Кузь Микола Васильович

МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИМІРЮВАНЬ ОБ'ЄМУ ТА ОБ'ЄМНОЇ ВИТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ЕКСПЛУАТАЦІЇ

МОНОГРАФІЯ

Івано-Франківськ
«Симфонія форте»
2014

УДК 006.91:681.121
ББК 31.32
К 89

Рекомендовано до друку ТОВ „Інженерно-впровадницькою фірмою „Темпо” – Головною науковою установою Мінпромполітики України з питань науково-технічного забезпечення за напрямком: вимірювання об’єму і об’ємної витрати газу (лист № 24-01 від 07.02.2014 року).

Рецензенти:
завідувач кафедри метрології та промислової автоматики Вінницького національного технічного університету, доктор технічних наук, професор *В.Ю. Кучерук;*
професор кафедри метрології, стандартизації та сертифікації Національного університету «Львівська політехніка», доктор технічних наук, доцент *Т.Г. Бойко;*
професор кафедри автоматизації проектування енергетичних процесів та систем Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут», доктор технічних наук, професор *Б.І. Адасовський.*

Кузь М.В.

К 89 Метрологічне забезпечення вимірювань об’єму та об’ємної витрати природного газу в експлуатації : монографія / М.В. Кузь. – Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2014. – 252 с.

ISBN 978-966-286-023-8

У монографії аналітично встановлено наявність кореляційних зв’язків між обсягами споживання енергоносіїв (електроенергії, води та природного газу) в побутовому секторі; виявлені загальні закономірності та вперше розроблено модель електротермічної аналогії; вперше отримано аналітичні залежності для розрахунку зведених до стандартних умов об’ємів газу без необхідності вимірювання абсолютного тиску газу; вперше розроблено узагальнену метрологічну модель програмного забезпечення еталонів одиниць об’єму та об’ємної витрати газу; розвинуто методичні засади прогнозного моделювання метрологічних характеристик еталонних та промислових лічильників газу під час експлуатації; за результатами дослідження складових похибки робочих еталонів об’єму і об’ємної витрати газу та лічильників газу запропоновані патентозахищені методи та технічні рішення для їх вдосконалення; розвинуто організаційні засади метрологічного забезпечення еталонів передавання та введено їх до Державної повірочної схеми для засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу, розроблено нову організаційну схему реалізації перевірки метрологічних характеристик вторинних та робочих еталонів, лічильників та витратомірів газу на основі діаграм станів.

УДК 006.91:681.121
ББК 31.32

ISBN 978-966-286-023-8

© Кузь М.В., 2014

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА..... 7
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЄДНОСТІ ВИМІРЮВАНЬ ОБ'ЄМУ ТА ОБ'ЄМНОЇ ВИТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ..... 10
1.1 Аналіз аспектів забезпечення точності вимірювань об'єму газу в Україні……..……..... 10
1.2 Нормативно-правові акти забезпечення єдності вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу…… 15
1.3 Аналіз сучасного стану нормативного забезпечення засобів вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу…….. 18
1.3.1 Аналіз повірочних схем у сфері витратометрії природного газу……..... 18
1.3.2 Аналіз методичного забезпечення еталонних і робочих засобів вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу……... 21
1.3.3 Аналіз методик тестування програмного забезпечення обчислювального компонента еталонів об'єму газу……. 26
1.4 Тенденції розвитку еталонних та робочих засобів вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу…… 28
1.4.1 Робочі еталони дзвонового типу……... 30
1.4.2 Робочі еталони з еталонними лічильниками..... 37
1.4.3 Робочі еталони з еталонними критичними соплами……..... 38
1.4.4 Робочі еталони PVTt типу……..…….. 39
1.4.5 Лічильники та витратоміри газу……. 41
1.5 Організаційні заходи забезпечення єдності вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу……... 44
1.6 Узагальнення та обґрунтування завдань досліджень…… 46
РОЗДІЛ 2 ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТРОЛОГІЧНИХ АСПЕКТІВ ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ПОБУТОВИМИ СПОЖИВАЧАМИ…… 49

2.1 Методичні аспекти підвищення точності обліку природного газу при проектуванні внутрішньо-будинкових газових мереж..... 49
2.2 Застосування електротермічної аналогії для моделювання процесів теплообміну в будинкових газопроводах..... 53
2.3 Кореляційний аналіз споживання природного газу з іншими енергоносіями в побутовому секторі…… 58
2.4 Дослідження взаємозв'язків між середньо-місячними значеннями тиску природного газу та температурою повітря для умов обліку побутовими лічильниками..... 63
2.5 Вдосконалення методології визначення втрат природного газу у побутовій сфері…… 78
РОЗДІЛ 3 МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРОГРАМНИХ КОМПЛЕКСІВ ОБ'ЄМУ І ВИТРАТИ ГАЗУ……. 92
3.1 Дослідження ефективності стандартизації програмних засобів робочих еталонів об'єму газу……..……... 92
3.2 Метрологічне ранжування якісних показників програмного забезпечення робочих еталонів об'єму газу……... 97
3.3 Метрологічна модель програмного забезпечення обчислювальних компонентів еталонів одиниць об'єму та об'ємної витрати газу……. 107
3.4 Методологія визначення метрологічних характеристик обчислювальних компонентів еталонів одиниці об'єму газу…….. 111
3.5 Вдосконалення алгоритму захисту комерційної інформації у сфері обліку природного газу методом образного шифрування даних……. 121
РОЗДІЛ 4 РОЗВИТОК МЕТРОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ У СФЕРІ ВИТРАТОМЕТРІЇ ПРИРОДНОГО ГАЗУ……. 129
4.1 Експериментальне визначення ступеня еквівалентності національних еталонів одиниць об'єму та об'ємної витрати газу……. 129
4.2 Оцінка способу представлення похибки передавання одиниці об'єму газу еталонами дзвонового типу…… 137

