції та будівництва ГВС, ПВГ та ПКВВГ газотранспортної системи НАК «Нафтогаз України»	
Додаток 7	Графік оснащення приладами замірних дільниць обліку газу на підприємствах газотранспортної системи	
Додаток 8	Обсяги фінансування оснащення приладами замірних дільниць обліку газу на підприємствах газотранспортної системи	

- Додаток 9 Графік оснащення автоматичними засобами вимірювальної техніки (ЗВТ) газорегуляторних пунктів
- Додаток 10 Обсяги фінансування оснащення автоматичними засобами вимірювальної техніки газорегуляторних пунктів
- Додаток 11 Графік та обсяги фінансування заходів з переоснащення застарілих ЗВТ на сучасні
- Додаток 12 Графік оснащення коректорами лічильників газу типу РГ
- Додаток 13 Обсяги фінансування заходів з оснащення коректорами лічильників газу типу РГ
- Додаток 14 Графік переоснащення ЗВТ у споживачів газу I категорії
- Додаток 15 Обсяги фінансування заходів з переоснащення ЗВТ у споживачів газу I категорії
- Додаток 16 Графік встановлення дублюючих ЗВТ у споживачів II категорії
- Додаток 17 Обсяги фінансування встановлення дублюючих ЗВТ у споживачів II категорії
- Додаток 18 Графік оснащення лічильниками газу житлового фонду, де газ використовується на опалення
- Додаток 19 Обсяги фінансування оснащення лічильниками газу житлового фонду, де газ використовується на опалення
- Додаток 20 Графік оснащення лічильниками газу житлового фонду, обладнаних газовими плитами та водонагрівачами
- Додаток 21 Обсяги фінансування оснащення лічильниками газу житлового фонду, обладнаних газовими плитами та водонагрівачами
- Додаток 22 Графік оснащення лічильниками газу квартир, в яких встановлені тільки газові плити
- Додаток 23 Обсяги фінансування оснащення лічильниками газу квартир, в яких встановлені тільки газові плити
- Додаток 24 Графік оснащення будинків 5-ти поверхів і більше будинковими лічильниками газу
- Додаток 25 Обсяги фінансування оснащення будинків 5- поверхових і більше будинковими лічильниками газу
- Додаток 26 Графік оснащення будинків до 5- поверхових будинковими лічильниками газу
- Додаток 27 Обсяги фінансування оснащення будинків до 5-ти поверхових будинковими лічильниками газу
- Додаток 28 Графік заміни лічильників газу побутових роторних типу РЛ
- Додаток 29 Обсяги фінансування заміни лічильників газу побутових роторних типу РЛ
- Додаток 30 Графік оснащення житлового фонду України лічильниками газу

- Додаток 31 Обсяги фінансування оснащення житлового фонду України лічильниками газу
- Додаток 32 Графік та обсяги фінансування робіт з встановлення дублюючих комплексів вимірювання об'єму та об'ємної витрати на ГВС та ГРС газотранспортної системи НАК «Нафтогаз України»
- Додаток 33 Графік оснащення ВАТ з газопостачання і газифікації сучасними повірочними установками
- Додаток 34 Обсяги фінансування робіт з оснащення ВАТ з газопостачання і газифікації сучасними повірочними установками
- Додаток 35 Заходи з науково-технічного забезпечення
- Додаток 36 Графік розробки законодавчо-нормативних актів
- Додаток 37 Фінансове забезпечення виконання Програми за напрямками та за роками реалізації
- Додаток 38 Джерела фінансування Програми створення єдиної системи обліку природного газу

\*\*\*

Програма створення єдиної системи обліку природного газу розроблена на виконання постанови Кабінету Міністрів України від 21 серпня 2001 року № 1089 «Про Концепцію створення єдиної системи обліку природного газу» авторською групою у складі: Розгонюк В.В., Панасюк В.Л., Бондаренко В.С., Медведєва Л.М., Шевчук А.С., Власюк Я.М., Корольов В.В., Бутейко О.В., Чупрін М.І., Медведєв М.Я., Бондаренко А.Л., Єрофєєва Л.Ф., Грецова О.С., Дмитренко І.І., Кириченко Л.П., Письменна Н.І., Матвєєва В.Г.

## 1. Загальна частина

Програма створення єдиної системи обліку природного газу (далі - Програма) розроблена на виконання постанови Кабінету Міністрів України від 21 серпня 2001 року №1089 «Про Концепцію створення єдиної системи обліку природного газу».

Головна мета Програми - створення системи обліку природного газу (далі - газу), що забезпечить високий рівень достовірності вимірювання об'єму газу при його видобуванні, транспортуванні, зберіганні і споживанні та слугуватиме для комерційних розрахунків за спожитий та протранспортований газ, а також можливість її використання для удосконалення технологічного контролю за втратами та витратами газу, розроблення та застосування гнучкої тарифної політики, спрямованої на зменшення споживання газу.

Завдання з оптимізації технологічного процесу обліку газу набуває важливого значення у газовій галузі у зв'язку з обмеженістю енергоресурсів, їх зростаючою вартістю, збільшенням кількості учасників газового ринку та підвищенням відповідальності за своєчасні розрахунки за спожитий газ.

## 2. Сучасний стан вимірювання об'єму газу

Україна займає вигідне географічне положення та має одну з найпотужніших у Європі газотранспортну систему, яка забезпечує подачу природного газу в обсягах 10 (80 млрд. куб. метрів внутрішнім споживачам та транзит близько 120 млрд. куб. метрів природного газу за рік до країн Центральної та Західної Європи, країн Балканського регіону, Туреччини.

Газотранспортна система має довжину трубопроводів 36,7 тис. кілометрів, газорозподільна - близько 238 тис. кілометрів. Щороку в Україні видобувається близько 18 млрд. куб. метрів газу, загальний активний об'єм підземних газосховищ становить 34,5 млрд. куб. метрів.

Природний газ надходить в Україну 22-ма магістральними газопроводами. Його облік здійснюється на 9 газовимірювальних станціях (далі - ГВС) та 2 пунктах вимірювання витрати газу (далі - ПВГ), з яких дві ГВС знаходяться на території Республіки Білорусь, решта ( на території Російської Федерації).

Природний газ, який транспортується за межі України 15-ма магістральними газопроводами, вимірюється на 10 ГВС ( дев'ять розташовано на території України на кордоні з Польщею ( 1 ГВС, із Словаччиною ( 1 ГВС, з Угорщиною - 1 ГВС, з Румунією ( 2 ГВС, з Молдовою ( 3 ГВС, з Російською Федерацією ( 1 ГВС) та одна ГВС на території Російської Федерації.



Усі прикордонні ГВС (як на території України, так і на території інших держав) обладнані автоматизованими комплексами обліку газу, у тому числі дублюючими, та засобами визначення показників якості газу.

Об'єм газу, що розподіляється споживачам України, вимірюється на:

80 ПВГ, через які газ надходить від газовидобувних підприємств і подається до єдиної газотранспортної системи;

90 ПВГ, через які газ подається безпосередньо із магістральних газопроводів до промислових підприємств;

1600 газорозподільних станціях (далі - ГРС), через які газ подається до населених пунктів.

Схема надходження природного газу у газотранспортну систему України та його розподіл, а також наявність об'єктів, на яких здійснюється розподіл та облік газу газотранспортної системи Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» (далі - Компанія) наведено у додатках 1 та 2.

На 333-х замірних дільницях ГРС та ПВГ газотранспортної системи ще використовуються самописні прилади з ручною обробкою діаграм, відносна похибка вимірювання об'єму газу якими може складати 5 і більше відсотків. Вони не захищені від несанкціонованого втручання, тому підлягають заміні на автоматизовані вимірювальні комплекси. Підприємства газотранспортної системи також недостатньо оснащені високоточними автоматичними засобами вимірювання фізико-хімічних показників природного газу: потокові хроматографи є тільки на прикордонних ГВС; вимірювання температури точки роси здійснюється технічно застарілими неавтоматичними вологомірами; лише на двох ГВС встановлено потокові густиноміри. За розрахунками, завдяки налагодженню автоматизованого обліку можна скоротити втрати газу майже на 5 млрд. кубічних метрів.

Вимірювання спожитого газу у виробничо-комунальній сфері (промислові підприємства, бюджетні організації, підприємства теплокомуненерго та компобуту) здійснюється за допомогою близько 79,1 тисяч приладів обліку газу (додаток 3).

У переважної більшості споживачів газу, які застосовують промислові лічильники, приведення об'єму газу до стандартних умов, визначених ГОСТ 2939-63 (для розрахунків за спожитий газ) здійснюється оператором розрахунковим методом. Як наслідок, похибка вимірювання ними може складати 7 і більше відсотків.

Із 31,1 тисячі промислових лічильників газу у зазначеній категорії споживачів газу 20,7 тисяч (з них 14 тисяч - ротаційні) мають клас точності гірше 1,0 і підлягають заміні. Найбільше їх у Львівській - 2108, Дніпропетровській - 2023, Харківській - 1965, Полтавській - 1387, Київській - 1118, Івано-Франківській - 1110 та Донецькій - 1120 областях.

Майже чотири тисячі лічильників газу у цих споживачів необхідно ще обладнати автоматичними коректорами.

Втрати газу від цього у виробничо - комунальній сфері можуть складати до

150 - 170 млн. куб. м за рік.

У житловій сфері встановлення лічильників газу розпочато з 1994 року відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 17 червня 1994 №421 року «Про Програму виробництва і впровадження приладів обліку тепло-, водо-, електро- та газопостачання у побуті». На даний час серійне виробництво побутових лічильників газу здійснюється на 14 підприємствах в обсягах до 1,6 млн. лічильників за рік і може бути збільшено до 3,0 млн.

У цій сфері налічується 10,8 мільйонів газифікованих будинків і квартир. Об'єм спожитого газу в 3,2 млн. цих будинків і квартир визначається за показаннями лічильників, у 7,6 млн. - за нормами споживання. Переважна більшість приладів обліку газу (86 відсотків) встановлена в будинках, де газ використовується на опалення.

Кількість газифікованих квартир  
та рівень їх оснащення лічильниками газу

Рік	Кількість квартир, газифікованих природним газом тис. шт.	Кількість лічильників газу, встановлених на кінець року тис. од.	Частка спожитого населенням газу, що обліковується лічильниками, %
1994	9 400	15,3	
1995	9 576	238,6	
1996	9 868	849,9	7,9
1997	10 049	1 507,8	23,2
1998	10 270	1 942,1	32,0
1999	10 452	2 304,0	35,8
2000	10 633	2 712,5	39,1
2001	10 795	3 178,0	45,0

Відсутність обліку газу у житловому фонді в сучасних умовах, коли у багатьох населених пунктах мають місце суттєві перебої у централізованому гарячому водопостачанні та опаленні житла, а також застосування опалювальних котлів та водонагрівачів з низьким ККД, призводить до втрат близько 450 - 500 млн. куб. метрів газу за рік.

Споживання газу населенням після встановлення лічильників у квартирах та власних будинках зменшилося з 17,1 млрд. у 1996 році до 15,7 млрд. куб. метрів у 2000 році, незважаючи на те, що кількість квартир за цей період збільшилась майже на 1 мільйон. Рівень оснащення житлового фонду лічильниками газу по регіонах України

нерівномірний. Так, у Київській, Івано-Франківській, Тернопільській, Закарпатській областях рівень оснащення житлового фонду складає 49% - 60% від загальної



кількості газифікованих в області квартир, а у Донецькій - 14%, Луганській та Запорізькій - 19%, Харківській - 21%. Частково таке відставання пояснюється тим, що в цих регіонах значну частку житлового фонду становлять багатоповерхові будинки, обладнані тільки газовими плитами.

Чинна в Україні нормативно - технічна база на засоби вимірювальної техніки об'єму газу не повною мірою відповідає вимогам європейських та міжнародних стандартів. На роторні та ультразвукові лічильники газу, а також на обчислювачі і коректори об'єму газу, що входять до складу автоматизованих комплексів, державних стандартів не існує.

Незавершеність робіт з переоснащення вимірювальних пунктів у нафтогазовій галузі, значна похибка вимірювання об'єму газу в промисловості та в теплоенергетиці, низький рівень оснащення лічильниками газу житлового фонду не дають змоги налагодити належний облік його видобування, транспортування, зберігання та споживання.

### **3. Основні напрямки створення єдиної системи обліку газу**

#### **3.1. Створення багаторівневої системи передачі інформації з видобування, транспортування, розподілу, зберігання та споживання природного газу**

Для функціонування єдиної системи обліку газу необхідно створити багаторівневу систему зв'язку для передавання даних про витрати газу та його фізико-хімічні показники від ГВС, ГРС, ГРП, споживачів природного газу, до

Центральної диспетчерської служби (далі - ЦДС) НАК «Нафтогаз України»

Така система передавання даних може бути реалізована шляхом комбінованого використання різних систем зв'язку, в тому числі:

- системи технологічного зв'язку НАК «Нафтогаз України»
- орендованих каналів зв'язку загального користування;
- використання мереж стільникового зв'язку, мережі Internet та супутникового зв'язку.

Передбачається створення мережі передавання даних в один етап за 2002 - 2004 роки з використанням технологічної мережі зв'язку НАК «Нафтогаз України» та орендованих каналів зв'язку. (Орієнтовна вартість цих робіт (без урахування орендної плати) - 150 млн. грн.).

Організація єдиної мережі передавання технологічної інформації передбачає, що дані до ЦДС НАК «Нафтогаз України» будуть надходити від ДК «Газ України», ДК «Укртрансгаз», ДК «Укргазвидобування», ВАТ «Укрнафта», ДАТ «Чорноморнафтогаз», які, в свою чергу, отримують дані від своїх підвідомчих організацій та підприємств. (Схема багаторівневої системи передачі інформації з видобування, транспортування, розподілу, зберігання та споживання природного газу наведена у додатку 4).

Для реалізації багаторівневої системи передачі інформації передбачається:

- 1) створення каналів для передавання технологічної інформації (далі ПІ) на існуючій мережі технологічного зв'язку з використанням аналогових трактів, що дозволить створити цифрові канали для передавання даних з швидкістю 28-256 кбіт/с, а також отримати вузли доступу для підключення ВАТ з газопостачання східного, південного і західного регіонів. (Орієнтовна вартість - 5 млн. грн.);
- 2) створення каналів ПІ між відкритими акціонерними товариствами з газопостачання та газифікації і підприємствами НАК «Нафтогаз України», охопленими єдиною системою зв'язку (орієнтовна вартість - 1 млн. грн.);
- 3) підключення відкритих акціонерних товариств з газопостачання та газифікації (які неможливо підключити до мережі зв'язку НАК «Нафтогаз України») до мережі Internet, та реалізація каналів ПІ шляхом створення віртуальних приватних мереж (ВПМ) (орієнтовна вартість - 1,5 млн. грн.);
- 4) створення каналів ПІ до прикордонних ГВС на існуючій мережі технологічного зв'язку НАК «Нафтогаз України». (Орієнтовна вартість - 0,5 млн. грн.);
- 5) створення каналів ПІ до прикордонних ГВС, які не підключені до мережі зв'язку НАК «Нафтогаз України», шляхом використання системи сателітного зв'язку. (Орієнтовна вартість - 0.3 млн. грн.);
- 6) створення каналів ПІ до управлінь та підрозділів ВАТ з газопостачання шляхом оренди аналогових та цифрових каналів зв'язку загального користування. (Орієнтовна вартість 10 млн. грн.);
- 7) створення каналів ПІ до вузлів обліку газу ДК «Укртрансгаз», ДК

«Укргазвидобування», ВАТ «Укрнафта», 42 ВАТ з газопостачання шляхом оренди мереж зв'язку загального користування. (Орієнтовна вартість - 130 млн. грн).

### **3.2. У сфері видобування, транспортування та зберігання газу**

#### **3.2.1. Завершення переоснащення замірних ділянок електронними системами обліку газу**

Протягом 2002 - 2005 років буде продовжено переоснащення існуючих вузлів обліку на ПВГ, на яких встановлено самописні прилади з ручною обробкою діаграм, на автоматизовані витратомірні комплекси з електронними обчислювачами та дооснащення електронними коректорами об'ємної витрати вузлів обліку газу з встановленими турбінними лічильниками.

Вартість переобладнання та реконструкції вказаних об'єктів близько 38,0 млн. гривень. Його реалізація дозволить покращити достовірність визначення кількості природного газу, що надходить до газорозподільчої мережі та споживачам, на 2 - 5%. Графік та вартість виконання цих робіт наведено у додатках 7 та 8.

#### **3.2.2. Оснащення пунктів вимірювання витрати газу приладами визначення фізико-хімічних показників газу**

Для вимірювання фізико - хімічних показників газу передбачається впровадження потокових засобів їх вимірювання.

Для дооснащення підприємств галузі потоковими засобами визначення фізико-хімічних показників газу та лабораторними хроматографами на всіх прикордонних ГВС та пунктах вимірювання газу передбачається закупівля 393 одиниць такого обладнання на суму 71,9 млн. грн. (додатки 7 та 8).

Для визначення густини газу в автоматичному режимі передбачається встановити потокові густиноміри на всіх прикордонних ГВС, на ГВС, де здійснюється вимірювання транзитного газу, та газопроводах-відводах. Їх встановлення буде супроводжуватись впровадженням системи автоматичної передачі даних щодо густини на всі обчислювачі, встановлені на ГРС на цьому газопроводі-відводі та пунктах виміру витрати газу великих споживачів (з витратою понад 1 млн. куб. метрів газу за добу). Всього передбачається впровадити 129 потокових густиномірів на загальну суму 12,9 млн.гривень.

На інших газовимірювальних об'єктах економічно доцільним є використання для розрахунку об'ємної витрати газу даних регіональних хіміко-аналітичних лабораторій газової галузі. Реалізація цих робіт зменшить похибку вимірювання об'єму транзитного природного газу на 0,2 - 1,0%.

### **3.2.3. Будівництво контрольних пунктів вимірювання витрати газу**

Статтею 3 Указу Президента України від 10 березня 2000 р. № 457(2000 «Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 14 лютого 2000 року «Про невідкладні заходи щодо подолання кризових явищ у паливно-енергетичному комплексі України» передбачено запровадження системи обліку та митного контролю на території України обсягів природного газу, що транспортується через митний кордон та зберігається в підземних сховищах.

На сьогодні комерційний облік природного газу під час його передачі від російського ВАТ «Газпром» до газотранспортної системи України здійснюється на ГВС, які розташовані на території Російської Федерації та Республіки Білорусь на відстані 1 - 115 км від кордону з Україною. Враховуючи це, а також вимоги Центральної енергетичної митниці, існує потреба будівництва власних пунктів заміру об'єму та об'ємної витрати газу на території України.

Програмою передбачається такий варіант запровадження дублюючих систем обліку газу:

Перший етап ( встановлення на 17 магістральних газопроводах автоматичних із періодичним обслуговуванням контрольних пунктів вимірювання витрати газу (далі КПВВГ), які будуть обладнані витратомірними системами обліку, що базуються на використанні усереднюючих трубок типу ITABAR(зонд. Вартість обладнання КПВВГ ( близько 17,7 млн.гривень. Їх впровадження надасть можливість оперативно одержувати дані про обсяги транспортованого через кордони України природного газу та оперативно реагувати на зміни і коливання режимів подачі газу та реалізувати зони (пости) митного контролю. Проектування будівництва КПВВГ на території України розпочато.

Другий етап - дооснащення існуючих замірних діляниць на компресорних станціях (далі КС), що розташовані поблизу кордону з Росією та Білоруссю. Всього передбачається дооснастити 5 пунктів вимірювання газу на трьох КС. Загальна вартість цих робіт становить 26,0 млн. гривень.

На останньому етапі - будівництво повномасштабних дублюючих ГВС на вході магістральних газопроводів в Україну. Передбачається побудувати 6 таких ГВС, вартість їх будівництва близько 200 млн. гривень.

Таким чином, загальна вартість запровадження дублюючих систем обліку газу, що надходить в Україну, становитиме 243,7 млн. гривень (додатки 5, 6).

### **3.2.4. Реконструкція діючих прикордонних ГВС, дооснащення пунктів передачі газу між підприємствами галузі**

У зв'язку зі зміною впродовж останніх років, газотранспортних потоків та



підвищенням вимог до точності вимірювання витрати газу наявні ГВС не повною мірою задовольняють потреби газотранспортної системи.

Протягом 2002 (2005 років передбачається реконструювати 4 прикордонні газовимірювальні станції - Ужгород, Орловка, Дроздовичі, Олексіївка та дооснастити 14 пунктів передачі газу між підприємствами галузі - загальна вартість дооснащення близько 103 млн. грн. (Додатки 5 та 6).

Під час реконструкції будуть використовуватися сучасні засоби вимірювальної техніки, у тому числі ультразвукові лічильники. Впровадження таких лічильників дасть можливість у 1,5 - 2 рази підвищити точність вимірювання витрат газу у порівнянні з існуючими приладами, зменшити вплив на результати вимірювань у разі різких змін режимів і забруднення потоку газу.

### **3.2.5. Здійснення обліку природного газу та проведення розрахунків за нього з урахуванням його калорійності**

Здебільшого природний газ використовуються як паливо, тому для споживачів найбільш важливою є така характеристика газу, як його калорійність.

Сьогодні у розрахунках вартості спожитого газу враховується його калорійність 7900 ккал / куб. метр.

Беручи до уваги, що природний газ, добутий в Україні, має у переважній більшості калорійність вище 8000 ккал / куб. метр, та враховуючи досвід інших країн, необхідно здійснювати облік газу та проведення розрахунків за нього з урахуванням фактичної калорійності. Це може в перспективі дати видобувній галузі до 5 % додаткового прибутку.

Для запровадження обліку та розрахунків за газ з урахуванням його калорійності необхідно розробити нові нормативні документи, що регламентуватимуть технічні питання вимірювання калорійності газу узгоджуватимуть систему розрахунків між постачальниками та споживачами газу а також регулюватимуть правові відносини між останніми та визначатимуть ціну за газ. Загальна вартість робіт з підготовки цієї нормативної бази близько 0,5 млн гривень.

На великих комерційних вузлах передбачається встановлення систем безперервного визначення калорійності газу. Таких систем необхідно близько 200 одиниць. Їх загальна вартість становить близько 50 млн. гривень.

Перехід на розрахунки за газ з урахуванням його фактичної калорійності повинен бути одночасним для сфери видобування, транспортування, зберігання та споживання. Час, необхідний для підготовки, складає 4 - 5 років, вартість підготовчих робіт - 50,5 млн. гривень.



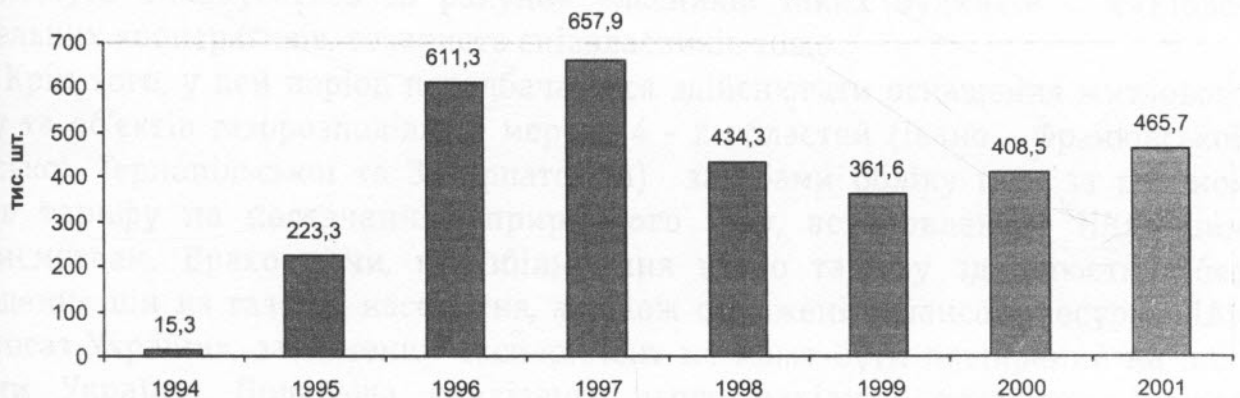
### 3.3.3. Житлова сфера

Оснащення житлового фонду здійснюється переважно за власні кошти населення. Тому у першу чергу лічильники газу встановлюють споживачі, які використовують газ для опалення, гарячого водопостачання та приготування їжі і кормів. Для заохочення населення до встановлення лічильників запроваджено економічний стимул: вартість споживання газу із застосуванням лічильника нижча ніж без лічильника.

Але сьогодні ефективність цього стимулу практично вичерпана. Темпи встановлення лічильників знизились. Обсяги їх встановлення населенню дещо підвищились у 2000 - 2001 роках, завдяки запровадженій НАК «Нафтогаз України» системі придбання та встановлення лічильників населенню з розстроченням платежу.

Крім того, Компанія, з метою прискорення оснащення житла лічильниками газу та зменшення його втрат, запровадила, як експеримент, встановлення

Темпи встановлення лічильників газу по роках



лічильників газу у житловому фонді Закарпатської, Івано-Франківської, Львівської та Тернопільської областей за кошти підприємств галузі.

Кардинальним шляхом вирішення проблеми оснащення всього наявного житлового фонду лічильниками газу є запровадження обов'язкової умови, згідно з якою послуги з газопостачання надаються лише у разі наявності обліку газу лічильниками.

На сьогодні в Україні необхідно встановити ще 7,6 мільйона побутових лічильників газу. В першу чергу необхідно оснастити приладами обліку 1,3 млн. будинків (квартир), де газ використовується для опалення житла. Переважно такі споживачі мають право на отримання субсидій, багато з них також мають пільги на оплату комунальних послуг і не зацікавлені у встановленні лічильників.

Не оснащено лічильниками 1,4 млн. квартир, де газ використовується для гарячого водопостачання.

Крім того, без приладів обліку газу залишаються ще 4,9 млн. газифікованих квартир у багатоквартирних будинках, де встановлено лише газові плити. Споживання газу в цих квартирах порівняно незначне, тому встановлення в них

### **3.3. У сфері споживання природного газу**

#### **3.3.1. Газорозподільні мережі**

Газорозподільні мережі транспортують газ безпосередньо до споживачів і відзначаються великою розгалуженістю та кільцюванням. Запровадження на них комерційного обліку газу вкрай ускладнено.

Для налагодження обліку в цій мережі передбачається здійснення аналізу існуючих схем газопостачання, визначення місць розташування пунктів виміру газу. За попередніми підрахунками оснащення автоматизованими комплексами підлягають близько 20 відсотків газорегуляторних пунктів (ГРП), або 3780 одиниць. Вартість цих робіт - 132,3 млн. гривень, термін виконання - 2002-2009 роки. Перспективна Програма оснащення ГРП автоматизованими вимірювальними комплексами наведена у додатках 9 та 10.

Широке застосування у газорозподільній мережі високоточних лічильників висуває додаткові умови до чистоти газу. З метою підвищення рівня очистки газу будуть проведені відповідні дослідження і здійснені заходи щодо очищення газу від механічних та інших домішок.

#### **3.3.2. Виробничо - комунальна сфера**

Заміна застарілих засобів вимірювальної техніки на сучасні та оснащення автоматичними коректорами передбачено постановою Кабінету Міністрів України від 14 грудня 1998 р. № 1971 «Про додаткові заходи щодо зупинення спаду виробництва в поточному році та забезпечення зростання його обсягів у 1999 році».

У першу чергу необхідно завершити заміну 20,7 тисяч застарілих засобів вимірювальної техніки, клас точності яких гірше 1,0. Вартість цих робіт 517,5 млн. гривень. Згідно із згаданою постановою Кабінету Міністрів України ці роботи мали бути завершені ще у 2000 році. Враховуючи реальний стан справ, у Програмі передбачено їх виконання у 2002-2004 роках (додаток 11).

З метою усунення ручного режиму підрахунків спожитого газу необхідно обладнати автоматичними коректорами існуючі ротаційні лічильники. Таких лічильників нараховується 3,6 тисячі. Вартість оснащення їх коректорами становить 36,57 млн. гривень. Термін виконання 2002 - 2007 роки (додатки 12, 13).

В Україні є 7 особливо великих підприємств, які споживають більше 700 млн. куб. метрів газу на рік (I категорія). Встановлені у них ЗВТ вже морально застарілі повинні бути замінені на сучасні (додатки 14, 15).

В Україні діє також 152 великих підприємства, які споживають від 20 до 700 млн. куб. метрів газу за рік (II категорія). Як засвідчив досвід, майже на половині з них підприємствам газопостачання доцільно встановити свої дублюючі ЗВТ (додатки 16, 17). Загальна вартість встановлення таких дублюючих ЗВТ - 2,13 млн. гривень. Можливий термін виконання 2002 - 2005 роки.

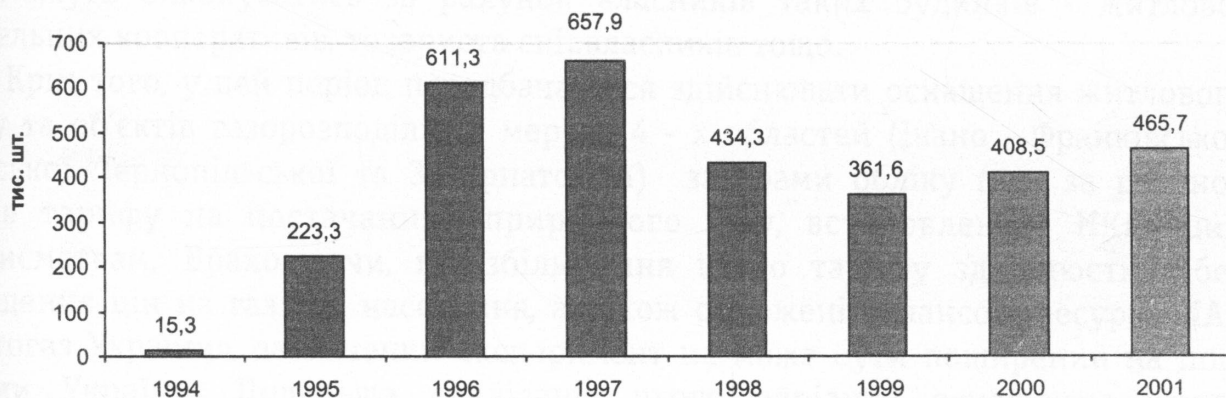
### 3.3.3. Житлова сфера

Оснащення житлового фонду здійснюється переважно за власні кошти населення. Тому у першу чергу лічильники газу встановлюють споживачі, які використовують газ для опалення, гарячого водопостачання та приготування їжі і кормів. Для заохочення населення до встановлення лічильників запроваджено економічний стимул: вартість споживання газу із застосуванням лічильника нижча ніж без лічильника.

Але сьогодні ефективність цього стимулу практично вичерпана. Темпи встановлення лічильників знизились. Обсяги їх встановлення населенню дещо підвищились у 2000 - 2001 роках, завдяки запровадженій НАК «Нафтогаз України» системі придбання та встановлення лічильників населенню з розстроченням платежу.

Крім того, Компанія, з метою прискорення оснащення житла лічильниками газу та зменшення його втрат, запровадила, як експеримент, встановлення

Темпи встановлення лічильників газу по роках



лічильників газу у житловому фонді Закарпатської, Івано-Франківської, Львівської та Тернопільської областей за кошти підприємств галузі.

Кардинальним шляхом вирішення проблеми оснащення всього наявного житлового фонду лічильниками газу є запровадження обов'язкової умови, згідно з якою послуги з газопостачання надаються лише у разі наявності обліку газу лічильниками.

На сьогодні в Україні необхідно встановити ще 7,6 мільйона побутових лічильників газу. В першу чергу необхідно оснастити приладами обліку 1,3 млн. будинків (квартир), де газ використовується для опалення житла. Переважно такі споживачі мають право на отримання субсидій, багато з них також мають пільги на оплату комунальних послуг і не зацікавлені у встановленні лічильників.

Не оснащено лічильниками 1,4 млн. квартир, де газ використовується для гарячого водопостачання.

Крім того, без приладів обліку газу залишаються ще 4,9 млн. газифікованих квартир у багатоквартирних будинках, де встановлено лише газові плити. Споживання газу в цих квартирах порівняно незначне, тому встановлення в них

лічильників для населення економічно обтяжливо. Враховуючи це, облік газу в багатоквартирному житловому фонді передбачається здійснити шляхом встановлення лічильників на будинок (групу будинків). Причому розпочати ці роботи слід у багатопверховому житлі: 5 - поверхів і більше. Таких будинків нараховується майже 74 тис. одиниць.

### **Перший етап 2002 - 2005 роки**

Головне завдання цього етапу - завершити оснащення лічильниками газу 1,28 мільйона будинків (квартир), де газ використовується для опалення приміщень. Це забезпечить облік близько 80 відсотків об'єму газу, що споживається населенням. Обсяги встановлення лічильників та фінансування по роках у розрізі регіонів наведено у додатках 18, 19. Вартість робіт - 383,94 млн. гривень.

Одночасно передбачається розпочати встановлення будинкових лічильників газу та оснащення лічильниками квартир, обладнаних газовими плитами та проточними водонагрівачами. Роботи із встановлення будинкових лічильників газу можуть виконуватись за рахунок власників таких будинків - житлово-будівельних кооперативів, товариств співвласників тощо.

Крім того, у цей період передбачається здійснювати оснащення житлового фонду та об'єктів газорозподільної мережі 4 - х областей (Івано - Франківської, Львівської, Тернопільської та Закарпатської) засобами обліку газу за рахунок коштів тарифу на постачання природного газу, встановленого НКРЕ цим підприємствам. Враховуючи, що збільшення цього тарифу здійснюється без підвищення цін на газ для населення, а також обмежені фінансові ресурси НАК «Нафтогаз України», зазначений експеримент не може бути поширений на інші регіони України. Подальша реалізація цього варіанту оснащення житла лічильниками газу стане можливою у разі збільшення ціни на газ для населення або суттєвого поліпшення фінансового стану Компанії.

Загальна вартість робіт I етапу - 874,25 млн. гривень.

### **Другий етап 2006 - 2010 роки**

Після завершення встановлення лічильників газу в житловому фонді, де газ використовується для опалення, на другому етапі передбачається оснастити лічильниками газу квартири, де встановлені газові плити та проточні водонагрівачі. Графік їх встановлення наведено у додатках 20,21. Вартість робіт - близько 218,4 млн. гривень.

Також передбачається завершити оснащення багатоквартирних будинків (5-поверхових і більше) лічильниками на будинок або групу будинків та розпочати оснащення лічильниками малоповерхового житла - до 5 поверхів. Графіки встановлення будинкових лічильників наведено в додатках 24 - 27.

Загальна вартість робіт II етапу - 1172,22 млн. гривень.

## **Третій етап 2011 - 2014 роки**

У багатоквартирних будинках, які оснащені тільки газовими плитами та де мають місце значні перебої в централізованому гарячому водо- та тепlopостачанні або надання цих послуг взагалі припинено, починаючи з 2002 року будуть встановлюватись квартирні лічильники газу. Ці роботи будуть виконуватись, переважно, за кошти підприємств галузі. Можливе залучення на ці цілі коштів місцевих бюджетів. Починаючи з 2006 року передбачається значне збільшення обсягів встановлення квартирних лічильників у багатоквартирному житловому фонді. Орієнтовний термін завершення - 2014 рік (додатки 22, 23).

Встановлені на групу будинків або будинкові лічильники газу будуть слугувати як контрольні за дотриманням дисципліни газоспоживання з метою запобігання несанкціонованому відбору газу.

Вартість робіт III етапу - 708,2 млн. гривень.

Зведений графік виконання робіт з оснащення газифікованого житла лічильниками газу та обсяги їх фінансування наведені у додатках 30, 31.

## **Заміна побутових лічильників газу, що не відповідають вимогам комерційного обліку**

Поряд із оснащенням житла лічильниками газу виникла необхідність заміни встановлених у минулі роки лічильників газу роторного типу. На сьогодні в Україні у споживачів газу встановлено більше 500 тисяч лічильників роторних побутових типу РЛ. Це викликано таким.

1. Результати позачергової перевірки побутових роторних лічильників типу РЛ виробництва навіть останніх 1999-2001 років показують, що значення допустимої відносної похибки цих лічильників усіх підприємств - виробників при мінімальних витратах газу не відповідають нормативним, тобто лічильники не забезпечують достовірного обліку спожитого газу.

2. На роботу лічильників роторного типу, які випускались до впровадження антимагнітного захисту, впливає магнітне поле, що утворюється постійними магнітами.

3. Невирішеним залишається питання щодо підвищення безпеки експлуатації цих роторних лічильників.

4. Втрати газу, що виникають під час застосування цих роторних лічильників зростають.

Зважаючи на вищенаведене НАК «Нафтогаз України» змушена розпочати заміну у споживачів роторних лічильників газу типу РЛ за кошти Компанії, у першу чергу, лічильників чавунного варіанту виконання.

Графік заміни роторних побутових лічильників газу передбачає, що ці роботи будуть виконуватись протягом 2002 - 2009 років, загальна вартість цих робіт складає 150,52 млн. гривень (додатки 28, 29).

Загальна вартість робіт з оснащення газифікованого житла лічильниками газу, включаючи квартирні, будинкові, заміну непридатних до експлуатації побутових роторних лічильників, становитиме 2905,2 млн. гривень.

## **4. Напрямки підвищення достовірності обліку газу та розрахунків за спожитий газ**

### **4.1. Передача засобів вимірювальної техніки у власність НАК «Нафтогаз України»**

Компанією проводиться робота зі створення єдиної системи вимірювання та обліку природного газу, яка дозволить підвищити достовірність вимірювання кількості газу під час його видобування, зберігання, транспортування. Але при цьому у сфері споживання виникають додаткові проблеми, у зв'язку з тим, що засоби вимірювальної техніки не є власністю Компанії.

У країнах Західної Європи засоби вимірювання спожитого газу знаходяться у власності підприємств та організацій, що займаються газопостачанням.

Передача ЗВТ в єдині руки - у власність Компанії - один із шляхів підвищення достовірності вимірювання. Така передача повинна здійснюватись безоплатно за згодою їх власників - споживачів газу на добровільних засадах.

Але згідно із чинним законодавством, у разі прийняття на баланс НАК «Нафтогаз України» лічильників від населення, Компанія повинна сплатити до бюджету податок на прибуток, який, за розрахунками, може становити 300 - 350 млн. гривень.

Споживачі газу - юридичні особи, у власності яких знаходяться засоби обліку, у разі такої передачі повинні будуть сплатити до бюджету податок на додану вартість.

Крім того, відповідно до Закону України «Про оподаткування прибутку підприємств» основні засоби виробництва, які передані з балансу на баланс безоплатно, не підлягають амортизації. Тобто, у Компанії бракуватиме коштів на здійснення заміни переданих засобів вимірювання природного газу після закінчення терміну їх експлуатації.

Таким чином, в існуючому правовому полі передача ЗВТ у власність НАК «Нафтогаз України» економічно недоцільна.

Враховуючи важливість зазначеної проблеми, для її вирішення необхідно прийняти Закон України «Про передачу засобів вимірювальної техніки, що використовується для обліку природного газу, у власність Національної



акціонерної компанії «Нафтогаз України» та внести відповідні зміни до законів з питань оподаткування.

Прийняття зазначеного Закону забезпечить сприятливі умови для передачі засобів обліку газу у власність НАК «Нафтогаз України», що є важливим аспектом для створення єдиної системи вимірювання та обліку природного газу.

До вирішення цього питання пропонується підприємствам з газопостачання та газифікації поступово брати на обслуговування на підставі договорів ЗВТ, що знаходяться у власності юридичних осіб.

#### **4.2. Підвищення достовірності обліку газу, що подається до населених пунктів**

Для підвищення надійності роботи системи обліку природного газу, оперативного отримання інформації, яка дозволить споживачу своєчасно реагувати на зміни в умовах постачання газу, виявлення та оперативного усунення несправностей в системі обліку і зменшення його втрат, передбачається встановлення на ГВС, ПВГ, ГРС першої та другої категорій за кошти споживачів (ВАТ з газопостачання тощо) дублюючих автоматизованих вимірювальних комплексів.

Використання результатів вимірювання об'єму газу основними та дублюючими комплексами регламентуватиметься технічними угодами про умови приймання(передачі природного газу.

На газотранспортній системі НАК «Нафтогаз України» налічується близько 220 ГВС (ГРС) першої та другої категорій та понад 1000 ( третьої категорії. Встановлення дублюючих автоматизованих вимірювальних комплексів на ГРС третьої категорії буде здійснюватись, переважно, після завершення виконання завдань Програми.

Передбачається, що протягом 2002-2010 років будуть встановлені дублюючі автоматизовані комплекси на ГРС першої та другої категорій.

Вартість - 25 млн. гривень (таблиця 32).

#### **4.3. Надання рахунків - фактур за спожитий газ**

Виходячи із досвіду взаємовідносин провідних газових компаній світу із споживачами газу, планується розпочати у 2002 році запровадження в обласних центрах надання споживачам рахунків - фактур замість заповнення абонентських книжок. Така форма розрахунків не суперечить Правилам надання населенню послуг з газопостачання, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від



09 грудня 1999 р. № 2246 «Про затвердження Правил надання населенню послуг з газопостачання»..

#### **4.4. Створення загальних реєстрів побутових та промислових споживачів газу**

Відповідно до Указу Президента України «Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 25 січня 2001 року «Про заходи щодо детінізації економіки» було затверджено «Основні засади детінізації грошового обігу», яким передбачено запровадження безготівкових форм розрахунків юридичних і фізичних осіб за комунальні послуги, електроенергію та розвиток системи платіжних і кредитних карток.

На виконання цього Указу НАК «Нафтогаз України» в 2001- 2002 роках проводить інвентаризацію всіх категорій споживачів як природного, так і скрапленого газу. Крім того, передбачено провести перепис 1,3 млн. сімей (квартир) - споживачів природного газу, що використовують газ (для опалення приміщень, гарячого водопостачання та приготування їжі і кормів) без лічильників і розраховуються за спожитий газ за встановленими нормами. На основі цього перепису буде складено єдиний реєстр усіх споживачів газу.

Дані реєстру будуть використовуватись для обліку газу, надання рахунків - фактур споживачам, контролю сплати за спожитий газ, з урахуванням пільг та субсидій тощо.

Для оперативного внесення змін до реєстру передбачається обмін даними з бюро технічної інвентаризації, відділами записів актів громадянського стану та іншими місцевими службами.

Крім того, планується відновити роботу абонентських служб, привести чисельність контролерів до норми (620 - 860 будинків - квартир на 1 контролера) та здійснювати щомісячний огляд та зняття показань побутових лічильників газу контролерами на закріпленій дільниці. Це дозволить забезпечити контроль за споживанням газу і наданням послуг з газопостачання.