4.3 Прогнозне моделювання метрологічних характеристик еталонних лічильників газу…….. 144
4.4 Дослідження стабільності лічильників газу на основі логіко-статистичних інформаційних моделей……. 150
4.5 Підвищення точності обліку природного газу лічильниками з електронними пристроями температурної компенсації в експлуатації…… 156
РОЗДІЛ 5 ПОКРАЩЕННЯ МЕТРОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ОБ'ЄМУ ГАЗУ…….. 167
5.1 Розроблення псевдо-динамічного режиму роботи робочих еталонів об'єму газу……. 167
5.2 Зменшення впливу градієнту температури повітря на точність відтворення об'єму газу робочими еталонами дзвонового типу……. 172
5.3 Робочий еталон для комплектного методу контролю метрологічних характеристик вимірювальних комплексів об'єму газу……. 177
5.4 Компенсація впливу абсолютного тиску природного газу на точність його обліку мембранними лічильниками газу……... 181
5.5 Пристрій для компенсації впливу температури природного газу на точність його обліку побутовими лічильниками газу…….. 184
РОЗДІЛ 6 РОЗВИТОК НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧНОЇ І ОРГАНІЗАЦІЙНОЇ ОСНОВ МЕТРОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИМІРЮВАНЬ ОБ'ЄМУ ТА ОБ'ЄМНОЇ ВИТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ…….. 192
6.1 Розвиток Державної повірочної схеми для засобів вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу…… 192
6.2 Нормативне та методичне забезпечення вимірювальних комплексів об'єму газу…… 197
6.3 Методика коригування кривої похибки побутових лічильників газу в експлуатації…….. 201
6.4 Організаційна схема здійснення державного метрологічного контролю еталонів, лічильників та витратомірів газу на основі діаграм станів…… 207
6.5 Інформативний параметр для діагностики лічильників газу в експлуатації…….. 213

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ……. 221
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ……... 223
Додаток А Номенклатура нормативного забезпечення засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу…… 239
Додаток Б Зведена інформація про національні еталони одиниць об’єму та об’ємної витрати газу……. 245
Додаток В Середньомісячні температури газу в газопроводах низького тиску…….. 249
Додаток Г Середньомісячні абсолютні тиски природного газу в газопроводах низького тиску…….. 250

ПЕРЕДМОВА

Нафтогазова промисловість є енергетичною основою для стабільного економічного та соціального розвитку держави. За рахунок власного видобування Україна задовольняє потребу в природному газі на 34%, в нафті – на 10-15% (дані за 2011 рік). Держава імпортує природний газ з Російської Федерації, Казахстану, Білорусі, Азербайджану, Прибалтики та інших країн. Через українську газотранспортну систему транспортується понад 70% усіх експортних поставок російського газу в країни Європи, що складає біля 20% від загального обсягу споживання природного газу в Європі [1].

За даними Міністерства енергетики та вугільної промисловості України [2] за 2011 рік видобуток газу на 89,9 млн. куб. м (або на 0,4%) більше ніж за 2010 рік, у тому числі обсяг видобутку газу підприємствами НАК "Нафтогаз України" менше на 216,4 млн. куб. м. (або на 1,2%). За 2011 рік територією України за оперативними даними протранспортовано (транзитом) 104,2 млрд. куб. м природного газу, що на 5,6 млрд. куб. м., або на 5,7% більше ніж за 2010 рік. НАК "Нафтогаз України" за 2011 рік споживачам реалізовано 44038,4 млн. куб. м. природного газу, з них населенню 17264 млн. куб. м., що становить 39,2 % від загального обсягу реалізованого природного газу. Ще 10-15 років тому обсяги споживання природного газу промисловими споживачами значно переважали обсяги споживання цього енергоносія в побуті. Зараз спостерігається тенденція збільшення об'ємів споживання газу в побутовому секторі. В зв'язку з цим важливою є проблема підвищення точності обліку газу побутовими лічильниками, які, в переважній більшості, не обладнані засобами корекції температури газу і зовсім відсутні в них компенсатори абсолютного тиску газу.

На промислових підприємствах облік газу ведеться вимірювальними комплексами у складі лічильника та електронного коректора об'єму газу. І, якщо коректори та лічильники метрологічно забезпечені чинною нормативною та методичною документацією (ДСТУ EN 12261:2006, ДСТУ EN 12480:2006 і ДСТУ EN 12405:2006), то метрологічне забезпечення вимірювальних комплексів загалом взагалі відсутнє, як технічна база для визначення та контролю їх метрологічних характеристик так і нормативні документи.

Аналогічна ситуація із програмним забезпеченням обчислювальних компонентів робочих еталонів об’єму та об’ємної витрати газу та електронних коректорів і обчислювачів об’єму газу.

Вирішення проблеми раціонального використання природного газу може бути досягнуте шляхом розроблення комплексу технічних рішень щодо забезпечення високої точності та вірогідності обліку газу.

У даній роботі досліджуються організаційні заходи та напрямки розроблення і впровадження науково-технічних і нормативних аспектів метрологічного забезпечення вимірювання природного газу в експлуатаційних умовах.

Важливе значення у нафтогазовій галузі має вимірювання об'єму газу та його облік. Це питання стає дедалі актуальнішим у зв'язку із зростанням ціни на газ, збільшенням кількості учасників газового ринку, необхідністю підвищення відповідальності за проведення розрахунків за спожитий газ. З метою удосконалення системи обліку, підвищення рівня достовірності показань вимірювання об'єму природного газу та забезпечення ефективності його використання була прийнята Концепція створення єдиної системи обліку природного газу [3]. Головна мета Концепції – забезпечення високого рівня достовірності показань вимірювання об'єму газу під час його видобування, транспортування, зберігання та споживання, удосконалення системи обліку газу на всіх її рівнях та забезпечення ефективності його використання.

Концепція визначає необхідність заміни застарілих засобів вимірювальної техніки на промислових та комунальних підприємствах і на підприємствах теплової енергетики автоматизованими вимірювальними комплексами на базі лічильників газу в комплекті з автоматичними коректорами об'єму газу, що вимагає вдосконалення метрологічного забезпечення, в тому числі засобів та методик повірки, даних вимірювальних комплексів. Необхідним є оснащення систем збору, обробки, передачі інформації сучасними програмно-технічними засобами, метрологічне забезпечення метрологічної атестації та повірки яких в Україні, практично, відсутнє. Для зменшення втрат газу в побуті Концепцією передбачається запровадження коригування показів побутових лічильників газу при вимірюванні об'єму природного газу залежно від температури навколишнього середовища і тиску газу. Концепцією також 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 еталонів об'єму та об'ємної витрати газу.