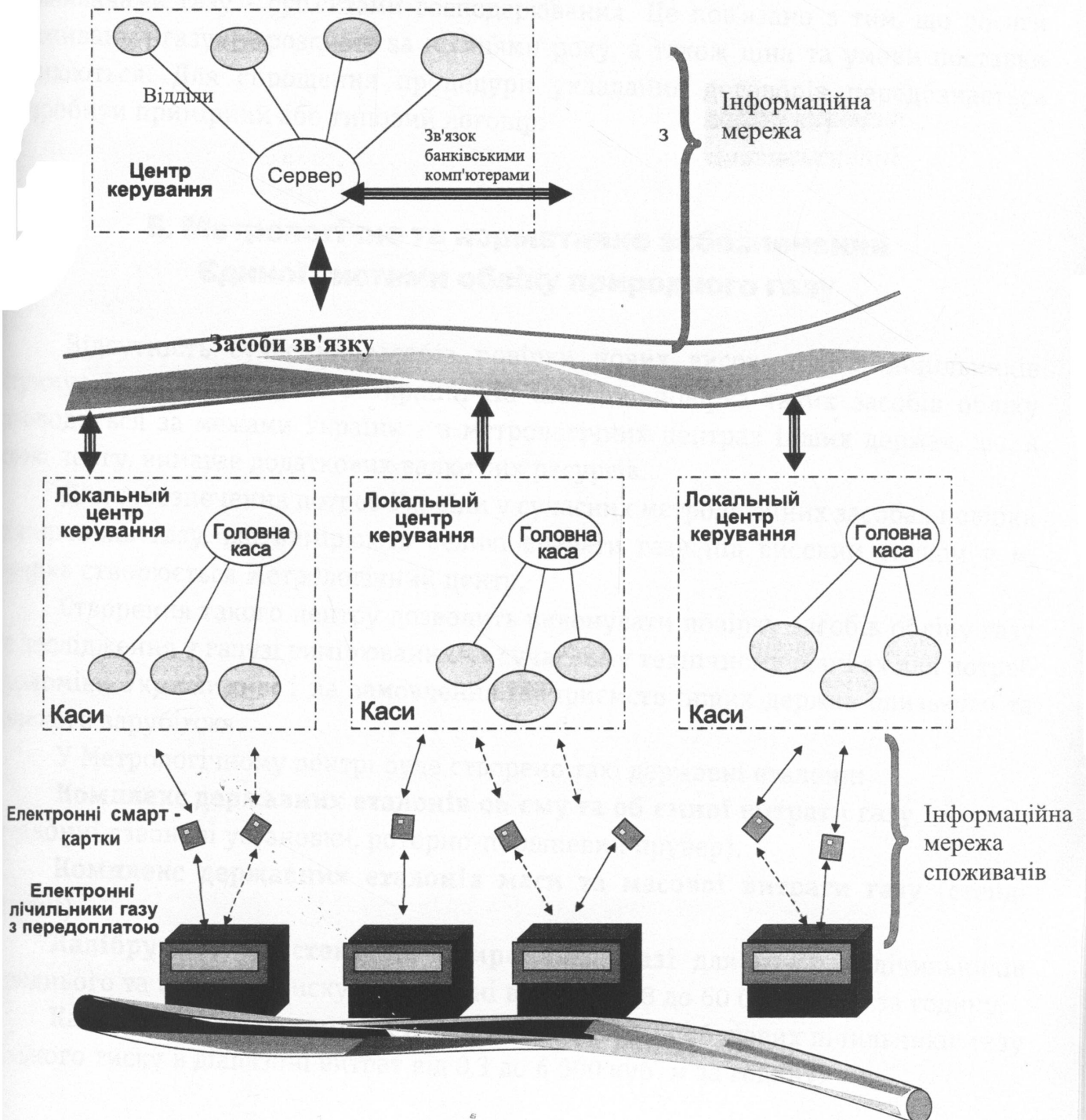
#### **4.5. Впровадження системи постачання газу з попередньою оплатою**

У багатьох країнах світу газові та енергетичні компанії для розрахунків із споживачами за спожиті енергоресурси використовують лічильники з пристроєм для попередньої оплати (дебетні). В більшості випадків для оплати за газ у цих системах використовуються картки з пам'яттю на магнітній стрічці або смарт - картки.

В Україні такими лічильниками доцільно було б оснастити квартири (будинки), здебільшого там, де газ використовується для опалення, гарячого водопостачання та приготування їжі і кормів та мешканці яких, мають постійну заборгованість за газ.

Необхідно спільно з Мінпромполітики створити комплексну програму розробки в Україні систем електронних розрахунків за комунальні послуги (у т. ч. за спожитий природний газ), де використати кращі вітчизняні та іноземні досягнення в цій сфері.

### ЗАГАЛЬНА СХЕМА СИСТЕМИ РОЗРАХУНКІВ ЗА СПОЖИТИЙ ГАЗ ЗА ДОПОМОГОЮ ЛІЧИЛЬНИКІВ З ПОПЕРЕДНЬОЮ ОПЛАТОЮ



#### **4.6. Укладання договорів про надання населенню послуг з газопостачання**

Постановою Національної комісії регулювання електроенергетики України від 4 січня 2000 року № 1 затверджено Типовий договір про надання населенню послуг з газопостачання, на підставі якого розпочато укладання договорів з цією категорією споживачів. Завершити цю роботу передбачається протягом 2002 року.

#### **4.7. Укладання договорів про постачання газу з суб'єктами господарювання**

Щороку газопостачальні організації мають укладати договори з усіма споживачами газу - суб'єктами господарювання. Це пов'язано з тим, що обсяги споживання газу, їх розподіл за місяцями року, а також ціна та умови поставки змінюються. Для спрощення процедури укладання договорів передбачається розробити примірний або типовий договір.

### **5. Метрологічне та нормативне забезпечення Єдиної системи обліку природного газу**

Відсутність сучасних засобів повірки нових високоточних лічильників стримує їх впровадження в Україні. На сьогодні повірка таких засобів обліку проводиться за межами України - в метрологічних центрах інших держав, що, в свою чергу, вимагає додаткових валютних ресурсів.

Для забезпечення потреб України у сучасних метрологічних засобах повірки лічильників газу, що вимірюють великі витрати газу під високим тиском у м. Боярка створюється Метрологічний центр.

Створення такого центру дозволить виконувати повірку засобів обліку газу та дослідження у галузі вимірювання на сучасному технічному рівні як для потреб економіки України, так і на замовлення підприємств інших держав близького та далекого зарубіжжя.

У Метрологічному центрі буде створено такі державні еталони:

**Комплекс державних еталонів об'єму та об'ємної витрати газу** (еталонні дзвоніві установки, роторно-поршневі прuver).

**Комплекс державних еталонів маси та масової витрати газу** (стенд-басейн).

**Калібрувальний стенд на природному газі** для повірки лічильників середнього та високого тиску в діапазоні витрат від 8 до 60 000 куб. м за годину.

**Калібрувальний стенд на повітрі** для повірки побутових лічильників газу низького тиску в діапазоні витрат від 0,3 до 6 500 куб. м за годину.

**Калібрувальний стенд на повітрі** для повірки лічильників газу середнього та високого тиску в діапазоні витрат від 0,3 до 6 500 куб. м за годину.

**Стенд-еталон на критичних соплах** для повірки лічильників газу в усьому діапазоні тиску (до 41 кгс(см<sup>2</sup>) у середовищі природного газу з діапазоном витрат від 30 до 20 000 куб. м за годину.

Функціонування еталонів на базі трьох різних за принципом вимірювання систем, а саме: системи з еталоном на критичних соплах для вимірювання маси і масової витрати природного газу, системи на базі швидкісних еталонів (турбінні, ультразвукові) та на базі дзвонових установок дасть можливість проводити дослідження для широкого впровадження високоточних лічильників природного газу, включаючи і такі, що базуються на нових методах вимірювання (ультразвукові, вихрові). Оснащення Центру дозволить реально здійснити якісні зміни у вимірюванні газу - перейти до точності вимірювання 0,5 - 1,0 %.

Крім цього, Центр планується обладнати:

- стендами для випробувань приладів заплиним природним газом;
- стендом для вимірювання швидкісних профілів;
- мобільним калібрувальним стендом на повітрі та природному газі;
- лабораторіями з еталонами для повірки засобів вимірювальної техніки тиску, температури, вологості, густини, визначення калорійності і складу газу тощо;
- мобільними зразковими лабораторіями.

При Метрологічному центрі передбачено створити лабораторію з вимірювань лінійних та кутових розмірів. Її відсутність стримує запровадження усереднених трубок на діючих магістральних газопроводах тому, що для їх установки необхідно точне визначення параметрів трубопроводу (площа перетину, діаметр, овальність). На даний час приладів для визначення зазначених параметрів в Україні не існує.

На Метрологічний центр покладається завдання забезпечити повірку робочих еталонів повірочних дзвонових установок, якими планується оснастити ВАТ з газопостачання і газифікації.

### **5.1. Оснащення ВАТ з газопостачання і газифікації сучасними повірочними установками**

З метою забезпечення своєчасного та якісного проведення повірки побутових лічильників газу планується оснастити підприємства з газопостачання і газифікації сучасними повірочними дзвоновими установками. Оснащення ними планується провести протягом 2002-2007 років.

Вартість однієї сучасної повірочної установки складає близько 200 тис. грн., для оснащення 27 обласних (міських) підприємств з газопостачання і газифікації повірочними установками потрібно 6,2 млн. гривень (додатки 33, 34).

## **5.2. Розроблення державних стандартів**

Одним з найважливіших завдань достовірного обліку природного газу є підвищення точності вимірювань витрати та кількості газу.

Вирішення цієї проблеми потребує перегляду традиційних підходів та стереотипів, що склались в Україні, пов'язаних із застосуванням методів та засобів вимірювань витрати та кількості газу, оцінкою показників точності вимірювань, вдосконаленням способів обробки результатів вимірювань.

Одним з пріоритетних завдань Програми є реалізація єдиної технічної політики в нафтогазовому секторі відповідно до проголошеного курсу інтеграції до Європейського Союзу.

Найважливішим фактором реалізації положень Угоди про партнерство і співробітництво між Україною та Європейським Союзом, а також дієвим шляхом підвищення якості та конкурентоспроможності продукції українських товаровиробників є впровадження в Україні вимог директив Європейського Союзу, міжнародних та європейських стандартів, зокрема ISO та EN.

Державні стандарти, згідно з якими виробляються в Україні промислові та побутові лічильники газу, є застарілими і не відповідають європейським стандартам та сучасним вимогам.

Першим кроком у цьому напрямку має стати запровадження таких міжнародних європейських стандартів як державних:

EN 1359 «Лічильники газу мембранні»;

EN 12480 «Роторні лічильники газу»;

EN 12261 «Турбінні лічильники газу»;

EN 12405 «Електронні коректори».

Впровадження стандартів потребує від розробників та виробників засобів вимірювальної техніки переоснащення і дооснащення підприємств сучасним обладнанням, яке дозволить розробляти та випускати конкурентоспроможні засоби вимірювальної техніки світового рівня.

Наступним кроком на шляху інтеграції України з Європейським Союзом має стати поетапне впровадження всього комплексу європейських норм, що діють у нафтогазовій галузі.

## **5.3. Забезпечення визначення фізико-хімічних параметрів газу**

Забезпечення визначення фізико-хімічних параметрів газу передбачається шляхом створення при УкрНДІгаз лабораторії з контролю за якістю газу, що дозволить вирішити питання забезпечення єдності вимірювань цих параметрів, а також розроблення нормативних документів з цього напрямку.

#### **5.4. Створення Технічного комітету із стандартизації «Вимірювання витрати та кількості газу і рідин»**

На сьогодні в Україні немає дієспроможного Технічного комітету з вимірювань витрати та кількості газу і рідин. У міжнародній організації ІМЕКО (International Measurement Confederation) діє Технічний комітет з вимірювань витрати та кількості газів і рідин (TC-9 «Flow measurement»). У рамках цього Комітету ініціюється міжнародна співпраця в галузі вимірювання витрати та кількості газів і рідин, обліку енергоносіїв, розробляються та впроваджуються міжнародні нормативні документи з вимірювання витрати рідинних та газових потоків, узаконюються технічні засоби з таких вимірювань, регулярно проводяться міжнародні конференції із зазначеної тематики - FLOMEKO Conferences. Але в усіх цих заходах Україна участі не бере через відсутність координуючої структури.

Такою структурою має стати Технічний комітет із стандартизації в галузі витратовимірювання.

Створення такого Комітету в Україні також зумовлено необхідністю кардинального поліпшення стану в галузі вимірювань витрати та кількості газів і рідин, зокрема енергоносіїв, наприклад, природного газу, нафти та нафтопродуктів. Особливо гостро це питання стоїть у нафтогазовій галузі.

Технічний Комітет по стандартизації «Вимірювання витрати та кількості газу і рідин» передбачається створити на базі Метрологічного центру в м. Боярка, а відповідних підкомітетів - на базі провідних наукових шкіл та метрологічних організацій України.

Поряд із створенням зазначеного Технічного комітету із стандартизації, враховуючи вимоги сьогодення, Компанія вживає низку організаційних заходів щодо реорганізації діючого ТК 133 «Газ природний».

### **8. Науково-технічне забезпечення**

Побудова єдиної системи обліку газу буде здійснюватись на базі сучасного обладнання з використанням передового європейського та світового досвіду у галузі вимірювання та обліку газу під час його видобування, транспортування, обертання та споживання.

Передбачається розроблення та впровадження нових державних стандартів на засоби виміральної техніки для визначення об'єму та об'ємної витрати газу, в тому числі на автоматизовані вимірвальні комплекси, які відповідають європейським та міжнародним стандартам.

Виконання Програми потребує розроблення відповідних методик та правил щодо їх застосування.

Передбачається створити за участю вітчизняних підприємств автоматизовані системи обліку газу, а також поновлення і розширення виробництва засобів виміральної техніки об'єму та об'ємної витрати газу,



робочих еталонів для їх повірки і калібрування, що відповідають світовому рівню.

Системи обліку газу будуть розроблятися з урахуванням організаційної структури нафтогазової галузі, рівнів управління, запобігання несанкціонованому доступу до системи, особливо захисту інформації під час її передачі різними рівнями системи, забезпечення надійності її роботи шляхом дублювання.

Програма науково-технічних робіт передбачає виконання 27 першочергових заходів з обсягами фінансування у розмірі 4,94 млн. гривень (додаток 35).

## **7. Законодавче та нормативне забезпечення виконання Програми**

Для реалізації Програми оснащення споживачів приладами обліку газу, а також з метою забезпечення єдиного порядку обліку споживання природного газу та оснащення житлового фонду лічильниками газу необхідно прийняти низку законодавчих та нормативних актів. Їх перелік та терміни розробки наведено в додатку 36.

### **7.1. Законодавче забезпечення**

Закон України «Про газозабезпечення» («Про засади функціонування ринку природного газу в Україні»). Необхідність прийняття цього Закону зумовлена законодавчою неврегульованістю відносин суб'єктів господарської діяльності на газовому ринку, у тому числі щодо обліку природного газу.

Закон України «Про передачу засобів вимірювальної техніки, що використовується для обліку природного газу у власність Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» (обґрунтування необхідності прийняття цього Закону наведено у розділі 5.1).

Зміни до Кодексу про адміністративні правопорушення у частині відповідальності за крадіжку газу, несанкціоноване втручання в роботу приладів обліку газу.

Чинним законодавством не передбачена відповідальність споживачів за втручання в роботу лічильників газу. Ця проблема набула особливої актуальності із часу широкого впровадження для обліку газу побутових лічильників.

Споживачі з метою зменшення плати за спожитий газ втручаються в роботу лічильників. За розрахунками можливі втрати газу тільки від застосування мешканцями магнітів, які вони прикріплюють до металевого корпусу роторних лічильників газу старої конструкції (їх встановлено близько 120 тис. одиниць), становлять понад 100 млн. куб. метрів газу за рік.

Зміни до Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність».

На сьогодні побутові лічильники газу, за показаннями яких здійснюється

облік та розрахунки за спожитий газ, є власністю споживача.

Згідно із Законом України «Про метрологію та метрологічну діяльність» прилади обліку споживання газу, що перебувають в експлуатації, підлягають державній метрологічній повірці. Однак, цим Законом не врегульовано питання повірки лічильників, що знаходяться у власності фізичних осіб.

Для усунення цих протиріч необхідно внести відповідні зміни до зазначеного Закону.

Україною у 1994 році підписано Енергетичну хартію та Договір про неї. Однією з умов приєднання до договору є відкритість газотранспортної системи України для постачальників та споживачів газу. Для цього передбачається розробити Кодекс мереж за аналогією з іншими державами. Враховуючи велику складність розроблення такого нормативного акта, у першу чергу передбачається розробити «Порядок доступу до газотранспортної системи», який у подальшому стане складовою частиною Кодексу.

## **7.2. Нормативне забезпечення**

Постанова Кабінету Міністрів України про затвердження Положення про коригування показань побутових лічильників газу залежно від температури і тиску газу.

Це Положення необхідне для урахування різниці між кількістю газу, зафіксованого за показаннями побутових лічильників газу і кількістю цього ж газу, яке відповідає вимогам ГОСТ 2939.

Прийняття положення дасть змогу коригувати показання лічильників газу з урахуванням тиску і температури, регламентувати порядок застосування коефіцієнтів і порядок проведення взаєморозрахунків між газопостачальниками та споживачами, а також обраховувати близько 150 млн. куб. метрів газу за рік. Сьогодні ця частка газу відноситься до втрат.

Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження норм споживання газу населенням у разі відсутності лічильників газу», у тому числі опалювально - варильними печами та кухонними вогнищами (далі - ОВП).

Чинні норми споживання природного газу населенням у разі відсутності лічильників газу, є єдиними для всієї території України і не враховують різних факторів, що впливають на його споживання.

Необхідно вивчити складові норм споживання газу населенням і, у разі економічної доцільності, розробити диференційовані норми споживання газу залежно від регіонів України або увести відповідні коефіцієнти відповідно до фактичного споживання газу населенням.

В Україні нині експлуатуються близько 200 тисяч ОВП, споживання газу якими обраховується за нормами для газової плити або опалювального котла. Ці норми не відповідають фактичному споживанню газу ОВП, причому на значну

величину.

Впровадження цього нормативного акта сприятиме зменшенню втрат газу і буде стимулювати населення до встановлення лічильників та економії газу.

Постанова Кабінету Міністрів України «Про додаткові умови надання субсидій громадянам для оплати за спожитий газ».

Споживання газу населенням у разі відсутності лічильників здійснюється без обмежень і у багатьох випадках перевищує встановлені норми споживання. Відсутність обмежень, а також можливість отримання субсидій не спонукає населення до економії газу та оснащення житла лічильниками.

З метою зменшення споживання газу в побуті та економії бюджетних коштів доцільно надавати субсидії громадянам для оплати газу, що використовується на опалення житла та / або гаряче водопостачання, тільки за наявності лічильників газу. Для чого опрацювати механізм оснащення такого житла лічильниками газу.

Впровадження цієї постанови забезпечить реальне зменшення споживання газу в побуті та видатків з бюджетів на субсидії для його оплати.

Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Тимчасового положення про порядок розрахунків за надання населенню послуг з газопостачання в умовах використання лічильників природного газу (будинкових або на групу будинків)».

Тимчасове положення про порядок розрахунків за надання населенню послуг з газопостачання в умовах використання лічильників природного газу (будинкових або на групу будинків) буде визначати взаємовідносини та порядок розрахунків між газорозподільними організаціями та споживачами у разі використання лічильників природного газу будинкових або на групу будинків (обґрунтування необхідності прийняття цієї постанови наведено у розділі 4.3.3.).

Прийняття зазначеного положення сприятиме зменшенню втрат газу, а у разі нормалізації роботи систем теплопостачання, і до зниження плати населенням за спожитий газ.

Постанова Кабінету Міністрів України «Про оснащення газифікованого житлового фонду лічильниками газу».

Чинними нормативними документами передбачено обов'язкове оснащення лічильниками газу тільки житла, що будується або реконструюється. Тобто, для однієї категорії споживачів встановлення лічильників є обов'язковим, для інших - за бажанням.

З метою зменшення споживання газу в побуті та економії бюджетних коштів на субсидії та пільги потрібно прийняти рішення, згідно з яким подача газу споживачам, які використовують газ для опалення житла та / або гарячого водопостачання, здійснюється тільки за умови його обліку лічильником газу. Облік газу, що споживається мешканцями багатоквартирних будинків, буде здійснюватись за показаннями лічильників, встановлених на будинок або групу будинків.

Постанова НКРЕ «Про Методику обчислення розміру відшкодування збитків,

завданих газопостачальнику внаслідок порушення споживачем Правил надання населенню послуг з газопостачання».

Цю методику необхідно розробити для обчислення розміру збитків, завданих газопостачальнику внаслідок порушення споживачем Правил надання населенню послуг з газопостачання у разі самовільного підключення до мереж газопостачальника, пошкодження приладу обліку, зриву пломби, дій споживача, які призводять до заниження показань приладу обліку, тощо.

Крім того, для забезпечення виконання Програми необхідно розробити та затвердити ряд методичних та методологічних документів. Серед них такі.

Положення про порядок складання балансу газу в газорозподільних мережах.

Положення про порядок обліку обсягів розбалансування природного газу в газорозподільних мережах.

Положення про складання балансу видобування нафти та газу НАК «Нафтогаз України».

Положення про складання балансу товарного газу, нафти, нафтопродуктів та газового конденсату.

Положення про механізм внутрішніх закупівель видобутих газу та нафти, а також вироблених нафтопродуктів, продуктів переробки газу та газового конденсату.

Положення про зберігання природного газу в підземних сховищах газу НАК «Нафтогаз України».

Положення про порядок розрахунків за спожитий природний газ з урахуванням його калорійності.

Правила обліку газу усіма категоріями споживачів.

Правила розрахунків підприємств з газопостачання та газифікації з усіма категоріями споживачів за рахунками - фактурами.

Порядок нарахування субсидій за природний газ і обрахування обсягів газу, що компенсуються відділами субсидій.

Положення про контроль за дотриманням спільними підприємствами з видобування нафти, газу та газового конденсату чинного законодавства. Правила обліку енергоресурсів, що добуваються спільними підприємствами.

Програма відновлення та додаткового встановлення вузлів технологічного госпрозрахункового обліку газу між Управліннями магістральних газопроводів ДК «Укртрансгаз» на магістральних газопроводах.

Типові договори надання послуг з газопостачання: підприємствам комунальної теплоенергетики; бюджетним установам та організаціям; промисловим та комунально - побутовим підприємствам.

Типовий договір на транспортування природного газу газорозподільними мережами.

## 8. Фінансове забезпечення

Загальна вартість усіх заходів, передбачених Програмою, складає 4344,57 мільйонів гривень. Розподіл коштів відповідно до напрямків Програми наведено у додатку 37.

Основними джерелами фінансування Програми є:

- кошти НАК «Нафтогаз України»;
- кошти підприємств нафтогазової галузі;
- кошти місцевих бюджетів;
- тариф на постачання газу;
- кредити міжнародних фінансових організацій;
- кредити комерційних банків;
- технічна допомога європейських фінансових інституцій.

Розподіл коштів відповідно до джерел фінансування Програми наведено у додатку 38.

На фінансування заходів Програми НАК «Нафтогаз України» та підприємствам галузі необхідно направити майже 2579,1 млн. грн. власних коштів, або близько 60 відсотків загальної вартості заходів Програми.

Кошти споживачів виробничо-комунальної сфери будуть використовуватись для заміни та модернізації застарілих ЗТВ. Загальний їх обсяг складе близько 562,97 млн. гривень.

Чинний механізм надання субсидій ще не повною мірою зацікавлює населення у встановленні лічильників. Тому цій категорії населення доцільно встановлювати лічильники за кошти підприємств з газопостачання та газифікації і за кошти, які заощаджено при наданні житлових субсидій, або запровадити механізм, згідно з яким умовою надання субсидії для оплати спожитого газу є наявність лічильника.

Дослідження показали, що домогосподарства, які споживають газ для опалення і обліковують його витрати лічильниками, витрачають на 28 - 29 відсотків газу на ці потреби менше від споживачів, які споживають газ без обліку його лічильниками і розраховуються за газ за нормами, відповідно на 23-29 відсотків зменшуються виплати з бюджету на житлові субсидії. В цілому по Україні у разі встановлення лічильників економія бюджетних коштів на субсидії складе 143-180 млн. гривень. Таким чином, витрати на встановлення лічильників для всіх учасників програми житлових субсидій можуть окупитися за 2 роки завдяки скороченню виплат з бюджету на житлові субсидії. Тому місцеві органи державної влади повинні бути зацікавлені в оснащенні житла лічильниками. Пропонується частину заощаджених коштів від цього - до 200 млн. гривень - спрямовувати на закупівлю і встановлення лічильників газу малозабезпеченим сім'ям. Це повинно бути передбачено ними окремим рядком в місцевому бюджеті.

На суму коштів, що підприємства з газопостачання та газифікації виділяють на встановлення лічильників, підприємствам має бути зменшена база оподаткування та відрахування до бюджету. Це варто врахувати при складанні бюджету.

Лічильники в таких випадках стають власністю підприємства та комунальною

власністю відповідно. У подальшому затрати на їх обслуговування, повірку, заміну, ремонт тощо несуть відкриті акціонерні товариства з газопостачання та газифікації. Кошти на ці цілі повинні передбачатись у тарифі на постачання газу.

Передбачається, що на оснащення житла лічильниками газу населення використає майже 500 млн. грн., або 12 відсотків загальної вартості заходів Програми.

Кошти населення на оснащення житла лічильниками газу будуть залучатися шляхом розробки і впровадження економічних важелів стимулювання встановлення лічильників газу та організаційно-технічних заходів, у тому числі:

за рахунок диференціації ціни на газ для категорій споживачів, що споживають його для опалення житлової площі в межах граничних норм опалювальної площі без лічильників та з лічильниками (у розмірі до 20%) та введенням нерегульованої ціни на природний газ для категорії населення, яке використовує газ для опалення житлової площі понад граничні норми, з диференціацією цієї ціни при споживанні без лічильників та з лічильниками (у розмірі до 10%);

Кошти міжнародних організацій на фінансування заходів Програми (за програмою Іногейт) складають 25,1 млн. євро.

Крім того, для прискорення встановлення населенню лічильників газу можливо надання кредиту ЄБРР на суму 80,5 млн. доларів США.

## **9. Міжнародне співробітництво**

Передбачається постійна співпраця з провідними центрами стандартизації, метрології та сертифікації країн Європи та США у питаннях, пов'язаних із створенням єдиної системи обліку газу, зокрема здійснення у провідних метрологічних центрах Європи звіряння спеціальних еталонів об'єму та об'ємної витрати газу і атестованих зразків складу та властивостей газу.

У рамках програми Іногейт Україна разом з Республікою Білорусь та Республікою Молдова бере участь у проекті будівництва прикордонних ГВС, започаткованому ЄС у рамках зазначеної програми.

НАК «Нафтогаз України» передбачає співпрацю з Європейською комісією з реалізації таких інвестиційних проектів:

1. Проект створення Метрологічного центру НАК «Нафтогаз України» в м. Боярка.

У подальшому Центр матиме статус Східноєвропейського центру метрології природного газу.

2. Будівництво газовимірювальної станції (ГВС) в с. Гребеники на кордоні Україна-Молдова для вимірювання газу, що передається до Молдови та транзитом до південноєвропейських країн. Орієнтовна вартість інвестицій за цим проектом - 1,5 млн. євро.

3. Створення ГВС на існуючих компресорних станціях України (найближчих до кордону Україна - Російська Федерація) та реконструкція існуючих

прикордонних газовимірювальних станцій на магістральних газопроводах - ГВС Ужгород, Орловка, Олексіївка, Дроздовичі. Інвестиції ЄС - 5 млн. євро.

4. Оснащення газотранспортної системи України високоточним обладнанням для визначення фізичних, хімічних параметрів природного газу та його якості відповідно до міждержавних (СНД) та європейських (ISO) стандартів. Інвестиції ЄС - до 7 млн. євро.

5. Придбання мобільної пересувної лабораторії для періодичної перевірки лічильників газу (типу GM-2500/LAB фірми «Шлюмберже» Франція, Іспанія). Інвестиції - 0,4 млн. євро.

6. Впровадження автоматизованої системи управління та контролю SCADA на магістральних газопроводах України, що забезпечить можливість оптимізації режимів роботи газотранспортних систем. Інвестиції до проекту - 3,7 млн. євро.

Передбачається співпраця між НАК «Нафтогаз України» та Європейським банком реконструкції та розвитку за новим комерційним проектом, без державних гарантій: «Україна: фінансування газових лічильників», яким буде передбачатися виділення кредиту у розмірі 80,5 млн. доларів США на встановлення населенню в кредит лічильників газу вітчизняного виробництва.

Компанія у рамках Програми передбачає тісне співробітництво з провідними європейськими компаніями - «Газ де Франс». «Шлюмберже Індастріз», «Рургаз», метрологічними центрами Голландії, Німеччини тощо.

\* \*

\*

Реалізація заходів Програми буде сприяти підвищенню якості надання послуг з газопостачання галузям суспільного виробництва, житлово - комунальної і бюджетної сфер, населенню, прискорить запровадження гнучкої тарифної політики, підвищить відповідальність постачальників та споживачів за ефективне використання природного газу.



# ДОДАТОК Г

ДЕРЖАВНИЙ КОМІТЕТ УКРАЇНИ  
З ПИТАНЬ ТЕХНІЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ТА СПОЖИВЧОЇ ПОЛІТИКИ  
Український державний науково-виробничий центр  
стандартизації, метрології та сертифікації

---

## ІНСТРУКЦІЯ

## МЕТРОЛОГІЯ

## ОБ'ЄМ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЗА СТАНДАРТНИХ УМОВ

Типова методика виконання вимірювань  
з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу

МВУ 034/03-2008

Київ  
2008

## ПЕРЕДМОВА

1 РОЗРОБЛЕНО ТОВ «Нафтогазбудінформатика», ДП Укрметртестстандарт, ТОВ «Прикарпатський інститут стандартизації, метрології та сертифікації»

2 ЗАТВЕРДЖЕНО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ наказом  
ДП «Івано-Франківськстандартметрологія» від 25. 12. 2007 р. № 525

3 ВВЕДЕНО ВПЕРШЕ

4 РОЗРОБНИКИ: Петришин І. С. канд. техн. наук, Готовкін, В. Ю. канд. техн. наук,  
Карташев В. І., Бондаренко В.С., Власюк Я.М., Джочко П. Я., Безгачнюк Я. В.

5 ЗАНЕСЕНА до реєстру методик організаційно-методичних нормативних документів з  
метрології наказом Укрметртестстандарту від 01. 08. 2008 р. № 526

---

© ТОВ «Нафтогазбудінформатика»,  
© ДП Укрметртестстандарт  
© ТОВ «Прикарпатський інститут стандартизації,  
метрології та сертифікації» 2008

Ця інструкція не може бути повністю або частково відтворена, тиражована і  
розповсюджена без дозволу ТОВ «Нафтогазбудінформатика», ДП Укрметртестстандарт  
ТОВ «Прикарпатський інститут стандартизації, метрології та сертифікації»

---

## ІНСТРУКЦІЯ

## МЕТРОЛОГІЯ

### ОБ'ЄМ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЗА СТАНДАРТНИХ УМОВ

**Типова методика виконання вимірювань  
з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу**

**МВУ 034/03-2008**

---

Чинна від 2008-01-02

Цей документ встановлює типову методику виконання вимірювань об'єму природного газу за ГОСТ 5542 (далі – газ), зведеного до умов за ГОСТ 2939 – температури 20 °С, абсолютного тиску 0,101325 МПа та вологості газу – 0 (далі – стандартні умови) з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу. На базі цієї типової методики розроблюються та відповідним чином атестуються методики виконання вимірювань об'єму природного газу на вузлах обліку конкретних конфігурацій у певних умовах використання засобів вимірювальної техніки.

## ЗМІСТ

1 Нормативні посилання .....	6
2 Терміни, визначення понять, позначення та скорочення .....	8
2.1 Терміни та визначення понять .....	8
2.2 Умовні позначення .....	10
2.3 Індокси умовних позначень величин .....	18
2.2 Перелік скорочень .....	18
3 Вимоги до похибок вимірювань .....	19
3.1 Спрощення та припущення .....	19
3.2 Характеристики похибок .....	19
3.3 Вимоги до характеристик похибок .....	20
4 Метод вимірювань .....	20
4.1 Вимірювання об'єму газу за стандартних умов .....	20
4.2 Вимірювання об'єму газу за робочих умов .....	21
4.3 Розрахунок коефіцієнту перетворення .....	21
4.4 Накопичення об'єму газу за стандартних умов .....	29
5 Вимоги до засобів вимірювань .....	30
5.1 Загальні вимоги до засобів вимірювальної техніки та допоміжних пристроїв .....	30
5.2 Вимоги до лічильника газу .....	31
5.3 Вимоги до засобів вимірювань температури газу .....	31
5.4 Вимоги до засобів вимірювань тиску газу .....	31
5.5 Вимоги до коректорів об'єму газу .....	31
5.6 Вимоги до засобів вимірювань густини газу .....	34
5.7 Вимоги до засобів вимірювань компонентного складу природного газу .....	35
6 Вимоги до монтажу засобів вимірювань та технічних пристроїв, що використовуються .....	35
6.1 Вимоги до монтажу лічильника газу .....	35
6.2 Вимоги до монтажу засобів вимірювань температури газу .....	38
6.3 Вимоги до монтажу засобів вимірювань тиску газу .....	39
6.4 Вимоги до монтажу коректора газу .....	39
6.5 Вимоги до монтажу засобів вимірювань густини газу .....	40
6.6 Вимоги до монтажу хроматографа .....	40
7 Умови виконня вимірювань .....	40
8 Вимоги до безпеки проведення вимірювань .....	41

9	Вимоги до кваліфікації операторів .....	41
10	Підготовка до вимірювань та їх проведення .....	41
11	Обробка результатів вимірювань .....	42
11.1	Контроль аварійних ситуацій .....	42
11.2	Контроль позаштатних ситуацій .....	43
11.3	Вимоги до формування архівів .....	43
11.4	Вимоги до виводу інформації з коректора .....	45
11.5	Коригування об'єму газу за умов вимірювання .....	46
12	Визначення похибок вимірювань .....	46
12.1	Визначення основних похибок вимірювань об'єму газу за стандартних умов .....	46
12.2	Визначення основних похибок вимірювань об'єму газу за робочих умов .....	47
12.3	Визначення основних похибок коефіцієнту перетворення .....	47
12.4	Визначення додаткових похибок вимірювань величин .....	59
13	Вимоги до технічної документації вузлів обліку газу .....	59
13.1	Вимоги до комплекту документації вузлів обліку газу .....	59
13.2	Вимоги до методик виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлах обліку конкретних конфігурацій .....	60
14	Вимоги до оформлення результатів вимірювань .....	61
14.1	Загальні вимоги до звітів і протоколів .....	62
14.2	Вимоги до добового звіту .....	62
14.3	Вимоги до місячного звіту .....	62
14.4	Вимоги до звіту про втручання оператора .....	63
14.5	Вимоги до протоколу аварій і позаштатних ситуацій .....	63
14.6	Вимоги до протоколу параметрів настроювання і конфігурації .....	63
15	Перевірка реалізації методик виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлах обліку конкретних конфігурацій .....	63
	Додаток А (довідковий) Бібліографія .....	65
	Додаток Б (рекомендований) Приклад методики виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлі обліку конкретної конфігурації .....	66
	Додаток В (рекомендований) Приклад протоколу атестації методики виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлі обліку конкретної конфігурації .....	71

Додаток Г (інформаційний) Приклад розрахунку значення основної відносної похибки вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлі обліку конкретної конфігурації.....	72
Додаток Д (рекомендований) Виконання контролю вимірювань об'єму газу за стандартних умов на промислових вузлах обліку .....	73
Додаток Е (рекомендований) Зразок форми акта обстеження вузла обліку газу .....	77
Додаток Ж (рекомендований) Контроль технічного стану лічильника газу та допоміжного устаткування.....	78
Додаток И (рекомендований) Перевірка коректності визначення умовно сталих величин .....	80
Додаток Ю Реєстрації змін.....	83

## **1 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ**

У цій методиці є посилання на такі документи:

Закон України “Про метрологію та метрологічну діяльність” № 113/98-ВР (далі – Закон України);

ДСТУ 2681-94 Метрологія. Терміни та визначення

ДСТУ 2708:2006 Метрологія. Повірка засобів вимірювань. Організація і порядок проведення;

ДСТУ 2858-94 (ГОСТ 6651-94) Термоперетворювачі опору. Загальні технічні вимоги і методи випробувань;

ДСТУ 3215-95 Метрологія. Метрологічна атестація засобів вимірювальної техніки. Організація і порядок проведення;

ДСТУ 3383:2007 Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу;

ДСТУ 3651.0–97 Метрологія. Одиниці фізичних величин. Основні одиниці Міжнародної системи одиниць. Основні положення, назви та позначення;

ДСТУ 3651.1–97 Метрологія. Одиниці фізичних величин. Похідні одиниці фізичних величин Міжнародної системи одиниць та позасистемні одиниці. Основні поняття, назви та позначення;

ДСТУ 4313:2004 Газ природний горючий. Вимірювання витрати. Терміни та визначення понять;

ДСТУ ГОСТ 8.586.2:2007 (ИСО 5167-2:2003) Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини і газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 2. Діафрагми. Технічні вимоги.

ДСТУ ГОСТ 8.586.5:2007 Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини і газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 5. Методика виконання вимірювань.

ДСТУ EN12405:2006 Коректори до лічильників газу електронні. Загальні технічні умови (EN12405:2002, IDT);

РМГ 29-99 Рекомендации по межгосударственной стандартизации. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения;

ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объёма;

ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия;

ГОСТ 17310–2002 Газы. Пикнометрический метод определения плотности;

ГОСТ 18917–82 Газ горючий природный. Метод отбора проб;

ГОСТ 30319.0-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения;

ГОСТ 22782.5-78 Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая сеть». Технические требования и методы испытаний.

ГОСТ 30319.1-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки;

ГОСТ 30319.2-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости;

ГОСТ 15150-69 “Кліматичне виконання УХЛ категорії розміщення”

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы;

ГОСТ 8.010-99 ГСИ. Методики выполнения измерений. Основные положения;

ГОСТ 8.395–80 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования

За відсутністю необхідної інформації в позначених вище нормативних документах використовувались данні з джерел, що наведені в додатку А.



## 2 ТЕРМІНИ, ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ, ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

### 2.1 Терміни та визначення понять

У цій методиці застосовані терміни, визначення понять та позначення згідно з Кодексом України “Про метрологію та метрологічну діяльність” (далі – Закон), ДСТУ 51.(0, 1), ДСТУ 2681, з урахуванням документу “Правила обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання” (далі – Правила), а також (та у тому числі) такі:

- **методика виконання вимірювань** (далі – **МВВ**) – сукупність процедур і правил, виконання яких забезпечує одержання результатів вимірювань з гарантованою точністю;

- **атестація методик виконання вимірювань** – дослідження методик виконання вимірювань, що здійснюється у порядку, який встановлений центральним органом виконавчої влади у сфері метрології, з метою підтвердження характеристик похибки вимірювань, що приписані, та визначення її відповідності метрологічним вимогам, що пред’являються до неї;

- **вимірювальний трубопровід** – трубопровід, на якому встановлено всі пристрої та обладнання для вимірювання витрати газу, характеристики якого нормовано щодо умов врахування витрати та кількості газу з дозволеним значенням похибки;

- **коректор об’єму газу** – сукупність засобів вимірювальної техніки, яка вимірює тиск та температуру газу, що протікає по вимірювальному трубопроводу, перетворює вхідні сигнали від лічильника газу і обчислює об’єм газу за стандартних умов;

**Примітка.** Коректор може також компенсувати похибки лічильника газу і (або) пов’язаних з ним вимірювальних перетворювачів.

- **коректор об’єму газу типу 1** – коректор зі спеціальними типами перетворювачів температури або температури і тиску газу (оцінювання похибок перетворення ґрунтується на загальному коефіцієнті перетворення);

- **коректор об’єму газу типу 2** – коректор із зовнішніми апробованими перетворювачами температури або температури і тиску газу та окремо – обчислювача оцінювання похибок перетворення ґрунтується на окремих похибках перетворювачів (обчислювача);

- **обчислювач** – засіб вимірювальної техніки, який перетворює вихідні сигнали вимірювальної інформації від вимірювального перетворювача перепаду тиску на вимірювальному пристрої (напірній трубі тощо) та (або) від вимірювального перетворювача об’єму газу за робочих умов (лічильника газу тощо), від вимірювальних

перетворювачів тиску та температури газу, що протікає по вимірювальному трубопроводу, та обчислює об'єм газу за стандартних умов;

- **місцевий опір (потоків)** – будь-який елемент у трубопроводі або конфігурація самого трубопроводу, який (яка) чинить опір потокові;

- **перевірка реалізації МВВ** – встановлення органом державної метрологічної служби (або іншим офіційно вповноваженим органом, організацією) відповідності реалізації МВВ вимогам цієї МВВ;

- **вузол обліку газу** – сукупність засобів вимірювальної техніки та допоміжних засобів, що призначена для вимірювання, реєстрації результатів вимірювання та розрахунків об'єму газу, зведеного до стандартних умов;

- **контрольний вузол обліку газу** – сукупність засобів вимірювальної техніки та допоміжних засобів, що призначена для вимірювання, реєстрації результатів вимірювання та розрахунків об'єму газу, зведеного до стандартних умов, з заданими характеристиками похибок;

- **пряма ділянка трубопроводу** – ділянка вимірювального трубопроводу, вісь якого прямолінійна, а площа і форма поперечного перерізу сталі, що забезпечує стабілізацію розподілу швидкостей потоку;

- **уступ** – зсув внутрішніх поверхонь секцій вимірювального трубопроводу або вимірювального трубопроводу та лічильника газу в місці їхнього стику, яке обумовлене зсувом осей цих секцій та (або) розходженням значень їхніх внутрішніх діаметрів, та (або) відхиленням форми перетину вимірювального трубопроводу від кола;

- **впливова величина** – величина, що не є вимірюваною величиною, проте впливає на результат вимірювання (наприклад – температура довкілля);

- **умовно сталі характеристики газу** – фізико-хімічні та інші показники газу, чисельні значення яких вводяться до коректорів із зазначеною у договорі періодичністю та використовуються для розрахунків об'єму газу;

- **умови вимірювань** – умови, за яких перебуває газ в місці вимірювання, об'єм якого вимірюють (наприклад – температура і тиск газу);

- **скоригований об'єм** – об'єм за умов вимірювань, скоригований відповідно до ривної похибок лічильника газу;

- **коефіцієнт перетворення** – коефіцієнт, який дорівнює об'єму газу за стандартних умов, поділеному на скориговане значення об'єму, або поділеному на значення об'єму за умов вимірювання, якщо коригування немає;

- **контрактна година** – час умовного (за технічною угодою про умови приймання-передачі газу, далі – Технічна угода) початку доби;

- **контрактна доба** – проміжок часу з початку контрактної години однієї доби до початку контрактної години наступної доби;

- **контрактний місяць** – проміжок часу тривалістю в один календарний місяць, що починається з дати, обумовленої Технічною угодою;

- **інтервал часу осереднення** – проміжок часу між попереднім та наступним вимірюваннями обчислювачем перетворювачів (температури газу, температури та тиску газу, густини газу тощо);

- **інтервал часу обліку** – встановлений Технічною угодою мінімальний проміжок часу безперервної роботи лічильника газу, за який виконуються вимірювання об'єму газу за стандартних умов.

Примітка За наявності перерви у надходженні газу інтервал часу обліку повинен закінчуватись з моментом перерви. Наступний інтервал часу обліку повинен починатись з моменту поновлення надходження газу.

## 2.2 Умовні позначення

Найменування, умовні позначення та одиниці вимірювань величин наведені у таблиці 1

Таблиця 1

Позначення	Найменування величини	Одиниця величини
$p$	Абсолютний тиск газу	МПа (кгс/см <sup>2</sup> )
$T$	Абсолютна (термодинамічна) температура газу	К
$p_{ат}$	Атмосферний тиск	МПа (мм. рт. ст.)
$s$	Довірча імовірність	-
$\delta$	Відносна похибка вимірювань	%
$\sigma$	Середнє квадратичне відхилення результатів вимірювань	%
$\rho$	Густина газу за робочих умов	кг/м <sup>3</sup>
$x_a$	Молярна частка азоту у природному газі	%
$x_v$	Молярна частка діоксиду вуглецю у природному газі	%
$C$	Коефіцієнт перетворення при вимірюванні об'єму газу за стандартних умов (далі – коефіцієнт перетворення)	-
$K$	Коефіцієнт стисливості газу	-
$V_c$	Об'єм газу за стандартних умов	м <sup>3</sup>
$p_c$	Стандартний тиск (0,101325 МПа за ГОСТ 2939-63)	МПа
$T_c$	Стандартна температура (20 °С за ГОСТ 2939-63)	К
$\rho_c$	Густина газу за стандартних умов	кг/м <sup>3</sup>
$V_p$	Об'єм газу за умов вимірювань (робочих умов)	м <sup>3</sup>
$k_{п}$	Коефіцієнт, значення якого показує об'єм газу за умов вимірювань на один імпульс вихідного сигналу	

Позначення	Найменування величини	Одиниця величини
	лічильника газу	$\text{м}^3$
$V_{p(i)}$	Об'єм газу за умов вимірювань, який пройшов через лічильник газу за інтервал часу $\tau_i$	$\text{м}^3$
$N_{(i)}$	Кількість імпульсів, які одержані від лічильника газу за інтервал часу $\tau_i$	-
$q_{(i)}$	Об'ємна витрата через лічильник газу за умов вимірювань при $i$ -му опитуванні вимірювальних перетворювачів температури та тиску газу	$\text{м}^3/\text{с}$
$\tau_{(i)}$	Проміжок часу між попереднім та наступним опитуваннями обчислювачем коректора перетворювачів температури або температури та тиску газу	с
$\tau_{(j)}$	Проміжок часу, протягом якого фізико-хімічні властивості газу прийняті у якості умовно сталих величин	с
$\tau_{(k)}$	Проміжок часу між попереднім та наступним опитуваннями обчислювачем коректора густиномірів або хроматографа	с
$q_{(k)}$	Об'ємна витрата через лічильник газу за умов вимірювань при $k$ -му опитуванні густиномірів або хроматографа	$\text{м}^3/\text{с}$
$C_{(i,j)}$	Коефіцієнт перетворення для конкретної конфігурації вузла обліку газу з урахуванням величин, які визначені за інтервалів часу $\tau_{(i)}$ та $\tau_{(j)}$	-
$q_{c(i,j)}$	Об'ємна витрата через лічильник газу за стандартних умов з урахуванням величин, які визначені за інтервал часу $\tau_{(i)}$ за $j$ -тих значень умовно сталих фізико-хімічних властивостей газу	$\text{м}^3/\text{с}$
$V_{c(i,j)}$	Об'єм газу за стандартних умов, який пройшов через лічильник газу за інтервал часу $\tau_i$ за $j$ -тих значень умовно сталих фізико-хімічних властивостей газу	$\text{м}^3$
$\rho_c^*_{(j)}$	Прийняте у якості умовно сталої для інтервалу часу $\tau_{(j)}$ величини значення густини газу за стандартних умов	$\text{кг}/\text{м}^3$
$x_a^*_{(j)}$	Прийняте у якості умовно сталої для інтервалу часу $\tau_{(j)}$ величини значення молярної частки азоту у газі	%
$x_y^*_{(j)}$	Прийняте у якості умовно сталої для інтервалу часу $\tau_{(j)}$ величини значення молярної частки діоксиду вуглецю у природному газі	%
$K_{(i,j)}$	Коефіцієнт стисливості газу за значень характеристик газу $p_{(i)}$ , $T_{(i)}$ , $\rho_c^*_{(j)}$ , $x_a^*_{(j)}$ , $x_y^*_{(j)}$	-
$p_{(i)}$	Значення абсолютного тиску газу при $i$ -му опитуванні вимірювального перетворювача абсолютного тиску	МПа ( $\text{кгс}/\text{см}^2$ )
$T_{(i)}$	Значення абсолютної температури газу при $i$ -му опитуванні перетворювача температури	К
$p_{(i)н}$	Значення надлишкового тиску газу при $i$ -му опитуванні перетворювача надлишкового тиску	МПа ( $\text{кгс}/\text{см}^2$ )
$p_{ат(t)}$	Значення атмосферного тиску при $t$ -му вимірюванні за час спостережень	МПа (мм. рт. ст.)
$p_{атсер}$	Середнє статистичне значення атмосферного тиску	МПа (мм. рт. ст.)

Позначення	Найменування величини	Одиниця величини
	лічильника газу	$\text{м}^3$
$V_{p(i)}$	Об'єм газу за умов вимірювань, який пройшов через лічильник газу за інтервал часу $\tau_i$	$\text{м}^3$
$N_{(i)}$	Кількість імпульсів, які одержані від лічильника газу за інтервал часу $\tau_i$	-
$q_{(i)}$	Об'ємна витрата через лічильник газу за умов вимірювань при $i$ -му опитуванні вимірювальних перетворювачів температури та тиску газу	$\text{м}^3/\text{с}$
$\tau_{(i)}$	Проміжок часу між попереднім та наступним опитуваннями обчислювачем коректора перетворювачів температури або температури та тиску газу	с
$\tau_{(j)}$	Проміжок часу, протягом якого фізико-хімічні властивості газу прийняті у якості умовно сталих величин	с
$\tau_{(k)}$	Проміжок часу між попереднім та наступним опитуваннями обчислювачем коректора густиномірів або хроматографа	с
$q_{(k)}$	Об'ємна витрата через лічильник газу за умов вимірювань при $k$ -му опитуванні густиномірів або хроматографа	$\text{м}^3/\text{с}$
$C_{(i,j)}$	Коефіцієнт перетворення для конкретної конфігурації вузла обліку газу з урахуванням величин, які визначені за інтервалів часу $\tau_{(i)}$ та $\tau_{(j)}$	-
$q_{c(i,j)}$	Об'ємна витрата через лічильник газу за стандартних умов з урахуванням величин, які визначені за інтервал часу $\tau_{(i)}$ за $j$ -тих значень умовно сталих фізико-хімічних властивостей газу	$\text{м}^3/\text{с}$
$V_{C(i,j)}$	Об'єм газу за стандартних умов, який пройшов через лічильник газу за інтервал часу $\tau_i$ за $j$ -тих значень умовно сталих фізико-хімічних властивостей газу	$\text{м}^3$
$\rho_c^*_{(i)}$	Прийняте у якості умовно сталої для інтервалу часу $\tau_{(i)}$ величини значення густини газу за стандартних умов	$\text{кг}/\text{м}^3$
$x_a^*_{(i)}$	Прийняте у якості умовно сталої для інтервалу часу $\tau_{(i)}$ величини значення молярної частки азоту у газі	%
$x_y^*_{(i)}$	Прийняте у якості умовно сталої для інтервалу часу $\tau_{(i)}$ величини значення молярної частки діоксиду вуглецю у природному газі	%
$K_{(i,j)}$	Коефіцієнт стисливості газу за значень характеристик газу $p_{(i)}$ , $T_{(i)}$ , $\rho_c^*_{(i)}$ , $x_a^*_{(i)}$ , $x_y^*_{(i)}$	-
$p_{(i)}$	Значення абсолютного тиску газу при $i$ -му опитуванні вимірювального перетворювача абсолютного тиску	МПа ( $\text{кгс}/\text{см}^2$ )
$T_{(i)}$	Значення абсолютної температури газу при $i$ -му опитуванні перетворювача температури	К
$p_{(i)н}$	Значення надлишкового тиску газу при $i$ -му опитуванні перетворювача надлишкового тиску	МПа ( $\text{кгс}/\text{см}^2$ )
$p_{ат(r)}$	Значення атмосферного тиску при $r$ -му вимірюванні за час спостережень	МПа (мм. рт. ст.)
$p_{атсер}$	Середнє статистичне значення атмосферного тиску	МПа (мм. рт. ст.)

Позначення	Найменування величини	Одиниця величини
$p_{at}^{**}$	Стале значення атмосферного тиску	МПа (мм. рт. ст.)
$p_{в(i)}$	Значення абсолютного тиску газу при і-му опитуванні перетворювача тиску, якщо отвір для відбору тиску газу розташований в стінці трубопроводу перед лічильником газу	МПа (кгс/см <sup>2</sup> )
$\Delta p_{max}$	Втрата тиску у лічильнику газу за витрати газу $q_{max}$ (за даними паспорту лічильника газу)	кПа
$\rho_c(j)$	Густина газу за стандартних умов при j-му вимірюванні	кг/м <sup>3</sup>
$x_a'(j)$	Молярна частка азоту у газі при j-му вимірюванні	%
$x_y'(j)$	Молярна частка діоксиду вуглецю у газі при j-му вимірюванні	%
$\rho_c^{**}$	Стале значення густини газу за стандартних умов для конкретного вузла обліку газу	кг/м <sup>3</sup>
$x_a^{**}$	Стале значення молярної частки азоту у газі для конкретного вузла обліку	%
$x_y^{**}$	Стале значення молярної частки діоксиду вуглецю у газі для конкретного вузла обліку	%
$\rho_{сер}$	Середнє значення густини газу за стандартних умов для конкретного вузла обліку	кг/м <sup>3</sup>
$x_{сер}$	Середнє значення молярної частки азоту у газі для конкретного вузла обліку	%
$x_{усер}$	Середнє значення молярної частки діоксиду вуглецю у газі для конкретного вузла обліку	%
$\rho_c'_{max}$	Максимальне значення густини газу за стандартних умов, яке зафіксовано за час спостережень на конкретному вузлі обліку	кг/м <sup>3</sup>
$\rho_c'_{min}$	Мінімальне значення густини газу за стандартних умов, яке зафіксовано за час спостережень на конкретному вузлі обліку	кг/м <sup>3</sup>
$x_a'_{max}$	Максимальне значення молярної частки азоту у газі, яке зафіксовано за час спостережень на конкретному вузлі обліку	%
$x_a'_{min}$	Мінімальне значення молярної частки азоту у газі, яке зафіксовано за час спостережень на конкретному вузлі обліку	%
$x_y'_{max}$	Максимальне значення молярної частки діоксиду вуглецю у газі, яке зафіксовано за час спостережень на конкретному вузлі обліку	%
$x_y'_{min}$	Мінімальне значення молярної частки діоксиду вуглецю у газі, яке зафіксовано за час спостережень на конкретному вузлі обліку	%
$p_{at(r)}$	r-те значення атмосферного тиску, яке зафіксовано за час спостережень	МПа (мм. рт. ст.)
$C_{(i)}$	Коефіцієнт перетворення коректора газу для конкретної конфігурації вузла обліку з урахуванням величин, які	

Позначення	Найменування величини	Одиниця величини
	визначені за інтервалів часу $\tau_{(i)}$	-
$K^{**}$	Стале значення коефіцієнту стисливості газу для конкретного вузла обліку	-
$T_{сер}$	Середнє статистичне значення абсолютної температури газу для конкретного вузла обліку	К
$p_{сер}$	Середнє статистичне значення абсолютного тиску газу для конкретного вузла обліку	МПа (кгс/см <sup>2</sup> )
$T_{(r)}$	r-те значення абсолютної температури, яке зафіксовано за час спостережень на конкретному вузлі обліку	К
$p_{(r)}$	r-те значення абсолютного тиску, яке зафіксовано за час спостережень на конкретному вузлі обліку	МПа (кгс/см <sup>2</sup> )
$T^{**}$	Стале значення абсолютної температури газу для конкретного вузла обліку	К
$p^{**}$	Стале значення абсолютного тиску газу для конкретного вузла обліку	МПа (кгс/см <sup>2</sup> )
$\rho_{c(k)}$	Значення густини газу за стандартних умов при k-му опитуванні густиноміра для вимірювання густини газу за стандартних умов	кг/м <sup>3</sup>
$K_{(i,k,j)}$	Коефіцієнт стисливості газу за значень характеристик газу $p_{(i)}$ , $T_{(i)}$ , $\rho_{c(k)}$ , $x_a^*(j)$ , $x_v^*(j)$	-
$\rho_{(k)}$	Значення густини газу за робочих умов при k-му опитуванні густиноміра для вимірювання густини газу за робочих умов	кг/м <sup>3</sup>
$C_{(k)}$	Коефіцієнт перетворення для конкретної конфігурації вузла обліку з урахуванням густини газу за робочих та стандартних умов, що визначена за інтервалів часу $\tau_{(k)}$	-
$C_{(i,k)}$	Коефіцієнт перетворення для конкретної конфігурації вузла обліку з урахуванням температури $T_{(i)}$ , тиску $p_{(i)}$ та компонентного складу газу $x_{r(k)}$ , що визначені за інтервал часу $\tau_{(k)}$	-
$K_{(i,k)}$	Коефіцієнт стисливості газу за значень характеристик газу $p_{(i)}$ , $T_{(i)}$ , $x_{r(k)}$	-
$p_{min0}$	Мінімальне значення абсолютного тиску газу на конкретному вузлі обліку	МПа (кгс/см <sup>2</sup> )
$p_{max0}$	Максимальне значення абсолютного тиску газу на конкретному вузлі обліку газу	МПа (кгс/см <sup>2</sup> )
$p_{max}$	Максимальне значення діапазону абсолютного тиску газу, для якого нормовані похибки перетворювача тиску газу	МПа (кгс/см <sup>2</sup> )
$q_{min}$	Мінімальне значення діапазону витрати газу за робочих умов, для якого нормовані похибки лічильника газу	м <sup>3</sup> /с
$q_i$	Значення витрати газу за робочих умов, за якого змінюється нормування похибки лічильника газу	м <sup>3</sup> /с
$q_{max}$	Максимальне значення діапазону витрати газу за робочих умов, для якого нормовані похибки лічильника газу	м <sup>3</sup> /с
$q_{minoc}$	Мінімальне значення об'ємної витрати газу за стандартних умов на конкретному вузлі обліку газу	м <sup>3</sup> /с
$q_{maxoc}$	Максимальне значення об'ємної витрати газу за	



Позначення	Найменування величини	Одиниця величини
	стандартних умов на конкретному вузлі обліку газу	$\text{м}^3/\text{с}$
$t_{\text{mino}}$	Мінімальне значення температури газу на конкретному вузлі обліку газу	$^{\circ}\text{C}$
$t_{\text{maxo}}$	Максимальне значення температури газу на конкретному вузлі обліку газу	$^{\circ}\text{C}$
$t_{\text{min}}$	Мінімальне значення діапазону вимірювань температури, для якого нормовані похибки перетворювача температури газу	$^{\circ}\text{C}$
$t_{\text{max}}$	Максимальне значення діапазону вимірювань температури, для якого нормовані похибки перетворювача температури газу	$^{\circ}\text{C}$
DN	Номинальний внутрішній діаметр вимірювального трубопроводу	мм
$t_T$	Температура за якої проводились вимірювання діаметра трубопроводу	$^{\circ}\text{C}$
$D_n$	Зовнішній діаметр вимірювального трубопроводу за температури вимірювань	мм
D	Внутрішній діаметр вимірювального трубопроводу за температури вимірювань	мм
$D_{20}$	Внутрішній діаметр вимірювального трубопроводу за температури $20^{\circ}\text{C}$	мм
$\alpha_t$	Температурний коефіцієнт лінійного розширення матеріалу вимірювального трубопроводу за температури вимірювань $t_T$	$^{\circ}\text{C}^{-1}$
h	Товщина стінки трубопроводу за температури вимірювань	мм
$\delta_{Dn}$	Похибка ЗВТ, що застосовано для визначення зовнішнього діаметра трубопроводу	%
$\delta_h$	Похибка ЗВТ, що застосовано для визначення товщини стінки трубопроводу	%
$L_t$	Довжина прямої ділянки трубопроводу між лічильником газу та чутливим елементом вимірювального перетворювача температури або його гільзою	мм
$l_T$	Глибина занурення гільзи (чутливого елемента) вимірювального перетворювача температури у трубопровід	мм
$\tau_{(H)}$	Тривалість позаштатної ситуації	с
$f(q_p)$	Коригувальна функція лічильника газу	-
$F(q_p)$	Функція, яка характеризує залежність похибок лічильника газу від витрати газу за робочих умов	-
$\delta_{Vc}$	Основна відносна похибка вимірювань об'єму газу за стандартних умов	%
$\delta_{Vp}$	Основна відносна похибка вимірювань об'єму газу за робочих умов	%
$\delta_C$	Основна відносна похибка визначення коефіцієнту перетворення	%
$\delta_{Vp(i)}$	Основна відносна похибка вимірювання об'єму газу за робочих умов, який визначено на протязі інтервалу часу $\tau_i$	%

Позначення	Найменування величини	Одиниця величини
$\delta_{Vp(k)}$	Основна відносна похибка вимірювання об'єму газу за робочих умов, який визначено на протязі інтервалу часу $\tau_k$	%
$\delta_{p(i)}$	Основна відносна похибка вимірювань абсолютного тиску газу $p_{(i)}$	%
$\delta_{T(i)}$	Основна відносна похибка вимірювань температури газу $T_{(i)}$	%
$\delta_o$	Границі основної допустимої відносної похибки коректора при обчисленні об'єму газу за стандартних умов	%
$\delta_{K(i,j)}$	Відносна похибка визначення коефіцієнту стисливості газу з урахуванням похибок вимірювань і-х та j-х значень характеристик газу	%
$\delta_{кр}$	Границі основної допустимої відносної похибки коректора при перетворенні сигналу від перетворювача тиску	%
$\delta_{пр(i)}$	Основна відносна похибка перетворювача абсолютного тиску за умов вимірювань тиску газу $p_{(i)}$	%
$\gamma_{рппа}$	Границі основної допустимої зведеної похибки перетворювача абсолютного тиску газу	%
$p_{рппа}$	Верхня границя вимірювань перетворювача абсолютного тиску газу	МПа (кгс/см <sup>2</sup> )
$\gamma_{рппн}$	Границі основної допустимої зведеної похибки перетворювача надлишкового тиску газу	%
$p_{рппн}$	Верхня границя вимірювань перетворювача надлишкового тиску газу	%
$\Delta p_{ат}$	Абсолютна похибка вимірювань атмосферного тиску	МПа (мм. рт. ст.)
$p_{атmin}$	Мінімальне значення атмосферного тиску, яке зафіксовано за час спостережень	МПа (мм. рт. ст.)
$p_{атmax}$	Максимальне значення атмосферного тиску, яке зафіксовано за час спостережень	МПа (мм. рт. ст.)
$\Delta p'_{ат}$	Границі основної допустимої абсолютної похибки ЗВТ, що застосовувалося під час спостережень при визначенні границь діапазону змін атмосферного тиску $p_{атmin}$ та $p_{атmax}$	МПа (мм. рт. ст.)
$\delta_{кТ}$	Границі допустимої абсолютної похибки коректора при перетворенні сигналу від перетворювача температури газу	%
$\Delta p_{ат**}$	Абсолютна похибка визначення сталого значення атмосферного тиску	МПа (мм. рт. ст.)
$\delta_{пТ(i)}$	Відносна похибка перетворювача температури за умов вимірювань температури газу $T_{(i)}$	%
$\Delta_{пт}$	Границі основної допустимої абсолютної похибки перетворювача температури газу	°C
$\Delta_{тИ}$	Границі основної допустимої абсолютної похибки вимірювального перетворювача температури, який є складовою частиною перетворювача температури газу	°C

Позначення	Найменування величини	Одиниця величини
$\Delta_{to(i)}$	Абсолютна похибка термоперетворювача опору за температури $t_{(i)}$	$^{\circ}\text{C}$
$t_v$	Верхня границя вимірювань вимірювального перетворювача температури газу	$^{\circ}\text{C}$
$t_n$	Нижня границя вимірювань вимірювального перетворювача температури газу	$^{\circ}\text{C}$
$\gamma_{\text{ти}}$	Зведена похибка вимірювального перетворювача температури	%
$\delta_{\text{ко}(i,j)}$	Методична складова відносної похибки визначення коефіцієнту стисливості газу для сполучень i-x та j-x значень характеристик газу	%
$\delta_{\text{кид}(i,j)}$	Складова відносної похибки визначення коефіцієнту стисливості газу, яка виникає за рахунок похибок вимірювань i-x та j-x характеристик газу.	%
$\delta_{\rho_c^*(j)}$	Відносна похибка визначення умовно сталого значення густини газу за стандартних умов $\rho_c^*(j)$	%
$\delta_{x_a^*(j)}$	Відносна похибка визначення умовно сталого значення молярної частки азоту у газі $x_a^*(j)$	%
$\delta_{x_y^*(j)}$	Відносна похибка визначення умовно сталого значення молярної частки діоксиду вуглецю у газі $x_y^*(j)$	%
$\delta_{\rho_c'}$	Границі основних допустимих відносних похибок ЗВТ, які використовуються при вимірюванні $\rho_c'$	%
$\delta_{x_a'}$	Границі основних допустимих відносних похибок ЗВТ, які використовуються при вимірюванні $x_a'$	%
$\delta_{x_y'}$	Границі основних допустимих відносних похибок ЗВТ, які використовуються при вимірюванні $x_y'$	%
$\Delta_{\rho_c'}$	Границі основних допустимих абсолютних похибок ЗВТ, які використовуються при вимірюванні $\rho_c'$	%
$\Delta_{x_a'}$	Границі основних допустимих абсолютних похибок ЗВТ, які використовуються при вимірюванні $x_a'$	%
$\Delta_{x_y'}$	Границі основних допустимих абсолютних похибок ЗВТ, які використовуються при вимірюванні $x_y'$	%
$\delta_{\text{кор}1}$	Границі основної допустимої похибки коректора при перетворенні вихідних сигналів від перетворювачів температури та тиску газу і обчисленні об'єму газу за стандартних умов	%
$\delta_{\text{кор}2}$	Границі основної допустимої похибки коректора з урахуванням похибок вимірювання температури і тиску газу та обчислення об'єму газу за стандартних умов	%
$\gamma_p$	зведена похибка вимірювань абсолютного тиску газу	%
$\delta_{\text{кор}3}$	Границі основної допустимої похибки коректора з урахуванням похибок вимірювання температури газу та обчислення об'єму газу за стандартних умов	%
$\delta_{p^{**}}$	Відносна похибка визначення сталого для конкретного вузла обліку значення абсолютного тиску	%
$\delta_{k^{**}}$	Відносна похибка визначення сталого для конкретного вузла обліку значення коефіцієнту стисливості газу	%

Позначення	Найменування величини	Одиниця величини
$\delta_{кор4}$	Границі основної допустимої похибки коректора з урахуванням похибок вимірювання температури і тиску газу, густини газу за стандартних умов та похибок обчислення об'єму газу за стандартних	%
$\delta_{K(i,k,j)}$	Відносна похибка визначення коефіцієнту стисливості газу з урахуванням похибок вимірювань і-х, k-х та j-х значень характеристик газу	%
$\delta_{Ko(i,k)}$	Методична складова відносної похибки визначення коефіцієнту стисливості газу для сполучень і-х та k-х значень характеристик газу	%
$\delta_{Кид(i,k,j)}$	Складова відносної похибки визначення коефіцієнту стисливості газу, яка виникає за рахунок похибок вимірювань і-х, k-х та j-х характеристик газу.	%
$\delta_{кор5}$	Границі основної допустимої похибки коректора з урахуванням похибок вимірювання густини газу за робочих та стандартних умов та похибок обчислення об'єму газу за стандартних умов	%
$\delta_{рс(k)}$	Відносна похибка вимірювання густини газу за стандартних умов	%
$\delta_{р(k)}$	Відносна похибка вимірювання густини газу за робочих умов	%
$\delta_{крс}$	Відносна похибка коректора при перетворенні вхідного сигналу від густиноміра, що вимірює густину газу за стандартних умов	%
$\delta_{прс(k)}$	Відносна похибка густиноміра, що вимірює густину газу за стандартних умов.	%
$\delta_{кр}$	Відносна похибка коректора при перетворенні вхідного сигналу від густиноміра, що вимірює густину газу за робочих умов	%
$\delta_{пр(k)}$	Відносна похибка густиноміра, що вимірює густину газу за робочих умов.	%
$\delta_{K(i,k)}$	Відносна похибка визначення коефіцієнту стисливості газу з урахуванням похибок вимірювань і-х та k-х значень характеристик газу	%
$\delta_{Кид(k)}$	Складова відносної похибки визначення коефіцієнту стисливості газу, яка виникає за рахунок похибок k-х значень мольних або об'ємних часток компонентів газу	%
$\delta_{Хг(k)}$	Відносна похибка визначення k-го значення мольної або об'ємної частки г-го компоненту газу	%
$\nu_{Хг(k)}$	Коефіцієнт впливу k-го значення мольної або об'ємної частки г-го компоненту газу на значення коефіцієнта стисливості	-
$\delta_{дз}$	Відносна додаткова похибка вимірювань параметра z внаслідок відхилення умов експлуатації ЗВТ від нормальних	%
$\Delta_d$	Абсолютна додаткова похибка вимірювань параметра у внаслідок відхилення умов експлуатації ЗВТ від нормальних	Одиниці вимірюваної

Позначення	Найменування величини	Одиниця величини
$Z_{в}$	Максимальне значення вимірюваної величини	величини
$Z_{н}$	Мінімальне значення вимірюваної величини	
$\gamma_{д}$	Зведена додаткова похибка вимірювань параметра $z$ внаслідок відхилення умов експлуатації ЗВТ від нормальних	%
$\delta_{дх}$	Границя допустимих значень додаткової відносної похибки величини $z$ при відхиленні величини $X$ , що на неї впливає, на значення $\Delta X$	%
$\gamma_{дх}$	Границя допустимих значень додаткової зведеної похибки величини $z$ при відхиленні величини $X$ , що на неї впливає, на значення $\Delta X$ , яке нормовано за різницею границь вимірювань	%
$\Delta_{дх}$	Границя допустимих значень додаткової абсолютної похибки величини $z$ при відхиленні величини $X$ , що на неї впливає, на значення $\Delta X$	Одиниці величини $X$
$\Delta X_p$	Відхилення зовнішньої величини $X$ , що впливає, від нормального значення	
$\Delta X$	Діапазон змін зовнішньої величини $X$ , що впливає, для якого нормована границя допустимих значень додаткової похибки	
$\delta_{oz}$	Основна відносна похибка вимірювань величини $z$	%
$\delta_{dzi}$	Додаткова відносна похибка вимірювань величини $z$ , яка виникає за рахунок дії $i$ -ої величини, що впливає	%
<b>Примітка.</b> Найменування та умовні позначення інших величин наведені безпосередньо у тексті методики		

### 2.3 Індекси умовних позначень величин

Індекси умовних позначень величин зазначають наступне:

$v$  – верхня границя вимірювань;

$n$  – нижня границя вимірювань;

$c$  – стандартні умови;

$\max$  – максимальне значення величини;

$\min$  – мінімальне значення величини;

$\text{сер}$  – середнє значення величини;

\* – значення величини, яке прийнято у якості умовно сталої.

\*\* – значення величини, яке прийнято у якості сталої.

### 2.4 Перелік скорочень

МВВ – методика виконання вимірювань;

ЗВТ – засіб вимірювальної техніки;

ВТ – вимірювальний трубопровід;

ТЕОМ – персональна електронно-обчислювальна машина;

ЕД – експлуатаційні документи;

СКВ – середнє квадратичне відхилення.

## **3 ВИМОГИ ДО ПОХИБОК ВИМІРЮВАНЬ**

### **3.1 Спрощення та припущення**

Оцінка похибок вимірювань об'єму газу за цією методикою складена за умов наступних спрощень та припущень:

- абсолютні похибки вимірювань об'єму газу за стандартних умов та їх складові є випадковими величинами;

- складові похибок вимірювань об'єму газу за стандартних умов не мають кореляційного зв'язку між собою та вважаються незалежними одна від одної;

- складові похибок вимірювань об'єму газу за стандартних умов розподілені за законом Гауса;

- гранична похибка вимірювань  $\delta$  дорівнює максимальному значенню похибки однократного вимірювання за умов довірчої імовірності  $s = 0,95$  (при цьому вважається що  $\delta = 2 \cdot \sigma$ );

- складовими похибок, або сукупністю складових похибок, які дорівнюють, або менше 1/3 від підсумкової, дозволяється нехтувати

### **3.2 Характеристики похибок**

Основні відносні похибки вимірювань об'єму газу за стандартних умов визначаються шляхом розрахунків для кожної реалізації цієї МВВ за формулами, які наведені у пунктах 12.1, ... 12.3.

Відносні похибки вимірювань об'єму газу за стандартних умов з урахуванням умов вимірювань та додаткових похибок від дії впливових величин визначаються за формулами, які наведені у п. 12.4.

Границі основних допустимих похибок вимірювань об'єму газу за стандартних умов та похибок ЗВТ, які при цьому використовуються визначаються Технічною методикою на постачання газу або відповідним чинними нормативними документами підприємства, галузі, країни. За умов відсутності у відповідних нормативних документах границь основних допустимих похибок ЗВТ, вони визначаються виробниками ЗВТ.

Границі додаткових похибок вимірювань різних фізичних величин під час вимірювань об'єму газу за стандартних умов визначаються виробниками ЗВТ, які при цьому використовуються.

### 3.3 Вимоги до характеристик похибок

Значення похибок вимірювань об'єму газу за стандартних умов залежать від метода та умов вимірювань, від обраних ЗВТ, які використовуються при проведенні вимірювань та визначенні фізико-хімічних властивостей та інших характеристик газу та його потоку.

Згідно з [1] границі основних допустимих похибок вимірювань становлять:

а) для відносної похибки вимірювань об'єму газу за стандартних умов –  $\pm 2,5$  % за умов зміни:

- абсолютного тиску газу – від  $0,25 \cdot p_{\max}$  до  $p_{\max}$ ;
- температури газу – від мінус  $20$  °С до плюс  $40$  °С;
- об'ємної витрати газу за робочих умов – від  $q_{\min}$  до  $q_{\max}$ ;

б) для відносної похибки вимірювань об'єму газу за робочих умов під час використання лічильників газу:

- $\pm 1,0$  % – у діапазоні об'ємної витрати газу за робочих умов від  $q_1$  до  $q_{\max}$ ;
- $\pm 2,0$  % – у діапазоні об'ємної витрати газу за робочих умов від  $q_{\min}$  до  $q_1$ ;

в) для відносної похибки коректорів газу –  $\pm 0,5$  %;

г) для зведеної похибки вимірювальних перетворювачів тиску газу –  $\pm 0,25$  %;

д) для абсолютної похибки вимірювальних перетворювачів температури газу –  $\pm 0,6$

°С.

## 4 МЕТОД ВИМІРЮВАНЬ

### 4.1 Вимірювання об'єму газу за стандартних умов

Вимірювання об'єму газу за стандартних умов виконуються шляхом вимірювань об'єму газу за умов вимірювань (робочих умов) з використанням лічильників газу та приведення об'єму газу до стандартних умов за допомогою коректора об'єму газу та (за необхідності) інших ЗВТ за формулою:

$$V_C = A \cdot V_P \cdot C, \quad (1)$$

де  $A$  – коефіцієнт, що залежить від одиниці вимірювань абсолютного тиску газу:

- $A = 283,73$  – за умов використання “кгс/см<sup>2</sup>”;
- $A = 2893,2$  – за умов використання “МПа”.



Коефіцієнт перетворення у загальному випадку розраховується за формулами:

$$C = (p \cdot T_c) / (p_c \cdot T \cdot K), \quad (2)$$

або

$$C = \rho / \rho_c, \quad (3)$$

## 4.2 Вимірювання об'єму газу за робочих умов

Вважається, що при проведенні вимірювань об'єму газу за робочих умов використовуються лічильники газу з імпульсними вихідними сигналами, кожен з яких відповідає певному об'єму газу за умов вимірювання.

Об'єм газу за умов вимірювання  $V_{p(i)}$ , який пройшов через лічильник газу за інтервал часу  $\tau_i$ , визначається за формулою

$$V_{p(i)} = k_l \cdot N_{(i)}. \quad (4)$$

Об'ємна витрата через лічильник газу за умов вимірювань при  $i$ -му опитуванні  $q_{p(i)}$  визначається за формулою

$$q_{(i)} = V_{p(i)} / \tau_{(i)}. \quad (5)$$

Накопичення об'єму газу за умов вимірювань здійснюється згідно з формулою

$$V_p = \sum_i V_{p(i)}, \quad (6)$$

## 4.3 Розрахунок коефіцієнту перетворення

4.3.1 Якщо на вузлі обліку газу здійснюється вимірювання температури та тиску газу, а необхідні для розрахунку коефіцієнта стисливості газу значення густини газу за стандартних умов, молярних часток азоту та діоксиду вуглецю у газі вводяться до пам'яті обчислювача у якості умовно сталих (у відповідності з чинними відповідними документами на характеристики фізико-хімічних властивостей газу) для інтервалу часу  $\tau_{(i)}$  значень  $\rho_c^*_{(i)}$ ,  $x_a^*_{(i)}$ ,  $x_y^*_{(i)}$ , то коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою

$$C = C_{(i,j)} = (p_{(i)} \cdot T_c) / (p_c \cdot T_{(i)} \cdot K_{(i,j)}). \quad (7)$$

При цьому місце відбору тиску повинно бути розташовано в корпусі лічильника газу.

4.3.1.1 Якщо використовується перетворювач надлишкового тиску, то значення абсолютного тиску  $p_{(i)}$  розраховують за формулою

$$p_{(i)} = p_{(i)n} + p_{at}. \quad (8)$$

Якщо використовується стале значення атмосферного тиску  $p_{at}^{**}$ , то воно має бути визначене як середнє статистичне значення  $p_{atсер}$ , яке обчислено з урахуванням висоти місця встановлення перетворювача надлишкового тиску над рівнем моря за формулою

$$p_{at}^{**} = p_{атсер} = (1/n) \cdot \sum_{r=1}^n p_{at(r)}, \quad (9)$$

де  $n$  – кількість вимірювань атмосферного тиску за час спостережень.

У формулі (8) у цьому випадку замість  $p_{at}$  використовують  $p_{at}^{**}$ .

**4.3.1.2** Якщо отвір для відбору тиску газу розташований в стінці трубопроводу перед вимірювальним пристроєм, то значення абсолютного тиску газу в лічильнику визначається за формулою

$$p_{(i)} = p_{в(i)} - 0,5 \cdot B \cdot \Delta p_{max} \cdot (q_{(i)} / q_{max})^2, \quad (10)$$

де  $B$  – коефіцієнт, що залежить від одиниці вимірювань тиску газу:

-  $B = 0,0102$  – за умов використання  $\Delta p_{max}$  у «кгс/см<sup>2</sup>»;

-  $B = 0,001$  – за умов використання  $\Delta p_{max}$  у «МПа».

**4.3.1.3** Коефіцієнт стисливості газу  $K_{(i,j)}$  розраховується обчислювачем згідно з ГОСТ 1919.2 за методами GERG-91мод., або NX-19мод. з урахуванням результатів вимірювань температури  $T_{(i)}$ , і тиску  $p_{(i)}$  та за умовно сталих значень  $\rho_c^*_{(i)}$ ,  $x_a^*_{(i)}$ ,  $x_y^*_{(i)}$ .

Умовно сталі значення  $\rho_c^*_{(i)}$ ,  $x_a^*_{(i)}$ ,  $x_y^*_{(i)}$  визначаються як результати періодичних вимірювань (наприклад – за лабораторних умов)  $\rho_c'_{(i)}$ ,  $x_a'_{(i)}$ ,  $x_y'_{(i)}$  через однакові проміжки часу  $\tau_{(i)}$ .

**4.3.1.4** У цьому разі коректор складається:

- тільки з обчислювача – якщо нормування похибок коректора при перетворенні вхідних сигналів від перетворювачів, обчисленні об'єму газу за стандартних умов та перетворення температури і тиску газу здійснюється окремо (схеми варіантів конфігурації вузлів обліку наведені на рис. 1 та на рис. 2);

- з обчислювача і перетворювачів температури та тиску газу – якщо нормування похибок коректора здійснюється комплексно з урахуванням похибок перетворювачів температури і тиску газу та похибок обчислювача при перетворенні вхідних сигналів від перетворювачів та обчисленні об'єму газу за стандартних умов (схема конфігурації вузла обліку наведена на рис. 3).

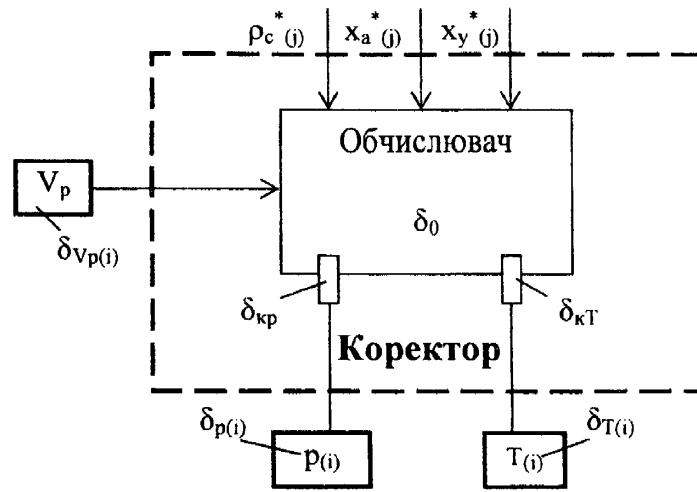


Рис. 1

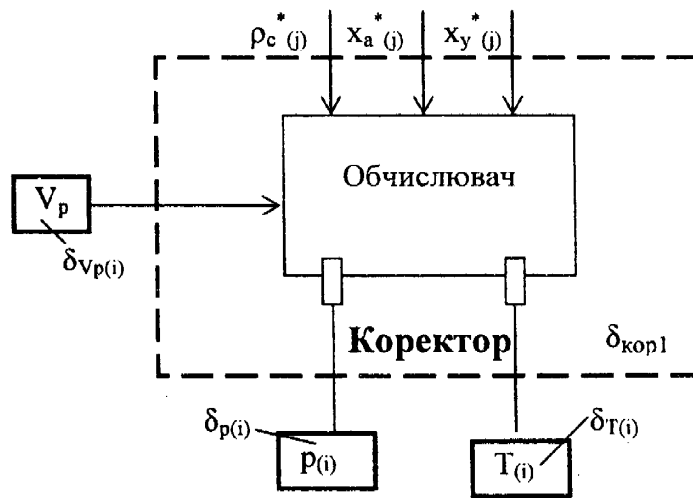


Рис. 2

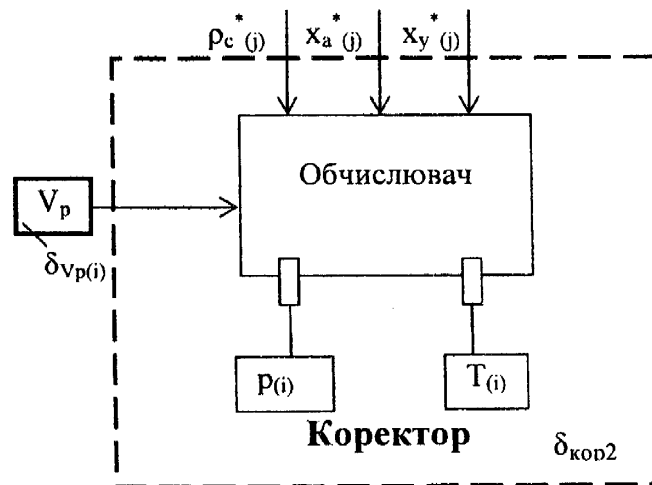


Рис. 3

4.3.2 Якщо на вузлі обліку газу здійснюється вимірювання температури та тиску газу, а необхідні для розрахунку коефіцієнта стисливості газу значення густини газу за стандартних умов, молярних часток азоту та діоксиду вуглецю у газі вводяться до пам'яті обчислювача у якості сталих величин  $\rho_c^{**}$ ,  $x_a^{**}$ ,  $x_y^{**}$ , то коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою

$$C = C_{(i)} = (p_{(i)} \cdot T_c) / (p_c \cdot T_{(i)} \cdot K_{(i)}). \quad (11)$$

Коефіцієнт стисливості газу  $K_{(i)}$  розраховується обчислювачем згідно з ГОСТ 1919.2 за методами GERG-91 мод., або NX-19 мод. з урахуванням результатів вимірювань температури  $T_{(i)}$ , і тиску  $p_{(i)}$  та за сталих значень  $\rho_c^{**}$ ,  $x_a^{**}$ ,  $x_y^{**}$ .

Вимірювання температури  $T_{(i)}$ , і тиску  $p_{(i)}$  газу здійснюються за п. 4.3.1.

Сталі значення  $\rho_c^{**}$ ,  $x_a^{**}$ ,  $x_y^{**}$  визначаються як середні значення  $\rho_{cсер}$ ,  $x_{асер}$  і  $x_{усер}$ . Значення  $\rho_c^{**}$  розраховують за формулою

$$\rho_c^{**} = \rho_{ссер} = (\rho_c'_{max} + \rho_c'_{min}) / 2. \quad (12)$$

Значення  $x_a^{**}$  та  $x_y^{**}$ , розраховують за формулою (12) за умов заміни позначень  $\rho_c^{**}$ ,  $\rho_{ссер}$ ,  $\rho_c'_{max}$ ,  $\rho_c'_{min}$  відповідно на  $x_a^{**}$ ,  $x_{асер}$ ,  $x_a'_{max}$ ,  $x_a'_{min}$  та на  $x_y^{**}$ ,  $x_{усер}$ ,  $x_y'_{max}$ ,  $x_y'_{min}$ .

У цьому разі коректор складається з обчислювача і перетворювачів температури та тиску газу (схема конфігурації вузла обліку наведена на рис. 4).

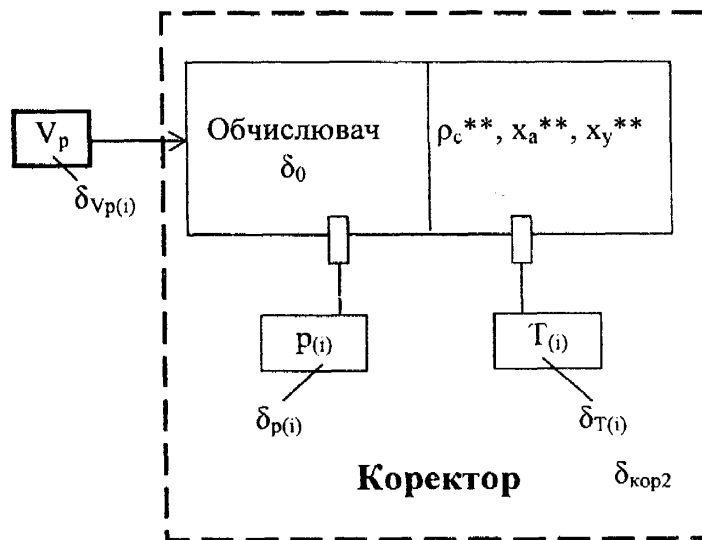


Рис. 4

4.3.3 Якщо дозволяється (за умов, які можуть бути наведені в інших нормативних документах, наприклад – у Правилах) використовувати сталі значення тиску та коефіцієнта стисливості газу (температура газу  $T_{(i)}$  вимірюється), коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою

$$C_{(i)} = (p^{**} \cdot T_c) / (T_{(i)} \cdot p_c \cdot K^{**}). \quad (13)$$

У цьому випадку коефіцієнт стисливості газу обчислювач не розраховує, а його стало значення  $K^{**}$ , яке розраховано згідно з ГОСТ 30319.2 за методами GERG-91 мод., або NX-19 мод. за сталих значень температури  $T^{**}$ , тиску  $p^{**}$  густини газу за стандартних умов  $p_c^{**}$ , молярних часток азоту  $x_a^{**}$  та діоксиду вуглецю  $x_y^{**}$  у газі, використовується під час розрахунку обчислювачем коефіцієнту перетворення.

Сталі значення  $p_c^{**}$ ,  $x_a^{**}$ ,  $x_y^{**}$  визначаються за п. 4.3.2.

Сталі значення  $T^{**}$ , та  $p^{**}$  визначаються як середні статистичні за час спостережень на конкретному вузлі обліку значення температури  $T_{сер}$  та тиску  $p_{сер}$  газу що розраховуються за формулою (9) за умов заміни позначень  $p_{ат}^{**}$ ,  $p_{атсер}$ ,  $p_{ат(r)}$  відповідно на  $T^{**}$ ,  $T_{сер}$ ,  $T_{(r)}$ , та на  $p^{**}$ ,  $p_{сер}$ ,  $p_{(r)}$ .

Стале значення  $p^{**}$  використовується і під час обчислення коефіцієнту перетворення за формулою (13).

У цьому разі коректор складається з обчислювача і перетворювача температури та здійснює зведення об'єму газу лише до стандартної температури (схема конфігурації вузла обліку наведена на рис. 5).

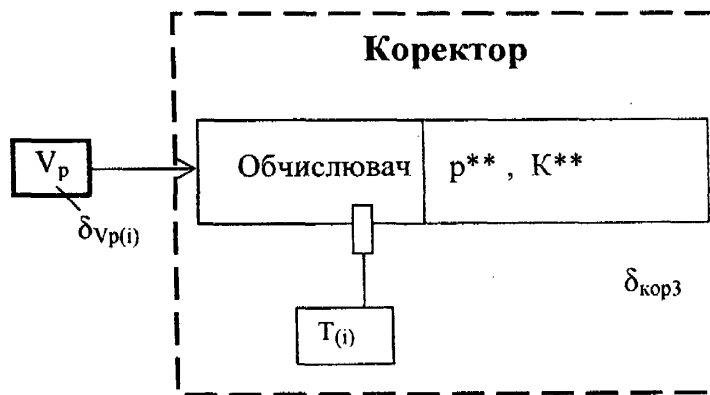


Рис. 5

4.3.4 Якщо дозволяється (за умов, які можуть бути наведені в інших нормативних документах, наприклад – у Правилах) використовувати сталі значення коефіцієнта стисливості газу (температура та тиск газу вимірюється), коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою

$$C_{(i)} = (p_{(i)} \cdot T_c) / (T_{(i)} \cdot p_c \cdot K^{**}) \quad (14)$$

Коефіцієнт стисливості обчислювач не обчислює проте його стало значення  $K_{ст}^{**}$ , яке розраховано за сталих значень температури, тиску та характеристик фізико-хімічних властивостей газу ( $T^{**}$ ,  $p^{**}$ ,  $p_c^{**}$ ,  $x_a^{**}$ ,  $x_y^{**}$ ) використовується в обчислювачі під час

Обчислення коефіцієнту перетворення. Сталі значення  $T^{**}$ ,  $p^{**}$ ,  $\rho_c^{**}$ ,  $x_a^{**}$ ,  $x_y^{**}$  визначаються за п. 4.3.3.