Значний вклад у розробку метрологічного забезпечення засобів вимірювання об’єму та об’ємної витрати газу внесли українські та закордонні вчені, але їхні розробки не завжди відповідають вимогам сьогодення в питаннях методичного та технічного забезпечення вимірювання об’єму та об’ємної витрати газу в умовах експлуатації засобів вимірювання цих фізичних величин. Вони характеризуються фундаментальністю досліджень проблем метрологічного забезпечення сучасних технічних вимірювань. Однак ці дослідження практично не розкривають питань метрологічного забезпечення вимірювання об’єму та об’ємної витрати природного газу в умовах експлуатації.

Таким чином, наведене вище дозволяє зробити висновок про те, що проблема метрологічного забезпечення вимірювання об’єму та об’ємної витрати природного газу, включаючи всі її аспекти від розроблення і метрологічних досліджень робочих еталонів та робочих засобів вимірювання вказаних фізичних одиниць до вдосконалення та перегляду чинних нормативних документів у цій сфері вимірювань, є актуальною для України, а її вирішення розв’язує важливу науково-прикладну проблему.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЄДНОСТІ ВИМІРЮВАНЬ ОБ'ЄМУ ТА ОБ'ЄМНОЇ ВИТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

1.1 Аналіз аспектів забезпечення точності вимірювань об'єму газу в Україні

Зменшення обсягів промислового виробництва в Україні за останні роки в умовах світової економічної кризи призвело до перерозподілу споживання енергоносіїв, в тому числі природного газу. Зокрема, баланс споживання природного газу змістився в сторону населення (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Річні обсяги V споживання природного газу в 2005-2011 рр., за даними [4]

Рік	Промисловість		Населення		Всього
	млн. м^3	%	млн. м^3	%	млн. м^3
2005	25514,7	42,7	17547,5	29,4	59760,5
2006	6029,6	15,6	17856,6	46,2	38634,0
2007	45,8	0,2	16641,2	59,2	28129,0
2008	14185,4	31,5	17209,3	38,2	45023,0
2009	10693,5	27,0	16125,4	40,7	39600,8
2010	12631,5	28,9	16590,2	37,9	43719,5
2011	14442,4	32,8	17264,0	39,2	44038,4

Графічно дані про обсяги споживання природного газу в населення та в промисловості у порівнянні із загальними обсягами, за даними табл. 1.1, зображені на рис. 1.1, а у відсотковому відношенні – на рис. 1.2.

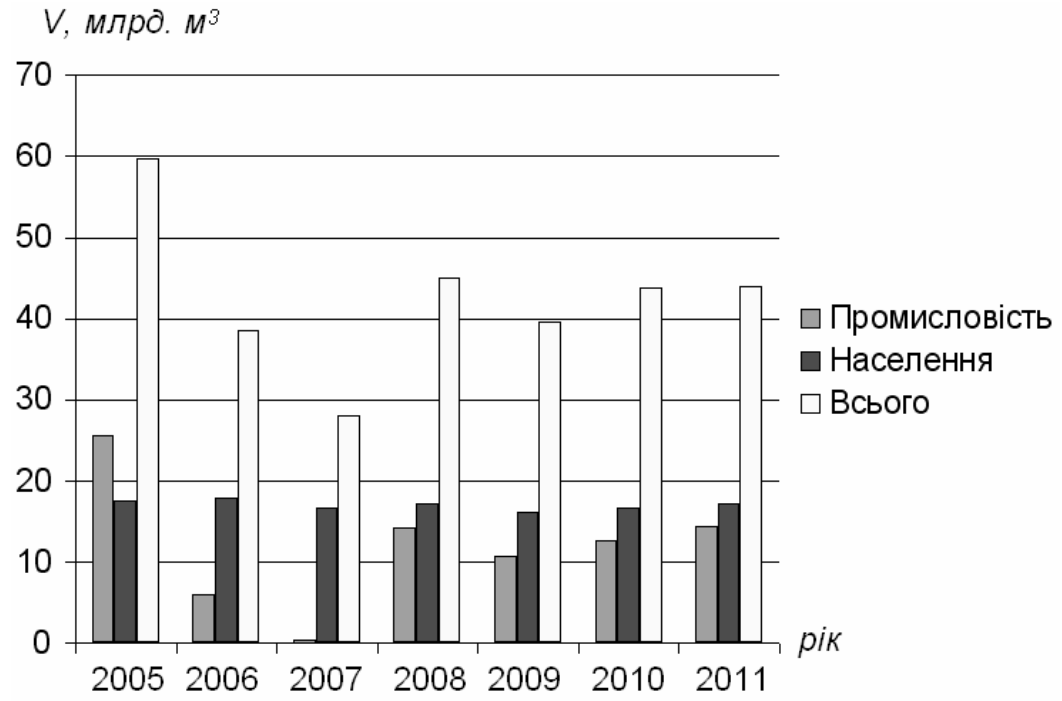


Рисунок 1.1 – Обсяги споживання природного газу в населення та в промисловості

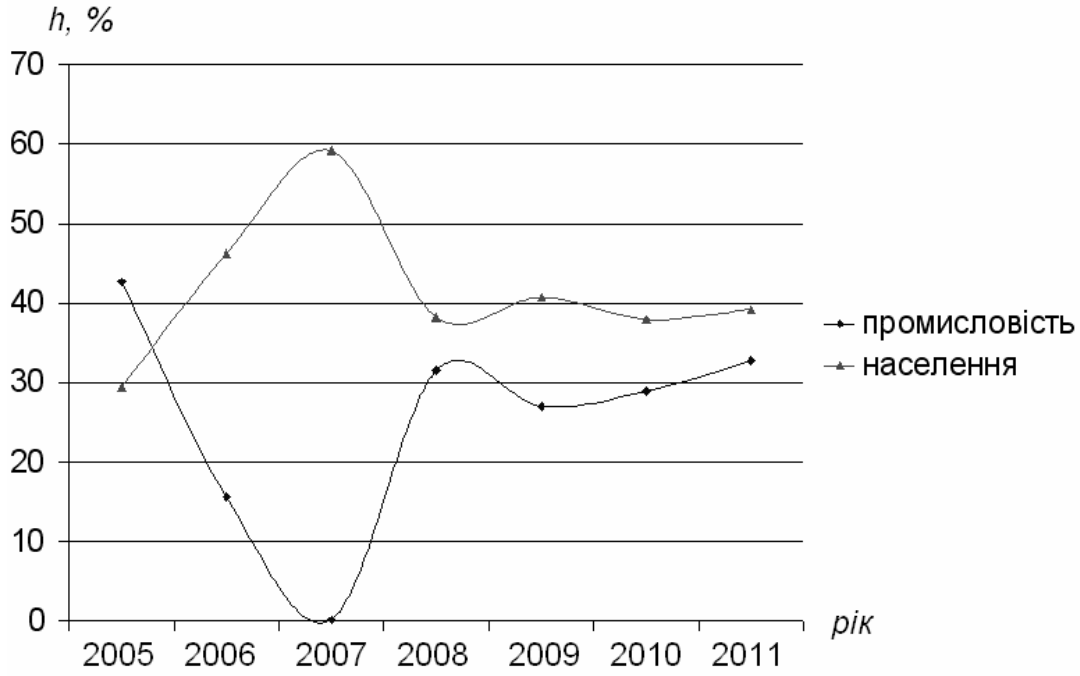


Рисунок 1.2 – Баланс споживання природного газу між населенням і промисловістю

Починаючи з 2008 р. споживання газу населенням і промисловістю стабілізувалося (див. рис. 1.2) і середнє відносне значення (до загальних обсягів споживання) становить 39 % і 30 %, відповідно.

Такий перерозподіл споживання природного газу веде до погіршення точності його обліку, так як границі допустимих похибок побутових лічильників газу (табл. 1.2) втричі більші за похибки промислових (табл. 1.3).

Таблиця 1.2 – Границі допустимої похибки побутових лічильників газу (за даними [5])

Витрата, $м^3$/год	Границі допустимої похибки	
	початкові	ресурсні
$q_{\min} \le q < 0{,}1q_{\max}$	± 3 %	від мінус 6 % до 3 %
$0{,}1q_{\max} \le q \le q_{\max}$	± 1,5 %	± 3 %
$q_{\min}, q_{\max}$ – мінімальна та максимальна витрата газу, числові значення яких наведені в [6, 7]		

Таблиця 1.3 – Границі допустимої похибки промислових лічильників газу (за даними [6, 7])

Витрата, $м^3$/год	Границі допустимої похибки
$q_{\min} \le q < q_t$	± 2 %
$q_t \le q \le q_{\max}$	± 1 %
q_t – перехідна витрата, значення якої наведені в [6, 7]	

Однак, не можна стверджувати, що в промисловості похибки вимірювання об’єму газу такі, як наведені в табл. 1.3, оскільки промислові лічильники газу не використовуються як окремі засоби вимірювальної техніки, а тільки у складі вимірювальних комплексів з електронними коректорами об’єму газу. Метрологічні характеристики коректорів наведені в [8] та табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Границі допустимої похибки електронних коректорів об’єму газу

Нормальні умови	Номінальні робочі режими
0,5 %	1 %
Примітка. Похибкою лічильника газу нехтують	

На даний час метрологічне забезпечення вимірювальних комплексів в Україні практично відсутнє, в тому числі, відсутні робочі еталони для визначення метрологічних характеристик комплексів та відповідні методичні документи.

Відповідно до Закону України „Про метрологію та метрологічну діяльність” [9], результати вимірювань можуть бути використані за умови, якщо відомі відповідні характеристики похибок або невизначеності вимірювань. При вимірюванні об’єму природного газу побутовими лічильниками газу, практично, не здійснюється корекція впливу на обліковані об’єми газу таких його параметрів як тиск і температура. Максимальні значення додаткових похибок (за даними наведеними в [10]) від впливу цих параметрів наведені в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Додаткові похибки вимірювання об’єму газу побутовими лічильниками

від впливу тиску газу	від впливу температури газу
від мінус 2,1 % до 3,4 %	від мінус 4,4 % до мінус 0,5 %

Оскільки ці величини: тиск і температура газу є корельованими, то максимальні значення додаткових похибок становитимуть від мінус 6,5 % до 2,0 % (в залежності від значень середньомісячних температур та тисків газу).

Річні значення додаткових похибок будуть меншими. Наявність цих похибок підтверджується даними про обсяги розбалансування природного газу в побуті (табл. 1.6).

Таблиця 1.6 – Обсяги розбалансування газу в побуті за даними з [4]

Рік	Обсяги розбалансування газу в побуті	
	млн. $м^3$	%
2005	452,7	0,8
2006	510,5	1,3
2007	456,2	1,6
2008	290,5	0,7
2009	131,5	0,3
2010	43,2	0,1

Виходячи з вище наведеного, виникає необхідність зменшення додаткових похибок вимірювання об’єму газу та розроблення метрологічного забезпечення вимірювальних комплексів об’єму газу.

Це практично неможливо без удосконалення існуючих та розроблення нових конструкцій робочих еталонів об’єму та об’ємної витрати газу. Крім того, вимірювання об’єму та об’ємної витрати

газу робочими еталонами також обтяжені додатковими похибками. Джерела виникнення цих похибок, які, на даний час, не враховані в алгоритмі визначенні похибок вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу в методичних документах, наведені в табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Джерела виникнення додаткових похибок вимірювання об’єму та об’ємної витрати газу робочими еталонами

Тип робочого еталона	Впливові фактори
1 Робочі еталони дзвонового типу	- градієнт температури повітря у піддзвоновому просторі; - нагрівання повітря нагнітальними пристроями; - недосконаліть алгоритму роботи програмного забезпечення обчислювальних компонентів.
2 Робочі еталони з еталонними лічильниками	- пневмоудари при дискретно-динамічному режимі роботи; - недосконаліть алгоритму роботи програмного забезпечення обчислювальних компонентів.
3 Робочі еталони з еталонними критичними соплами	- недосконаліть алгоритму роботи програмного забезпечення обчислювальних компонентів.
4 Робочі еталони PVTt типу	- градієнт температури повітря (природного газу) у ємності високого тиску; - недосконаліть алгоритму роботи програмного забезпечення обчислювальних компонентів.