У цьому разі коректор складається з обчислювача і перетворювачів температури та абсолютного тиску газу. Нормування похибок коректора здійснюється комплексно з врахуванням похибок перетворювачів температури і тиску газу та похибок обчислювача при перетворенні вхідних сигналів від перетворювачів та обчисленні об'єму газу за стандартних умов (схема конфігурації вузла обліку наведена на рис. 6).

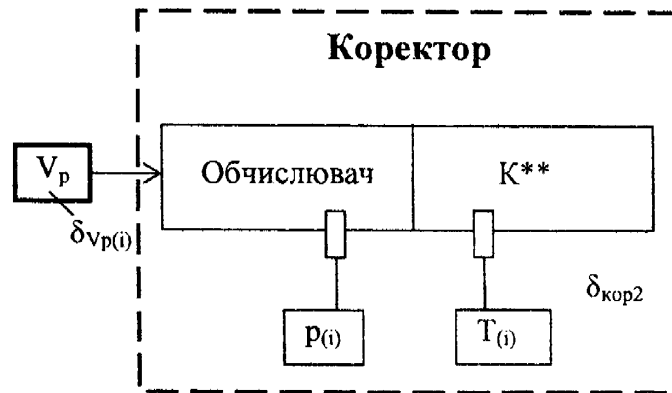


Рис.6

4.3.5 Якщо на вузлі обліку газу здійснюється вимірювання температури і тиску газу, а також – густини газу за стандартних умов, а необхідні для розрахунку коефіцієнту стисливості газу значення молярних часток азоту та діоксиду вуглецю у газі вводяться до вхідних умовно сталих для періоду часу  $\tau_{(i)}$  величин  $x_a^{*(i)}$ , та  $x_y^{*(i)}$  обчислювача у якості умовно сталих для періоду часу  $\tau_{(i)}$  величин  $x_a^{*(i)}$ , та  $x_y^{*(i)}$  обчислюють за формулою

$$C_{(i,k,j)} = (p_{(i)} \cdot T_c) / (p_c \cdot T_{(i)} \cdot K_{(i,k,j)}) \quad (15)$$

Коефіцієнт стисливості газу  $K_{(i,k,j)}$  розраховується обчислювачем згідно з ГОСТ 19.2 за методами GERG-91мод. або NX-19мод. за результатами вимірювань температури  $T_{(i)}$ , і тиску  $p_{(i)}$  газу, а також – густини газу за стандартних умов  $\rho_{c(k)}$ , та за умовно сталих значень молярних часток азоту  $x_a^{*(i)}$  та діоксиду вуглецю  $x_y^{*(i)}$  у газі. Значення  $x_a^{*(i)}$  та  $x_y^{*(i)}$  визначаються за п. 4.3.1.3.

У цьому разі коректор складається з обчислювача, потокового густиноміра і перетворювачів температури та тиску газу (схема конфігурації вузла обліку наведена на рис. 7).

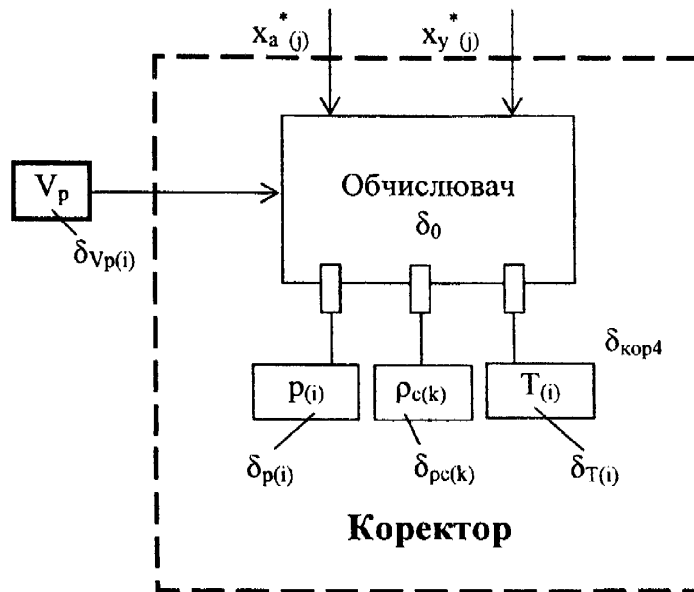


Рис. 7

4.3.6 Якщо до складу вузла обліку входять коректор та засоби вимірювань густини газу за стандартних та робочих умов, то коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою

$$C_{(k)} = \rho_{(k)} / \rho_{c(k)}. \quad (16)$$

У цьому разі коректор складається:

- з обчислювача та двох потокових густиномірів, якщо нормування похибок коректора та густиномірів здійснюється комплексно – з урахуванням похибок густиномірів та похибок обчислювача при перетворенні вхідних сигналів від густиномірів та обчисленні об'єму газу за стандартних умов (схема конфігурації вузла обліку наведена на рис. 8);

- лише з обчислювача, якщо нормування похибок коректора та густиномірів здійснюється роздільно (схема конфігурації вузла обліку наведена на рис. 9).

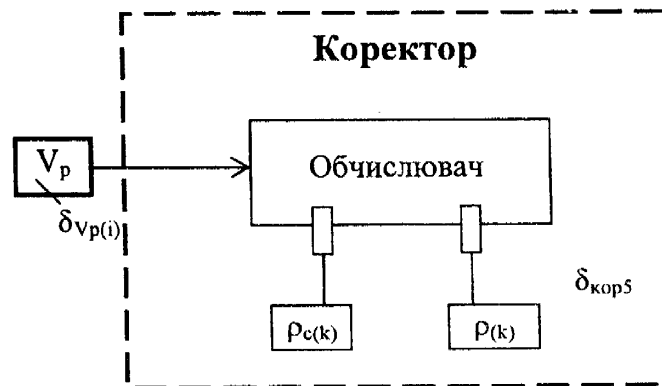


Рис. 8



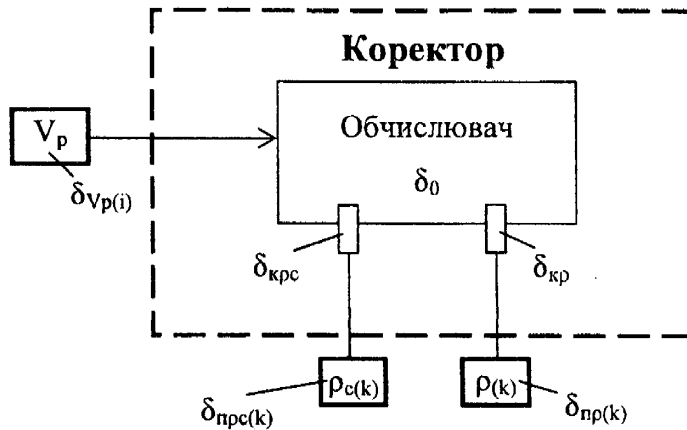


Рис.9

4.3.7 Якщо на вузлі обліку газу здійснюється вимірювання температури і тиску газу, також – молярних часток компонентів природного газу  $x_{i(k)}$  ( $x_{CH_4(k)}$ ,  $x_{C_2H_6(k)}$ , ...,  $x_{N_2(k)}$ ,  $x_{CO_2(k)}$ ,  $x_{H_2O(k)}$ ) за допомогою потокового хроматографа, то коефіцієнт перетворення обчислюють формулою

$$C_{(i,k)} = (p_{(i)} \cdot T_c) / (p_c \cdot T_{(i)} \cdot K_{(i,k)}) \quad (17)$$

Коефіцієнт стисливості газу  $K_{(i,k)}$  розраховується обчислювачем за результатами вимірювань температури  $T_{(i)}$ , тиску  $p_{(i)}$ , а також – компонентного складу газу  $x_{i(k)}$  за вимірюваннями AGA8-92DC або ВНИЦ СМВ у відповідності з ГОСТ 30319.2.

У цьому разі коректор складається з обчислювача і перетворювачів температури та тиску газу (схема конфігурації вузла обліку наведена на рис. 10).

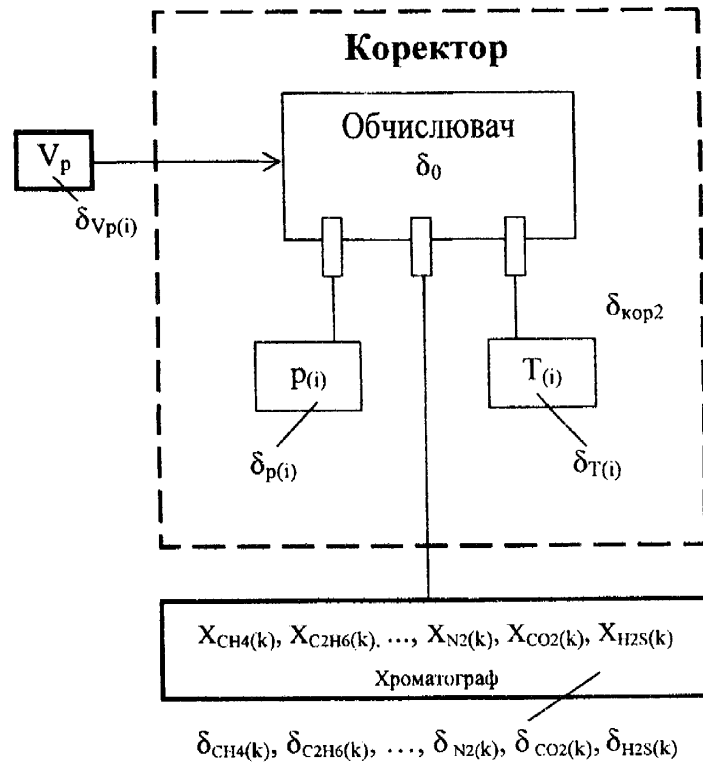


Рис.10

#### 4.4 Накопичення об'єму газу за стандартних умов

Якщо на вузлі обліку газу вимірювання здійснюються у відповідності з п. 4.3.1, а коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою (7), то накопичення об'єму газу за стандартних умов здійснюють згідно з формулою

$$V_C = \sum_j \sum_i V_{C(i,j)} \quad (18)$$

Якщо на вузлі обліку газу вимірювання здійснюються у відповідності з пунктами 4.3.2, 4.3.3 або 4.3.4, а коефіцієнт перетворення обчислюють за формулами (11), (13) або (14), то накопичення об'єму газу за стандартних умов здійснюють згідно з формулою

$$V_C = \sum_i V_{C(i)} \quad (19)$$

Якщо на вузлі обліку газу вимірювання здійснюються у відповідності з п. 4.3.5, а коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою (15), то накопичення об'єму газу за стандартних умов здійснюють згідно з формулою

$$V_C = \sum_j \sum_k \sum_i V_{C(i,k,j)} \quad (20)$$

Якщо на вузлі обліку газу вимірювання здійснюються у відповідності з п. 4.3.6, а коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою (16), то накопичення об'єму газу за стандартних умов здійснюють згідно з формулою

$$V_C = \sum_i V_{C(k)} \quad (21)$$

## 5 ВИМОГИ ДО ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАНЬ

### 5.1 Загальні вимоги до засобів виміральної техніки та допоміжних пристроїв

При проведенні вимірювань повинні застосовуватись ЗВТ, що занесені до Державного реєстру, або такі, що пройшли державну метрологічну атестацію.

В ЕД на ЗВТ, що використовуються, повинні бути чинні за терміном відмітки (свідоцтва) про повірку цих ЗВТ згідно з ДСТУ 2708 чи державну метрологічну атестацію згідно з ДСТУ 3215.

Діапазони вимірювань вимірвальних перетворювачів температури та тиску повинні відповідати діапазонам зміни, відповідно температури та тиску газу. Діапазон зміни витрати газу за робочих умов на конкретному вузлі обліку не повинен виходити за границі діапазону витрати газу, за яким нормовані похибки лічильника газу.

Для виключення несанкціонованого втручання в роботу ЗВТ, яке може вплинути на результати вимірювань, ці ЗВТ повинні бути опломбовані в належних (за ЕД) для цього місцях.

ЗВТ, які живляться від електричних мереж та на яких можливе відключення електроживлення, мають бути обладнані джерелом безперебійного електроживлення для забезпечення їх функціонування у робочому стані протягом не менше трьох діб.

Експлуатація ЗВТ має здійснюватись згідно з документацією, яка надається їх виробником.

У випадку застосування ЗВТ, у яких нормована зведена похибка, рекомендується, щоб максимальне значення вимірюваного параметра було якнайближче до 90 % верхньої границі вимірювань конкретного ЗВТ.

У необхідних випадках на трубопроводі для формування необхідної структури потоку перед лічильником встановлюють струминовипрямлячі, турбулізатори та інші пристрої.

Для захисту лічильника від смолистих речовин, що знаходяться в природному газі, бруду, піску, металевої окалини, іржі й інших твердих часток варто застосовувати газові фільтри.

У випадках неприпустимості переривання потоку газу при проведенні робіт, зв'язаних з відключенням або демонтажем лічильника, а також з метою недопущення шкодження лічильника при пусконаладжувальних роботах трубопровід обладнують байпасною лінією. При цьому забезпечують контроль герметичності перекриття байпасної лінії.

## 5.2 Вимоги до лічильника газу

Тип та типорозмір лічильника обираються у залежності від характеристик газоспоживаючого обладнання і повинні бути такими, щоб виконувались умови:

$$q_{\min} \leq q_{\min o} \cdot (t_{\max o} + 273,15) / (A \cdot p_{\min o}); \quad (22)$$

$$q_{\max} > 1,1 \cdot q_{\max o} \cdot (t_{\min o} + 273,15) / (A \cdot p_{\max o}); \quad (23)$$

Значення  $q_{\min}$  та  $q_{\max}$  визначаються згідно з технічною документацією на лічильник газу. Для лічильників з максимальною об'ємною витратою газу більше  $65 \text{ м}^3/\text{год}$  з будь-яким-тиском співвідношення  $q_{\max} / q_{\min}$  має бути не менше ніж 20/1.

Значення  $q_{\min o}$  та  $q_{\max o}$  визначаються за даними експлуатаційної документації на газоспоживаюче обладнання. Лічильники газу мають імпульсні вихідні сигнали.

## 5.3 Вимоги до засобів вимірювань температури газу

Для засобів вимірювань температури газу повинні виконуватись умови:

$$(t_{\min o} + 273,15) \leq (t_{\min} + 273,15); \quad (24)$$

$$(t_{\max o} + 273,15) \leq (t_{\max} + 273,15). \quad (25)$$

## 5.4 Вимоги до засобів вимірювань тиску газу

Верхня границя вимірювань ЗВТ тиску повинна перевищувати максимальний робочий тиск газу у газопроводі на (10...15) %.

Місце відбору тиску повинно розташовуватись в корпусі лічильника газу.

Якщо конструкцією лічильника газу це не передбачено, допускається виконувати відбір тиску перед лічильником газу на відстані від нього  $(1 \pm 0,05) \cdot DN$ .

## 5.5 Вимоги до коректорів об'єму газу

Коректори повинні забезпечувати:

- безперервне вимірювання об'єму природного газу за стандартних умов;
- вимірювання поточного часу;
- можливість корекції ходу вмонтованих годинників коректорів;
- автоматичний перехід на «літній» і «зимовий» час;
- можливість зміни паролів першого рівня;
- можливість періодичного введення до пам'яті коректорів та реєстрації значень умовно сталих величин (густини газу за стандартних умов, молярних часток азоту та діоксиду вуглецю у газі, тощо) як безпосередньо на місці експлуатації, так і дистанційно (по каналах зв'язку);
- можливість перегляду і зміни параметрів налаштування коректора;

- можливість заміни показів перетворювачів і лічильника газу константами і вибору меншого звітного інтервалу часу при проведенні повірки коректора.

- формування вихідного аналогового струмового сигналу 0-5 мА, 4-20 мА або 0-20 мА за ГОСТ 26.011, що несе інформацію щодо одного з параметрів (витрата, тиск, температура газу тощо);

- можливість обміну інформацією з ПЕОМ або системою верхнього рівня за промисловими інтерфейсами RS-485 або RS-232;

- можливість самодіагностики з ідентифікацією виду несправності, часу її виникнення та усунення.

Коректори повинні бути обладнані індикаторами для відображення інформації на збір оператора, що мають не менш ніж 16 знакомиць. Індикатори повинні відображати точні значення температури та тиску газу, коефіцієнту стисливості газу, об'ємної витрати та об'єму газу за робочих умов, об'єму газу за стандартних умов, коефіцієнту перетворення, коригувального коефіцієнту (якщо застосовують), скоригованого об'єму (якщо застосовують), тощо із зазначенням одиниць вимірювань.

Додатково на індикаторі коректора об'єму газу, незмивними позначками на постійно прикріпленій табличці, на прикріпленому зовні індикаторі або комбінацією вищезгаданих способів може бути відображено таке:

б) коригувальна функція (якщо застосовують);

в) аварійні сигнали;

г) введені дані, що впливають на метрологічний результат;

д) посилання на метод обчислення коефіцієнта стисливості або на встановлену константу (якщо застосовують);

е) властивості газу, які використовують під час обчислення коефіцієнта стисливості;

ж) верхня і нижня межі діапазонів перетворення перетворювачів температури та абсолютного чи надлишкового тиску газу;

і) значення яке показує об'єм на один імпульс або кількість імпульсів на одиницю об'єму за умов вимірювань;

к) очікуваний строк служби батареї (якщо її встановлено);

л) серійні номери перетворювачів (якщо вони є) тощо.

Тривалість циклу вимірювань і обчислень об'єму газу має бути не більша:

- 5 секунд - для коректорів із зовнішнім джерелом електроживлення;

- 30 секунд - для коректорів з автономним джерелом електроживлення;

У коректорі повинен бути передбачений режим роботи, що призначений для обслуговування вузла обліку оператором. Вхід у цей режим повинен здійснюватися за

паролем першого або другого рівнів (при вході в режим без пароля зміна параметрів настроювання коректора повинна бути неможлива). У цьому режимі оператору вузла повинна надаватися можливість перегляду і зміни параметрів настроювання коректора.

Орієнтовний перелік основних параметрів, які можуть бути змінені оператором:

- найменування підприємства-власника вузла обліку;
- найменування вузла обліку;
- мережева адреса системного інтерфейсу;
- поточний час і дата;
- інтервал часу усереднення інформації, що задається користувачем;
- дозвіл на автоматичний перевід годинника на зимовий/літній час
- час і дата автоматичного переводу годинника на зимовий/літній час;
- контрактна година;
- ціна імпульсу вихідного сигналу лічильника газу або коефіцієнт перетворення лічильника газу;
- атмосферний тиск (при використанні перетворювача надлишкового тиску);
- мінімальне допустиме для лічильника значення об'ємної витрати газу за робочих умов;
- максимальне допустиме для лічильника значення об'ємної витрати газу за робочих умов;
- значення об'ємної витрати газу за робочих умов за якого змінюється нормування похибок лічильника;
- мінімальний допустимий тиск газу;
- максимальний допустимий тиск газу;
- мінімальна допустима температура газу;
- максимальна допустима температура газу;
- метод розрахунку коефіцієнта стисливості (GERG-91 мод., NX-19 мод., тощо);
- густина газу за стандартних умов;
- вміст діоксиду вуглецю у газі;
- вміст азоту у газі.

**Примітка.** Якщо у коректорі здійснюється розрахунок коефіцієнта стисливості газу, запис введених параметрів у робочу програму повинен блокуватися при спробі ввести значення густини газу за стандартних умов, вмісту азоту та діоксиду вуглецю у природному газі, які виходять за границі, що зазначені у нормативних документах на методи розрахунку коефіцієнта стисливості газу.

## 5.6 Вимоги до засобів вимірювань густини газу

### 5.6.1 Вимірювання густини газу за робочих умов

Вимірювання густини газу за робочих умов проводять відповідно до вимог технічної документації на густиноміри, що застосовані. Для вимірювання густини газу за робочих умов допускається застосування густиномірів будь-якого типу, що враховують зміну складу газу, його температури та тиску у місці вимірювань.

Відстеження зміни густини газу забезпечують створенням потоку газу через впливний елемент густиноміра.

У загальному випадку тиск і температура, а отже, і густина газу за робочих умов в впливовому елементі густиноміра відрізняються від значень цих параметрів у місці відбору проб. Тому показання густиноміра коректують урахуванням різниці тиску і температури густиномірі та місцях відбору проб за формулою

$$\rho_n = \rho_o \cdot (p_n \cdot T_o / p_o \cdot T_n) = \rho_o \cdot [(1 - \Delta T / T_n) / (1 - \Delta p_r / p_n)], \quad (26)$$

де  $\rho_n$ ,  $T_n$ ,  $p_n$  – відповідно густина, абсолютна температура та абсолютний тиск газу у місці відбору проби;

$\rho_o$ ,  $T_o$ ,  $p_o$  – відповідно густина, абсолютна температура та абсолютний тиск газу в впливовому елементі густиноміра;

$$\Delta p_r = p_n - p_o;$$

$$\Delta T = T_n - T_o.$$

### 5.6.2 Вимірювання густини газу за стандартних умов

Густину газу за стандартних умов вимірюють або розраховують по відомому компонентному составу.

Для вимірювання густини газу за стандартних умов застосовують потокові густиноміри будь-якого типу, показання яких не залежать від змін температури тиску вимірюваного й навколишнього середовищ а також не змінюють структуру потоку.

Місце відбору проб повинне бути обладнане на трубопроводі відповідно до вимог ГОСТ 18917.

Допускається визначати густину газу за стандартних умов за ГОСТ 17310.

Розрахунок густини газу за стандартних умов по відомому компонентному складу виконують відповідно до ГОСТ 30319.1.

Частоту визначення густини газу за стандартних умов встановлюють, виходячи з вимог до похибок вимірювань і можливих змін значень густини за інтервали часу між



вимірюваннями. Число проб  $R$  за звітний період часу за довірчої імовірності  $s = 0,95$  визначають за формулою

$$R = 1 + \exp\{(C \cdot Z / 2 \cdot B) + [(C \cdot Z / 2 \cdot B)^2 + (Z - A) / B]^{0,5}\}, \quad (27)$$

де  $R$  – необхідна кількість проб;

$$C = 2,82837;$$

$$B = 2,50960;$$

$$A = -8,04445;$$

$$Z = 2 \cdot \ln(S / \Delta' \rho_c);$$

$\Delta' \rho_c$  – необхідна абсолютна похибка вимірювань  $\rho_c$ ;

$S$  – СКВ, яке розраховується за формулою

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{r=1}^m \rho_{cr}^2 - \frac{1}{m} \left( \sum_{r=1}^m \rho_{cr} \right)^2}{m-1}}, \quad (28)$$

де  $m$  – початкова кількість проб ( $m \geq 4$ ), яка необхідна для визначення СКВ;

$\rho_{cr}$  – густина газу за стандартних умов у  $r$ -й пробі;

Отримане значення  $R$  округлюють до найближчого цілого числа.

### 5.7 Вимоги до засобів вимірювань компонентного складу природного газу

Вимірювання мольних або об'ємних часток компонентів природного газу проводять відповідно до вимог технічної документації на хроматографи, що застосовані. Для вимірювань допускається застосування хроматографів будь-якого типу, що призначені для вимірювань мольних або об'ємних часток компонентів природного газу. Для забезпечення можливості розрахунку за допомогою коректора коефіцієнта стисливості природного газу за методами AGA8-92DC та ВНИЦ СМВ хроматограф повинен дозволяти виконання вимірювань мольних часток компонентів (%) природного газу у наступних діапазонах:

Метан – від 65 до 100; етан –  $\leq 15$ ; пропан –  $\leq 3,5$ ; бутани –  $\leq 1,5$ ; сірководень –  $\leq 30$ ; азот –  $\leq 15$ ; діоксид вуглецю –  $\leq 15$ ; інші –  $\leq 1$  (ВНИЦ СМВ) та  $\leq 0,02$  (AGA8-92DC).

## 6 ВИМОГИ ДО МОНТАЖУ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАНЬ ТА ТЕХНІЧНИХ ПРИБОРІВ, ЩО ВИКОРИСТОВУЮТЬСЯ

### 6.1 Вимоги до монтажу лічильника газу

Лічильник монтують на ВТ відповідно до вимог технічної документації на конкретний лічильник, які встановлені при затвердженні його типу для:

- відхилення форми перетину ВТ від кола;

- припустимих відхилень внутрішніх діаметрів лічильника та ВТ,
- довжин прямих ділянок ВТ до і після лічильника,
- зсуву осей лічильника та ВТ,
- кутового відхилення осі корпусу лічильника від горизонталі або вертикалі.

**6.1.1** Лічильник газу повинен бути встановленим між двох прямих ділянок трубопроводу круглого перерізу з тим же номінальним діаметром DN, що і у лічильника газу.

Кожна з ділянок трубопроводу вважається круглою, якщо будь-яке з не менш як 4-х значень його діаметра, виміряних в одній площині через рівні кути, відрізняється від середнього арифметичного цих значень не більше, ніж на:

- ± 1 % – у перетині на відстані від 0 до DN перед лічильником;
- ± 2 % – у перетині безпосередньо після лічильника.

**Примітка.** Контроль відхилення форми перетину ВТ від кола проводять тільки для трубних і вихрових лічильників.

Внутрішній діаметр ВТ допускається визначати безпосередніми вимірюваннями або методом вимірювання зовнішнього діаметра ВТ і товщини його стінки з наступним численням.

При безпосередньому вимірюванні внутрішнього діаметра ВТ відносні похибки вимірювального інструменту не повинні виходити за межі ± 0,3 %.

Похибки вимірювальних інструментів при вимірюванні зовнішнього діаметра ВТ і товщини стінки, вибирають виходячи з необхідності дотримання умови:

$$| [(D_n / D)^2 \cdot \delta_{Dn}^2 + 4 \cdot (h / D)^2 \cdot \delta_h^2]^{0,5} | \leq 0,3 \%, \quad (29)$$

Результати вимірювань внутрішнього діаметра ВТ зводять до температури 20 °C за формулою

$$D_{20} = D / K_T, \quad (30)$$

де

$$K_T = 1 + \alpha_T \cdot (t_T - 20) \quad (31)$$

За результатами вимірювань оформлюють акт вимірювань внутрішнього діаметра ВТ.

**6.1.2** Довжини прямих ділянок трубопроводу повинні відповідати вимогам технічної документації на лічильник газу.

За відсутністю цих даних, довжини прямих ділянок трубопроводу перед та після лічильника газу повинні бути не менше, відповідно, ніж 20·DN та 5·DN.

За умов використання струминовипрямляча довжина прямої ділянки трубопроводу перед лічильником газу може бути зменшена до  $5 \cdot DN$ . У цьому разі відстань між струминовипрямлячем та найближчим місцевим опором перед ним повинна бути не менше ніж  $3 \cdot DN$ .

**6.1.3** На відстані більше  $2 \cdot DN$  від лічильника ВТ може бути складовим. Висота уступу перед лічильником не повинна перевищувати 0,5 % від внутрішнього діаметра лічильника – для турбінних і вихрових лічильників і 1 % – для ротаційних лічильників.

Висота уступу після лічильника не повинна перевищувати 1 % від внутрішнього діаметра лічильника – для турбінних і вихрових і 2 % – для ротаційних лічильників.

Якщо різниця діаметрів складових частин ВТ перевищує 1 %, то допускається застосування конусних переходів.

У випадку застосування конусних переходів для сполучення ВТ і лічильника їхня конструкція та геометричні розміри повинні відповідати вимогам технічної документації на конкретний лічильник.

Конусні перехідники, що використовуються для з'єднання лічильника газу і трубопроводу, не вважаються місцевими опорами, якщо виконуються умови:

$$1,0 \leq D_2/D_1 \leq 1,1; \quad (32)$$

$$0 < (D_2 - D_1)/L_{\Pi} \leq 0,2; \quad (33)$$

де  $D_2$  та  $D_1$  – внутрішні діаметри перерізів на кінцях перехідників ( $D_2 > D_1$ );

$L_{\Pi}$  – довжина перехідника.

Застосування інших конструкцій конусних переходів дозволяється, якщо це оговорено в технічній документації на конкретний лічильник газу.

**Примітка.** Вимоги за пп. 6.1.2 та 6.1.3 встановлені за умови відсутності відповідних вимог в ЕД на лічильник газу.

**6.1.4** Неспіввісність вхідного отвору лічильника газу та вихідного отвору трубопроводу перед ним не повинна перевищувати 0,3 % від значення діаметру трубопроводу для турбінних лічильників газу та 0,05 % від значення діаметру трубопроводу для інших типів лічильників газу, якщо інше не зазначено в ЕД на лічильники газу.

**6.1.5** Необхідність встановлення фільтрів перед лічильником газу та технічні вимоги до ступеня очистки газу встановлюються розробником лічильника газу.

**6.1.6** Ущільнювальні прокладки не повинні виступати у внутрішню порожнину трубопроводу. Рекомендована товщина плоских прокладок – не більше 3 мм.

**6.1.7** Допускається використовувати для виготовлення прямих ділянок ВТ зварені труби за умови, що шов зварених труб не є спіральним.

Висота валика кільцевого шву на внутрішній поверхні прямої ділянки ВТ і прямого звареного трубопроводу не повинна перевищувати  $0,005D$  – на ділянці ВТ довжиною  $D$  перед лічильником і  $0,01D$  – на ділянці ВТ довжиною  $2D$ , розташованої після лічильника.

**Примітка.** Всі лінійні розміри, що наведені в розділі 6 та далі за текстом, мають однакові одиниці вимірювань.

## 6.2 Вимоги монтажу засобів вимірювань температури газу

6.2.1 Перетворювач температури (далі – ПТ) або його захисна гільза (за її наявності) повинні встановлюватися в трубопровід або безпосередньо в лічильник газу.

6.2.2 Якщо в корпусі лічильника передбачене місце для встановлення ПТ або його захисної гільзи, то їх треба встановлювати в корпус лічильника.

6.2.3 Гільза ПТ (за її наявності) повинна бути заповнена рідким технічним мастилом.

6.2.4 Якщо ПТ або його гільза (за її наявності) встановлюються в трубопровід, то вони повинні розташовуватись після лічильника газу на відстані  $L_t$ , що відповідає умові:

$$2,5 \cdot DN < L_t < 5 \cdot DN. \quad (34)$$

6.2.5 Глибина занурення ПТ або гільзи (за її наявності) у трубопровід  $l_r$  (відстань між кінцівкою трубопроводу та кінцівкою гільзи термометру в площині, що перпендикулярна до осі трубопроводу) повинна відповідати умові

$$0,3 \cdot DN \leq l_r \leq 0,7 \cdot DN; \quad (35)$$

6.2.6 Допускається встановлення ПТ або гільзи (за її наявності) у трубопроводі та розширювачі таким чином, як це наведено на рисунку 11.

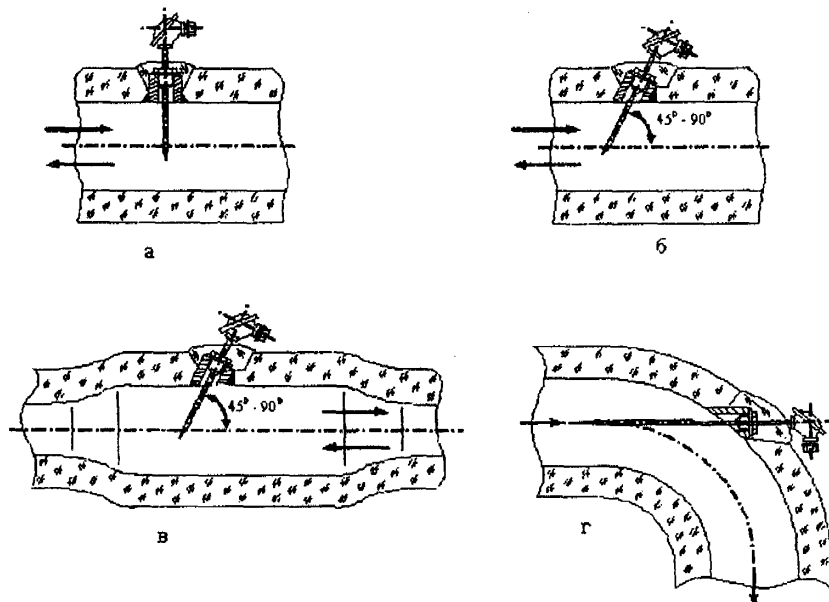


Рисунок 11. Схеми розташування чутливого елемента вимірювального перетворювача температури:

а) радіальне; б) похиле; в) в розширювачі; г) на коліні

**6.2.7** Діаметр ПТ або його захисної гільзи (за її наявності) повинен бути не більше  $0,13 \cdot DN$ .

**6.2.8** Між лічильником газу та ПТ або його гільзою не повинно бути інших місцевих опорів (за виключенням варіанту, який наведено на рис. 11 в)).

**Примітки.**

1. Розширювач повинен відповідати вимогам ДСТУ ГОСТ 8.586.5.
2. Вимоги за пп. 6.2.3... 6.2.8 встановлені за умови відсутності відповідних вимог в ЕД на лічильник газу.

**6.3 Вимоги до монтажу засобів вимірювань тиску газу**

**6.3.1** Якщо отвір для відбору тиску знаходиться у трубопроводі, то він повинен мати круглий переріз та розташовуватись радіально до вісі трубопроводу. При горизонтальному розташуванні трубопроводу цей отвір повинен розміщуватись у верхній точці перерізу трубопроводу перпендикулярно до його вісі з відхиленням від вертикалі не більше ніж на  $45^{\circ}$ . Значення діаметру отвору для відбору тиску не повинно перевищувати значення, яке дорівнює  $0,13 \cdot DN$ , а також 13 мм. Кант отвору не повинен мати заусенців на внутрішній поверхні трубопроводу.

**6.3.2** З'єднувальна (імпульсна) лінія повинна бути прокладена по найкоротшому можливому шляху та мати уклін до горизонталі не менше ніж 1:12. Довжина з'єднувальної лінії не повинна перевищувати 16 м.

Матеріал з'єднувальної лінії повинен бути корозійностійким до газу та його конденсату.

**6.4 Вимоги до монтажу коректора газу**

За необхідністю повинна бути забезпечена можливість встановлення коректора у вибухонебезпечних зонах приміщень і зовнішніх установок.

Коректор у цьому випадку повинен відповідати документам, що регламентують застосування електроустаткування у вибухонебезпечних зонах.

Повинно бути передбачено перехідний пристрій гальванічного розподілу між коректором і комп'ютером або модемом RS 232. Живлення перехідного пристрою RS 232 повинно здійснюватися від вмонтованої батареї. Перехідний пристрій RS 232 повинен бути призначений для установки поза вибухонебезпечними зонами, мати іскробезпечні електричні ланцюги рівня "ia" і відповідати вимогам ГОСТ 22782.5-78.

## 6.5 Вимоги до монтажу засобів вимірювань густини газу

Пристрої, які застосовувані на вході густиномірів для очищення проб від домішок (фільтри та осушувачі), не повинні змінювати основний склад контрольованого газу.

Відстань між лічильником і пробовідбірним пристроєм густиноміра або його чутливим елементом (у випадку їхнього розміщення безпосередньо у ВТ) повинна бути не менше мінімальної необхідної довжини прямої ділянки ВТ між лічильником та найближчим місцевим опором. У цьому випадку виключається вплив на показання лічильника перекручувань структури потоку газу, які обумовлені установкою пробовідбірного пристрою густиноміра або його чутливого елемента у ВТ.

## 6.6 Вимоги до монтажу хроматографа

Хроматограф повинен бути встановлений у відповідності з вимогами ЕД та інших нормативних документів, що на нього поширюються.

# 7 УМОВИ ВИКОНАННЯ ВИМІРЮВАНЬ

Вимірювання повинні виконуватись за наступних умов:

а) якість газу, що закуповується за зовнішньоекономічними контрактами та реалізується споживачу, має відповідати вимогам ГОСТ 5542-87, або іншим чинним нормативним документам;

б) якість газу, що видобувається на території України і реалізується споживачам, має відповідати чинним нормативним документам;

в) умови застосування ЗВТ повинні відповідати вимогам підприємства-виробника, які нормовані в ЕД на них, відносно наступних параметрів і характеристик:

- кліматичні умови експлуатації;
- діапазони змін параметрів, які вимірюються;
- допустимі напруженості постійних і змінних магнітних полів, а також рівні промислових радіоперешкод;
- припустимий рівень вібрацій трубопроводу;
- припустимий рівень пульсацій параметрів потоку;
- параметри енергоживлення;

г) на всі ЗВТ повинні бути наявні свідоцтва про перевірку, або відбитки повірних свідчень;

д) всі ЗВТ та допоміжне обладнання повинні використовуватись у відповідності з вимогами чинних для них документів щодо експлуатації та безпеки;

е) роботи з монтажу, демонтажу та ремонту ЗВТ повинні здійснюватись за умов відключення від них електричного живлення та відсутності тиску газу у ВТ.

Діапазони змін параметрів, які вимірюються за допомогою ЗВТ, повинні знаходитись у діапазонах використання цих засобів з нормованими метрологічними характеристиками.

## **8 ВИМОГИ ДО БЕЗПЕКИ ПРОВЕДЕННЯ ВИМІРЮВАНЬ**

При проведенні вимірювань необхідно дотримуватись вимог безпеки, що вказані в ЕД на ЗВТ, що використовуються.

## **9 ВИМОГИ ДО КВАЛІФІКАЦІЇ ОПЕРАТОРІВ**

До виконання вимірювань допускаються особи, які вивчили ЕД на ЗВТ, що використовуються, пройшли інструктаж з техніки безпеки, та мають досвід вимірювань тиску, температури, витрати та об'єму газу.

## **10 ПІДГОТОВКА ДО ВИМІРЮВАНЬ ТА ЇХ ПРОВЕДЕННЯ**

Перед проведенням вимірювань повинна бути проведена перевірка відповідності:

- характеристик ЗВТ, що використовуються умовам їх експлуатації;
- монтажу ЗВТ вимогам ЕД, яка поширюється на них;
- умов виконання вимірювань вимогам, які розглянуті у розділі 7 цієї методики.

Відповідно до вказівок ЕД всі ЗВТ приводять у робочий стан.

Для недопущення ушкодження лічильника при пусконаладжувальних роботах запуск лічильника на робочий режим при наявності байпасного газопроводу проводять у наступній послідовності:

а) відкривають байпасний газопровід і подають газ до вимірювального трубопроводу в необхідному режимі експлуатації;

б) плавно відкривають запірний пристрій на вході лічильника та заповнюють вимірювальний трубопровід і лічильник газом до робочого тиску (при цьому рекомендується, щоб швидкість підвищення тиску не перевищувала 35 кПа/с);

в) плавно відкривають запірний пристрій на виході лічильника, не допускаючи різких стрибків витрати газу;

г) плавно закривають запірний пристрій байпасного газопроводу.

При запуску лічильника на робочий режим у випадку відсутності байпасного газопроводу послідовно виконують операції, зазначені в перерахуваннях б) і в).



Перевіряють герметичність всіх вузлів та з'єднань на вимірювальному трубопроводі та з'єднувальних (імпульсних) лініях. Після цього виконуються вимірювання об'єму газу.

## 11 ОБРОБКА РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАНЬ

Обробка результатів вимірювань всіх контрольованих параметрів здійснюється автоматично за допомогою обчислювальних пристроїв коректора.

### 11.1 Контроль аварійних ситуацій

До аварійних ситуацій відносяться ситуації за якими:

- поточні значення вимірюваних величин вийшли за границі встановлених діапазонів;
- розрахункові значення величин вийшли за границі, встановлені методикою виконання вимірювань;
- значення вихідних сигналів вимірювальних перетворювачів вийшли за границі встановлених діапазонів;
- відсутнє електричне живлення, яке забезпечує функціонування коректора у штатному режимі;
- поточні значення вимірюваних величин замінено на константи однією стороною договору на постачання газу без погодження з іншою стороною цього договору;
- немає інформації від перетворювача тиску газу;
- немає інформації від перетворювача температури газу.

Коректори повинні накопичувати та зберігати протягом не менше сорока п'яти діб (якщо інше не визначене чинними нормативними документами) інформацію про час і характер аварійних ситуацій з зазначенням часу початку і кінця таких ситуацій та інформацію про втручання у роботу коректорів (зміна конфігурації, градування вимірювальних перетворювачів параметрів газу, час внесення та чисельні значення умовно сталих та сталих величин).

Для розширення функціональних можливостей мікропроцесора допускається вивчення аварійних ситуацій. Розшифрування кодів аварійних ситуацій повинно надаватись розробником в експлуатаційній документації на коректор.

У період з початку та до закінчення аварійної ситуації (далі – пауза) заповнення баз даних обліку газу коректора повинно виконувати автоматично.

У разі заміни поточних значень вимірюваних величин на константи (які, наприклад, вносяться під час спільних перевірок постачальником та споживачем технічного стану

комерційних вузлів обліку газу) дозволяється накопичення результатів вимірювань в основній базі даних.

### 11.2 Контроль позаштатних ситуацій

До позаштатних ситуацій відносяться ситуації, за якими поточна об'ємна витрата газу за робочих умов була менше мінімальної ( $q_{\min}$ ), чисельне значення якої наведено в експлуатаційній документації на лічильник газу. У разі виникнення таких ситуацій, під час проведення розрахунків об'єму газу за стандартних умов рекомендується за результати вимірювань об'єму газу за робочих умов приймати значення, що розраховується за формулою

$$V_{P(i)} = q_{\min} \cdot \tau_{(H)}, \quad (36)$$

У разі реалізації у коректорі розрахунків у відповідності з формулою (36), результати вимірювань об'єму газу заносяться до основної бази даних.

### 11.3 Вимоги до формування архівів

У коректорі повинні формуватися, зберігатися і виводитися на друкувальний пристрій такі типи архівів:

- за звітні інтервали найменшої тривалості;
- добовий – за звітний інтервал часу – контрактна доба;
- місячний – за звітний інтервал часу – контрактний місяць;
- архів параметрів настроювання і конфігурації;
- архів втручань оператора;
- архів аварій і позаштатних ситуацій.

#### 11.3.1 Вимоги до формування архіву інформації за звітні інтервали найменшої тривалості

Архів інформації за звітні інтервали найменшої тривалості повинен містити середні за інтервал часу, який встановлений користувачем у діапазоні від 5 до 30 хв., значення:

- абсолютного тиску газу;
- температури газу;
- об'ємної витрати газу за робочих умов;
- об'ємної витрати газу за стандартних умов;
- об'єму газу за робочих і стандартних умов.

У пам'яті коректора повинно зберігатися не менше 250 записів (якщо інше не визначене чинними нормативними документами).

### 11.3.2 Вимоги до формування добового архіву

У добовому архіві повинні міститися:

- дата (день, місяць, рік);
- час – початок і кінець кожної години з урахуванням контрактної години (година, хвилини);
- середні значення об'єму газу за робочих і стандартних умов, що облікований під час відсутності аварій і позаштатних ситуацій, за кожну годину від початку до кінця контрактної доби;
- сумарне значення об'єму газу за робочих умов, що облікований під час аварій і позаштатних ситуацій за задану контрактну добу;
- середні значення тиску, температури за кожну годину заданої контрактної доби з введенням одиниць вимірювань;
- сумарний час пауз в обліку газу за задану контрактну добу;
- сумарне значення об'єму газу за робочих і стандартних умов, що облікований під час відсутності аварій і позаштатних ситуацій, за задану контрактну добу;
- сумарне значення об'єму газу за робочих і стандартних умов, що облікований під час аварій і позаштатних ситуацій, за задану контрактну добу;
- середні значення абсолютного тиску і температури за задану контрактну добу;
- заводський номер коректора.

### 11.3.3 Вимоги до формування місячного архіву

У місячному архіві повинні міститися:

- дата (день, місяць, рік);
- час – початок і кінець кожної доби (години);
- середні значення об'єму газу за робочих і стандартних умовах, що облікований під час відсутності аварій і позаштатних ситуацій, за кожну добу від початку до кінця контрактного місяця;
- середні значення об'єму газу, що облікований під час аварій і позаштатних ситуацій, за кожну добу заданого контрактного місяця;
- середні значення тиску, температури за кожну добу заданого контрактного місяця;
- сумарний час пауз в обліку газу за заданий контрактний місяць;
- значення об'єму газу, обліченого під час відсутності аварій і позаштатних ситуацій, за заданий контрактний місяць;

- значення об'єму газу, що облікований під час аварій і позаштатних ситуацій, за заданий контрактний місяць;
- середні значення тиску і температури за заданий контрактний місяць;
- заводський номер коректора.

#### **11.3.4 Вимоги до формування архіву втручань оператора**

У архіві втручань оператора повинні міститися:

- поточні параметри конфігурації і настроювання коректора;
- дата і час кожного втручання;
- найменування змінених параметрів;
- старі значення змінених параметрів;
- нові значення змінених параметрів.

#### **11.3.5 Вимоги до формування архіву аварій і позаштатних ситуацій**

В архіві аварій і позаштатних ситуацій повинні міститися:

- номер запису;
- дата і час початку і кінця кожного звітного інтервалу часу;
- повний перелік аварій і позаштатних ситуацій, зафіксованих в архіві (дата і час початку і закінчення аварії або позаштатної ситуації, найменування аварії або позаштатної ситуації, об'єм газу за стандартних умов, що облікований коректором з моменту початку кожної контрактної доби до виникнення аварії або позаштатної ситуації);
- об'єм газу, що облікований під час відсутності аварій і позаштатних ситуацій, за звітні інтервали часу;
- середні значення абсолютного тиску та температури газу за звітні інтервали часу;
- час паузи в обліку газу за звітний інтервал часу;
- об'єм газу за робочих умов, що облікований під час аварій і позаштатних ситуацій, за звітний інтервал часу.

#### **11.4 Вимоги до виводу інформації з коректора**

Коректор повинен забезпечувати можливість виводу на індикатор і на комп'ютер:

- поточного значення абсолютного тиску газу;
- поточного значення температури газу;
- поточного значення об'ємної витрати газу за робочих умов;
- поточного значення об'єму газу за робочих і стандартних умов;
- коефіцієнта корекції об'єму газу;

- поточного часу.

### 11.5 Коригування об'єму газу за умов вимірювань

Мета коригування об'єму газу полягає у компенсації відомих похибок лічильника газу, в залежності від витрати газу за робочих умов. Коректор не обов'язково має бути здатним коригувати похибки лічильника.

Якщо коригування є, то формула (1) має вигляд

$$V_{C(i)} = A \cdot C \cdot V_p \cdot f(q_p), \quad (37)$$

Коригувальну функцію лічильника газу  $f(q_p)$  будують на базі залежності похибок лічильника газу від витрати газу за робочих умов.

Залежність похибок лічильника газу від витрати газу за робочих умов визначається під час дослідження характеристик похибок (калібрування) лічильника газу на випробувальному стенді наступним чином.

Визначають  $u$  діапазонів витрати газу за робочих умов. Рекомендовано обирати наступні діапазони витрати газу за робочих умов з шагом  $0,1 \cdot q_{\max}$ :

$$q_{\min} \dots 0,1 \cdot q_{\max}; \quad 0,1 \cdot q_{\max} \dots 0,2 \cdot q_{\max}; \quad \dots \quad 0,9 \cdot q_{\max} \dots q_{\max}.$$

У кожному  $u$ -му діапазоні визначають значення витрати газу за робочих умов  $q_{p(u)}$  та відповідні значення похибок лічильника газу  $\delta_{q_p(u)}$ . Далі, шляхом апроксимації визначають функцію, яка характеризує залежність похибок лічильника газу від витрати газу за робочих умов

$$\delta_{q_p} = F(q_p). \quad (38)$$

Метод апроксимації (лінійний, нелінійний) повинен бути відомий.

Характеристика похибок лічильника повинна відповідати фактичним умовам його експлуатації.

На базі функції  $F(q_p)$  будується коригувальна функція  $f(q_p)$ .

## 12 ВИЗНАЧЕННЯ ПОХИБОК ВИМІРЮВАНЬ

### 12.1 Визначення основних похибок вимірювань об'єму газу за стандартних умов

Значення основної відносної похибки вимірювань об'єму газу за стандартних умов  $V_c$  розраховують за формулою

$$\delta_{V_c} = [\delta_{V_p}^2 + \delta_C^2]^{0,5}. \quad (39)$$

## 12.2 Визначення основних похибок вимірювань об'єму газу за робочих умов

Відносна похибка вимірювань об'єму газу за робочих умов  $\delta_{Vp}$ , визначається як відносна похибка лічильника газу  $\delta_{Vp(i)}$  ( $\delta_{Vp(k)}$ ) при вимірюванні об'єму газу за інтервал часу  $\tau_i$  ( $\tau_k$ ) з урахуванням значення об'ємної витрати газу за робочих умов  $q_{(i)}$  ( $q_{(k)}$ ) в границях номінального діапазону витрати від  $q_{\min}$  до  $q_{\max}$ . У формулі (39) приймається:

-  $\delta_{Vp} = \delta_{Vp(i)}$  – якщо коефіцієнт перетворення розраховується за формулами (7), (11), (13), (14) або (15);

-  $\delta_{Vp} = \delta_{Vp(k)}$  – якщо коефіцієнт перетворення розраховується за формулою (16).

Значення відносних похибок лічильників газу та діапазони об'ємної витрати газу за робочих умов, у яких нормовані ці похибки, визначаються виробниками лічильників газу.

## 12.3 Розрахунок основних похибок визначення коефіцієнту перетворення

12.3.1 Якщо об'єм газу за стандартних умов  $V_{C(i,j)}$  вимірюють у відповідності з п. 4.3.1 цієї методики, коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою (7), коректор складається лише з обчисловача, а нормування похибок коректора і перетворювачів температури та тиску газу здійснюється окремо, то основні відносні похибки коефіцієнту перетворення визначаються наступним чином.

12.3.1.1 Якщо похибки коректора нормовані окремо, як похибки коректора при перетворенні вихідних сигналів від перетворювачів температури  $\delta_{\kappa T}$  та тиску  $\delta_{\kappa p}$  газу, а також похибки коректора при обчисленні об'єму газу за стандартних умов  $\delta_0$  (дивись рис. 1), відносні похибки коефіцієнта перетворення розраховують за формулою

$$\delta_C = \delta_{C(i,j)} = [\delta_0^2 + \delta_{p(i)}^2 + \delta_{T(i)}^2 + \delta_{K(i,j)}^2]^{0,5}, \quad (40)$$

Границі основної допустимої відносної похибки коректора при обчисленні об'єму газу за стандартних умов  $\delta_0$  визначаються виробником коректора та наводяться у технічній документації на коректор.

12.3.1.1.1 Відносні похибки вимірювань абсолютного тиску газу  $\delta_{p(i)}$  розраховують за формулою

$$\delta_{p(i)} = [\delta_{\kappa p}^2 + \delta_{pp(i)}^2]^{0,5}, \quad (41)$$

Границі основної допустимої відносної похибки коректора при перетворенні сигналу від перетворювача тиску  $\delta_{\kappa p}$  визначаються виробником коректора та наводяться у технічній документації на коректор.

Якщо використовують перетворювач тиску газу з цифровим вихідним сигналом у формулі (41) приймають  $\delta_{\kappa p} = 0$ .

Якщо виробником нормовані відносні похибки перетворювача абсолютного тиску, то значення  $\delta_{пр(i)}$  визначаються у відповідності з технічною документацією на перетворювач.

Якщо виробником нормована зведена похибка перетворювача абсолютного тиску газу  $\gamma_{рппа}$ , то відносні похибки  $\delta_{пр(i)}$  розраховується за формулою

$$\delta_{пр(i)} = (\gamma_{рппа} \cdot r_{рппа}) / p_{(i)}, \quad (42)$$

Значення  $\gamma_{рппа}$  та  $r_{рппа}$  визначаються виробником перетворювача абсолютного тиску та наводяться у технічній документації на цей перетворювач.

Якщо використовується перетворювач надлишкового тиску та барометр, значення  $\delta_{пр(i)}$  розраховують за формулою

$$\delta_{пр(i)} = [(\gamma_{рппн} \cdot r_{рппн} / p_{(i)})^2 + (100 \cdot B \cdot \Delta p_{ат} / p_{(i)})^2]^{0,5}, \quad (43)$$

де  $B$  – коефіцієнт, що залежить від одиниці вимірювань надлишкового тиску газу:

- $B = 1,3595 \cdot 10^{-3}$  – за умов використання “кгс/см<sup>2</sup>”;
- $B = 1,3332 \cdot 10^{-4}$  – за умов використання “МПа”.

Значення  $\gamma_{рппн}$  та  $r_{рппн}$  визначаються виробником перетворювача надлишкового тиску та наводяться у технічній документації на цей перетворювач.

Значення абсолютних похибок  $\Delta p_{ат}$  вимірювань атмосферного тиску визначаються виробниками відповідних ЗВТ, що використовуються для вимірювань атмосферного тиску.

Якщо у коректорі використовують сталі значення атмосферного тиску  $p_{ат}^{**}$ , то абсолютну похибку  $\Delta p_{ат}^{**}$  визначення сталої величини  $p_{ат}^{**}$  розраховують за формулою

$$\Delta p_{ат}^{**} = [\Delta p'_{ат}{}^2 + (p_{атmax} - p_{атmin})^2]^{0,5}. \quad (44)$$

У цьому випадку у формулі (43) замість  $\Delta p_{ат}$  використовують  $\Delta p_{ат}^{**}$ .

**12.3.1.1.2** Відносні похибки вимірювань температури газу  $\delta_{Т(i)}$  розраховують за формулою

$$\delta_{Т(i)} = [\delta_{кТ}{}^2 + \delta_{пТ(i)}{}^2]^{0,5}, \quad (45)$$

Границі допустимої абсолютної похибки коректора при перетворенні сигналу від перетворювача температури газу визначаються виробником коректора та наводяться у технічній документації на коректор.

Якщо виробником нормована відносна похибка перетворювача температури, то значення  $\delta_{пТ(i)}$  визначаються у відповідності з технічною документацією на перетворювач.

Якщо використовують перетворювач температури газу з цифровим вихідним сигналом у формулі (45) приймають  $\delta_{кТ} = 0$ .



Якщо виробником нормована абсолютна похибка перетворювача температури газу  $\Delta_{пт}$ , відносна похибка перетворювача температури газу  $\delta_{пт(i)}$  розраховується за формулою

$$\delta_{пт(i)} = 100 \cdot [\Delta_{пт} / T_{(i)}], \quad (46)$$

Границі основної допустимої абсолютної похибки перетворювача температури газу визначаються виробником перетворювача та наводяться у технічній документації на перетворювач.

Якщо перетворювач температури газу складається з вимірювального перетворювача температури та термоперетворювача опору, а їх похибки  $\Delta_{тИ}$  та  $\Delta_{то(i)}$  нормовані окремо, абсолютна похибка перетворювача температури газу  $\Delta_{пт(i)}$  розраховується за формулою

$$\Delta_{пт(i)} = (\Delta_{тИ}^2 + \Delta_{то(i)}^2)^{0,5}, \quad (47)$$

Границі основної допустимої абсолютної похибки вимірювального перетворювача температури, який є складовою частиною перетворювача температури газу, визначаються виробником перетворювача та наводяться у технічній документації на перетворювач.

Абсолютна похибка термоперетворювача опору  $\Delta_{то(i)}$  за температури  $t_{(i)}$  ( $t_{(i)} = T_{(i)} - 273,15$ ) визначається згідно з ДСТУ 2858 за формулами, які наведені у таблиці 2.

Таблиця 2

Термоперетворювач опору			
Тип	Клас допуску		
	A	B	C
ТСМ	$\Delta_{то(i)} = 0,15 + 0,002 \cdot  t_{(i)} $	$\Delta_{то(i)} = 0,25 + 0,0035 \cdot  t_{(i)} $	$\Delta_{то(i)} = 0,5 + 0,0065 \cdot  t_{(i)} $
ТСП	$\Delta_{то(i)} = 0,15 + 0,002 \cdot  t_{(i)} $	$\Delta_{то(i)} = 0,3 + 0,005 \cdot  t_{(i)} $	$\Delta_{то(i)} = 0,6 + 0,008 \cdot  t_{(i)} $

Якщо виробником вимірювального перетворювача температури нормовано значення зведеної похибки  $\gamma_{тИ}$ , то значення  $\Delta_{тИ}$  розраховується за формулою

$$\Delta_{тИ} = 0,01 \cdot (t_b - t_n) \cdot \gamma_{тИ}, \quad (48)$$

Значення  $t_b$ ,  $t_n$ ,  $\Delta_{тИ}$ , ( $\gamma_{тИ}$ ) визначаються виробниками вимірювальних перетворювачів температури газу та наводяться у технічній документації на перетворювач.

**12.3.1.1.3** Значення похибки розрахунку коефіцієнту стисливості газу за методами GERG-91мод., або NX-19мод.  $\delta_{K(i,j)}$  згідно з ГОСТ 30319.2 розраховують за формулою

$$\delta_{K(i,j)} = (\delta_{Kо(i,j)}^2 + \delta_{Kмд(i,j)}^2)^{0,5}, \quad (49)$$

Значення методичних відносних похибок розрахунку коефіцієнту стисливості газу  $\delta_{Kо(i,j)}$  дорівнюють значенням, які наведено у таблиці 3.

Таблиця 3

Метод розрахунку коефіцієнта стисливості газу	Значення змінних			
	$\rho_c^*(i)$ , кг/м <sup>3</sup>	$p(i)$ , МПа	$\delta_{K_{o(i,j)}}$ , %	
NX-19мод. (ГОСТ 30319.2)	Від 0,66 до 0,70	Від 0,1 до 3	0,12	
		Від 3 до 7	0,18	
		Від 7 до 12	0,41	
	Від 0,70 до 0,75	Від 0,1 до 3	0,13	
		Від 3 до 7	0,29	
		Від 7 до 12	0,42	
	Від 0,75 до 1,05	Від 0,1 до 3	0,20	
		Від 3 до 7	0,57	
		Від 7 до 12	1,09	
	Від 0,74 до 1,00 (суміші з H <sub>2</sub> S)	Від 0,1 до 11	0,15	
	GERG-91мод. (ГОСТ 30319.2)	Від 0,66 до 0,70	Від 0,1 до 3	0,11
			Від 3 до 7	0,15
Від 7 до 12			0,20	
Від 0,70 до 0,75		Від 0,1 до 3	0,12	
		Від 3 до 7	0,15	
		Від 7 до 12	0,19	
Від 0,75 до 1,05		Від 0,1 до 3	0,13	
		Від 3 до 7	0,15	
		Від 7 до 12	0,19	
Від 0,74 до 1,00 (суміші з H <sub>2</sub> S)		Від 0,1 до 11	2,1	

Значення складової відносної похибки розрахунку коефіцієнту стисливості газу  $\delta_{K_{ид(i,j)}}$ , яка виникає за рахунок похибок вимірювань температури і тиску газу та похибок визначення фізико-хімічних характеристик газу за умов вимірювань розраховують за формулою

$$\delta_{K_{ид(i,j)}} = (1/K_{(i,j)}) \cdot [(K_{T(i)} \cdot T(i) \cdot \delta_{T(i)})^2 + (K_{p(i)} \cdot p(i) \cdot \delta_{p(i)})^2 + (K_{\rho_c(i)} \cdot \rho_c^*(i) \cdot \delta_{\rho_c^*(i)})^2 +$$

$$(K_{x_{a(i)}} \cdot x_{a^*(j)} \cdot \delta_{x_{a^*(j)}})^2 + (K_{x_{y(i)}} \cdot x_{y^*(j)} \cdot \delta_{x_{y^*(j)}})^2]^{0,5}, \quad (50)$$

де  $K_{T(i)} = -0,26 \cdot 10^{-4} + 0,34 \cdot 10^{-3} \cdot p_{(i)}$  (метод NX-19мод);

$K_{p(i)} = 0,14 \cdot 10^{-2} + 0,24 \cdot 10^{-2} \cdot p_{(i)}$  (метод NX-19мод);

$K_{\rho_{c(i)}} = -0,83 \cdot 10^{-2} + 0,084 \cdot p_{(i)}$  (метод NX-19мод);

$K_{x_{a(i)}} = -0,56 \cdot 10^{-2} + 0,057 \cdot p_{(i)}$  (метод NX-19мод);

$K_{x_{y(i)}} = -0,46 \cdot 10^{-2} + 0,047 \cdot p_{(i)}$  (метод NX-19мод);

$K_{T(i)} = -0,38 \cdot 10^{-4} + 0,41 \cdot 10^{-3} \cdot p_{(i)}$  (GERG-91мод.);

$K_{p(i)} = -0,8 \cdot 10^{-4} + 0,29 \cdot 10^{-2} \cdot p_{(i)}$  (метод GERG-91мод.);

$K_{\rho_{c(i)}} = -0,01 + 0,1 \cdot p_{(i)}$  (метод GERG-91мод.);

$K_{x_{a(i)}} = -0,74 \cdot 10^{-2} + 0,075 \cdot p_{(i)}$  (метод GERG-91мод.);

$K_{x_{y(i)}} = -0,85 \cdot 10^{-2} + 0,085 \cdot p_{(i)}$  (метод GERG-91мод.).

Значення коефіцієнта стисливості газу для сполучень величин  $T_{(i)}$ ,  $p_{(i)}$ ,  $\rho_{c^*(j)}$ ,  $x_{a^*(j)}$ ,  $x_{y^*(j)}$  розраховується згідно з ГОСТ 30319.2 за методами GERG-91мод., або NX-19мод.

**12.3.1.1.4** У зв'язку з тим, що цьому випадку на вузлі обліку газу необхідні для розрахунку коефіцієнта стисливості газу значення густини газу за стандартних умов, молярні частки азоту та діоксиду вуглецю у газі вводяться до пам'яті обчислювача у якості умовно сталих на період часу  $\tau_{(j)}$  величин  $\rho_{c^*(j)}$ ,  $x_{a^*(j)}$ ,  $x_{y^*(j)}$ , значення  $\delta_{\rho_{c^*(j)}}$ ,  $\delta_{x_{a^*(j)}}$ ,  $\delta_{x_{y^*(j)}}$  визначаються як границі основних допустимих відносних похибок ( $\delta_{\rho_{c^*}}$ ,  $\delta_{x_{a^*}}$ ,  $\delta_{x_{y^*}}$ ) ЗВТ, які при цьому використовуються (за даними технічної документації, що на них поширюється). Якщо для ЗВТ, які при цьому використовуються, у технічній документації, що на них поширюється, нормовані границі основних допустимих абсолютних похибок  $\Delta_{\rho_{c^*}}$ ,  $\Delta_{x_{a^*}}$ ,  $\Delta_{x_{y^*}}$ , то відносні похибки  $\delta_{\rho_{c^*(j)}}$ ,  $\delta_{x_{a^*(j)}}$ ,  $\delta_{x_{y^*(j)}}$  розраховуються відповідно за формулами

$$\delta_{\rho_{c^*(j)}} = 100 \cdot (\Delta_{\rho_{c^*(j)}} / \rho_{c^*(j)}), \quad (51)$$

$$\delta_{x_{a^*(j)}} = 100 \cdot (\Delta_{x_{a^*(j)}} / x_{a^*(j)}), \quad (52)$$

$$\delta_{x_{y^*(j)}} = 100 \cdot (\Delta_{x_{y^*(j)}} / x_{y^*(j)}). \quad (53)$$

**12.3.1.2** Якщо похибка коректора нормована як похибка коректора  $\delta_{кор1}$  при перетворенні вихідних сигналів від перетворювачів температури та тиску газу і обчисленні об'єму газу за стандартних умов (дивись рис 2), то відносну похибку коефіцієнта перетворення розраховують за формулою

$$\delta_C = \delta_{C(i,j)} = [\delta_{кор1}^2 + \delta_{пр(i)}^2 + \delta_{пТ(i)}^2 + \delta_{K(i,j)}^2]^{0,5}, \quad (54)$$

Границі основної допустимої похибки коректора при перетворенні вихідних сигналів від перетворювачів температури та тиску газу і обчисленні об'єму газу за стандартних умов  $\delta_{\text{кор1}}$  визначаються виробником та наводяться у технічній документації на коректор.

Відносна похибка перетворювача абсолютного тиску газу  $\delta_{\text{пр(i)}}$  визначається за п. 12.3.1.1.1.

Відносна похибка перетворювача температури газу  $\delta_{\text{пТ(i)}}$  визначається за п. 12.3.1.1.2. Відносні похибки визначення коефіцієнту стисливості газу  $\delta_{\text{К(i,j)}}$  розраховується за п. 12.3.1.1.3 з урахуванням наступного.

У зв'язку з тим, що у цьому випадку значення  $\delta_{\text{кр}}$  та  $\delta_{\text{кТр}}$  невідомі, то дозволяється необхідні для розрахунку відносної похибки коефіцієнту стисливості газу значення відносних похибок вимірювань тиску ( $\delta_{\text{р(i)}}$ ) та температури ( $\delta_{\text{Т(i)}}$ ) газу визначати відповідно за формулами (41) та (45) за умови, що  $\delta_{\text{кр}} = \delta_{\text{кТ}} = \pm 0,1 \%$ . За умов використання перетворювачів температури та тиску газу з цифровими вихідними сигналами приймають  $\delta_{\text{р(i)}} = \delta_{\text{пр(i)}}$  та  $\delta_{\text{Т(i)}} = \delta_{\text{пТ(i)}}$ .

Необхідні для розрахунку коефіцієнта стисливості газу значення  $\rho_{\text{с}}^*(\text{j})$ ,  $x_{\text{а}}^*(\text{j})$ ,  $x_{\text{у}}^*(\text{j})$ ,  $\delta_{\rho_{\text{с}}^*(\text{j})}$ ,  $\delta_{x_{\text{а}}^*(\text{j})}$ ,  $\delta_{x_{\text{у}}^*(\text{j})}$  визначаються у відповідності з п. 12.3.1.1.4.

**12.3.2** Якщо об'єм газу за стандартних умов  $V_{\text{С(i,j)}}$  вимірюють у відповідності з п. 4.3.1 цієї методики, коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою (7), коректор складається з обчислювача і перетворювачів температури та тиску газу і нормування похибки коректора здійснюється комплексно з урахуванням похибок перетворювачів температури і тиску газу і похибок обчислювача при перетворенні вхідних сигналів від перетворювачів та обчисленні об'єму газу за стандартних умов (дивись рис. 3), то основні похибки коефіцієнта перетворення розраховують за формулою

$$\delta_{\text{С}} = \delta_{\text{С(i,j)}} = [\delta_{\text{кор2}}^2 + \delta_{\text{К(i,j)}}^2]^{0,5}, \quad (55)$$

Границі основної допустимої похибки коректора  $\delta_{\text{кор2}}$  визначаються виробником та наводяться у технічній документації на коректор.

**12.3.2.1** Відносні похибки визначення коефіцієнту стисливості газу  $\delta_{\text{К(i,j)}}$  розраховується за п. 12.3.1.1.3 з урахуванням наступного.

Якщо у коректорі додатково окремо нормуються границі основної допустимої відносної похибки вимірювань температури газу (з урахування похибок термоперетворювача опору)  $\delta_{\text{Т(i)}}$ , то ці похибки використовуються при розрахунку похибки визначення коефіцієнту стисливості газу. Якщо у цьому випадку замість відносної похибки вимірювань температури газу нормуються абсолютні похибки вимірювань температури  $\Delta_{\text{Т(i)}}$ , то значення  $\delta_{\text{Т(i)}}$  розраховують за формулою

$$\delta_{\text{Т(i)}} = 100 \cdot [\Delta_{\text{Т(i)}} / T_{(i)}]. \quad (56)$$

Якщо у коректорі додатково окремо нормуються границі основної допустимої відносної похибки вимірювань тиску газу  $\delta_{p(i)}$ , то ці похибки використовуються при розрахунку похибки визначення коефіцієнту стисливості газу. Якщо у цьому випадку замість відносної похибки вимірювань тиску газу температури нормуються зведені похибки вимірювань тиску газу  $\gamma_p$ , то значення  $\delta_{p(i)}$  розраховують за формулою

$$\delta_{p(i)} = (\gamma_p \cdot P_{грппа}) / p_{(i)}. \quad (57)$$

Якщо значення відносних похибок вимірювань температури та тиску газу невідомі, при визначенні необхідних для розрахунку відносної похибки коефіцієнту стисливості газу дозволяється ці похибки розраховувати за формулами (41) та (45) за умов, що  $\delta_{кр} = \delta_{кт} = \pm 0,1 \%$ , а в якості відносних похибок перетворювачів температури ( $\delta_{пТ(i)}$ ) та тиску ( $\delta_{пр(i)}$ ) газу використовувати значення границь основних допустимих похибок вимірювальних перетворювачів температури та тиску газу, які наведені у п. 3.1.

Необхідні для розрахунку коефіцієнта стисливості газу значення  $\rho_c^*(j)$ ,  $x_a^*(j)$ ,  $x_y^*(j)$ ,  $\delta_{\rho_c^*(j)}$ ,  $\delta_{x_a^*(j)}$ ,  $\delta_{x_y^*(j)}$  визначаються у відповідності з п. 12.3.1.1.4.

**12.3.3** Якщо об'єм газу за стандартних умов  $V_{C(i,j)}$  вимірюють у відповідності з п. 4.3.2 цієї методики, коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою (11), коректор складається з обчислювача і перетворювачів температури та тиску газу (дивись рис. 4), то основні похибки коефіцієнта перетворення розраховують за формулою

$$\delta_C = \delta_{C(i)} = [\delta_{кор2}^2 + \delta_{K(i)}^2]^{0,5}, \quad (58)$$

Нормування похибок коректора здійснюється:

- комплексно – з урахуванням похибок перетворювачів температури і тиску газу та похибок обчислювача при перетворенні вхідних сигналів від перетворювачів та обчисленні об'єму газу за стандартних умов ( $\delta_{кор2}$ );

- окремо – обчислювача при обчисленні об'єму газу за стандартних умов  $\delta_0$ ;

- окремо – вимірювань температури газу  $\delta_{Т(i)}$ ;

- окремо – вимірювань абсолютного тиску газу  $\delta_{р(i)}$ .

Границі основних допустимих похибок коректора ( $\delta_{кор2}$ ,  $\delta_0$ ,  $\delta_{Т(i)}$ ,  $\delta_{р(i)}$ ) визначаються його виробником та наводяться у технічній документації на коректор.

Відносні похибки визначення коефіцієнту стисливості газу  $\delta_{K(i)}$  розраховується за п. 12.3.1.1.3 з урахуванням наступного.

При розрахунку відносної похибки коефіцієнту стисливості газу використовують нормовані виробником коректора значення (або залежності від  $T_{(i)}$  чи  $p_{(i)}$ ) відносних похибок вимірювань температури ( $\delta_{Т(i)}$ ) та абсолютного тиску ( $\delta_{р(i)}$ ) газу.

Відносну похибку  $\delta_{K(i)}$  визначення коефіцієнту стисливості газу  $K_{(i)}$  розраховують у відповідності з п. 12.3.1.1.3 за формулами (49) та (50) з урахуванням наступного.

При визначенні  $\delta_{K_{0(i)}}$  за таблицею 4 замість  $\rho_{c^{**}(i)}$  використовують значення  $\rho_{c^{**}}$ .

Значення  $\rho_{c^{**}}$  розраховують за формулою (12).

Значення  $\delta_{K_{ид(i)}}$  розраховують за формулою (49) шляхом заміни позначень  $\delta_{K_{ид(i,j)}}$  та  $K_{(i,j)}$ , відповідно на позначення  $\delta_{K_{ид(i)}}$  та  $K_{(i)}$ .

Значення коефіцієнта стисливості газу для сполучень величин  $T_{(i)}$ ,  $p_{(i)}$ ,  $\rho_{c^{**}}$ ,  $x_a^{**}$ ,  $x_y^{**}$  розраховують за методами GERG-91мод., або NX-19мод. згідно з ГОСТ 30319.2.

Значення  $x_a^{**}$  та  $x_y^{**}$  розраховують за п. 4.3.2.

Відносну похибку  $\delta_{\rho_{c^{**}}}$  визначення сталого для конкретного вузла обліку значення густини газу за стандартних умов  $\rho_{c^{**}}$  розраховують за формулою

$$\delta_{\rho_{c^{**}}} = \{ \delta_{\rho_c}^2 + [100 \cdot (\rho_c'_{\max} - \rho_c'_{\min}) / (\rho_c'_{\max} + \rho_c'_{\min})]^2 \}^{0,5}, \quad (59)$$

Значення  $\delta_{x_a^{**}}$ ,  $\delta_{x_y^{**}}$  розраховують за формулою (59) шляхом заміни позначень  $\delta_{\rho_{c^{**}}}$ ,  $\delta_{\rho_c'}$ ,  $\rho_c'_{\max}$ , та  $\rho_c'_{\min}$  відповідно на  $\delta_{x_a^{**}}$ ,  $\delta_{x_a'}$ ,  $x_a'_{\max}$ ,  $x_a'_{\min}$ , або на  $\delta_{x_y^{**}}$ ,  $\delta_{x_y'}$ ,  $x_y'_{\max}$ ,  $x_y'_{\min}$ .

Значення  $\delta_{x_a'}$ ,  $\delta_{x_y'}$  визначаються як границі основних допустимих відносних похибок ЗВТ, які використовуються при визначенні  $x_a'_{\max}$  та  $x_a'_{\min}$ ,  $x_y'_{\max}$  та  $x_y'_{\min}$  або можуть розраховуватись за формулами (51), (52), (53), але без індексів  $(i)$  у відповідних позначеннях.

**12.3.4** Якщо об'єм газу за стандартних умов  $V_{C(i,j)}$  вимірюють у відповідності з п. 4.3.3 цієї методики, коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою (13), коректор складається з обчислювача і перетворювача температури газу, нормування похибки коректора здійснюється комплексно з урахуванням похибок вимірювання температури газу та обчислення об'єму газу за стандартних умов, та використовуються сталі значення тиску  $p^{**}$  та коефіцієнта стисливості газу  $K^{**}$  (дивись рис. 5), то основні відносні похибки коефіцієнта перетворення розраховують за формулою

$$\delta_C = [\delta_{корз}^2 + \delta_{p^{**}}^2 + \delta_{K^{**}}^2]^{0,5}. \quad (60)$$

Границі основної допустимої похибки коректора  $\delta_{корз}$  визначаються виробником та наводяться у технічній документації на коректор.

**12.3.4.1** Відносну похибку  $\delta_{p^{**}}$  визначення сталого для конкретного вузла обліку значення абсолютного тиску  $p^{**}$  розраховують за формулою (59) шляхом заміни позначень  $\delta_{\rho_{c^{**}}}$ ,  $\delta_{\rho_c'}$ ,  $\rho_c'_{\max}$ , та  $\rho_c'_{\min}$  відповідно на позначення  $\delta_{p^{**}}$ ,  $\delta_{p'}$ ,  $p'_{\max}$ ,  $p'_{\min}$ .

Стале значення абсолютного тиску  $p^{**}$  визначається за п. 4.3.3.

Відносну похибку вимірювань абсолютного тиску газу  $\delta_{p'}$  розраховують в залежності від ЗВТ, які використовуються при визначенні  $p'_{(i)}$  за формулами (41) та, за необхідності - формули (42), у яких замість позначення  $\delta_{p_{р(i)}}$  використовують позначення

$\delta_p'$ , а замість позначень  $p_{(i)}$  – позначення  $p^{**}$ . У цьому випадку величини  $\gamma_{рппа}$ ,  $P_{грша}$ ,  $\gamma_{рппп}$ ,  $P_{грппп}$ ,  $\Delta p_{ат}$  є характеристиками ЗВТ, які використовуються при визначенні  $p'_{(i)}$ .

**12.3.4.2** Відносну похибку  $\delta_{K^{**}}$  визначення сталої величини  $K^{**}$  розраховують у відповідності з п. 12.3.1.1.3 за формулами (49) та (50) з урахуванням наступного.

Замість формули (46) використовують формулу

$$\delta_{Kст^{**}} = (\delta_{Kо^{**}}^2 + \delta_{Kид^{**}}^2)^{0,5}, \quad (61)$$

При визначенні  $\delta_{Kо^{**}}$  за таблицею 4 замість  $p_{(i)}$  використовують значення  $p^{**}$ , а замість  $\rho_{с(i)}$  – значення  $\rho_{с^{**}}$ .

Значення  $\rho_{с^{**}}$  розраховують за формулою (12)

Значення  $\delta_{Kид^{**}}$  розраховують за формулою (50) шляхом заміни позначень  $\delta_{Kид(i,j)}$ ,  $K_{(i,j)}$ ,  $T_{(i)}$ ,  $\delta_{T(i)}$ ,  $p_{(i)}$ ,  $\delta_{p(i)}$ ,  $\rho_{с^{*}(j)}$ ,  $\delta_{\rho_{с^{*}(j)}}$ ,  $x_a^{*(j)}$ ,  $\delta_{x_a^{*(j)}}$ ,  $x_y^{*(j)}$ ,  $\delta_{x_y^{*(j)}}$  відповідно на позначення  $\delta_{Kид^{**}}$ ,  $K^{**}$ ,  $T^{**}$ ,  $\delta_{T^{**}}$ ,  $p^{**}$ ,  $\delta_{p^{**}}$ ,  $\rho_{с^{**}}$ ,  $\delta_{\rho_{с^{**}}}$ ,  $x_a^{**}$ ,  $\delta_{x_a^{**}}$ ,  $x_y^{**}$ ,  $\delta_{x_y^{**}}$ .

Стале значення абсолютної температури  $T^{**}$  та абсолютного тиску  $p^{**}$  визначаються за п. 4.3.3.

Стале значення коефіцієнта стисливості газу  $K^{**}$  для сполучень величин  $T^{**}$ ,  $p^{**}$ ,  $\rho_{с^{**}}$ ,  $x_a^{**}$ ,  $x_y^{**}$  розраховується згідно з ГОСТ 30319.2. за методами GERG-91мод., або NX-19мод.

Значення  $x_a^{**}$  та  $x_y^{**}$  розраховують за п. 4.3.2. Значення  $\delta_{\rho_{с^{**}}}$ ,  $\delta_{x_a^{**}}$ ,  $\delta_{x_y^{**}}$  розраховують за п. 12.3.3.

При визначенні необхідних для розрахунку відносної похибки коефіцієнту стисливості газу значень відносних похибок вимірювань температури (які у цьому випадку невідомі) дозволяється використовувати стале значення  $\delta_{T^{**}}$ , яке розраховують за формулою (45) за умов, що  $\delta_{KT} = 0,1 \%$ , а в якості відносних похибок перетворювача температури ( $\delta_{пT(i)}$ ) використовують значення границь основних допустимих похибок вимірювального перетворювача температури, які наведені у п. 3.1.

**12.3.5** Якщо об'єм газу за стандартних умов  $V_{C(i,j)}$  вимірюють у відповідності з п. 4.3.4 цієї методики, коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою (14), коректор складається з обчислювача і перетворювачів температури та тиску газу, нормування похибки коректора здійснюється комплексно з урахуванням похибок перетворювачів температури і тиску газу та похибок обчислювача при перетворенні вхідних сигналів від перетворювачів та обчисленні об'єму газу за стандартних умов, а також використовуються сталі значення коефіцієнта стисливості газу  $K^{**}$  (дивись рис. 6), то основні похибки коефіцієнта перетворення розраховують за формулою

$$\delta_C = [\delta_{кор2}^2 + \delta_{K^{**}}^2]^{0,5}. \quad (62)$$

Границі основної допустимої похибки коректора  $\delta_{\text{кор}2}$  визначаються виробником та наводяться у технічній документації на коректор.

Відносна похибка визначення сталого для конкретного вузла обліку значення коефіцієнту стисливості газу  $\delta_{\text{к**}}$  розраховується за п. 12.3.4.2.

**12.3.6** Якщо об'єм газу за стандартних умов  $V_{\text{C}(i,j)}$  вимірюють у відповідності з п. 4.3.5 цієї методики, коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою (15), коректор складається з обчислювача, потокового густиноміра і перетворювачів температури та тиску газу, (дивись рис. 7), то основні похибки коефіцієнта перетворення розраховують за формулою

$$\delta_{\text{C}} = \delta_{\text{C}(i,k,j)} = [\delta_{\text{кор}4}^2 + \delta_{\text{K}(i,k,j)}^2]^{0,5}, \quad (63)$$

Нормування похибок коректора здійснюється:

- комплексно – з урахуванням похибок густиноміра, перетворювачів температури і тиску газу та похибок обчислювача при перетворенні вхідних сигналів від перетворювачів і густиноміра та обчисленні об'єму газу за стандартних умов ( $\delta_{\text{кор}4}$ );

- окремо – обчислювача при обчисленні об'єму газу за стандартних умов  $\delta_0$ ;

- окремо – вимірювань температури газу  $\delta_{\text{T}(i)}$ ;

- окремо – вимірювань абсолютного тиску газу  $\delta_{\text{P}(i)}$ .

- окремо – вимірювань густини газу за стандартних умов  $\delta_{\text{Pc}(k)}$ .

Границі основних допустимих похибок коректора ( $\delta_{\text{кор}4}$ ,  $\delta_0$ ,  $\delta_{\text{T}(i)}$ ,  $\delta_{\text{P}(i)}$ ,  $\delta_{\text{Pc}(k)}$ ) визначаються виробником та наводяться у технічній документації на коректор.

Значення  $\delta_{\text{K}(i,k,j)}$  розраховують у відповідності з п. 12.3.1.1.3. за формулою (49) шляхом заміни позначень  $\delta_{\text{K}(i,j)}$  на  $\delta_{\text{K}(i,k,j)}$ ,  $\delta_{\text{Ko}(i,j)}$  на  $\delta_{\text{Ko}(i,k)}$ ,  $\delta_{\text{Kид}(i,j)}$  на  $\delta_{\text{Kид}(i,k,j)}$ .

Значення  $\delta_{\text{Ko}(i,k)}$ , визначають за даними таблиці 3 шляхом заміни позначень  $\rho_{\text{c}^*(j)}$  на  $\rho_{\text{c}(k)}$ , та  $\delta_{\text{Ko}(i,j)}$  на  $\delta_{\text{Ko}(i,k)}$ .

Значення  $\delta_{\text{Kид}(i,k,j)}$  розраховують за формулою (50) шляхом заміни позначень  $\delta_{\text{Kид}(i,j)}$ ,  $\text{K}(i,j)$ ,  $\rho_{\text{c}^*(j)}$ ,  $\delta_{\text{Pc}^*(j)}$ , відповідно на позначення  $\delta_{\text{Kид}(i,k,j)}$ ,  $\text{K}(i,k,j)$ ,  $\rho_{\text{c}(k)}$ ,  $\delta_{\text{Pc}(k)}$ .

Значення  $\delta_{\text{Ха}^*(j)}$  та  $\delta_{\text{Ху}^*(j)}$  визначаються за п. 12.3.1.1.4.

**12.3.7** Якщо об'єм газу за стандартних умов  $V_{\text{C}(k)}$  вимірюють у відповідності з п. 4.3.6 цієї методики, коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою (16), коректор складається з обчислювача та двох потокових густиномірів (для вимірювань густини газу за стандартних та робочих умов), а нормування похибок коректора здійснюється комплексно з урахуванням похибок вимірювання густини газу за робочих та стандартних умов та похибок обчислення об'єму газу за стандартних умов (дивись рис. 8), то основну похибку коефіцієнта перетворення розраховують за формулою

$$\delta_{\text{C}} = \delta_{\text{кор}5}, \quad (64)$$



Границі основної допустимої похибки коректора  $\delta_{кор5}$  визначаються його виробником та наводяться у технічній документації на коректор.

**12.3.8** Якщо об'єм газу за стандартних умов  $V_{C(k)}$  вимірюють у відповідності з п. 4.3.6 цієї методики, коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою (16), коректор складається лише з обчислювача, а нормування похибок коректора та двох потокових густиномірів (для вимірювань густини газу за стандартних та робочих умов) здійснюється роздільно (дивись рис. 9), то основні похибки коефіцієнта перетворення розраховують за формулою

$$\delta_C = \delta_{C(i,j)} = [\delta_o^2 + \delta_{pc(k)}^2 + \delta_{p(k)}^2]^{0,5}, \quad (65)$$

Відносна похибка вимірювання густини газу за стандартних умов  $\delta_{pc(k)}$  розраховується за формулою:

$$\delta_{pc(k)} = [\delta_{крс}^2 + \delta_{прс(k)}^2]^{0,5}, \quad (66)$$

Відносна похибка вимірювання густини газу за робочих умов  $\delta_{p(k)}$  розраховується за формулою:

$$\delta_{p(k)} = [\delta_{кр}^2 + \delta_{пр(k)}^2]^{0,5}, \quad (67)$$

Значення відносних похибок  $\delta_o$ ,  $\delta_{крс}$ ,  $\delta_{кр}$  визначаються виробником коректора газу, а значення відносних похибок  $\delta_{прс(k)}$ ,  $\delta_{пр(k)}$  – виробниками густиномірів.

**12.3.9** Якщо об'єм газу за стандартних умов  $V_{C(i,k)}$  вимірюють у відповідності з п. 4.3.7 цієї методики, коефіцієнт перетворення обчислюють за формулою (17), а вузол обліку складається з коректора та хроматографа (дивись рис. 10), то основну похибку коефіцієнта перетворення розраховують за формулою

$$\delta_C = \delta_{C(i,k)} = [\delta_{кор2}^2 + \delta_{K(i,k)}^2]^{0,5} \quad (68)$$

Нормування похибок коректора здійснюється:

- комплексно – з урахуванням похибок перетворювачів температури і тиску газу та похибок обчислювача при перетворенні вхідних сигналів від перетворювачів та обчисленні об'єму газу за стандартних умов ( $\delta_{кор2}$ );
- окремо – обчислювача при розрахунку об'єму газу за стандартних умов  $\delta_o$ ;
- окремо – вимірювань температури газу  $\delta_{T(i)}$ ;
- окремо – вимірювань абсолютного тиску газу  $\delta_{p(i)}$ .
- окремо – вимірювань густини газу за стандартних умов  $\delta_{pc(k)}$ .

Границі основних допустимих похибок коректора ( $\delta_{кор2}$ ,  $\delta_{T(i)}$ ,  $\delta_{p(i)}$ ,  $\delta_o$ ) визначаються виробником та наводяться у технічній документації на коректор.

Границі основних допустимих похибок вимірювання молярних (об'ємних) часток компонентів у газі  $\delta_{Xr(k)}$  ( $\delta_{CH4(k)}$ ,  $\delta_{C2H6(k)}$ , ...,  $\delta_{N2(k)}$ ,  $\delta_{CO2(k)}$ ,  $\delta_{H2S(k)}$ ) визначаються виробником хроматографа та наводяться в його технічній документації.

Значення похибок розрахунку коефіцієнту стисливості газу за методами AGA8-92DC та ВНИЦ СМВ  $\delta_{K(i,k)}$  згідно з ГОСТ 30319.2 розраховують за формулою

$$\delta_{K(i,k)} = (\delta_{K0(i,k)}^2 + \delta_{Kид(k)}^2)^{0,5}, \quad (69)$$

Значення методичних відносних похибок розрахунку коефіцієнту стисливості газу  $\delta_{K0(i)}$  дорівнюють значенням, які наведено у таблиці 4.