Для забезпечення єдності вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу необхідним є введення в метрологічну практику еталонів передавання, які б забезпечили звірення робочих еталонів з державним первинним та вторинними еталонами. Крім того, є необхідність звірення Державного первинного еталона одиниці об’єму та об’ємної витрати газу з національними еталонами інших країн для визначення ступеня еквівалентності державного еталона України до цих еталонів. За десять років експлуатації державного еталона (з 1996 р. по 2006 р.) таке звірення жодного разу не проводилось.

Питання забезпечення єдності вимірювань акцентує Закон України „Про метрологію та метрологічну діяльність” [9], який встановлює чотири основи забезпечення єдності вимірювань у державі: нормативно-правову, нормативну, науково-технічну та організаційну.

1.2 Нормативно-правові акти забезпечення єдності вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу

Основним правовим актом, який визначає основні правові, економічні та організаційні засади діяльності нафтогазової галузі України та регулює відносини, пов'язані з особливостями користування нафтогазоносними надрами, видобутком, транспортуванням, зберіганням та використанням нафти, газу та продуктів їх переробки є Закон України „Про нафту і газ” [11]. Метою цього закону є забезпечення енергетичної безпеки України, розвитку конкурентних відносин у нафтогазовій галузі, захисту прав усіх суб'єктів відносин, що виникають у зв'язку з геологічним вивченням нафтогазоносності надр, розробкою родовищ нафти і газу, переробкою нафти і газу, зберіганням, транспортуванням та реалізацією нафти, газу та продуктів їх переробки, споживачів нафти і газу та працівників галузі.

Закон України „Про метрологію та метрологічну діяльність” [9] визначає правові основи забезпечення єдності вимірювань в Україні, регулює відносини у сфері метрологічної діяльності та спрямований на захист громадян і національної економіки від наслідків недостовірних результатів вимірювань. Облік енергетичних і матеріальних ресурсів (електричної і теплової енергії, газу, води, нафтопродуктів тощо), за винятком внутрішнього обліку, який ведеться підприємствами, організаціями та фізичними особами-суб'єктами підприємницької діяльності, згідно з [9] входить до сфери державного метрологічного контролю і нагляду стосовно засобів вимірювальної техніки та методик виконання вимірювань.

Закон України „Про засади функціонування ринку природного газу” [12] встановлює, що облік природного газу, у тому числі комерційний (приладовий), здійснюється з метою отримання та реєстрації достовірної інформації про обсяги і якість природного газу під час його видобування, транспортування, розподілу, постачання, зберігання та споживання. Комерційний облік природного газу

здійснюється з метою визначення за допомогою вузла обліку природного газу обсягів його споживання та/або реалізації, на підставі яких проводяться взаєморозрахунки. Відпуск природного газу споживачам здійснюється за умови наявності вузла обліку природного газу.

Населення у разі відсутності приладів обліку природного газу споживає газ за нормами, встановленими законодавством, до строків, передбачених у Законі України „Про забезпечення комерційного обліку природного газу" [13]. Цей закон визначає правові, економічні та організаційні засади забезпечення всіх категорій споживачів вузлами обліку природного газу з метою запровадження повного комерційного (приладового) обліку природного газу та здійснення контролю за використанням ресурсів імпортованого природного газу і природного газу власного видобутку.

Необхідність використання точних приладів для обліку природного газу регламентується Законом України „Про енергозбереження" [14]. Метою законодавства про енергозбереження є регулювання відносин між господарськими суб'єктами, а також між державою і юридичними та фізичними особами у сфері енергозбереження, пов'язаної з видобуванням, переробкою, транспортуванням, зберіганням, виробленням та використанням паливно-енергетичних ресурсів, забезпечення заінтересованості підприємств, організацій та громадян в енергозбереженні, впровадженні енергозберігаючих технологій, розробці і виробництві менш енергоємних машин та технологічного обладнання, закріплення відповідальності юридичних і фізичних осіб у сфері енергозбереження.

Правові аспекти відносин у сфері обліку природного газу встановлюються рядом Постанов Кабінету Міністрів України. Чільне місце серед них займає „Концепція створення єдиної системи обліку природного газу" [3], в якій наголошується, що важливе значення у нафтогазовій галузі має вимірювання об'єму газу та його облік. Це питання стає дедалі актуальнішим у зв'язку із зростанням ціни на газ, збільшенням кількості учасників газового ринку, необхідністю підвищення відповідальності за проведення розрахунків за спожитий газ тощо. Головна мета Концепції – забезпечення високого рівня достовірності показань вимірювання об'єму газу під час його видобування, транспортування, зберігання та споживання, удосконалення системи обліку газу на всіх її рівнях та забезпечення ефективності його використання.

У випадку відсутності у населення приладів обліку газу норми споживання цього енергетичного ресурсу встановлюються Постановою Кабінету Міністрів України **„**Про затвердження норм споживання природного газу населенням у разі відсутності газових лічильників” [15].

Наступними по ієрархії нормативно-правовими документами, які затверджують та вводять в дію методичні документи, є накази профільних міністерств. Одним із них є наказ „Про затвердження Методики визначення обсягів природного газу, які використовуються для виробництва теплової енергії для населення в разі, якщо суб'єкти господарювання здійснюють постачання теплової енергії різним категоріям споживачів” [16]. Методика, затверджена даним наказом, призначена для теплогенеруючих підприємств різної форми власності, що використовують природний газ для виробництва теплової енергії для опалення та гарячого водопостачання.