Таблиця 4

Метод розрахунку коефіцієнта стисливості газу	Значення змінних			
	$\rho_{с(k)}$ , кг/м <sup>3</sup>	$p(i)$ , МПа	$\delta_{K0(i,k)}$ , %	
AGA8-92DC. (ГОСТ 30319.2)	Від 0,66 до 0,70	Від 0,1 до 3	0,10	
		Від 2,5 до 8	0,11	
		Від 6 до 12	0,10	
	Від 0,69 до 0,76	Від 0,1 до 3	0,12	
		Від 2,5 до 8	0,16	
		Від 6 до 12	0,14	
	Від 0,75 до 0,82	Від 0,1 до 3	0,13	
		Від 2,5 до 8	0,17	
		Від 6 до 12	0,15	
	Від 0,74 до 1,00 (суміші з H <sub>2</sub> S)	Від 0,1 до 11	1,30	
	ВНИЦ СМВ (ГОСТ 30319.2)	Від 0,67 до 0,70	Від 0,1 до 3	0,13
			Від 2,5 до 8	0,14
Від 6 до 12			0,11	
Від 0,69 до 0,76		Від 0,1 до 3	0,14	
		Від 2,5 до 8	0,16	
		Від 6 до 12	0,14	
Від 0,75 до 0,82		Від 0,1 до 3	0,14	
		Від 2,5 до 8	0,16	
		Від 6 до 12	0,19	
Від 0,74 до 1,00 (суміші з H <sub>2</sub> S)		Від 0,1 до 11	0,36	

Значення складової відносної похибки розрахунку коефіцієнту стисливості газу  $\delta_{K_{ид}(k)}$ , яка виникає за рахунок похибок вимірювань мольних або об'ємних часток кожного  $r$ -го компонента газу розраховують за формулою

$$\delta_{K_{ид}(k)} = \left( \sum_{r=1}^n V_{Xr(k)}^2 \cdot \delta_{Xr(k)}^2 \right)^{0,5}, \quad (70)$$

де  $n$  – кількість компонентів у газі.

## 12.4 Визначення додаткових похибок вимірювань величин

Якщо на похибки вимірювань однієї або декількох величин, які є складовими похибки вимірювань об'єму газу за стандартних умов, впливають відхилення умов експлуатації ЗВТ від тих, за яких визначені та нормовані їх основні похибки, та в технічній документації на ці ЗВТ наведені нормовані значення (або відповідні залежності) додаткових похибок від дії впливових величин, то ці додаткові похибки можуть бути враховані при визначенні загальних похибок вимірювань об'єму газу за стандартних умов з урахуванням конкретних умов експлуатації.

Відносні додаткові похибки  $\delta_{dz}$  вимірювань параметра  $z$  в наслідок відхилення умов експлуатації ЗВТ від нормальних за ГОСТ 8.395-80 розраховують за формулами:

а) за умов нормування границь допустимих значень похибок за найбільших відхилень зовнішньої величини, що впливає на результати вимірювань, від нормованого значення:

$$\delta_{dy} = 100 \Delta_d / z = \gamma_d (z_B - z_N) / z, \quad (71)$$

б) за умов нормування границь допустимих значень коефіцієнтів:

$$\delta_{dz} = \delta_{dx} \cdot (\Delta X_p / \Delta X) = 100 \cdot (\Delta X_p / \Delta X) \cdot (\Delta_d / z) = \gamma_{dx} \cdot (\Delta X_p / \Delta X) \cdot (z_B - z_N) / z \quad (72)$$

Відносну похибку  $\delta_z$  вимірювань величини  $z$  з урахуванням основної та додаткової похибок ЗВТ розраховують за формулою

$$\delta_z = \left[ \delta_{oz}^2 + \sum_i^m \delta_{dz_i}^2 \right]^{0,5}, \quad (73)$$

де  $m$  – число величин, що впливають на результати вимірювань величини  $z$ ;

## 13 ВИМОГИ ДО ТЕХНІЧНОЇ ДОКУМЕНТАЦІЇ ВУЗЛІВ ОБЛІКУ

### 13.1 Вимоги до комплекту документації вузла обліку

До комплекту документації вузла обліку газу повинні входити:

- узгоджений та затверджений відповідним чином проект вузла обліку газу;

- методика виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на цьому вузлі обліку конкретної конфігурації, яка атестована територіальним органом Держспоживстандарту або метрологічною службою юридичної особи, які акредитовані на право атестації МВВ;

- комплекти ЕД (в т.ч. паспорти з чинними за терміном відмітками про повірку) на лічильник газу, коректор об'єму газу (хроматограф, перетворювачі температури, тиску, густини газу – за необхідністю),

- акт вимірювань внутрішнього діаметру трубопроводу;

- акт експертизи монтажу засобів вимірювальної техніки, що входять до складу вузла обліку газу.

Акт вимірювань внутрішнього діаметру трубопроводу повинен містити дані, що підтверджують виконання вимог за п. 6.1.1 цієї методики.

Акт експертизи монтажу засобів вимірювальної техніки, що входять до складу вузла обліку об'єму газу, повинен містити дані, що підтверджують виконання вимог за розділом 6 цієї методики щодо установки лічильника та засобів вимірювань тиску, температури, густини газу тощо.

### **13.2 Вимоги до методик виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлах обліку конкретних конфігурацій**

Згідно із статтею 16 Закону України “Про метрологію та метрологічну діяльність” (далі за текстом - Закон), на вимірювання, результати яких використовуються під час торгівельно-комерційних операцій і розрахунків між покупцем (споживачем) і продавцем (постачальником, виробником, виконавцем), а також – під час обліку енергетичних і матеріальних ресурсів, у тому числі і природного газу, поширюється державний метрологічний контроль та нагляд.

Результати вимірювань що здійснюються у сфері поширення державного метрологічного контролю та нагляду можуть бути використані за умови, якщо відомі відповідні характеристики похибок вимірювань (п. 3 статті 10 Закону).

Документами, у яких визначені технічні та метрологічні характеристики вузлів комерційного обліку природного газу конкретних конфігурацій з урахуванням конкретних умов експлуатації, є методики виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлах обліку конкретних конфігурацій. Методики виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлах комерційного обліку природного газу розроблюються на базі цієї типової МВВ. У методиках виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на

вузлах обліку конкретних конфігурацій повинні бути наведені методичні засади проведення вимірювань об'єму природного газу за стандартних умов (або надані посилання на відповідні розділи типової МВВ), технічні та метрологічні характеристики вузлів обліку конкретних конфігурацій з урахуванням конкретних умов експлуатації. Приклад методики виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлі обліку конкретної конфігурації наведено додатку Б.

Вимірювання, що здійснюються у сфері поширення державного метрологічного контролю та нагляду, мають виконуватися згідно з атестованими методиками виконання вимірювань (п. 2 статті 10 Закону). Державну метрологічну атестацію (далі – атестацію) методик виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлах обліку конкретних конфігурацій здійснюють територіальні органи Держспоживстандарту, які акредитовані на право проведення цих робіт. При проведенні атестації здійснюється експериментальне або теоретичне (розрахункове) дослідження похибок вимірювань об'єму природного газу за стандартних умов з метою визначення їх відповідності вимогам діючих нормативних документів. Атестація методик виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлах обліку конкретних конфігурацій проводиться згідно з відповідним чином затвердженою методикою. Результати атестації наводяться у протоколі, форма якого передбачена методикою атестації. За позитивних результатів атестації (якщо відносні похибки вимірювань об'єму газу за стандартних умов не виходять за межі допустимих нормованих значень у всіх робочих діапазонах змін параметрів, які впливають на результати вимірювань) територіальним органом Держспоживстандарту оформлюється свідоцтво про атестацію МВВ, форма якого наводиться у методиці атестації. У зв'язку з великою кількістю складних розрахункових операцій, які необхідно проводити при атестації методик виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлах обліку конкретних конфігурацій, атестацію рекомендується проводити за допомогою ПЕОМ за належним чином атестованою комп'ютерною програмою.

#### **14 ВИМОГИ ДО ОФОРМЛЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАНЬ**

У коректорі повинні формуватися, зберігатися і виводитися на друкувальний пристрій типи звітів і протоколів, що відповідають типам архівів, які наведені у п. 11.3 цієї методики та протокол параметрів настроювання і конфігурації коректора.

#### **14.1 Загальні вимоги до звітів і протоколів**

Звіти і протоколи повинні бути викладені на українському або російському мовах. Припускається дані про параметри природного газу призводити у вигляді таблиць і графіків.

Звіти і протоколи повинні містити:

- дату і час формування звіту (протоколу);
- найменування підприємства (організації) - власника вузла обліку;
- найменування місця установки вузла обліку;
- тип, номер і найменування коректора;
- значення допустимих максимальної та мінімальної витрат газу для лічильника газу;
- ціну імпульсу вихідного сигналу або коефіцієнт перетворення лічильника газу;
- значення атмосферного тиску (у випадку використання перетворювача надлишкового тиску);
- молярні частки компонентів газу або густину газу за стандартних умов і молярні частки CO<sub>2</sub> і N<sub>2</sub>;
- повний перелік втручань оператора, зафіксованих в архіві за звітний період (дата і час втручання, найменування зміненого параметра, старе і нове значення зміненого параметра);
- повний перелік аварій і позаштатних ситуацій, зафіксованих в архіві за звітний період (дата і час початку і закінчення аварії або позаштатної ситуації, найменування аварії або позаштатної ситуації, об'єм газу, що облікований коректором із моменту початку контрактної доби до виникнення аварії або позаштатної ситуації, час паузи в обліку газу за звітний інтервал часу, об'єм газу, що облікований під час аварій і позаштатних ситуацій за звітний інтервал часу).

У звітах повинні бути передбачені місця для підписів відповідальних осіб.

#### **14.2 Вимоги до добового звіту**

У добовому звіті повинні бути наведені:

- інформація, що міститься у пунктах 14.1 та 11.3.2;
- записи з архіву аварій і позаштатних ситуацій за кожну годину від початку до кінця контрактної доби;
- записи з архіву втручань оператора за задану контрактну добу;

#### **14.3 Вимоги до місячного звіту**

У місячному звіті повинні бути наведені:

- інформація, що міститься у пунктах 14.1 та 11.3.3;
- записи з архіву аварій і позаштатних ситуацій за кожну добу заданого контрактного місяця;
- записи з архіву втручань оператора за заданий контрактний місяць;

#### **14.4 Вимоги до звіту про втручання оператора**

У звіті про втручання оператора повинна бути наведена інформація, що міститься у пунктах 14.1 та 11.3.4.

#### **14.5 Вимоги до протоколу аварій і позаштатних ситуацій**

У протоколі аварій і позаштатних ситуацій повинні бути наведена інформація, що міститься у пунктах 14.1 та 11.3.5.

#### **14.6 Вимоги до протоколу параметрів налаштування і конфігурації**

У протоколі параметрів налаштування і конфігурації повинна бути наведена інформація, що міститься у пунктах 14.1 та 11.1;

### **15 ПЕРЕВІРКА РЕАЛІЗАЦІЇ МЕТОДИК ВИКОНАННЯ ВИМІРЮВАНЬ ОБ'ЄМУ ГАЗУ ЗА СТАНДАРТНИХ УМОВ НА ВУЗЛАХ ОБЛІКУ КОНКРЕТНИХ КОНФІГУРАЦІЙ**

Перевірку реалізації цієї типової МВВ проводять шляхом перевірки реалізації відповідних методик виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлах обліку конкретних конфігурацій.

Перевірку реалізації методик виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлах обліку конкретних конфігурацій проводять:

- перед пуском вузла обліку в експлуатацію;
- після реконструкції вузла обліку;
- за умов змін технічного оснащення вузла обліку та (або) умов виконання вимірювань, які можуть вплинути на метрологічні характеристики, що зафіксовані при атестації відповідної методики виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлі обліку конкретної конфігурації;
- за рішенням арбітражного суду;
- при виникненні спірних питань між постачальником і споживачем;

- при виконанні державного метрологічного нагляду за забезпеченням єдності вимірювань при використанні лічильників та коректорів газу.

Перевірку реалізації методик виконання вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлах обліку конкретних конфігурацій проводять органи Державної метрологічної служби або метрологічні служби юридичних осіб, які акредитовані на право проведення вимірювань, які регламентовані цією МВВ, у відповідності з належним чином затвердженим документом з державного метрологічного нагляду за забезпеченням єдності вимірювань при використанні лічильників та коректорів газу.

Перевірка достовірності обліку газу під час роботи, без демонтажу ЗВТ та припинення чи зміни режиму подачі газу та встановлення придатності ЗВТ до використання, може проводитись відповідно до процедури, що наведена у додатку Д.

Контроль технічного стану лічильника газу та допоміжного устаткування може проводитись відповідно до процедури, що наведена у додатку Ж.

Перевірка коректності визначення умовно сталих величин може проводитись у відповідності з додатком И.



## БІБЛІОГРАФІЯ

1 Правила обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання (затверджено наказом Мінпаливенерго України 27. 12. 2005 р. № 618, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 26. 01. 2006 р.).

## ІНСТРУКЦІЯ

## МЕТРОЛОГІЯ

### ОБ'ЄМ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЗА СТАНДАРТНИХ УМОВ

Методика виконання вимірювань  
з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу  
на ГРС с. Ерківці, Переяслав-Хмельницького району

МВВ \*\*\*\*\*

---

Чинна від 2008-06-01

#### 1 ПРИЗНАЧЕННЯ МВВ

Цей документ встановлює методику виконання вимірювань об'єму природного газу за ГОСТ 5542 (далі – газ), зведеного до умов за ГОСТ 2939 – температури 20 °С, абсолютного тиску 0,101325 МПа та вологості газу – 0 (далі – стандартні умови) з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу на ГРС с. Ерківці, Переяслав-Хмельницького району.

#### 2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цій методиці є посилання на документ „Інструкція. Метрологія. Об'єм природного газу за стандартних умов. Типова методика виконання вимірювань з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу. МВУ034/3-2008”, надалі – документ [1].

#### 3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цій методиці застосовані терміни, визначення понять та позначення згідно з [1].

#### 4 ВИМОГИ ДО ПОХИБОК ВИМІРЮВАНЬ

Границі основних допустимих похибок вимірювань становлять:

а) для відносної похибки вимірювань об'єму газу за стандартних умов –  $\pm 2,5$  % за умов зміни:

- абсолютного тиску газу – від  $0,25p_{\max}$  до  $p_{\max}$ ;
- температури газу – від мінус  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  до плюс  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- об'єму газу за робочих умов – від  $q_{\min}$  до  $q_{\max}$ .

б) для відносної похибки вимірювань об'єму газу за робочих умов під час використання лічильників газу:

- $\pm 1,0\%$  – у діапазоні об'ємної витрати газу за робочих умов від  $q_t$  до  $q_{\max}$ ;
- $\pm 2,0\%$  – у діапазоні об'ємної витрати газу за робочих умов від  $q_{\min}$  до  $q_t$ ;

в) для відносної похибки коректорів газу з урахуванням похибок перетворювачів температури і тиску газу та похибок обчислювача при перетворенні вхідних сигналів від перетворювачів та обчисленні об'єму газу за стандартних умов –  $\pm 0,5\%$ ;

г) для зведеної похибки вимірювальних перетворювачів тиску газу –  $\pm 0,25\%$  (за абсолютного тиску газу – від  $0,25 \cdot p_{\max}$  до  $p_{\max}$  та температури газу – від мінус  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  до плюс  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ )

д) для абсолютної похибки вимірювальних перетворювачів температури газу –  $\pm 0,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

## 5 МЕТОД ВИМІРЮВАНЬ

Вимірювання об'єму газу за стандартних умов  $V_c, \text{ м}^3$ , виконуються у відповідності з п. 4.1 документу [1]. Вимірювання об'єму газу за робочих умов виконуються у відповідності з п. 4.2 документу [1]. Розрахунок коефіцієнту перетворення виконується за формулою (7) у відповідності з п. 4.3.1 документу [1]. Значення абсолютного тиску  $p_{(i)}$  одержуються за допомогою перетворювача абсолютного тиску. Отвір для відбору тиску газу розташований в корпусі лічильника газу. Коефіцієнт стисливості газу  $K_{(i,j)}$  розраховується обчислювачем згідно з ГОСТ 30319.2 за методом NX-19мод. з урахуванням результатів вимірювань температури  $T_{(i)}$ , і абсолютного тиску  $p_{(i)}$  та за умовно сталих значень  $\rho_c^*_{(j)}$ ,  $x_a^*_{(j)}$ ,  $x_y^*_{(j)}$ . Умовно сталі значення  $\rho_c^*_{(j)}$ ,  $x_a^*_{(j)}$ ,  $x_y^*_{(j)}$  визначаються у відповідності з п. 4.3.1.3 документу [1]. Коректор складається з обчислювача і перетворювачів температури та тиску газу. Схема конфігурації вузла обліку відповідає схемі, яка наведена на рис. 3 документу [1]. Нормування похибок коректора здійснюється комплексно з урахуванням похибок перетворювачів температури і тиску газу та похибок обчислювача при перетворенні вхідних сигналів від перетворювачів та обчисленні об'єму газу за стандартних умов. Накопичення об'єму газу за стандартних умов здійснюють згідно з формулою (18) документу [1].

Схема конфігурації вузла обліку наведена на рис. Б.1.

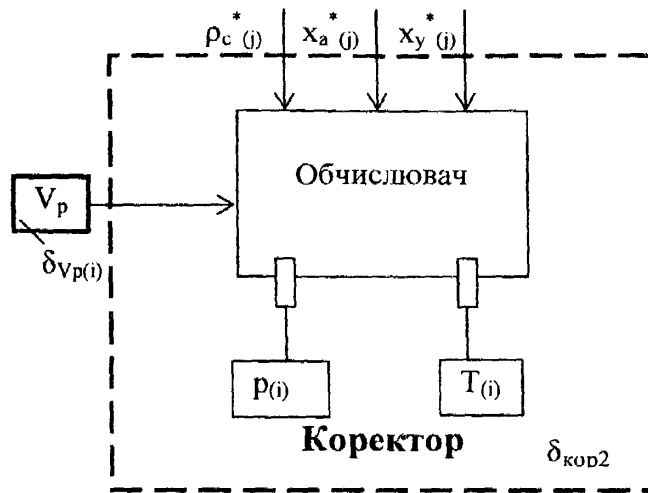


Рис. Б1

## 6 ЗАСОБИ ВИМІРЮВАНЬ

6.1 Для вимірювань об'єму газу за робочих умов використовується лічильник газу GMS G65-80 ( $q_{\min} = 1 \text{ м}^3/\text{год}$ ;  $q_t = 5 \text{ м}^3/\text{год}$ ;  $q_{\max} = 100 \text{ м}^3/\text{год}$ ). Коефіцієнт, значення якого показує об'єм газу за робочих умов на один імпульс вихідного сигналу лічильника газу –  $1 \text{ м}^3$ . Границі основної відносної похибки вимірювань об'єму газу за робочих умов складають:

- $\pm 2 \%$  – за значень  $q_{\min} \leq q < q_t$ ;
- $\pm 1 \%$  – за значень  $q_t \leq q \leq q_{\max}$ .

Відношення  $q_{\max} / q_{\min}$  складає 100/1.

6.2 Для визначення об'єму газу за стандартних умов використовується коректор газу КПЛГ-1.02.

Характеристики похибок коректора нормуються наступним чином:

- комплектно – границі основної допустимої відносної похибки коректора з урахуванням похибок перетворювачів температури і тиску газу та похибок обчислювача при перетворенні вхідних сигналів від перетворювачів та обчисленні об'єму газу за стандартних умов ( $\delta_{кор2}$ ) –  $\pm 0,5 \%$ ;

- окремо – границі основної допустимої абсолютної похибки вимірювань температури (з урахування похибок термоперетворювача опору) складають ( $\Delta_{пт}$ ) –  $\pm 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$  у діапазоні змін температури від  $t_{\min} = -50 \text{ }^\circ\text{C}$  до  $t_{\max} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

- окремо – границі основної допустимої зведеної похибки вимірювань абсолютного тиску газу ( $\gamma_p$ ) –  $\pm 0,5$  у діапазоні змін абсолютного тиску  $p_{\min} = 0,12 \text{ МПа}$  до  $p_{\max} = 0,60 \text{ МПа}$  (отвір для відбору тиску газу розташований в стінці лічильника газу).

## 7 УМОВИ ВИМІРЮВАНЬ

Температура газу:  $t_{\min} = -15\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{\max} = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Абсолютний тиск газу:  $p_{\min} = 0,2\text{ МПа}$ ;  $p_{\max} = 0,55\text{ МПа}$ .

Об'ємна витрата газу за стандартних умов:  $q_{\min} = 2\text{ м}^3/\text{год}$ ;  $q_{\max} = 500\text{ м}^3/\text{год}$ .

На вузлі обліку використовується природний газ, що закуповується за зовнішньоекономічними контрактами, реалізується споживачу. Умовно сталі значення фізико-хімічних характеристик (густини газу за стандартних умов ( $\rho_{c(j)}$ ), молярних часток азоту ( $x_{a(j)}$ ) та діоксиду вуглецю ( $x_{y(j)}$ ) у газі) визначаються як результати періодичних вимірювань за лабораторних умов ( $\rho_{c'(j)}$ ,  $x_{a'(j)}$ ,  $x_{y'(j)}$ ) у відповідності з п. 4.3.1.3.

Діапазони змін фізико-хімічних характеристик та абсолютні похибки їх вимірювань складають:

- $\rho_{c'(j)\min} = 0,695\text{ кг/м}^3$ ;       $\rho_{c'(j)\max} = 0,725\text{ кг/м}^3$ ;       $\Delta\rho_{c'} = \pm 0,005\text{ кг/м}^3$  ;
- $x_{a'(j)\min} = 1,46\text{ \%}$  ;       $x_{a'(j)\max} = 1,96\text{ \%}$  ;       $\Delta x_{a'} = \pm 0,05\text{ \%}$  ;
- $x_{y'(j)\min} = 0,35\text{ \%}$  ;       $x_{y'(j)\max} = 0,85\text{ \%}$  ;       $\Delta x_{y'} = \pm 0,05\text{ \%}$  ;

## 8 УМОВИ МОНТАЖУ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАНЬ ТА ТЕХНІЧНИХ ПРИБОРІВ, ЩО ВИКОРИСТОВУЮТЬСЯ

Лічильник газу встановлений між двох прямих ділянок вимірювального трубопроводу (далі - ВТ) круглого перерізу з тим же номінальним діаметром DN, що і у лічильника газу.

Внутрішній діаметр ВТ (у відповідності з актом вимірювань) за температури вимірювань  $t_T = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$  –  $D = 79,92\text{ мм}$ . Матеріал ВТ – ст. 20. Температурний коефіцієнт лінійного розширення матеріалу ВТ за температури вимірювань  $\alpha_t = 0,124 \cdot 10^{-4}\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ . Внутрішній діаметр ВТ за температури  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , що розрахований за формулами (30) та (31) документу [1]  $D_{20} = 79,925\text{ мм}$ .

Довжини прямих ділянок трубопроводу складають:

- перед лічильником газу – 885 мм;
- після лічильника газу – 495 мм.

Перед лічильником газу на відстані 495 мм від лічильника є уступ, висота якого складає 0,3 мм.

Після лічильника газу на відстані 500 мм від лічильника є уступ, висота якого складає 0,4 мм.

Перед лічильником газу на відстані 885 мм від лічильника встановлено фільтр (товщина плоских прокладок – 1,5 мм).

На ділянках ВТ довжиною 2·D перед лічильником та довжиною 2·D після лічильника зварних швів немає.

Чутливий елемент вимірювального перетворювача температури встановлений в гільзу, діаметр якої 10 мм. Гільза вимірювального перетворювача температури заповнена рідким технічним мастилом.

З'єднувальна лінія вимірювального перетворювача тиску з внутрішнім діаметром 6 мм виготовлена з латуні та прокладена з уклоном до горизонталі 1:15.

## **9 ВИМОГИ ДО БЕЗПЕКИ ПРОВЕДЕННЯ ВИМІРЮВАНЬ**

При проведенні вимірювань необхідно дотримуватись вимог безпеки, що вказані в ЕД на ЗВТ, що використовуються.

## **10 ВИМОГИ ДО КВАЛІФІКАЦІЇ ОПЕРАТОРІВ**

До виконання вимірювань допускаються особи, які вивчили ЕД на ЗВТ, що використовуються, пройшли інструктаж з техніки безпеки, та мають досвід вимірювань тиску, температури, витрати та об'єму газу.

## **11 ПРОВЕДЕННЯ ВИМІРЮВАНЬ ТА ОБРОБКА РЕЗУЛЬТАТІВ**

Вимірювання та обробка результатів вимірювань всіх контрольованих параметрів здійснюється автоматично за допомогою лічильника газу та коректора у відповідності з розділом 11 документу [1]. Коригування об'єму газу за умов вимірювань – відсутнє.

## **12 ВИЗНАЧЕННЯ ПОХИБОК ВИМІРЮВАНЬ**

Значення основних відносних похибок вимірювань величин розраховують згідно з документом [1]:

- об'єму газу за стандартних умов – за формулою (39);
- коефіцієнта перетворення – за формулою (55);
- об'єму газу за робочих умов – за п. 12.2 (у формулі (39) приймається  $\delta_{V_p} = \delta_{V_p(i)}$ );
- коефіцієнту стисливості газу – за п. 12.3.1.1.3;
- температури газу – за формулою (56);
- тиску газу – за формулою (57);
- густини газу за стандартних умов, молярних часток азоту та діоксиду вуглецю – за п. 12.3.1.1.4.

### ПРОТОКОЛ

**атестації методики виконання вимірювань об'єму природного газу за стандартних умов з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу на ГРС с. Ерківці, Переяслав-Хмельницького району МВВ \*\*\*\*\***

**1 Результати метрологічної експертизи МВВ \*\*\*\*\*.**

Засоби вимірювальної техніки та інші технічні засоби, умови вимірювань, порядок виконання вимірювань, обробка та оформлення результатів вимірювань, які наведені у МВВ \*\*\*\*\* відповідають вимогам МВУ 034/03-2008 та інших нормативних документів.

**2 Результати досліджень похибок вимірювань об'єму природного газу за стандартних умов за МВВ \*\*\*\*\*.**

Результати досліджень похибок вимірювань об'єму природного газу за стандартних умов  $\delta_{Vc}$  (за абсолютною величиною) наводяться у таблиці за формою таблиці Б1.

Таблиця Б1

	$q_{min} \leq q \leq q_t$			$q_t \leq q \leq q_{max}$		
	$\rho_{min}$					
	$\rho_{min}$	$\rho_{сер}$	$\rho_{max}$	$\rho_{min}$	$\rho_{сер}$	$\rho_{max}$
$T_{min}$	2,07					
$T_{сер}$						
$T_{max}$						
$\rho_{сер}$						
$T_{min}$						
$T_{сер}$						
$T_{max}$						
$\rho_{max}$						
$T_{min}$						
$T_{сер}$						
$T_{max}$						
$\delta_{V_{cmax}}$	2,07			1,11		

**Висновок – максимальне за абсолютною величиною значення  $\delta_{V_{cmax}} = 2,07$  % не виходить за допустимі границі  $\delta_{V_{cдп}} = \pm 2,5$  %.**

Атестація виконана у відповідності з програмою та методикою атестації ПМА\*\*\*\*\*.

**Приклад розрахунку значення основної відносної похибки вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлі обліку конкретної конфігурації**

Вхідні дані:

- мінімальне значення температури газу –  $t_{\min} = -15 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- мінімальне значення абсолютного тиску газу –  $p_{\min} = 0,2 \text{ МПа}$ ;
- мінімальне значення витрати газу за робочих умов –  $q_{\min} = 1 \text{ м}^3/\text{год}$ ;
- мінімальне значення густини газу за стандартних умов –  $\rho_{c'(j)\min} = 0,695 \text{ кг/м}^3$ ;
- мінімальне значення молярної частки азоту –  $x_{a'(j)\min} = 1,46 \text{ \%}$ ;
- мінімальне значення молярної частки діоксиду вуглецю –  $x_{y'(j)\min} = 0,35 \text{ \%}$ .

Результати розрахунку  $\delta_{v_{\max}}$ :

$$\delta_{T(i)} = 100 \cdot [\Delta_{T(i)} / T_{(i)}] = 100 \cdot [0,5 / 258,15] = 0,19 \text{ \%};$$

$$\delta_{p(i)} = (\gamma_p \cdot p_{\text{грпа}}) / p_{\min} = (0,15 \cdot 0,6) / 0,2 = 0,45 \text{ \%};$$

$$\delta_{\rho_{c^*(j)}} = \delta_{\rho_{c'(j)}} = 100 \cdot (\Delta_{\rho_{c'(j)}} / \rho_{c'(j)\min}) = 100 \cdot (0,05 / 0,695) = 7,19 \text{ \%};$$

$$\delta_{x_{a^*(j)}} = \delta_{x_{a'(j)}} = 100 \cdot (\Delta_{x_{a'(j)}} / x_{a'(j)\min}) = 100 \cdot (0,05 / 1,46) = 3,42 \text{ \%};$$

$$\delta_{x_{y^*(j)}} = \delta_{x_{y'(j)}} = 100 \cdot (\Delta_{x_{y'(j)}} / x_{y'(j)\min}) = 100 \cdot (0,05 / 0,35) = 14,29 \text{ \%};$$

$$K = 0,995985;$$

$$\delta_{K_{o(i,j)}} = 0,17 \text{ \%};$$

$$K_{T(i)} = -0,26 \cdot 10^{-4} + 0,34 \cdot 10^{-3} \cdot p_{\min} = -0,26 \cdot 10^{-4} + 0,34 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2 = 0,42 \cdot 10^{-4};$$

$$K_{p(i)} = 0,14 \cdot 10^{-2} + 0,24 \cdot 10^{-2} \cdot p_{\min} = 0,14 \cdot 10^{-2} + 0,24 \cdot 10^{-2} \cdot 0,2 = 0,188 \cdot 10^{-2};$$

$$K_{\rho_{c(i)}} = -0,83 \cdot 10^{-2} + 0,084 \cdot p_{\min} = -0,83 \cdot 10^{-2} + 0,084 \cdot 0,2 = 0,85 \cdot 10^{-2};$$

$$K_{x_{a(i)}} = -0,56 \cdot 10^{-2} + 0,057 \cdot p_{\min} = -0,56 \cdot 10^{-2} + 0,057 \cdot 0,2 = 0,58 \cdot 10^{-2};$$

$$K_{x_{y(i)}} = -0,46 \cdot 10^{-2} + 0,047 \cdot p_{\min} = -0,46 \cdot 10^{-2} + 0,047 \cdot 0,2 = 0,48 \cdot 10^{-2};$$

$$\delta_{K_{ид(i,j)}} = (1/K_{(i,j)}) \cdot [(K_{T(i)} \cdot T_{\min} \cdot \delta_{T(i)})^2 + (K_{p(i)} \cdot p_{\min} \cdot \delta_{p(i)})^2 + (K_{\rho_{c(i)}} \cdot \rho_{c^*(j)} \cdot \delta_{\rho_{c^*(j)}})^2 + (K_{x_{a(i)}} \cdot x_{a^*(j)} \cdot \delta_{x_{a^*(j)}})^2 + (K_{x_{y(i)}} \cdot x_{y^*(j)} \cdot \delta_{x_{y^*(j)}})^2]^{0,5} =$$

$$(1/0,995985) \cdot [0,42 \cdot 10^{-4} \cdot 258,15 \cdot 0,19)^2 + (0,188 \cdot 10^{-2} \cdot 0,2 \cdot 0,45)^2 + (0,85 \cdot 10^{-2} \cdot 0,695 \cdot 7,19)^2$$

$$+ (0,58 \cdot 10^{-2} \cdot 1,46 \cdot 3,42)^2 + (0,48 \cdot 10^{-2} \cdot 0,35 \cdot 14,29)^2]^{0,5} = \pm 0,057 \text{ \%};$$

$$\delta_{K_{(i,j)}} = (\delta_{K_{o(i,j)}}^2 + \delta_{K_{ид(i,j)}}^2)^{0,5} = (0,17^2 + 0,057^2)^{0,5} = \pm 0,18 \text{ \%};$$

$$\delta_C = \delta_{C(i,j)} = [\delta_{кор2}^2 + \delta_{K_{(i,j)}}^2]^{0,5} = [0,5^2 + 0,18^2]^{0,5} = \pm 0,53 \text{ \%};$$

$$\delta_{v_{\max}} = [\delta_{vp}^2 + \delta_C^2]^{0,5} = [2^2 + 0,53^2]^{0,5} = \pm 2,07 \text{ \%}.$$



### **Д.1 Виконання контролю вимірювань об'єму газу за стандартних умов на промислових вузлах обліку**

Метою проведення контролю є перевірка достовірності обліку газу під час роботи, без демонтажу ЗВТ та припинення чи зміни режиму подачі газу та встановлення придатності ЗВТ до використання.

Перевірка виконується шляхом порівняння результатів вимірювань певного об'єму газу за стандартних умов, які одержані за допомогою робочого та мобільного контрольного вузлів обліку, які встановлено послідовно на вимірювальному трубопроводі за робочих умов експлуатації.

Мобільний контрольний вузол обліку складається з із контрольного лічильника, коректора об'єму газу та допоміжного обладнання. При цьому контрольний лічильник газу встановлюється послідовно за робочим лічильником.

#### **Д.1.1 Вимоги до робочого вузла обліку**

Обладнання ВТ робочого вузла обліку штуцерами для підключення мобільного контрольного вузла обліку слід проводити з дотриманням наступних вимог:

- діаметри штуцерів – від 20мм до 50мм в залежності від максимальної витрати на робочому вузлі обліку;
- штуцери встановлюються до і після вихідної засувки робочого вузла обліку на зручних для монтажу штуцерів та підключення шлангів мобільного контрольного вузла обліку відстанях;
- якщо технічний опис робочого лічильника газу передбачає вимоги до прямої ділянки ВТ після лічильника, то штуцер слід вварювати з урахуванням цих вимог;
- якщо ВТ після робочого лічильника газу оснащена гільзою датчика температури чи контрольного термометра, штуцер слід вварювати після гільзи;
- крани на штуцерах обов'язково повинні бути повнопрохідними (кульові крани);
- для уникнення від можливих витоків газу та несанкціонованих втручань у роботу кранів, на них слід встановити заглушки та опломбувати номерними пломбами;
- засувка повинна забезпечувати герметичне перекриття потоку газу.

Ділянка ВТ, де необхідно встановити контрольний лічильник газу, повинна бути легко доступною та бути оснащений кишенею для вимірювання температури та штуцера для вимірювання тиску газу. Місця під'єднання контрольного лічильника газу повинні бути чистими без дефектів та пошкоджень.

Вузол обліку газу має бути оснащений кишенею для вимірювання температури та штуцера для вимірювання тиску.

### **Д.1.2 Вимоги до пересувного контрольного вузла обліку**

До складу пересувного контрольного вузла обліку повинні входити:

а) контрольний лічильник газу;  
б) коректор об'єму газу з границями допустимої відносної похибки вимірювання температури і тиску газу та обчислення об'єму газу за стандартних умов – не гірше ніж  $\pm 0,15\%$ ;

в) шлангові з'єднання, крани, фільтр сітковий, фланці з колінами відповідних діаметрів, прокладки для герметизації тощо.

Контрольний лічильник газу за температури робочого та навколишнього середовища від мінус 20 °С до плюс 30 °С повинен мати границі допустимої відносної похибки за діапазонів об'ємних витрат не гірше ніж:

- $\pm 0,6\%$  – у діапазоні витрати від  $q_{\min}$  (включно) до  $q_t$  (включно);
- $\pm 0,3\%$  – у діапазоні витрати від  $q_t$  до  $q_{\max}$  (включно).

До складу коректора об'єму газу повинні входити:

- термоперетворювач опору з діапазоном вимірювань від мінус 20 °С до плюс 30 °С, клас А;
- перетворювач абсолютного тиску з границями допустимої відносної похибки не гірше ніж  $\pm 0,1\%$  у діапазоні вимірювань від  $0,2p_{\max}$  до  $p_{\max}$ .

Коректор об'єму газу повинен мати границі основної допустимої відносної похибки обчислення об'єму газу за стандартних умов – не гірше, ніж  $\pm 0,05\%$ ;

### **Д.1.3 Виконання контролю**

В процесі підготовки до виконання контролю на контрольному вузлі обліку повинно бути перевірено:

- наявність належним чином затвердженої проектної документації на контрольний вузол обліку;

- наявність атестованої МВВ;

- наявність експлуатаційної документації на засоби вимірювальної техніки, що застосовуються при контролі, до складу якої повинні входити:

а) паспорт або свідоцтво про атестацію контрольного лічильника;

б) паспорти на засоби вимірювальної техніки, які входять до складу контрольного вузла обліку;

в) методика виконання контролю;

г) схема ВТ з наведенням розмірів прямих ділянок;

д) схема розташування штуцерів в площинах з наведенням відхилень вісі штуцера від вертикалі та горизонталі;

- наявність діючих клейм або свідоцтв про повірку (метрологічну атестацію) засобів вимірювальної техніки, що застосовуються при контролі;

- сумісність засобів вимірювальної техніки за характеристиками сигналів вимірювальної інформації;

- відповідність з'єднувальних ліній і їх монтажу вимогам ГОСТ 8.586.2-2005;

- герметичність приєднувального штуцера до трубопроводу за допомогою мильного розчину.

Далі провести наступні операції.

Перекрити доступ газу до ВТ на момент підключення (засувка, кран, вентиль) та переконатись у відсутності пропуску. При необхідності вихідна засувка повинна мати можливість встановлення блінди.

Встановити всі контрольні ЗВТ в робочому положенні. При необхідності залити мастило в лічильник до необхідного рівня.

Провести під'єднання шлангів до ВТ. Перевірити герметичність усіх місць з'єднань мильним розчином.

Подати газ та перевірити якість перекриття газу вихідною засувкою, для чого закрити вхідну засувку та проконтролювати відсутність падіння тиску у ВТ вузла обліку.

Кранами-засувками добитись старту робочого лічильника, що перевіряється.

Зафіксувати значення частот лічильників.

Для даного контрольованого лічильника встановити витрату  $q_{\min}$  по відповідній частоті імпульсів високочастотного виходу контрольного лічильника.

Провести вимірювання певного об'єму газу за стандартних умов за допомогою робочого та контрольного лічильників. Провести не менше ніж 12 циклів вимірювань об'єму газу за стандартних умов та зафіксувати результати вимірювань, які одержані за допомогою робочого та контрольного вузлів обліку.

### Д.1.3 Обробка результатів контролю вимірювань

При виконанні кожного циклу вимірювань одержують по два значення об'єму газу за стандартних умов:

- $V_{c1}$  – за допомогою робочого лічильника;
- $V_{c2}$  – за допомогою контрольного лічильника.

У загальному випадку значення об'єму газу за стандартних умов  $V_{c1}$  та  $V_{c2}$ , а також похибок вимірювань не співпадають.

Оцінювання результатів контролю здійснюється наступним чином.

Визначається різниця між результатами вимірювань об'єму газу на робочому та контрольному вузлах обліку газу  $\Delta V_{c1-2}$ , за формулою

$$\Delta V_{c1-2} = V_{c1} - V_{c2}. \quad (Д.1)$$

Визначається співвідношення  $F$  за формулою

$$F = \sigma_{V_{c1}} / \sigma_{V_{c2}} = (\delta_{V_{c1}} \cdot V_{c1}) / (\delta_{V_{c2}} \cdot V_{c2}). \quad (Д.2)$$

З урахуванням формули (В2) розраховується границя допустимих розбіжностей значень об'єму газу за результатами його вимірювань на робочому та контрольному вузлах обліку газу  $G$ , що обумовлена похибками вимірювань, за формулою

$$G = E \cdot 0,01 \cdot \delta_{V_{c2}} \cdot V_{c2} \cdot (F^2 + 1), \quad (Д.3)$$

де  $E = 1$  - якщо  $F \leq 1$ ;

$E = 1/F$  - якщо  $F > 1$ .

Далі розраховується різниця між абсолютною величиною різниці між результатами вимірювань об'єму газу на цих вузлах обліку газу ( $\Delta V_{c1-2}$ ) та допустимою розбіжністю ( $G$ ), що обумовлена похибками вимірювань – за формулою

$$\Delta V_{cH} = |\Delta V_{c1-2}| - G. \quad (Д.4)$$

Якщо виконується умова

$$\Delta V_{cH} \leq 0, \quad (Д.5)$$

то різниця між результатами вимірювань об'єму газу за стандартних умов на робочому та контрольному цих вузлах обліку газу може бути обумовлена похибками вимірювань на цих вузлах.

Якщо умова (В.5) не виконується то значення  $\Delta V_{cH}$  – це є частка розбіжностей значень об'єму газу за результатами його вимірювань на робочому та контрольному вузлах обліку газу, яка обумовлена неконтрольованими (позаштатними) факторами.

За результатами перевірки реалізації МВВ складають акт перевірки стану й застосування засобів вимірювань і дотримання вимог цієї типової методики відповідно до додатка В2.

АКТ

обстеження вузла обліку газу

Дата: " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_ року

Комісія у складі:  
представників облікової організації:

\_\_\_\_\_  
(назва суб'єкта господарювання)

\_\_\_\_\_  
(посада, П І Б)

\_\_\_\_\_  
(посада, П І Б)

представників споживача:

\_\_\_\_\_  
(повна назва суб'єкта господарювання)

\_\_\_\_\_  
(посада, П І Б)

\_\_\_\_\_  
(посада, П І Б)

склала цей акт про те, що вузол обліку газу:

\_\_\_\_\_  
(назва, стисла характеристика складу вузла обліку газу)

\_\_\_\_\_  
(дати повірок ЗВТ, дата приймання до експлуатації)

встановлений за адресою:

\_\_\_\_\_

Дослідна експлуатація складає \_\_\_\_\_ годин.

**На підставі обстеження зазначеного вузла обліку газу комісія встановила, що він відповідає проектній документації та Правилам обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання і може використовуватись як комерційний вузол обліку газу.**

Представники  
споживача:  
(прізвища, підписи)

Представники  
облікової організації:  
(прізвища, підписи)

## Ж.1 Контроль технічного стану лічильника газу та допоміжного устаткування

### Ж.1.1 Контроль перепаду тиску на лічильниках, фільтрах та струминовипрямлячах

Якщо в технічній документації виробника відсутня інформація з процедури контролю технічного стану конкретних ЗВТ та устаткування, то варто керуватися наступним.

На турбінних і ротаційних лічильниках, фільтрах та струминовипрямлячах необхідно періодично контролювати зміни перепаду тиску.

Якщо із часом у процесі експлуатації перепад тиску у лічильнику більш ніж на 50% перевищить допустиме значення, як наслідок забруднення проточної частини, або зношування підшипників лічильника, або інших дефектів, що приводять до гальмування його рухливих частин, то повинні бути проведені роботи з технічного обслуговування лічильника або його ремонту.

З метою забезпечення достатнього ступеня очищення газу, а також контролю ступеня забруднення газового фільтра необхідно стежити за тим, щоб перепад тиску на сітчастих фільтрах не перевищував 5000 Па, на фільтрах з волосяним та із синтетичним фільтруючим матеріалом - 10000 Па.

Для контролю за чистотою струминовипрямляча рекомендується за найбільш характерних режимів роботи лічильника зафіксувати в початковий період експлуатації струминовипрямляча перепад тиску й значення густини, і витрати газу. Якщо перепад тиску на струминовипрямлячі на 10% перевищує допустиме значення, то, необхідно провести його очищення.

Допустиме значення перепаду тиску  $\Delta p_d$  на лічильнику і струминовипрямлячі для конкретних робочих умов ( $p$ ,  $\rho_c$ ,  $q$ ) розраховують за формулою

$$\Delta p_d = \Delta p_p \cdot (\rho_c \cdot p / \rho_{cp} \cdot p_p) \cdot (q / q_p)^2 \quad (\text{Ж.1})$$

де  $q$  – значення витрати газу;

$\Delta p_p$  – перепад тиску, що регламентований у технічній документації;

$p_p$ ,  $\rho_{cp}$  та  $q_p$  – відповідно значення тиску, густини газу за стандартних умов і витрата газу, для яких регламентовані втрати тиску.

У якості значень величин  $\Delta p_p$ ,  $p_p$ ,  $\rho_{cp}$  і  $q_p$  можуть бути використані результати вимірювань перепаду тиску, тиску, густини газу за стандартних умов, а також витрати

газу, які зафіксовані в початковий період експлуатації устаткування при найбільш характерних режимах роботи лічильника.

Для вимірювань перепаду тиску можна застосовувати дифманометри будь-якого типу. Контроль перепаду тиску на струминовипрямлячі та фільтрі допускається проводити за допомогою приладів індикаторного типу.