Так склалося в Україні, що більшість побутових лічильників газу не обладнана засобами вимірювання тиску і температури газу і, тому природний газ ними обліковується в робочих умовах і, як наслідок, не приводиться до стандартних умов. Шляхи вирішення даної проблеми закладені в наказі „Про затвердження Методики приведення об'єму природного газу до стандартних умов за показами побутових лічильників у разі відсутності приладів для вимірювання температури та тиску газу” [17]. Методика, затверджена ним, призначена для приведення об'єму природного газу, який вимірюється побутовими лічильниками газу в робочих умовах, до стандартних умов за результатами вимірювання об'єму газу низького тиску лічильниками, що не мають спеціальних пристроїв для автоматичного приведення до стандартних умов їх показів у разі зміни температури та тиску газу. Розрахунки об'єму газу, приведеного до стандартних умов, здійснюються з урахуванням коефіцієнтів коригування показів лічильників, визначених у цій Методиці. Такі розрахунки виконуються споживачами газу самостійно. Оплата за газ у період, визначений в договорі на постачання газу, здійснюється за об'єми газу, які приведено до стандартних умов. Газопостачальна організація має право здійснювати контроль за правильністю розрахунків об'єму спожитого газу. Дія даної Методики не має юридичної сили для побутових споживачів газу.

Питання визначення втрат газу в побутовій сфері вирішується наказом „Про затвердження Методики визначення питомих втрат

природного газу при його вимірюваннях побутовими лічильниками у разі неприведення об'єму газу до стандартних умов" [18]. Ця Методика призначена для розрахунків питомих втрат газу в разі неприведення до стандартних умов результатів вимірювання об'ємів газу низького тиску, які вимірюються лічильниками, що не мають спеціальних пристроїв для автоматичного приведення до стандартних умов їх показів при зміні тиску та/або температури газу. Розрахунки питомих втрат газу здійснюються за допомогою коефіцієнтів коригування показів лічильників. Питомі втрати газу визначаються підприємствами з газопостачання та газифікації розрахунковим шляхом самостійно згідно з даною Методикою і включаються до собівартості транспортування газу цих підприємств.

1.3 Аналіз сучасного стану нормативного забезпечення засобів вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу

Метрологічну підпорядкованість засобів вимірювальної техніки, які використовуються для передавання розміру одиниці фізичної величини від первинного еталона до робочих еталонів та робочих засобів вимірювальної техніки із встановленням методів та похибок передавання регламентують нормативні документи на Державні повірочні схеми.

1.3.1 Аналіз повірочних схем у сфері витратометрії природного газу

Провідними метрологічними інститутами у галузі витратометрії газу є три метрологічні інститути: Фізико-технічний федеральний інститут (PTB – Physikalisch-Technische Bundesanstalt), Німеччина; Нідерландський метрологічний інститут (Nmi – Netherlands metrological institute), Нідерланди; Словацький інститут метрології (SMU – Slovak Institute of Metrology), Словаччина.

Фізико-технічний федеральний інститут Німеччини (PTB) розташовується в Брауншвайзі та Берліні. Будучи одним з провідних світових інститутів з метрології, PTB також є установою, що відповідає за еталони і наукову метрологію. Повірочна схема засобів вимірювання витрати газу Німеччини наведена в [19] на рис. 1.3.

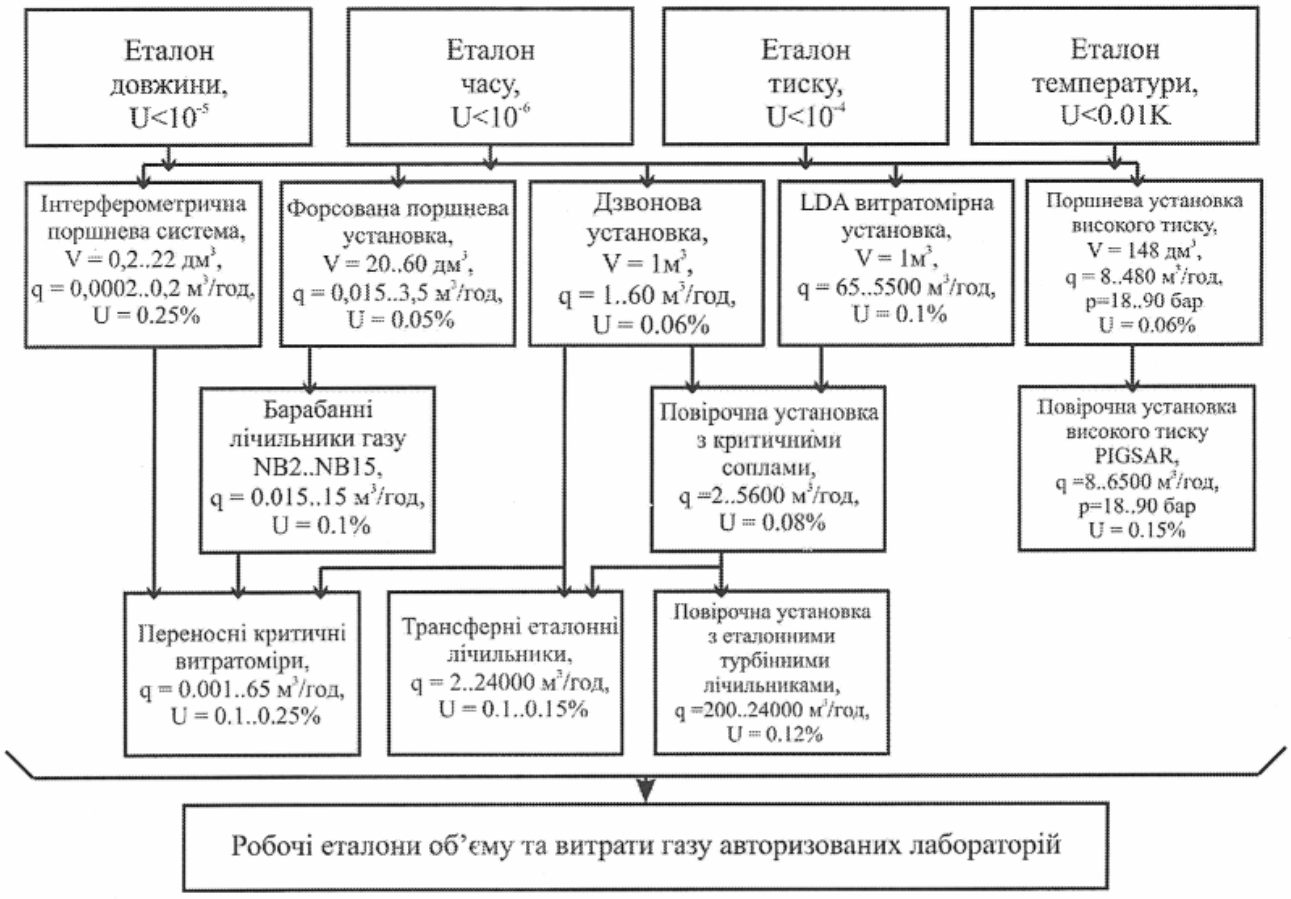


Рисунок 1.3 – Повірочна схема засобів вимірювання витрати газу Німеччини

Очолюють дану повірочну схему (рис. 1.3) чотири еталони: довжини, часу, тиску, температури, які непрямими методами передають одиницю об'ємної витрати газу робочим еталонам.

Повірочну схему засобів вимірювання витрати газу Нідерландів [19] (рис. 1.4) очолюють три еталони: маси, довжини та часу.

Організацією, яка відповідає за державні та інші еталони одиниць вимірювань і наукову метрологію в Словаччині, є Словацький метрологічний інститут, який у відповідності із національним Законом про метрологію є державною установою, відповідальною за згадані сфери.

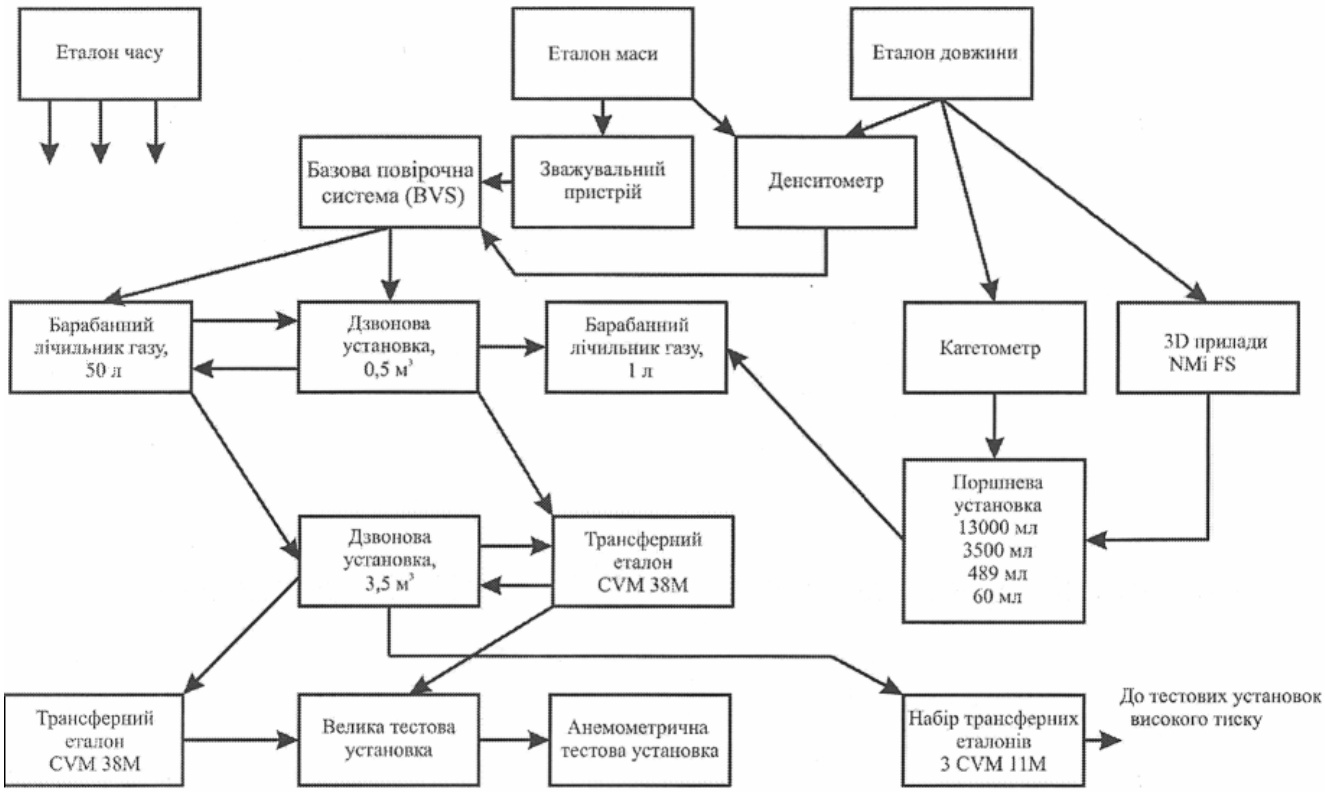


Рисунок 1.4 – Повірочна схема засобів вимірювання витрати газу Нідерландів

Повірочну схему засобів вимірювання витрати газу Словацької Республіки [19] (рис. 1.5) очолюють три первинні еталони: два еталони рідинного витіснення з діапазонами витрат газу 0,01 до 0,2 м^3/год і 0,1 до 3,0 м^3/год та один еталон дзвонового типу з діапазоном відтворюваних витрат газу 2 до 65 м^3/год, притому всі три еталони однакової точності.

На відміну від наведених повірочних схем, українську [20] очолює один Державний первинний еталон одиниць об’єму та об’ємної витрати газу.

Державна повірочна схема [20] встановлює основні метрологічні характеристики державного еталона одиниці об’єму та об’ємної витрати газу та порядок передавання розмірів цих одиниць від державного первинного еталона за допомогою еталонів передавання, вторинних та робочих еталонів робочим засобам вимірювальної техніки із зазначенням похибок і основних методів повірки.