Отвори для вимірювань перепаду тиску на турбінних і ротаційних лічильниках повинні бути розміщені на трубопроводі відповідно до вимог експлуатаційної документації.

Отвори для вимірювань перепаду тиску на фільтрі та струминовипрямлячі повинні бути розташовані відповідно до рекомендацій експлуатаційної документації.

### И.1 Перевірка коректності визначення умовно сталих величин

При відхиленні значень умовно постійних параметрів (атмосферний тиск, густина газу за стандартних умов, об'ємні або молярні частки компонентів газу) від результатів їх контрольних вимірювань за межі допустимих необхідно провести коригування умовно постійних параметрів.

#### И1.1 Перевірка коректності визначення значення густини газу за стандартних умов у якості умовно сталої величини

При використанні умовно сталих значень густини газу за стандартних умов  $\rho_c^*$  повинна виконуватись наступна умова:

$$| [100 \cdot (\rho_c^{*(i)} - \rho_{ссер}) / \rho_{ссер}] | \leq 2 \cdot \exp\{ a + b \cdot [\ln(\omega_q)] + c \cdot [\ln(\omega_q)]^2 \}, \quad (И.1)$$

де  $\rho_c^{*(i)}$  – значення густини газу за стандартних умов, яке прийнято як умовно стале на період часу  $\tau_{(i)}$ ;

$\rho_{ссер}$  – середнє арифметичне за час проведення перевірки значення густини газу за стандартних умов;

$\omega_q$  – границя відхилення значення витрати від її середнього за час проведення перевірки значення;

$$a = a_0 + a_1 \ln(p) + a_2 [\ln(p)]^2; \quad (И.2)$$

$$a_i = \sum_{j=0}^2 a_{ij} \bar{T}^j; \quad (И.3)$$

$$\bar{T} = \frac{T}{273,15}; \quad (И.4)$$

$$b = 0,25; c = -0,072.$$

Значення коефіцієнтів  $a_{ij}$  наведені в таблиці И.1.

Таблица И.1

i	j	$a_{ij}$
0	0	-2,3376
0	1	2,6964
0	2	0,17071
1	0	-3,1968
1	1	3,9413
1	2	-1,9305
2	0	-1,3061
2	1	2,1209
2	2	-0,81958



Розрахункове значення округлюють до другого десяткового знака.

Якщо відносне відхилення густини газу за стандартних умов від значення, яке прийнято у якості умовно сталої величини, за абсолютною величиною у відсотках, перевищує значення, які одержані у правій частині умови (Д. 1), то виконують перерахунок об'єму газу за стандартних умов  $V_c$  за формулою

$$V_c = V^*_c \frac{K^*}{K}, \quad (\text{И.5})$$

де  $V^*_c$  – показання електронного коректора;

$K^*$  – коефіцієнт стисливості газу, що розрахований за середніх значень тиску та температури газу, а також значень густини газу за стандартних умов, об'ємних або молярних часток діоксида вуглецю і азоту в газі, що прийняті як умовно сталі (сталі) величини при розрахунку  $V^*_c$ ;

$K$  – коефіцієнт стисливості газу, що розрахований за середніх значень тиску та температури газу, а також значень густини газу за стандартних умов, об'ємних або молярних часток діоксида вуглецю і азоту в газі, які одержані за результатами вимірювань при проведенні перевірки.

При цьому, якщо за час проведення перевірки було проведено кілька вимірювань, то за значення густини газу за стандартних умов приймають або її середнє арифметичне, або її середнє зважене значення.

Середнє зважене значення густини газу за стандартних умов  $\rho_{св}$  розраховують за формулою

$$\rho_{св} = \frac{\sum_{r=1}^n V^*_{cr} \rho_{cr}}{\sum_{i=1}^n V^*_{cr}}, \quad (\text{И.6})$$

де  $V^*_{cr}$  – значення об'єму газу за стандартних умов, яке одержано за період часу  $\tau_{(r)}$  при проведенні перевірки;

$\rho_{cr}$  –  $r$ -те значення густини газу за стандартних умов, яке одержано при проведенні перевірки;

Середнє зважене значення густини газу за стандартних умов приймають, якщо виконується наступна умова

$$\max | [100 \cdot (\rho_{с(r)} - \rho_{ссер}) / \rho_{ссер}] | > \exp \{ a + b \cdot [\ln(\omega_q)] + c \cdot [\ln(\omega_q)]^2 \}, \quad (\text{И.7})$$

де значення  $a$ ,  $a_1$ ,  $\bar{T}$  розраховуються відповідно за формулами (Д2), (Д3), (Д4);

$$b = b_0 + b_1 \ln(P) + b_2 [\ln(P)]^2; \quad (\text{И.7})$$

$$b_i = \sum_{j=0}^2 b_{ij} \bar{T}^j; \quad (1)$$

$c = -0.12$ .

Значення коефіцієнтів  $a_{ij}$ ,  $b_{ij}$  наведені в таблиці И. 2.

Таблиця И2

i	j	$a_{ij}$	$b_{ij}$
0	0	7,2064	-1,6573
0	1	-8,7115	2,8409
0	2	4,5206	-1,1098
1	0	-11,844	1,8544
1	1	21,063	-3,7194
1	2	-9,8786	1,7462
2	0	0,35095	-0,19010
2	1	-1,4929	0,47641
2	2	1,0812	-0,27746

Розрахункове значення округлюють до другого десяткового знака.

Якщо перевірка виконання умови (И1) здійснюється на стадії введення вузла обліку газу в експлуатацію, її дозволяється проводити з використанням очікуваних або прогнозованих значень на основі раніше виконаних вимірювань або загальних знань про умови вимірювань. У цьому випадку в акті перевірки стану та застосування засобів вимірювань і дотримання вимог цієї методики робиться відповідний запис.

### И.1.2 Перевірка коректності визначення значення густини газу за стандартних умов у якості умовно сталої величини

Якщо за результатами вимірювань в процесі проведення перевірки відхилення середнього арифметичного значення атмосферного тиску від прийнятого за умовно сталу величину перевищує 0,001-р, то коригування показань коректора проводять за формулою

$$V_c = V_c^* \frac{K^* \bar{P}}{K \bar{P}^*}, \quad (И.9)$$

де  $\bar{P}$  – середній абсолютний тиск, який розрахований з використанням відкоригованого значення атмосферного тиску;

$\bar{P}^*$  – середній абсолютний тиск, який розрахований з використанням не відкоригованого атмосферного тиску;

$V_c$  – відкоригований об'єм газу за стандартних умов.

**Ключові слова:** об'єм газу, лічильник, коректор,

**ДОДАТОК Д**

**ДЕРЖАВНИЙ КОМІТЕТ УКРАЇНИ**

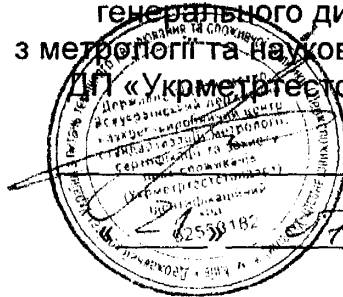
**З ПИТАНЬ ТЕХНІЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ТА ТЕХНІЧНОЇ ПОЛІТИКИ**

**ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО ВСЕУКРАЇНСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ НАУКОВО-ВИРОБНИЧИЙ  
ЦЕНТР СТАНДАРТИЗАЦІЇ, МЕТРОЛОГІЇ,  
СЕРТИФІКАЦІЇ ТА ЗАХИСТУ ПРАВ СПОЖИВАЧІВ**

---

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**В.о. першого заступника  
генерального директора  
з метрології та наукової діяльності  
ДП «Укрметртестстандарт»**



**Ю. В. Кузьменко**

**2010 р.**

**ІНСТРУКЦІЯ**

**МЕТРОЛОГІЯ**

**Перевірка технічного стану вузлів обліку газу  
з використанням установки «ЕК-Б»**

***Методика перевірки***

**МП 412/03-2010**

**Київ  
2010**

## ПЕРЕДМОВА

### 1 РОЗРОБЛЕНО:

ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО ВСЕУКРАЇНСЬКИЙ  
ДЕРЖАВНИЙ НАУКОВО-ВИРОБНИЧИЙ ЦЕНТР СТАНДАРТИЗАЦІЇ, МЕТРОЛОГІЇ,  
СЕРТИФІКАЦІЇ ТА ЗАХИСТУ ПРАВ СПОЖИВАЧІВ (ДП «УКРМЕТРТЕСТСТАНДАРТ»);  
НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»;  
ЗАТ «СЕРВІСНА КОМПАНІЯ «УКРГАЗ-СЕРВІС»;  
СП «РАДМИРТЕХ» У ФОРМІ ТОВ

### 2 РОЗРОБНИКИ:

керівник розробки – Карташев В.І.;

Бабіченко М.В., Бондаренко В.С., Власюк Я.М., Готовкин В.Ю., к.т.н., Насредінов С.В.,

Осієвський В.О. к.т.н., Попов В.В., Ярошевич В.М.,

---

© ДП «Укрметртестстандарт», 2010

© ЗАТ «Сервісна компанія «Укргаз-сервіс», 2010

© СП «Радміртех» у формі ТОВ, 2010

Ця інструкція не може бути повністю чи частково відтворена, тиражована та розповсюджена без дозволу ДП «Укрметртестстандарт», ЗАТ «Сервісна компанія «Укргаз-сервіс», СП «Радміртех» у формі ТОВ

ІНСТРУКЦІЯ  
МЕТРОЛОГІЯ

**Перевірка технічного стану вузлів обліку газу  
з використанням установки «ЕК-Б»**

*Методика перевірки*

МП 412/03-2010

---

**1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ ТА СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ**

Ця методика встановлює процедуру перевірки технічного стану вузлів обліку природного газу, на яких використовуються лічильники газу роторні чи турбінні та коректори об'єму газу (далі – ВОГ) без демонтажу засобів вимірювальної техніки (далі – ЗВТ). Перевірка здійснюється шляхом експериментального підтвердження достовірності результатів вимірювань об'єму природного газу за ГОСТ 5542, зведеного до стандартних умов за ГОСТ 2939 (температури 20 °С та абсолютного тиску 101,325 кПа), відповідно до вимог п. 12 Правил обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання, та Додатків Д та Ж МВУ 034/03-2008.

Перевірка технічного стану вузлів обліку природного газу з експериментальним підтвердження достовірності результатів вимірювань об'єму газу за стандартних умов (далі – перевірка) виконується з використанням установки перевірки технічного стану вузлів обліку газу «ЕК-Б» (далі – модуль «ЕК-Б») при вводі ВОГ в експлуатацію (під час метрологічної експертизи монтажу при атестації методики виконання вимірювань на ВОГ), а також в умовах експлуатації ВОГ. При перевірці здійснюють порівняння результатів вимірювання об'єму газу в робочих умовах, вимірювання тиску і температури та обчислення об'єму газу, зведеного до стандартних умов, з використанням ЗВТ ВОГ, та модуля «ЕК-Б». При перевірці в якості робочого газового середовища використовують навколишнє повітря.

Методика поширюється на суб'єкти господарювання, які здійснюють господарську діяльність з постачання, транспортування та розподілу природного газу розподільними мережами, проектування, монтажу та налагоджування вузлів обліку газу, вимірювання кількості природного газу та на споживачів газу, крім населення, а також на територіальні органи Держспоживстандарту України.

Методика не застосовується для встановлення придатності ЗВТ вузлів обліку газу до використання.

**2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ**

У цій інструкції є посилання на такі нормативні документи:

- Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність»
- Правила обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання, затверджених наказом Мінпаливенерго України від 27.12.05 № 618, затверджені наказом Мінпаливенерго України від 27.12.05 № 618, зареєстровані в Міністерстві юстиції України 26.01.06 за №67/11941 (із змінами, внесеними згідно з Наказом Мінпаливенерго України за №232 від 06.05.09) (далі - Правила обліку газу)
- ДСТУ 2681-94 Метрологія. Терміни та визначення
- ДСТУ 3651.0-97 Метрологія. Одиниці фізичних величин. Основні одиниці фізичних величин Міжнародної системи одиниць. Основні положення, назви та позначення
- ДСТУ EN 12405:2006 Коректори до лічильників газу електроні. Загальні технічні вимоги
- ДСТУ EN 12480:2006 Лічильники газу роторні. Загальні технічні вимоги
- ДСТУ EN 12261:2006 Лічильники газу турбінні. Загальні технічні вимоги
- ДСТУ 3867-99 Лічильники газу турбінні. Загальні технічні вимоги

- МВУ 034/03-2008 Інструкція. Метрологія. Об'єм природного газу за стандартних умов. Типова методика виконання вимірювань з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу (далі - МВУ 034/03-2008)
- ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объёма
- ГОСТ 30319.(0...3)-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств
- ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия
- РД 50-213-80 Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами
- ДНАОП 0.00-1.21-98 Правила безопасной эксплуатации электроустановок потребителей
- ДСН 3.3.6.037-99 Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку
- ДСН 3.3.6.039-99 Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації
- ДБН В.2.5-28-2006 Природне і штучне освітлення

### 3 ТЕРМІНИ, ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ, СКОРОЧЕННЯ, ІНДЕКСИ УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ ТА ОДИНИЦІ ФІЗИЧНИХ ВЕЛИЧИН

#### 3.1 Терміни та визначення понять

У цій методиці застосовані терміни, визначення понять та позначення згідно з Законом України «Про метрологію та метрологічну діяльність», ДСТУ EN 12405, ДСТУ 3651, ДСТУ 2681, з урахуванням документу «Правила обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання» та МВУ 034/03, а також такі:

#### 3.2 Скорочення

ВОГ – вузол обліку природного газу;  
ЗВТ – засіб вимірювальної техніки;  
ПЕОМ – персональна електронно-обчислювальна машина;  
ЕД – експлуатаційні документи.

#### 3.3 Індеси умовних позначень фізичних величин

Індеси умовних позначень величин зазначають наступне:

с – стандартні умови;  
max – максимальне значення величини;  
min – мінімальне значення величини;  
ЕД – додатковий канал вимірювань коректора модуля «ЕК-Б»;  
ЕО – основний канал вимірювань коректора модуля «ЕК-Б»;  
Л – лічильник газу ВОГ;  
К – коректор об'єму газу ВОГ,  
і – порядковий номер імпульсу, що згенерований модулем «ЕК-Б»,  
п – номер тесту.

#### 3.4 Умовні позначення фізичних величин,

Умовні позначення фізичних величин, що використовуються в цій інструкції, та одиниці вимірювань наведені в таблиці 1.

Таблиця 1

Умовні позначення	Назва	Одиниці вимірювань
$C_{0E}$	Кількість імпульсів, що відповідає $1\text{ м}^3$ газу, який пройшов через модуль «ЕК-Б»	$\text{імп/м}^3$

Таблиця 1

Умовні означення	Назва	Одиниці вимірювань
$C_{ол}$	Кількість імпульсів, що відповідає $1\text{ м}^3$ газу, який пройшов через лічильник газу ВОГ	імп/ $\text{м}^3$
$C_{ЕДп}$	Коефіцієнт перетворення за показами модуля «ЕК-Б» для об'єму газу в робочих умовах, що пройшов через лічильник газу ВОГ за час проведення $n$ -го тесту	-
$C_{ЕОпi}$	Коефіцієнт перетворення за показами модуля «ЕК-Б» для об'єму газу в робочих умовах, що пройшов через роторний блок модуля за час проведення $n$ -го тесту для $i$ -го імпульсу, згенерованого модулем	-
$C_{Кп}$	Коефіцієнт перетворення за показами коректора ВОГ для об'єму газу в робочих умовах, що пройшов через лічильник газу ВО за час проведення $n$ -го тесту	-
$G_{Дп}$	Максимально допустиме відхилення результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, одержаних під час проведення $n$ -го тесту з використанням лічильника газу ВОГ, коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» з додатковими каналами вимірювань температури і тиску газу, від результатів, одержаних з використанням модуля «ЕК-Б» (роторного блоку, коректора об'єму газу з основними каналами вимірювань температури і тиску газу)	$\text{м}^3$
$G_{Оп}$	Максимально допустиме відхилення результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, одержаних під час проведення $n$ -го тесту з використанням ВОГ, від результатів, одержаних з використанням модуля «ЕК-Б»	$\text{м}^3$
$K_{ЕДп}$	Коефіцієнт стисливості газу за результатами вимірювань температури і тиску газу в лічильнику газу ВОГ з використанням коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» з додатковими вимірювальними каналами під час проведення $n$ -го тесту	-
$K_{ЕОп}$	Коефіцієнт стисливості газу за результатами вимірювань температури і тиску газу в роторному блоці модуля «ЕК-Б» з використанням його коректора об'єму газу з основними вимірювальними каналами під час проведення $n$ -го тесту	-
$K_{Кп}$	Коефіцієнт стисливості газу за результатами вимірювань температури і тиску в лічильнику газу ВОГ з використанням коректора об'єму газу ВОГ під час проведення $n$ -го тесту	-
$N_{Еin}$	Кількість імпульсів, що генерується модулем «ЕК-Б» протягом часу проведення $n$ -го тесту	од.
$p_{Кmax}$	Максимальне значення діапазону вимірювань тиску газу коректора об'єму газу ВОГ з нормованою похибкою	МПа
$p_{Кmin}$	Мінімальне значення діапазону вимірювань тиску газу коректора об'єму газу ВОГ з нормованою похибкою	МПа
$p_{ЕОпi}$	Тиск газу за результатами вимірювань з використанням основного вимірювального каналу коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» під час проведення $n$ -го тесту для $i$ -го імпульсу, згенерованого модулем	МПа
$p_{Кп}$	Тиск газу за результатами вимірювань з використанням коректора об'єму газу ВОГ під час проведення $n$ -го тесту	МПа
$q_{max}$	Максимальне значення діапазону вимірювань витрати газу за робочих умов лічильника газу ВОГ з нормованою похибкою	$\text{м}^3/\text{год}$

Таблиця 1

Умовні позначення	Назва	Одиниці вимірювань
$q_{min}$	Мінімальне значення діапазону вимірювань витрати газу за робочих умов лічильника газу ВОГ з нормованою похибкою	м <sup>3</sup> /год
$q_t$	Значення витрати газу за робочих умов, за якого змінюється нормування похибки лічильника газу ВОГ	м <sup>3</sup> /год
$q_{cKn}$	Об'ємна витрата газу за стандартних умов за показами лічильника газу та коректора об'єму газу ВОГ під час проведення $n$ -го тесту	м <sup>3</sup> /год
$q_{сЕДn}$	Об'ємна витрата газу за стандартних умов за показами лічильника газу ВОГ, коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» з додатковими каналами вимірювань температури і тиску газу під час проведення $n$ -го тесту	м <sup>3</sup> /год
$q_{сЕОп}$	Об'ємна витрата газу за стандартних умов за показами модуля «ЕК-Б» (роторного блоку та коректора об'єму газу) під час проведення $n$ -го тесту	м <sup>3</sup> /год
$t_{ЕДn}$	Температура газу в лічильнику газу ВОГ за результатами вимірювань з використанням коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» з додатковим вимірювальним каналом під час проведення $n$ -го тесту	°C
$t_{ЕОпi}$	Температура газу в роторному блоці модуля «ЕК-Б» за результатами вимірювань з використанням коректора об'єму газу модуля з основним вимірювальним каналом під час проведення $n$ -го тесту для $i$ -го імпульсу, згенерованого модулем	°C
$t_{Kn}$	Температура газу в лічильнику об'єму газу ВОГ за результатами вимірювань з використанням коректора об'єму газу ВОГ під час проведення $n$ -го тесту	°C
$V_{cKn}$	Об'єму газу за стандартних умов, що пройшов через лічильник газу ВОГ під час проведення $n$ -го тесту, за показами коректора об'єму газу ВОГ	м <sup>3</sup>
$V_{сЕДn}$	Об'єму газу за стандартних умов, що пройшов через лічильник газу ВОГ під час проведення $n$ -го тесту, за показами коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» з додатковими каналами вимірювань температури і тиску газу	м <sup>3</sup>
$V_{сЕОп}$	Об'єму газу за стандартних умов, що пройшов через роторний блок модуля «ЕК-Б» під час проведення $n$ -го тесту, за показами його коректора об'єму газу з основними каналами вимірювань температури і тиску газу	м <sup>3</sup>
$V_{сТn}$	Покази об'єму газу за стандартних умов коректора об'єму газу ВОГ перед початком $n$ -го тесту	м <sup>3</sup>
$V_{ФНn}$	Покази об'єму газу за стандартних умов коректора об'єму газу ВОГ після закінчення $n$ -го тесту	м <sup>3</sup>
$x_a$	Молярна частка азоту в природному газі	%
$x_y$	Молярна частка діоксиду вуглецю в природному газі	%
$\rho_c$	Густина газу за стандартних умов	кг/м <sup>3</sup>
$\Delta t_{ЕДmax}$	Границі допустимої абсолютної похибки коректора модуля «ЕК-Б» при вимірюванні температури газу з використанням додаткового каналу	°C
$\Delta t_{ЕОmax}$	Границі допустимої абсолютної похибки коректора модуля «ЕК-Б» при вимірюванні температури газу з використанням основного каналу	°C



Таблиця 1

Умовні означення	Назва	Одиниці вимірювань
$\Delta t_{kmax}$	Границі допустимої абсолютної похибки коректора ВОГ при вимірюванні температури газу	°C
$\Delta P_{REDmax}$	Границі допустимої абсолютної похибки коректора модуля «ЕК-Б» при вимірюванні перепаду тиску газу з використанням додаткового каналу	МПа
$\Delta P_{EOmax}$	Границі допустимої абсолютної похибки коректора модуля «ЕК-Б» при вимірюванні тиску газу з використанням основного каналу	МПа
$\Delta P_{Kmax}$	Границі допустимої абсолютної похибки коректора ВОГ при вимірюванні тиску газу	МПа
$\Delta V_{сНОп}$	Різниця між абсолютною величиною розбіжностей результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, виконаних з використанням ВОГ і модуля «ЕК-Б», та допустимою розбіжністю під час проведення $n$ -го тесту	м <sup>3</sup>
$\Delta V_{сНДп}$	Різниця між абсолютною величиною розбіжностей результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, виконаних з використанням лічильника газу ВОГ, коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б з додатковими каналами вимірювань температури і тиску газу» і модуля «ЕК-Б» та допустимою розбіжністю під час проведення $n$ -го тесту	м <sup>3</sup>
$\Delta V_{сД1-2п}$	Різниця між результатами вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, виконаних з використанням лічильника газу ВОГ, коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» з додатковими каналами вимірювань температури і тиску газу та результатами вимірювань з використанням модуля «ЕК-Б» під час проведення $n$ -го тесту	м <sup>3</sup>
$\Delta V_{сО1-2п}$	Різниця між результатами вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, виконаних з використанням ВОГ, та результатами вимірювань з використанням модуля «ЕК-Б» під час проведення $n$ -го тесту	м <sup>3</sup>
$\delta_{pKmax}$	Границі допустимої відносної похибки коректора ВОГ при вимірюванні тиску газу	%
$\gamma_{pKmax}$	Границі допустимої зведеної похибки коректора ВОГ при вимірюванні тиску газу	%
$T_n$	Час проведення $n$ -го тесту (період між надходженням від лічильника газу ВОГ $n$ -го та $(n+1)$ -го імпульсів)	с
$\Delta P_{RED}$	Перепад тиску газу за результатами вимірювань з використанням додаткового вимірювального каналу коректора модуля «ЕК-Б»	МПа

Примітка: для одиниць тиску дозволяється застосовувати інші одиниці вимірювань, якщо вони однакові для всіх величин тиску, що використовуються при повірці.

#### 4 ОПЕРАЦІЇ ПЕРЕВІРКИ

При проведенні перевірки повинні виконуватись операції, які наведені в таблиці 2.

Таблиця 2

№ п/п	Найменування операції	Номер пункту інструкції	Необхідність проведення операції перевірки	
			при вводі в експлуатацію	в умовах експлуатації
1	Перевірка документації на ВОГ	9.1	Так	
2	Зовнішній огляд ВОГ	9.2	Так	

Таблиця 2

№ пп	Найменування операції	Номер пункту інструкції	Необхідність проведення операції перевірки	
			при вводі в експлуатацію	в умовах експлуатації
3	Метрологічна експертиза монтажу прямих ділянок вимірювального трубопроводу ВОГ	9.3	Так	Ні
4	Перевірка працездатності	9.4	Так	
5	Визначення відхилень результатів вимірювань з використанням ЗВТ ВОГ та модуля «ЕК-Б»	9.5	Так	
6	Визначення відхилень результатів вимірювань температури газу з використанням ЗВТ ВОГ та модуля «ЕК-Б»	9.5.1	Так	
7	Визначення відхилень результатів вимірювань тиску газу з використанням ЗВТ ВОГ та модуля «ЕК-Б»	9.5.2	Так	
8	Визначення відхилень результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, з використанням ЗВТ ВОГ та модуля «ЕК-Б»	9.5.3	Так	
9	Особливості визначення відхилень результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, з використанням ЗВТ ВОГ, та модуля «ЕК-Б»	9.5.3.1	Так	
10	Визначення відхилень результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, з використанням ЗВТ ВОГ та модуля «ЕК-Б» за умов однакової температури оточуючого середовища та газу, що вимірюється	9.5.3.2	Так	
11	Визначення відхилень результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, з використанням ЗВТ ВОГ та модуля «ЕК-Б» за умов підвищеної (зниженої) температури газу, що вимірюється, відносно оточуючого середовища	9.5.3.3	Так	Ні

*Примітка.* «Так» означає, що операція проводиться, «Ні» - що операція не проводиться.

## 5 ЗАСОБИ ПЕРЕВІРКИ

5.1 При проведенні перевірки застосовуються засоби вимірювальної техніки, що наведені в таблиці 3.

Допускається застосування інших (засобів вимірювальної техніки) з метрологічними характеристиками, що не поступаються наведеним в таблиці 3.

Таблиця 3

Номер пункту інструкції	Назва, тип (умовне позначення) засобу вимірювальної техніки, що використовується при перевірці, діапазон відтворення (вимірювань), похибка (розряд, клас точності)
8.2	Термометр ртутний ТЛ-4, діапазон вимірювань від 0 до 50 °С, ціна поділки шкали 0,1°С;
8.2	Барометр-анероїд БАММ-1, діапазон вимірювань атмосферного тиску від 80 до 106 кПа, ціна поділки шкали 0,1 кПа, границя допустимої абсолютної похибки вимірювань атмосферного тиску 0,2 кПа;
8.2	Психрометр аспіраційний М34 згідно з Л82 844.001 ТУ з границями допустимої абсолютної похибки вимірювань вологості від $\pm 2$ до $\pm 6$ % в діапазоні відносної вологості від 10 до 100 % та температури від мінус 10 до 40 °С

Таблиця 3

Номер пункту інструкції	Назва, тип (умовне позначення) засобу вимірювальної техніки, що використовується при перевірці, діапазон відтворення (вимірювань), похибка (розряд, клас точності)
9.3	Рулетка вимірювальна металева Р50НЗК за ДСТУ 4179-2003, з границями діапазону вимірювань від 0 до 50 м, границями допустимої похибки вимірювань $\pm [0,4 + 0,2 (L - 1)]$ мм
9.3	Штангенциркуль ШЦ-I-125-0,1 за ГОСТ 166-89 з границями діапазону вимірювань від 0 до 125 мм, границями допустимої похибки вимірювань $\pm 0,1$ мм
9.3	Штангенциркуль ШЦ-II-250-0,05 за ГОСТ 166-89 з границями діапазону вимірювань від 0 до 250 мм, границями допустимої похибки вимірювань $\pm 0,05$ мм
9.5	<p>Установка перевірки технічного стану вузлів обліку газу «ЕК-Б» (модуль «ЕК-Б» G 25</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- з границями діапазону вимірювань об'єму газу в робочих умовах від 0,4 до 40 м<sup>3</sup>/год та границями допустимої відносної похибки вимірювань об'єму газу в робочих умовах <math>\pm 0,9</math> %;</li> <li>- з границями діапазону вимірювань абсолютного тиску від 0,1 до 0,6 МПа та границями допустимої відносної похибки вимірювань абсолютного тиску <math>\pm 0,4</math> %;</li> <li>- з границями діапазону вимірювань різниці тисків від 0 до 10 кПа та границями допустимої зведеної похибки вимірювань різниці тисків <math>\pm 0,25</math> %;</li> <li>- з границями діапазону вимірювань температури від мінус 15 до 40 °С та границями допустимої абсолютної похибки вимірювань температури <math>\pm 0,3</math> °С;</li> <li>- з границями допустимої відносної похибки при перетворенні вхідних сигналів від лічильника газу та обчисленні об'єму газу, що пройшов через лічильник газу <math>\pm 0,01</math> %;</li> <li>- з границями допустимого відносного відхилення значень об'єму газу, що пройшов через модуль «ЕК-Б», зведеного до умов лічильника газу ВОГ, від розрахункових <math>\pm 0,01</math> %.</li> </ul>
9.5	<p>Установка перевірки технічного стану вузлів обліку газу «ЕК-Б» (модуль «ЕК-Б» G 160</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- з границями діапазону вимірювань об'єму газу в робочих умовах від 2,5 до 250 м<sup>3</sup>/год та границями допустимої відносної похибки вимірювань об'єму газу в робочих умовах <math>\pm 0,9</math> %;</li> <li>- з границями діапазону вимірювань абсолютного тиску від 0,1 до 0,6 МПа та границями допустимої відносної похибки вимірювань абсолютного тиску <math>\pm 0,4</math> %;</li> <li>- з границями діапазону вимірювань різниці тисків від 0 до 10 кПа та границями допустимої зведеної похибки вимірювань різниці тисків <math>\pm 0,25</math> %;</li> <li>- з границями діапазону вимірювань температури від мінус 15 до 40 °С та границями допустимої абсолютної похибки вимірювань температури <math>\pm 0,3</math> °С;</li> <li>- з границями допустимої відносної похибки при перетворенні вхідних сигналів від лічильника газу та обчисленні об'єму газу, що пройшов через лічильник газу <math>\pm 0,01</math> %;</li> <li>- з границями допустимого відносного відхилення значень об'єму газу, що пройшов через модуль «ЕК-Б», зведеного до умов лічильника газу ВОГ, від розрахункових <math>\pm 0,01</math> %.</li> </ul>
9.5.3.2	Секундомір СДСпр-1-2 з класом точності 2 згідно з ГОСТ 5072-79

5.2 Засоби вимірювальної техніки, що застосовуються під час перевірки, повинні мати чинні свідоцтва чи відбитки тавр повірників у паспорті про повірку або свідоцтва про державну метрологічну атестацію, а випробувальне обладнання має бути атестоване в установленому порядку.

5.3 При проведенні перевірки застосовуються допоміжне обладнання, яке наведено в таблиці 4.

Таблиця 4

Номер пункту інструкції	Назва, тип (умовне позначення, технічні характеристики) допоміжного обладнання, що використовується при перевірці
9.5.1	Вентилятор відцентровий, що забезпечує регульовану об'ємну витрату повітря в діапазоні від 0,1 до 40 м <sup>3</sup> /год., Вентилятор відцентровий, що забезпечує регульовану об'ємну витрату повітря в діапазоні від 2,5 до 400 м <sup>3</sup> /год.
9.5.1	З'єднувальні шланги DN 40 довжиною 5 м 2 шт.
9.5.2	Підігрівач повітря, що забезпечує нагрівання повітря від 5 до 20 °С за об'ємної витрати повітря 400 м <sup>3</sup> /год.

## 6 ВИМОГИ ДО БЕЗПЕКИ ТА ДО КВАЛІФІКАЦІЇ ФАХІВЦІВ, ЩО ВИКОНУЮТЬ ПЕРЕВІРКУ

6.1 При проведенні перевірки повинні виконуватись вимоги ДСН 3.3.6.037, ДСН 3.3.6.039, ДБН В.2.5-28, ДНАОП 0.00-1.21, а також вимоги, що зазначені в експлуатаційній документації (далі - ЕД) на ЗВТ ВОГ що перевіряється та «ЕК-Б».

6.2 Перевірку метрологічних характеристик ЗВТ під час перевірок технічного стану ВОГ проводять територіальні органи Держспоживстандарту України або інші підприємства, установи, організації чи їх окремі підрозділи за умови їх атестації на проведення теплотехнічних вимірювань.

6.3 До перевірок технічного стану комерційних вузлів обліку газу допускаються особи, що мають посвідчення про перевірку знань з Правил безпеки систем газопостачання України, пройшли інструктаж з техніки безпеки, які вивчили ЕД на ЗВТ ВОГ що перевіряється та модуль «ЕК-Б». Особи, які допущені до перевірок метрологічних характеристик ЗВТ, повинні мати посвідчення або сертифікат на проведення повірки (калібрування) теплотехнічних ЗВТ або повірки ЗВТ об'ємної витрати газу.

## 7 УМОВИ ПЕРЕВІРКИ

Перевірку здійснюють за наступних умов:

- температура навколишнього повітря: 20 ± 15 °С;
- відносна вологість повітря: не більше 80 %;
- атмосферний тиск: від 84,0 до 106,0 кПа;
- вібрація та магнітне поле: у відповідності з вимогами ЕД на ЗВТ ВОГ та модуль «ЕК-Б».

## 8 ПІДГОТОВКА ДО ПЕРЕВІРКИ

При проведенні перевірки виконуються наступні підготовчі роботи:

8.1 Модуль «ЕК-Б» та допоміжне обладнання витримують у приміщенні, де здійснюється перевірка, протягом часу, за якого відхилення показів вимірювальних перетворювачів температури модуля «ЕК-Б» від температури навколишнього повітря не будуть перевищувати похибок вимірювальних перетворювачів температури.

8.2 Перевіряють дотримання кліматичних умов, необхідних для здійснення перевірки. Результати вимірювань параметрів кліматичних умов заносять до таблиці А 1.1.

8.3 З протоколу державної метрологічної атестації (свідоцтва) або протоколу атестації методики виконання вимірювань на ВОГ (свідоцтва) заносять параметри, необхідні для заповнення таблиць А1.1 - А1.4

8.4 У відповідності з вказівками, що наведені в ЕД, зчитують з коректора ВОГ , необхідні параметри, які заносять до таблиць А1.1 - А1.4 та до пам'яті коректора модуля «ЕК-Б»;

Для коректорів виконання Т таблицю А1.3 не заповнюють.

8.5 Під'єднання до ВОГ , модуля «ЕК-Б»

8.5.1 Виконання перевірки рекомендується виконувати за умов розрідження в системі вимірювальних трубопроводів ВОГ (Рис. 1)

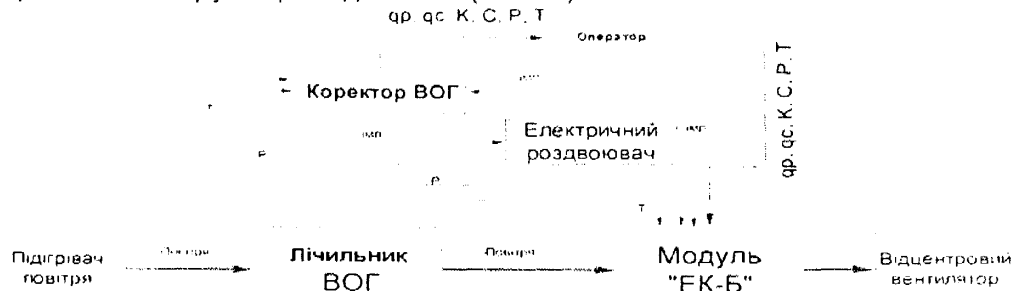


Рис. 1 Схема установки для перевірки технічного стану ВОГ з використанням модуля «ЕК-Б», що працює при розрідженні.

Для цього виконують наступні операції:

8.5.1.1- Закривають засувки, розташовані на кінцях вимірювального трубопроводу ВОГ .

8.5.1.2 До штуцера, на вимірювальному трубопроводі ВОГ, розташованого перед лічильником газу, під'єднують з'єднувальний шланг, на вході якого встановлюють підігрівач повітря.

8.5.1.3 До штуцера, розташованого на вимірювальному трубопроводі за ВОГ, у відповідності з вказівками, що наведені в ЕД, за допомогою з'єднувального шлангу під'єднують модуль «ЕК-Б».

8.5.1.4 До модуля «ЕК-Б» за допомогою з'єднувального шлангу під'єднують вентилятор, що забезпечує відкачування повітря з утвореної системи трубопроводів.

8.5.1.5 Додатковий (зовнішній) вимірювальний перетворювач температури модуля «ЕК-Б» встановлюють в гільзу контрольного термометра ВОГ .

8.5.1.6 З'єднувальну лінію додаткового вимірювального перетворювача тиску модуля «ЕК-Б» за допомогою трійника під'єднують до штуцера лічильника газу ВОГ .

8.5.1.7 До роз'єму генератора імпульсів лічильника газу ВОГ під'єднують електричний роздвоювач, до виходів якого під'єднують коректора об'єму газу ВОГ та додатковий канал імпульсів коректора модуля «ЕК-Б».

8.5.2 У випадку, коли значення атмосферного тиску не перевищує 0,1 МПа перевірку слід виконувати в умовах наддуву газового середовища до системи вимірювальних трубопроводів ВОГ (Рис. 2).

Для цього виконують операції відповідно до п. 8.5.1, але при цьому не виконують п. 8.5.1.4, а замість п 8.5.1.2 виконують наступне:

8.5.2.1 До штуцера, на вимірювальному трубопроводі ВОГ, розташованого перед лічильником газу, під'єднують за допомогою з'єднувального шлангу відцентровий вентилятор, на його вході встановлюють підігрівач повітря.

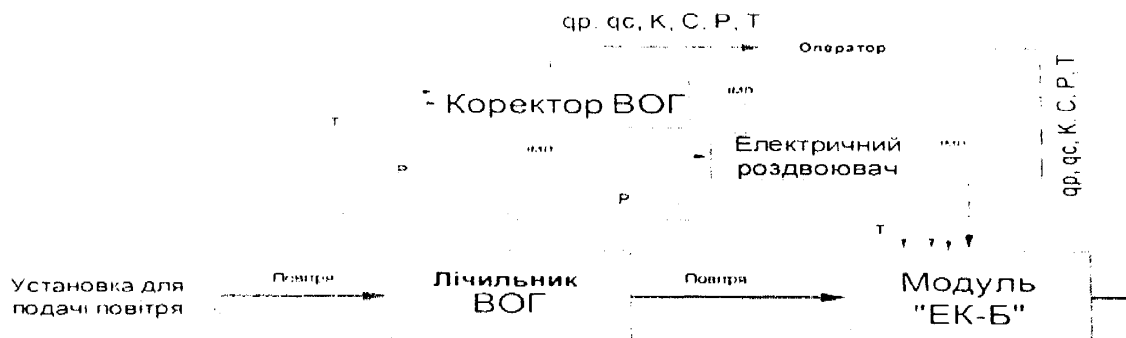


Рис. 2 Схема установки для перевірки технічного стану ВОГ з використанням модуля «ЕК-Б», що працює при наддуві.

## 9 ПРОВЕДЕННЯ ПЕРЕВІРКИ

### 9.1 Перевірка документації на ВОГ

При перевірці документації на ВОГ перевіряється:

- наявність належним чином затвердженої проектної документації на ВОГ;
- наявність атестованої МВВ (крім випадку перевірки, що виконується за метрологічної експертизи монтажу ВОГ);
- наявність експлуатаційної документації на ЗВТ ВОГ, до складу якої повинні входити:
  - а) паспорт або свідоцтво про державну метрологічну атестацію ЗВТ
  - б) схема вимірювального трубопроводу з наведенням розмірів прямих ділянок;
  - в) схема розташування штуцерів в площинах з наведенням відхилень вісі штуцера від вертикалі та горизонталі;
  - г) наявність свідоцтв про повірку або державну метрологічну атестацію ЗВТ
  - д) інформація про сумісність засобів вимірювальної техніки за характеристиками сигналів вимірювальної інформації.

### 9.2 Зовнішній огляд ВОГ

При зовнішньому огляді ВОГ, встановлюють:

- відповідність його комплектності щодо складових ЗВТ (тільки для перевірки, що виконується за метрологічної експертизи монтажу ВОГ);
- відповідність маркування ЗВТ - комплектуючих виробів даним, вказаним в документації ВОГ;
- наявність чинних відбитків тавр повірників (в разі відсутності свідоцтв про повірку або державну метрологічну атестацію ЗВТ),
- відсутність дефектів, що заважають зчитуванню маркування;
- відсутність механічних дефектів на роз'ємах;
- наявність та цілісність пломб.
- відсутність пошкоджень ізоляції з'єднувальних кабелів;

У разі невідповідності хоча б однієї з перерахованих вимог перевірка ВОГ припиняється і оформлюється акт з негативними результатами перевірки.

### 9.3 Метрологічна експертиза монтажу прямих ділянок вимірювального трубопроводу ВОГ

Метрологічна експертиза монтажу прямих ділянок вимірювального трубопроводу ВОГ (далі - метрологічна експертиза монтажу), виконується відповідно до Інструкції з метрологічної експертизи монтажу ВОГ з використанням лічильників газу та коректорів об'єму газу.

Вона виконується в процесі атестації методики виконання вимірювань на вузлі обліку газу відповідно до МВУ 034/03-2008.

При проведенні перевірки ВОГ в процесі експлуатації метрологічна експертиза монтажу не виконується.

#### 9.4 Перевірка функціонування

9.4.1 Перевірка відповідності даних, введених до пам'яті коректора модуля «ЕК-Б» параметрів, даним з коректора ВОГ та даним, наведеним в таблиці А1.1, виконується за допомогою послідовного виводу їх на індикатор коректора модуля «ЕК-Б» або екран ПЕОМ, яка підключена до коректора модуля «ЕК-Б», згідно з вказівками ЕД на коректор ВОГ та модуль «ЕК-Б».

Результати перевірки вважають позитивними, якщо значення характеристик, введених до пам'яті коректора модуля «ЕК-Б» відповідають даним коректора ВОГ та таблиці А1.1.

9.4.2 Вмикають вентилятор та перевіряють герметичність і працездатність ВОГ та модуля «ЕК-Б»

Герметичність вимірювального трубопроводу, під'єднувальних шлангів та їх з'єднань, а також імпульсних ліній каналів тиску ВОГ та модуля «ЕК-Б» перевіряють за допомогою мильного розчину.

Керуючись вказівками ЕД, перевіряють працездатність лічильника газу, коректора об'єму газу ВОГ та модуля «ЕК-Б».

Результати операції вважають позитивними, якщо на індикаторах коректорів виводяться значення величин, які вимірюються, та забезпечується обмін інформацією від коректора модуля «ЕК-Б» з ПЕОМ.

#### 9.5 Визначення відхилень результатів вимірювань з використанням ЗВТ ВОГ та модуля «ЕК-Б»

##### 9.5.1 Визначення відхилень результатів вимірювань температури газу з використанням вимірювальних перетворювачів температури ВОГ та модуля «ЕК-Б»

Перевірку відхилень результатів вимірювань температури газу виконують за відсутності витрати газу у вимірювальному трубопроводі ВОГ.

В процесі перевірки визначають відхилення результатів вимірювання температури газу, виконаних з використанням вимірювального перетворювача температури коректора ВОГ, встановленого на вимірювальному трубопроводі відповідно до проекту ( $t_K$ ), та вимірювальних перетворювачів модуля «ЕК-Б» (основного каналу, розміщеного в корпусі модуля ( $t_{EO}$ ), і додаткового ( $t_{ED}$ ), який встановлено на вимірювальному трубопроводі ВОГ в гільзу контрольного термометра).

Дані з результатами вимірювань температури газу, отримані з використанням вимірювального перетворювача температури ВОГ зчитують безпосередньо з індикатора його коректора. Дані з результатами вимірювань температури газу, отримані з використанням вимірювальних перетворювачів температури модуля «ЕК-Б», виводяться на екран монітора в таблиці А1.2.

Результати перевірки вважаються позитивними, якщо для кожного з тестів відхилення результатів вимірювань температури газу, виконані з використанням вимірювальних перетворювачів температури коректора ВОГ та основного вимірювального каналу температури модуля «ЕК-Б» не перевищує суми абсолютних значень їх границь допустимої абсолютної похибки вимірювань:

$$|t_{Kn} - t_{EOn}| < |\Delta t_{Kmax}| + |\Delta t_{EOmax}| \quad (1),$$

а також якщо для кожного з тестів відхилення результатів вимірювань температури газу, виконані з використанням вимірювальних перетворювачів температури коректора ВОГ та додаткового вимірювального каналу температури модуля «ЕК-Б» також не перевищує суми абсолютних значень їх границь допустимої абсолютної похибки вимірювань:

$$|t_{Kn} - t_{EDn}| < |\Delta t_{Kmax}| + |\Delta t_{EDmax}| \quad (2)$$

### 9.5.2 *Визначення відхилень результатів вимірювань тиску газу з використанням вимірювальних перетворювачів тиску ВОГ та модуля «ЕК-Б»*

Для коректорів виконання Т, а також для коректорів, у яких мінімальне значення діапазону вимірювань абсолютного тиску з нормованою похибкою  $\rho_{Kmin}$  перевищує значення атмосферного тиску, перевірку відхилень результатів вимірювань тиску не виконують.

Перевірку відхилень результатів вимірювань тиску газу виконують при відсутності витрати газу у вимірювальному трубопроводі ВОГ.

В процесі перевірки визначають відхилення результатів вимірювань тиску газу, виконаних з використанням вимірювального перетворювача тиску коректора ВОГ, який під'єднаний до штуцера на корпусі лічильника ВОГ, та вимірювального перетворювача тиску основного вимірювального каналу модуля «ЕК-Б», під'єданого до порожнини його роторного блоку.

Дані з результатами вимірювань тиску газу, отримані з використанням вимірювального перетворювача тиску ВОГ, зчитують безпосередньо з індикатора коректора ВОГ. Дані з результатами вимірювань тиску газу, отримані з використанням вимірювального перетворювача тиску основного вимірювального каналу модуля «ЕК-Б», виводяться на екран монітора в таблиці А1.3.

Результати перевірки вважаються позитивними, якщо для кожного з тестів відхилення результатів вимірювань тиску газу, виконані з використанням вимірювальних перетворювачів тиску коректора ВОГ та основного вимірювального каналу тиску модуля «ЕК-Б», не перевищує суми абсолютних значень їх границь допустимої абсолютної похибки вимірювань:

$$|\rho_{Kn} - \rho_{EOn}| < |\Delta\rho_{Kmax}| + |\Delta\rho_{EOmax}| \quad (3).$$

При цьому значення границь допустимої абсолютної похибки вимірювань тиску газу, виконані з використанням коректора ВОГ можна визначити за значенням границь допустимої зведеної похибки вимірювань ( $\gamma_{\rho_{Kmax}}$ ) та максимального значення тиску газу діапазону вимірювань його коректора ( $\rho_{Kmax}$ ):

$$\Delta\rho_{Kmax} = 0,01 \cdot \gamma_{\rho_{Kmax}} \cdot \rho_{Kmax} \quad (4)$$

або значення границь допустимої відносної похибки вимірювань ( $\delta_{\rho_{Kmax}}$ ) та максимального значення тиску газу діапазону вимірювань з нормованою похибкою його коректора ( $\rho_{maxK}$ ):

$$\Delta\rho_{Kmax} = 0,01 \cdot \delta_{\rho_{Kmax}} \cdot \rho_{maxK} \quad (5)$$

### 9.5.3 *Особливості вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, з використанням ЗВТ ВОГ та модуля «ЕК-Б» при проведенні перевірки*

Перевірку проводять за двох значень об'ємної витрати газу, що проходить через лічильник газу ВОГ за робочих умов. Менше значення повинне знаходитись в діапазоні від  $q_{min}$  до  $q_t$ . Більше значення – в діапазоні від  $q_t$  до  $2q_t$ . При цьому допускається виконувати перевірку як за умови відкачування газу з системи вимірювальних трубопроводів, так і з наддувом газу.

При перевірці порівнюють результати вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, що виконані з використанням лічильника газу коректора об'єму газу ВОГ, з результатами, які одержані з використанням роторного блоку та коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» з основними каналами вимірювань температури і тиску газу. Таку процедуру виконують, коли коректор, що входить до складу ВОГ має мінімальне значення вимірюваного абсолютного тиску (з нормованою похибкою), що не перевищує значення атмосферного тиску.

В разі ж, коли мінімальне значення вимірюваного абсолютного тиску коректора ВОГ перевищує значення атмосферного тиску, при перевірці з результатами, які одержані з використанням роторного блоку та коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» (з застосуванням основних каналів вимірювань температури і тиску газу), порівнюють результати вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, що виконані з використанням лічильника газу ВОГ та коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» з додатковими каналами вимірювань температури і тиску газу.



Дані з результатами вимірювань ЗВТ ВОГ оператор зчитує безпосередньо з індикатора коректора і вводить у відповідні таблиці, що виводяться на екран ПЕОМ, під'єднаної до модуля «ЕК-Б».

Всі вимірювання з використанням ЗВТ модуля «ЕК-Б» виконують в автоматизованому режимі з застосуванням ПЕОМ. При цьому використовують спеціальний програмний комплекс, що забезпечує для кожного тесту синхронізацію команд «старт», «стоп» для здійснення вимірювань ЗВТ модуля «ЕК-Б» за кожним сигналом від генератора імпульсів лічильника газу ВОГ, отримання, обробку, зберігання та виведення інформації за результатами вимірювань.

З допомогою програмного комплексу фіксують значення  $n$ -го інтервалу часу між  $n$ -им та  $(n+1)$ -им імпульсами, які надходять від лічильника ВОГ  $t_n$ , встановлюючи час проходження  $n$ -го тесту, визначають кількість імпульсів високої частоти, що згенеровані модулем «ЕК-Б» за відповідний період проходження  $n$ -го тесту  $N_{En}$ , а також вимірюють параметри газу (тиск та температуру) в роторному блоці модуля «ЕК-Б» та лічильнику газу ВОГ.

Таким чином для кожного тесту встановлюють єдиний період виконання вимірювань параметрів газу, об'єму та об'ємної витрати газу за робочих умов в лічильнику ВОГ та роторному блоці модуля «ЕК-Б». При цьому за кожного тесту через лічильник ВОГ проходить однаковий об'єм газу за робочих умов, який відповідає одному імпульсу генератора імпульсів лічильника газу (зворотній величині до кількості імпульсів, що відповідає  $1\text{ м}^3$  газу, який проходить через лічильник газу ВОГ  $C_{0л}$ ).

#### **9.5.3.1 Вимірювання об'єму газу, зведеного до стандартних умов, з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу ВОГ**

Значення об'єму газу, зведеного до стандартних умов, за результатами вимірювань лічильника газу та коректора об'єму газу ВОГ зчитують безпосередньо з індикатора коректора газу, як різницю значень в кінці та на початку кожного тесту.

При цьому для з надходженням  $n$ -го та  $(n+1)$ -го імпульсів від лічильника ВОГ за показами індикатора його коректора фіксують значення об'єму газу на початку ( $V_{СТn}$ ) та в кінці ( $V_{ФНn}$ )  $n$ -го тесту.

Значення об'єму газу, зведеного до стандартних умов, що пройшов через лічильник ВОГ за час проведення  $n$ -го тесту  $V_{СКn}$  визначають за формулою:

$$V_{СКn} = V_{СТn} - V_{ФНn}. \quad (6)$$

Крім того, в залежності від формату виведення інформації коректора ВОГ значення об'єму газу, зведеного до стандартних умов, що пройшов через ВОГ за час проведення  $n$ -го тесту, може бути визначене як добуток середнього значення витрати газу за стандартних умов  $q_{СКn}$  за відповідний період часу між надходженням  $n$ -го та  $(n+1)$ -го імпульсів (за показами на індикаторі коректора) на величину  $n$ -го періоду часу  $t_n$  між надходженням зазначених імпульсів від лічильника газу ВОГ:

$$V_{СКn} = q_{СКn} \cdot t_n, \quad (7)$$

або як відношення середнього значення коефіцієнта перетворення до стандартних умов під час виконання  $n$ -го тесту (за показами на індикаторі коректора  $C_K$ ), до кількості імпульсів ( $C_{0л}$ ), що відповідає  $1\text{ м}^3$  газу, який проходить через лічильник газу ВОГ:

$$V_{СКn} = C_{Kn} / C_{0л}. \quad (8)$$

Значення коефіцієнту перетворення  $C_{Kn}$  коректора ВОГ для  $n$ -го тесту розраховують за формулою:

$$C_{Kn} = \frac{A \times p_{Kn}}{0,101325} \times \frac{293,15}{t_{Kn} + 273,15} \times \frac{1}{K_{Kn}}, \quad (9)$$

де:  $A$  – коефіцієнт, який залежить від одиниці вимірювання тиску коректором – якщо “МПа” то  $A = 1$ , якщо “кгс/см<sup>2</sup>” –  $A = 0,0980665$ , якщо “кПа” –  $A = 0,001$ , якщо “бар” –  $A = 0,1$ ;

$K_{Kn}$  – коефіцієнт стисливості газу, розраховують у відповідності до методики, вказаної в таблиці А1.1, за значеннями  $p_{Kn}$ ,  $t_{Kn}$ ,  $\rho_{Cn}$ ,  $X_{an}$  та  $X_{yn}$ . Рекомендації щодо вибору еталонної програми для розрахунку  $K$  наведені в таблиці 5.

Таблиця 5

Метод визначення $K$	Назва нормативного документу	Програмне забезпечення, рекомендоване для визначення $K$
РД 50-213-80	РД 50-213-80 (термін дії до 01.01.2014 р.)	«РАСХОД-НП»
NX19мод.	ГОСТ 30319.2	«САПР «РАСХОД-РУ»
GERG-91 мод.		

*Примітка.* При використанні коректора типу Т, значення  $K_{Kn}$  не розраховують, а приймають рівним значенню, вказаному в коректорі.

Зчитані з індикатора коректора дані заносяться в таблицю А1.4. (яка виводиться на екран ПЕОМ).

### 9.5.3.2 Вимірювання об'єму газу, зведеного до стандартних умов, з використанням модуля «ЕК-Б» (роторного блоку та коректора об'єму газу)

Значення об'єму газу, зведеного до стандартних умов, за результатами вимірювань модуля «ЕК-Б» (роторного блоку та коректора об'єму газу) визначається в автоматичному режимі після надходження кожного імпульсу від лічильника газу ВОГ. Об'єм газу за стандартних умов, що пройшов через модуль «ЕК-Б», визначають як суму всіх коефіцієнтів приведення  $C_{EOi}$  для періодів часу між  $i$ -им та  $(i+1)$ -им імпульсами, що генеруються модулем «ЕК-Б» за час проведення  $n$ -го тесту, поділену на кількість імпульсів ( $C_{OE}$ ), що відповідає  $1\text{ м}^3$  газу, який проходить через модуль «ЕК-Б»:

$$V_{C_{EOi}} = \Sigma(C_{EOi}) / C_{OE} \quad (10)$$

Враховуючи, що при перевірці як робоче середовище використовують повітря, а приведення до стандартних умов ВОГ здійснює як для природного газу, то для розрахунку коефіцієнту приведення до стандартних умов параметри газу (тиск та температуру) необхідно вимірювати в порожнині роторного блоку модуля «ЕК-Б». При цьому коефіцієнт стисливості природного газу необхідно розраховувати за параметрами газу (тиск та температура), які мають місце в лічильнику газу ВОГ. За допомогою додаткових вимірювальних каналів модуля «ЕК-Б» тиск газу вимірюють безпосередньо в лічильнику газу ВОГ, а температуру – у вимірювальному трубопроводі ВОГ (наприклад, з використанням гільзи для контрольного термометра).

Для обчислення значення об'єму газу за стандартних умов, що проходить через роторний блок модуля «ЕК-Б» за час проведення  $n$ -го тесту (період між надходженням  $n$ -го та  $(n+1)$ -го імпульсів від лічильника ВОГ), коефіцієнт приведення розраховують за формулою:

$$C_{EOi} = \frac{A \times p_{EOi}}{0,101325} \times \frac{293,15}{t_{EOi} + 273,15} \times \frac{1}{K_{EДi}} \quad (11)$$

Отримані дані автоматично вносяться до таблиці А1.4 і виводяться на екран ПЕОМ.

В разі, якщо за даними коректорів значення коефіцієнтів стисливості газу, розраховані за результатами вимірювань параметрів газу в порожнинах роторного блоку модуля «ЕК-Б» та лічильника газу ВОГ відрізняються не більше, ніж на 0,1%, то для визначення об'єму газу за стандартних умов з застосуванням модуля «ЕК-Б» допускається використовувати значення коефіцієнтів стисливості газу, розраховані за параметрами газу в порожнині роторного блоку модуля «ЕК-Б».

### 9.5.3.3 Вимірювання об'єму газу, зведеного до стандартних умов, з використанням лічильника газу ВОГ та коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» з додатковими каналами вимірювань температури і тиску газу

Значення об'єму газу, зведеного до стандартних умов, за результатами вимірювань лічильника газу ВОГ та коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» з додатковими каналами вимірювань температури і тиску газу визначаються в автоматичному режимі.

При цьому можна здійснювати перевірку технічного стану ВОГ, у яких коректори об'єму газу мають мінімальне значення вимірюваного тиску, що перевищує значення атмосферного тиску. В такому випадку коректор об'єму газу ВОГ не використовується, а вимірювання температури та тиску газу в лічильнику газу ВОГ та зведення об'єму газу до стандартних умов здійснюються з використанням коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» з додатковими каналами вимірювання температури. При цьому вимірювання температури газу в лічильнику ВОГ виконується вимірювальним перетворювачем коректора модуля «ЕК-Б» в місці встановлення термометра комерційного обліку (а не в гільзі контрольного термометра).

З надходженням  $n$ -го та  $(n+1)$ -го імпульсів від лічильника газу ВОГ визначають об'єм газу за стандартних умов, що пройшов через лічильник як відношення середнього значення коефіцієнту приведення  $C_{EDn}$  за час проведення  $n$ -го тесту до кількості імпульсів ( $C_{OE}$ ), що відповідає  $1\text{ м}^3$  газу, який проходить через лічильник:

$$V_{сEDn} = C_{EDn} / C_{OE} \quad (12)$$

Використовуючи додаткові вимірювальні канали модуля «ЕК-Б» визначають значення тиску та температури газу, що пройшов через лічильник газу ВОГ. Як і в попередньому випадку тиск газу вимірюється безпосередньо в лічильнику газу, а температура – у вимірювальному трубопроводі ВОГ з використанням гільзи для термометра комерційного обліку.

Для обчислення значення об'єму газу за стандартних умов, що проходить через ВОГ за час між надходженнями імпульсів від лічильника ВОГ, коефіцієнт приведення розраховують за формулою:

$$C_{En} = \frac{A \times p_{EDn}}{0,101325} \times \frac{293,15}{t_{EDn} + 273,15} \times \frac{1}{K_{EDn}} \quad (13)$$

Отримані дані автоматично вносяться до таблиці А1.2 і виводяться на екран ПЕОМ.

### 9.5.4 Визначення відхилень результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, з використанням ЗВТ ВОГ та модуля «ЕК-Б»

Перевірку максимального значення відхилень результатів вимірювань об'єму газу з використанням ЗВТ ВОГ, та модуля «ЕК-Б», виконують за умов однакової температури оточуючого середовища та газу, що вимірюється. При цьому максимальні значення відхилень результатів вимірювань об'єму газу визначають за двох значень об'ємної витрати газу за робочих умов: з діапазону від  $q_{\min}$  до  $q_t$  та з діапазону від  $q_t$  до  $2q_t$ .

Крім того, виконують перевірку максимального значення відхилень результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, з використанням ЗВТ ВОГ та модуля «ЕК-Б», за умов підвищеної (зниженої) температури газу, що вимірюється, відносно оточуючого середовища. При цьому максимальні значення відхилень результатів вимірювань об'єму газу визначають лише за одного значення об'ємної витрати газу за робочих умов - з діапазону від  $q_t$  до  $2q_t$ . Об'ємна витрата газу за умов підвищеної (зниженої) температури, що проходить через лічильник ВОГ, не повинна відрізнятися від витрати, що мала місце при виконанні перевірки в основному діапазоні вимірювань (від  $q_t$  до  $2q_t$ ) за умов однакової температури більше, ніж на 5%.

Робоче середовище (повітря), яке надходить до вимірювальної ділянки трубопроводу ВОГ, нагрівають або охолоджують відносно температури оточуючого повітря на  $5 \dots 10$  °С. В осінньо-зимовий період можливо також подавати зовнішнє повітря, якщо його температура суттєво (на  $5 \dots 10$  °С) нижча за температуру повітря в приміщенні, де здійснюється перевірка.

Вимірювання розпочинають виконувати лише після стабілізації показів вимірювальних перетворювачів температури, але не раніше, ніж через 25 хвилин після початку надходження нагрітого повітря до вимірювального трубопроводу.

Результати перевірки вважаються позитивними, якщо відхилення результатів вимірювання не перевищує максимально допустимі значення відхилень.

**9.5.4.1 Визначення відхилень результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, з використанням лічильника газу і коректора об'єму газу ВОГ від результатів вимірювань з використанням модуля «ЕК-Б» (роторного блоку та коректора об'єму газу)**

Максимально допустимі значення відхилень результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, виконаних з використанням ЗВТ ВОГ, від результатів вимірювань з використанням модуля «ЕК-Б» розраховують відповідно до Додатку Д.1.3 «Обробка результатів контролю вимірювань» МВУ 034/03-2008.

Для основного та допоміжного діапазонів вимірювань, що визначаються відповідними діапазонами вимірювань лічильника газу ВОГ, розраховуємо максимально допустимі значення відхилень за формулою:

$$G_{On} \leq 0,01 \cdot \delta_{V_{c1}} \cdot V_{cKn} \cdot [1 + (\delta_{V_{c2}} \cdot V_{cEOH} + \delta_{V_{c1}} \cdot V_{cKn})^2], \quad (14)$$

де  $\delta_{V_{c1}}$  та  $V_{cKn}$  – границя допустимої відносної похибки та значення об'єму газу за стандартних умов, одержаних за результатами вимірювань з використанням ВОГ;

$\delta_{V_{c2}}$  та  $V_{cEOH}$  – границя допустимої відносної похибки та значення об'єму газу за стандартних умов за результатами вимірювань, одержаних за допомогою модуля «ЕК-Б» (основних вимірювальних каналів).

Аналогічно для  $n$ -го тесту розраховують різницю між абсолютною величиною розбіжності результатів вимірювань об'єму газу на цих вузлах обліку газу ( $\Delta V_{c1-2n}$ ) та допустимою розбіжністю ( $G_{On}$ ) для об'єму газу, зведеного до стандартних умов, за результатами вимірювань лічильника газу ВОГ, коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» з додатковими каналами вимірювань температури і тиску газу та результатів вимірювань з використанням модуля «ЕК-Б» (роторного блоку та коректора об'єму газу).

Результати розрахунку заносять до таблиці А1.4.

Далі розраховують різницю між абсолютною величиною відхилень результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, з використанням ЗВТ ВОГ і модуля «ЕК-Б» ( $\Delta V_{cHO1-2n}$ ), та допустимою розбіжністю ( $G_{On}$ ), що зумовлена похибками вимірювань – за формулою:

$$\Delta V_{cHO1-2n} = |\Delta V_{cO1-2n}| - G_{On}. \quad (15)$$

Якщо виконується умова

$$\Delta V_{cHO1-2n} \leq 0, \quad (16)$$

то різниця між результатами вимірювань об'єму газу за стандартних умов на робочому та контрольному вузлах обліку газу може бути зумовлена похибками вимірювань на цих вузлах.

Якщо умова (16) не виконується то значення  $\Delta V_{cHO1-2n}$  – це є частка розбіжностей значень об'єму газу за результатами його вимірювань (ВОГ) та контрольному вузлах обліку газу (модуль «ЕК-Б»), яка зумовлена неконтрольованими (позаштатними) факторами.

**9.5.4.2 Визначення відхилень результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, виконаних з використанням лічильника газу ВОГ, коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» з додатковими каналами вимірювань температури та тиску від результатів вимірювань з використанням модуля «ЕК-Б» (роторного блоку та коректора об'єму газу)**

Максимально допустимі значення відхилень результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, виконаних з використанням лічильника газу ВОГ, коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» з додатковими каналами вимірювань температури та тиску від результатів вимірювань модуля «ЕК-Б» розраховують за формулою:

$$G_{Дп} = 0,01 \cdot \delta_{V_{сг}} \cdot V_{сКп} \cdot [1 + (\delta_{V_{сг}} \cdot V_{сЕДп} / \delta_{V_{сг}} \cdot V_{сКп})^2], \quad (17)$$

де  $\delta_{V_{сг}}$  та  $V_{сКп}$  – границя допустимої відносної похибки та значення об'єму газу за стандартних умов, одержаних за результатами вимірювань з використанням лічильника газу ВОГ, коректора об'єму газу модуля «ЕК-Б» з додатковими каналами вимірювань температури;

$\delta_{V_{сг}}$  та  $V_{сЕДп}$  – границя допустимої відносної похибки та значення об'єму газу за стандартних умов, одержаних за результатами вимірювань з використанням модуля «ЕК-Б».

Результати розрахунку заносять до таблиці А1.4.

Далі розраховують різницю між абсолютною величиною відхилень результатів вимірювань об'єму газу на цих вузлах обліку газу ( $\Delta V_{сД1-2}$ ) та допустимою розбіжністю ( $G_{Дп}$ ), що обумовлена похибками вимірювань – за формулою

$$\Delta V_{сНДп} = |\Delta V_{сД1-2п}| - G_{Дп} \quad (18).$$

Якщо виконується умова

$$\Delta V_{сНДп} \leq 0 \quad (19),$$

то різниця між результатами вимірювань об'єму газу за стандартних умов на робочому та контрольному вузлах обліку газу може бути обумовлена похибками вимірювань на цих вузлах.

Якщо умова (19) не виконується то значення  $\Delta V_{сНДп}$  – це є частка розбіжностей значень об'єму газу за результатами його вимірювань на робочому (ВОГ) та контрольному вузлах обліку газу (модуль «ЕК-Б»), яка обумовлена неконтрольованими позаштатними факторами.

## 10 ОФОРМЛЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ПЕРЕВІРКИ

10.1 Після проведення перевірки складають акт обстеження вузла обліку газу (перевірки стану, правильності застосування засобів вимірювань і дотримання вимог МВУ 034/03-2008) відповідно до додатка Б.

10.2 За позитивних результатів перевірки технічного стану ВОГ при вводі в експлуатацію складають акт метрологічної експертизи монтажу ВОГ для атестації методики виконання вимірювань на ВОГ згідно з МВУ 034/03-2008.

10.3 За позитивних результатів перевірки технічного стану ВОГ в процесі експлуатації роблять висновок про відповідність вимірювань вимогам методики виконання вимірювань на ВОГ МВУ 034/03-2008, про достовірність результатів вимірювань кількості газу на ВОГ, що перевірявся, та враховують результати перевірки в подальшому при атестації методики виконання вимірювань на даному ВОГ.

10.4 За негативних результатів хоча б однієї з операцій перевірки ВОГ ( $\Delta V_{сНО} > 0$  або  $\Delta V_{сНД} > 0$ ) необхідно провести додаткові роботи з приведення його до вимог МВУ 034/03-2008.

Після виконання робіт необхідно провести його повторну перевірку.

## Форма протоколу перевірки (рекомендована)

ПРОТОКОЛ № \_\_\_\_\_

перевірки вузла обліку газу,

що належить \_\_\_\_\_

та знаходиться за адресою: \_\_\_\_\_

Умови проведення повірки:

температура навколишнього повітря .....°С;

відносна вологість повітря .....%;

атмосферний тиск ..... МПа.

**1. Вихідні данні для перевірки**

1.1 Тип та позначення лічильника газу, що входить до складу ВОГ, \_\_\_\_\_

1.2 Тип та позначення коректора об'єму газу, що входить до складу ВОГ, \_\_\_\_\_

Дані з коректора ВОГ, наведені в таблиці А1.1

Таблиця А1.1

№ пп	Характеристики з коректора	Значення
1.	Зав. № лічильника газу	
2.	Границі допустимої основної відносної похибки лічильника газу при вимірюванні об'єму газу за робочих умов в основному діапазоні вимірювань, %	
3.	Границі допустимої основної відносної похибки лічильника газу при вимірюванні об'єму газу за робочих умов в додатковому діапазоні вимірювань, %	
4.	Верхня границя лічильника газу при вимірюванні об'єму газу за робочих умов, м <sup>3</sup> /год	
5.	Нижня границя лічильника газу при вимірюванні об'єму газу за робочих умов, м <sup>3</sup> /год	
6.	Значення перехідної витрати лічильника газу при вимірюванні об'єму газу за робочих умов, м <sup>3</sup> /год	
7.	Кількість імпульсів лічильника на 1 м <sup>3</sup> газу, імпульс/м <sup>3</sup>	
8.	Зав. № коректора об'єму газу	
9.	Одиниця вимірювання тиску (МПа, бар, кгс/см <sup>2</sup> або ін.)	
10.	Вид вимірюваного тиску (абсолютний або надлишковий)	
11.	Верхня границя вимірювання тиску коректора (одиниця вимірювання за п.9)	
12.	Нижня границя вимірювання тиску коректора (одиниця вимірювання за п.9)	
13.	Зав. № перетворювача тиску	
14.	Границі допустимої основної зведеної похибки коректора при вимірюванні тиску, %	
15.	Границі допустимої основної відносної похибки коректора при вимірюванні тиску, %	
16.	Зав. № перетворювача температури	
17.	Границі допустимої основної абсолютної похибки коректора при вимірюванні температури, °С	
18.	Границі допустимої основної відносної похибки коректора при перетворенні вхідних сигналів від лічильника газу, вимірюванні тиску і температури та обчисленні об'єму газу за стандартних умов, %	
19.	Метод розрахунку (NX19 мод., GERG-91 мод. або ін.) або значення константи коефіцієнту стисливості газу	
20.	Значення густини газу за стандартних умов, кг/м <sup>3</sup>	
21.	Значення молярної частки азоту в газі, %	
22.	Значення молярної частки двоокису вуглецю в газі, %	

**Примітка.** Характеристики, які не нормовані на конкретний тип лічильника чи коректора не зазначаються в таблиці А1.1

## 2 Контроль вимірювань температури газу

Результати перевірки вимірювального каналу температури газу коректора ВОГ наведені в таблиці А1.2  
Таблиця А1.2

№ тесту	$t_K$ , °C	$t_{EO}$ , °C	$t_{ED}$ , °C	$\Delta t_{Kmax}$ , °C	$\Delta t_{EOmax}$ , °C	$\Delta t_{EDmax}$ , °C	$ t_K - t_{EO}  /$ $[ \Delta t_{Kmax}  +$ $ \Delta t_{EOmax} ] \cdot 100,$ %	$ t_K - t_{ED}  /$ $[ \Delta t_{Kmax}  +$ $ \Delta t_{EDmax} ] \cdot 100,$ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
-1								
2								
3								
4								
5								
6								

## 3 Контроль вимірювань тиску газу

Результати перевірки вимірювального каналу тиску газу коректора ВОГ (крім коректорів виконання Т) наведені в таблиці А1.3

Таблиця А1.3

№ тесту	$p_K$ , МПа	$p_{EO}$ , МПа	$\Delta p_{Kmax}$ , МПа	$\Delta p_{EOmax}$ , МПа	$ p_K - p_{EO}  /$ $[ \Delta p_{Kmax}  +  \Delta p_{EOmax} ] \cdot 100,$ %
1	2	3	4	5	
1					
2					
3					
4					
5					
6					





**АКТ**  
**обстеження вузла обліку газу**

Дата: "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 200\_ року

Комісія у складі:  
представників облікової організації:

\_\_\_\_\_  
(назва суб'єкта господарювання)

\_\_\_\_\_  
(посада, П І Б)

\_\_\_\_\_  
(посада, П І Б)

представників споживача:

\_\_\_\_\_  
(повна назва суб'єкта господарювання)

\_\_\_\_\_  
(посада, П І Б)

\_\_\_\_\_  
(посада, П І Б)

вклала цей акт про те, що вузол обліку газу:

\_\_\_\_\_  
(назва, стисла характеристика складу вузла обліку газу)

\_\_\_\_\_  
(дати повірок ЗВТ, дата приймання до експлуатації)

встановлений за адресою:

Дослідна експлуатація складає \_\_\_\_\_ годин.

На підставі обстеження зазначеного вузла обліку газу комісія встановила, що він відповідає проектній документації та Правилам обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання і може використовуватись як комерційний вузол обліку газу.

**Представники**  
**споживача:**  
(прізвища, підписи)

**Представники**  
**облікової організації:**  
(прізвища, підписи)

# ДОДАТОК Ж



ДЕРЖАВНЕ КОСМІЧНЕ АГЕНТСТВО УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО ЗАВОД «АРСЕНАЛ»

Індивідуальний податковий номер 143105226550  
Ідентифікаційний код 14310520

01010, м. Київ, вул. Московська, 8, E-mail: darsenal@ukr.net  
тел: 2531334 - приймальня, 2531334 - факс, 2532779 - відділ збуту,  
Розрахунковий рахунок № 26008016223001 в Філії «Центральне Регіональне Управління  
«Публічного Акціонерного Товариства «Банк «Фінанси та Кредит», МФО 300937

13.06.2012 № 879

на № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

З а т в е р д ж у ю  
Генеральний директор  
ДП завод «Арсенал»



І. В. Волошук  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2012 р.

## А К Т

про впровадження патенту на винахід № 63857 А Україна.  
« Спосіб виготовлення роторних лічильників».  
Автори Я.М. Власюк та ін. Опубліковано 23.12.2003 р.

Спосіб центрування робочих поверхонь вимірювача газового лічильника, в основу якого покладено винахід № 63857 А «Спосіб виготовлення роторних лічильників» використовується підприємством при виготовленні роторних лічильників з 2003 року.

Використання цього способу дало можливість суттєво покращити точність формування внутрішніх робочих поверхонь роторів. Завдяки цьому вдається підвищити точність лічильників та розширити їхній діапазон вимірювання.

Головний конструктор

**ДОДАТОК 3**  
**МІНЕКОНОМРОЗВИТКУ УКРАЇНИ**

**ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО**  
**ВСЕУКРАЇНСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ НАУКОВО-ВИРОБНИЧИЙ ЦЕНТР**  
**СТАНДАРТИЗАЦІЇ, МЕТРОЛОГІЇ, СЕРТИФІКАЦІЇ ТА ЗАХИСТУ ПРАВ СПОЖИВАЧІВ**  
**(ДП "Укрметрестестандарт")**

вул. Метрологічна, 4, м. Київ, 03680, тел: (044) 526-52-29, факс: (044) 526-42-60, Код ЄДРПОУ 02568182  
e-mail: [ukrcsm@ukrcsm.kiev.ua](mailto:ukrcsm@ukrcsm.kiev.ua), web: <http://www.ukrcsm.kiev.ua>

*11.06.2012 № 200-10/11*  
На № \_\_\_\_\_

Довідка

Заступник начальника управління з обліку газу і нафти та метрології Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України" Власюк Ярослав Михайлович входить до складу колективу розробників МВУ 034/03-2008 "Інструкція. Метрологія. Об'єм природного газу за стандартних умов. Типова методика виконання вимірювань з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу". Інструкція внесена в реєстр організаційно-методичних нормативних документів з метрології і набула чинності від 01.02.2008 р.

Вимоги Інструкції застосовуються при перевірці технічного стану, державній метрологічній атестації вузлів обліку природного газу.

Вимоги Інструкції розглядалися на 4 конференціях і семінарах- нарадах з питань метрологічного забезпечення обліку природного газу.

Т.в.о. заступника  
генерального директора



О.М. Самойленко



ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО  
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ ЗАВОД  
«ПРОМПРИЛАД»

76018, м. Івано-Франківськ,  
вул. Академіка Сахарова, 23  
Тел. (0342) 75-05-92, факс (0342) 78-42-01  
Код 05782912  
Р/р 26008000008904 в ПАТ „Фольксбанк”  
код банку (МФО) 325213  
e-mail: [prylad@prylad.com.ua](mailto:prylad@prylad.com.ua)  
<http://www.prylad.com.ua>

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор правління

Левкович А.В.



17 червня 2012р.

№ \_\_\_\_\_ від « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2012

**АКТ**

про впровадження Деклараційного патенту на винахід № 47040А  
Україна. Вставний фільтр для очистки газу. Я. М. Власюк та ін.  
Заявлено 26.06.2001. Опубліковано 17.06.2002. Бюлетень № 6

Положення, викладені в патенті, використовуються при виготовленні вставних фільтрів, які використовуються для комплектації вузлів обліку природного газу, що знаходяться в експлуатації та тих, які випускаються з виробництва.

Заявлений фільтр має наступні переваги:

- немає необхідності в обв'язках вузлів обліку газу передбачати фільтри з трубними корпусами;
- простота конструкції;
- низька вартість.

Використання таких фільтрів облегчує монтаж вузлів обліку та дає можливість без значних доробок дооснащувати вузли обліку, що знаходяться в експлуатації.

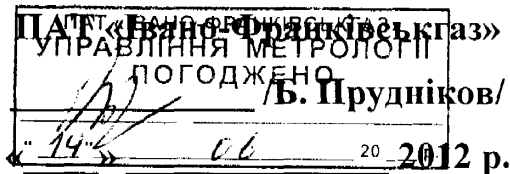
Головний конструктор

Грицак Н.П.

Головний бухгалтер

Новгородський М.М.

Начальник управління з метрології

**ДОВІДКА****про впровадження густиноміра газового OE-RO2**

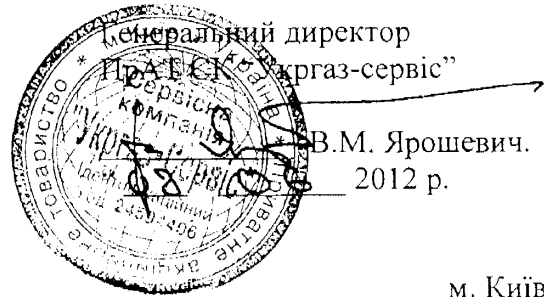
Видана про те, що ПАТ «Івано-Франківськгаз» провело експлуатаційні дослідження густиноміра OE-RO2, на який виданий патент і співавтором якого є Власюк Ярослав Михайлович. Введені в експлуатацію декілька густиномірів для безперервного контролю густини природного газу ГРС та дистанційної сигналізації про їх зміну і відповідність сертифікатам на газ, які нам видають поставщики. Це суттєво підвищило точність вимірювання об'єму газу, оскільки існуюча система до цього, внесення подекадно фізико-хімічних параметрів газу в обчислювач (коректор) в ручному режимі, могла спричинити похибку вимірювання об'єму газу методом змінного перепаду тиску до 8 %, що було підтверджено експлуатаційними дослідженнями густиномірів.

Тільки в цьому році економічний ефект від впровадження густиномірів по нашому товариству склав щонайменше 200 тис. грн.

**Начальник відділу головного метролога****ПАТ «Івано-Франківськгаз»****І. Коляджин**

# ДОДАТОК М

ЗАТВЕРДЖУЮ:



07.06. 2012 р.

м. Київ

## АКТ

впровадження методики МП 412/03-2010  
«Інструкція. Метрологія. Перевірка технічного стану вузлів обліку газу з використанням  
установки «ЕК-Б»

Комісія у складі:

заступника директора МЕТХІМЕНЕРГОТЕСТ ДП «Укрметртестстандарт» Карташева В. І.,  
заступника директора ТОВ МП «Теплоресурс-М» Мельника М. М., головного інженера  
ПрАТ СК «Укргаз-сервіс» Карпенка Н.П. розглянула документацію щодо перевірки  
технічного стану вузла обліку газу (ВОГ), який належить ТОВ «М-Квадро» (м. Обухів,  
Київська обл.) і дійшла висновку, що виконавцями у складі:

1. Від Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» - заступник начальника  
управління з обліку газу і нафти та метрології Власюк Я. М.

2. Від ДП «Укрметртестстандарт» - начальник 39 відділу - Осієвський В. О.

3. Від ПрАТ «СК «Укргаз-Сервіс» - метролог Бабіченко М.В.

були проведені роботи по перевірці технічного стану ВОГ згідно з методикою МП 412/03-  
2010 «Інструкція. Метрологія. Перевірка технічного стану вузлів обліку газу з  
використанням установки «ЕК-Б». Методика перевірки», затвердженою ДП  
«Укрметртестстандарт».

За результатами перевірки технічного стану ВОГ, яка виконувалась у відповідності до  
МП 412/03-2010 визнано таким, що відповідає вимогам технічного завдання на ВОГ,  
проектній і експлуатаційній документації, МВУ034/3-2008 та «Правилам обліку природного  
газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та  
споживання».

Комісія вважає, що роботи по впровадженню методики МП 412/03-2010 виконані в  
повному обсязі і дали позитивний результат.

Копія Протоколу № 001/03 від 20.05.2010 р. та Акту перевірки стану обліку  
природного газу у споживачів від 20.05.2010 р. додаються.

Заступник директора  
ДП «Укрметртестстандарт»

  
В. І. Карташев

Заступник директора  
ТОВ «МП «Теплоресурс-М»

  
М. М. Мельник

Головний інженер  
ПрАТ СК «Укргаз-сервіс»

  
Н.П. Карпенко

**ПРОТОКОЛ № 001/03**  
**від «20» травня 2010р.**  
**перевірки технічного стану вузла обліку газу (ВОГ),**

що належить ТОВ « М-Квадро»  
та знаходиться за адресою: м.Обухів, вул. Промислова, 3

Умови проведення перевірки:  
температура навколишнього повітря 19,3 °С;  
атмосферний тиск 0,1015 МПа.

Таблиця 1.

№ пп	Вихідні данні для перевірки ВОГ	Значення
1.	Тип та позначення лічильника газу	TZ/Fluxi G400
2.	Зав. № лічильника газу	8021407002
3.	Значення коефіцієнту стисливості природного газу, що вводиться в коректор	1
4.	Границі допустимих значень основної відносної похибки ВОГ при вимірюванні об'єму газу, зведеного до стандартних умов	2,5
5.	Границі допустимих значень основної відносної похибки модуля «ЕК-Б» при вимірюванні об'єму газу, зведеного до стандартних умов	1,25

### Результати перевірки технічного стану ВОГ

Перевірку проведено відповідно до МП 412/03-2010 «Інструкція. Метрологія. Перевірка технічного стану вузлів обліку газу з використанням установки «ЕК-Б». Методика перевірки» з використанням:

- модуля «ЕК-Б» (роторного блоку та коректора);
- лічильника газу ВОГ та коректора з додатковими каналами вимірювань температури і тиску газу модуля «ЕК-Б»

без додаткового нагрівання (охолодження) робочого середовища

Таблиця 2.

ЗВТ	$q_v$ м <sup>3</sup> /год	$q_{v0}$ м <sup>3</sup> /год	$t$ °С	$P$ МПа	K	$V_1$ м <sup>3</sup>	$V_{c1}$ м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8
модуль «ЕК-Б»	20,415	20,036	18,48	0,0989	1	2,934	2,87807
лічильник газу ВОГ	20,908	19,478	21,33	0,0948	1	3	2,79135

Значення відносного відхилення результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, виконаних з використанням ВОГ та модуля «ЕК-Б» складає: -3,11%.

Границі допустимих значень відносного відхилення результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, виконаних з використанням ВОГ та модуля «ЕК-Б», розраховані згідно з МП 412/03-2010 складають: ± 3,25 %.

Відхилення результатів вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, з використанням ВОГ та модуля «ЕК-Б» можуть бути обумовлені похибками вимірювань.

За результатами перевірки технічного стану ВОГ визнається таким, що відповідає вимогам технічного завдання на ВОГ, проектної і експлуатаційної документації, ДСТУ 034/3-2008 та «Правил обліку природного газу під час його транспортування зорозподільними мережами, постачання та споживання» для атестації методики виконання вимірювань на вузлі обліку природного газу.

Начальник відділу

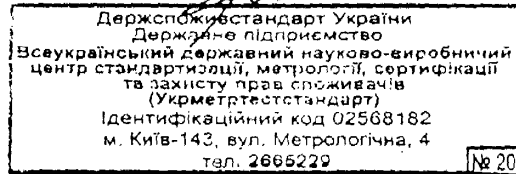


В. Осієвський

Державний повірник



К. Неважай





ВІДКРИТЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО ПО ГАЗОПОСТАЧАННЮ ТА ГАЗИФІКАЦІЇ «КИЇВОБЛГАЗ»

АКТ

перевірки стану обліку природного газу у споживача

(з промисловим лічильником) "20" 05 2000 р.

М. Обухів (назва населеного пункту)
Ми, що нижче підписалися, представник ВАТ "Київоблгаз" Наз. деп. по реєстрації
Клиш Т.А. наз. від. КСО та ВПГ Якименко В.П.
Обухівський (посада) ФЕГГ ВАТ "Київоблгаз" наз. сл. обліку
Коронис Т.А. (прізвище, ім'я, по батькові)

представник ТОВ "М-Квадро" (найменування організації)
відпов. за газ. господарств. Губіньський С.С. (посада) (прізвище, ім'я, по батькові)

стали цей акт в тому, що нами проведена перевірка стану обліку природного газу на:
вул. Промислова, 3 (адреса встановлення вузла обліку)
Ізрядна організація МП "Теплоресурс М"

В результаті перевірки встановлено:

іказ про призначення відповідального за облік газу

Відповідальна особа Губіньський С.С. (номер, дата наказу) (прізвище відповідальної особи)

Газоспоживаюче обладнання: Шахти №2 - 209 (марки котлів, інш.)

Режимні карти € (є / відсутні)

Вузол обліку природного газу встановлено на високому тиску (на низькому / середньому / високому)

Лічильник № 8021407002 тип Т2/Fluxi 0,400 Qmin = 20 м³/год Qmax = 650 м³/год

клас точності 1.0 повірено 23.09.09 р.

Коректор № 00087 тип КРАГ-1.02 Р клас точності 0,5 повірений 22.09.09 р.

Прилад для вимірювання тиску € тип будівельний № 8/4

Pmin = 0,24 МПа Pmax = 1,2 МПа клас точності 0,5 повірений 22.09.09 р.

Прилад для вимірювання температури: тип РТ-1000 № 457 клас точності 0,5

tmin = -50 °C tmax = +60 °C повірений 22.09.09 глибина гільзи 0,5 ДУ мастило в гільзі €

Метрологічна документація Ісаєвич (паспорти на кожен прилад)

Свідоцтво про метрологічну атестацію Акт експертизи вузла обліку

Проект на вузол обліку: № 5 від 07.05.2010 (дата погодження проекту з ВАТ "Київоблгаз" та Держспрживстандарту)

Миттєві показання вузла обліку становлять: Показання лічильника 4205863 м³ Показання лічильника в коректорі 4205862 м³

Qроб. = м³/год P = t = °C K = Qприв. = м³/год

p = кг/м³ CO2 = % N2 = %. Дата введення

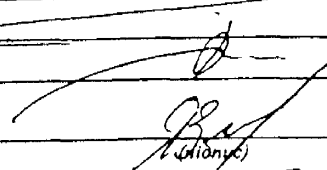
**Пломби**

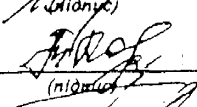
(відповідальність за збереження цілісності пломб несе споживач)

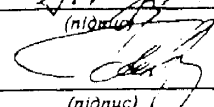
Місце встановлення	Перевірено наявність	Знято	Встановлено
Місцьник			00051923
Місць тиску			00067191
Місць температури			00067186
Місць клапан/коректор			00051924
Місць вентильний газопровід			00067182, 00067195
Місць бачок для заливу мастила			
Місць продувки до вузла обліку		00067193	00093032, 00067194
Місць інше №2			000519220

Звернення:

Примітки: 1. Вузол обліку відповідає проектній конструкції.  
 Для проведення балансових рахунків буде прийнято більше більший у обсягах у обсягах спожитого газу.  
 В термін до 01.09.2010, буде остаточно вирішено який вузол обліку буде прийнятий для комерційний.

Представник  Кочуб Т.А.  
 (підпис) Ішменко В.П.  
(прізвище та ініціали)

Представник ФЕГГ  Коромис Т.А.  
 (підпис) (прізвище та ініціали)

Представник "Споживача"  Глібіцький А.С.  
 (підпис) (прізвище та ініціали)