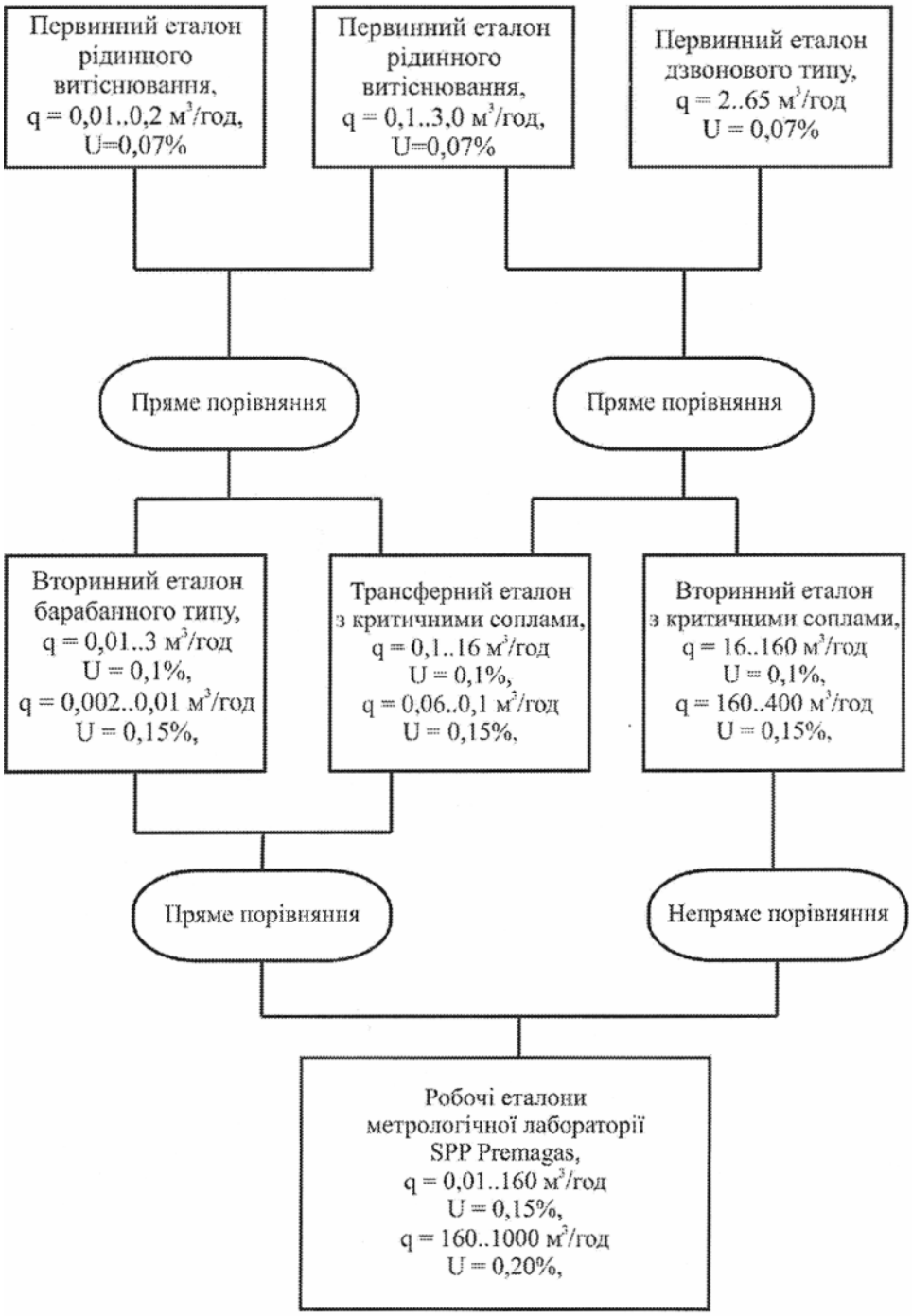


Рисунок 1.5 – Повірочна схема засобів вимірювання витрати газу Словацької Республіки

1.3.2 Аналіз методичного забезпечення еталонних і робочих засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу

Вимогою до національних стандартів на державні повірочні схеми є наявність посилань на нормативні документи, що встановлюють вимоги до робочих еталонів, запозичених з інших

повірочних схем і, як правило, в цих документах немає посилань на нормативні документи з вимогами до засобів вимірювання, на які поширюється конкретна повірочна схема. Це, зокрема, стосується і стандарту [20].

Перелік чинних нормативних документів (національних стандартів) наводять в щорічних покажчиках. Аналогічно, опубліковують перелік методичних документів з метрології: методик повірки засобів вимірювальної техніки (МПУ), методик виконання вимірювань (МВУ), програм та методик державної метрологічної атестації засобів вимірювальної техніки (МДУ), положень, правил та інших документів в галузі метрології та метрологічної діяльності (РМУ) та ведуть Державний реєстр цих методик [21]. Окремий перелік чинних нормативних і організаційних документів, що регламентують вимоги до засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу було наведено в [22], але більшість методичних документів, зазначених там, уже вилучені із реєстру [21].

Актуальним, на даний час, є систематизація, розроблення класифікації та подання у зручному для сприйняття вигляді переліку нормативних та методичних документів у сфері вимірювання об’єму та об’ємної витрати газу.

На основі даних, наведених в [20], розроблено таку класифікацію засобів вимірювання (ЗВТ) об’єму та об’ємної витрати газу (табл. 1.8).

Таблиця 1.8 – Класифікація ЗВТ об’єму та об’ємної витрати газу

Статус ЗВТ	Тип ЗВТ
1 Державний еталон	1.1 Державний первинний еталон одиниці об’єму та об’ємної витрати газу
2 Еталони передавання	2.1 Набір еталонних лічильників та витратомірів
3 Вторинні еталони	3.1 Еталонні установки об’єму та об’ємної витрати газу
4 Робочі еталони	4.1 Повірочні установки дзвонового типу
	4.2 Повірочні установки з еталонними лічильниками
	4.3 Повірочні установки з еталонними критичними соплами
	4.4 Повірочні установки PVTt типу
	4.5 Набір еталонних витратомірів

Кінець таблиці 1.8

5 Робочі засоби вимірю-вальної техніки	5.1 Лічильники об’єму газу	5.1.1 Побутові лічильники газу
		5.1.2 Турбінні лічильники газу
		5.1.3 Роторні лічильники газу
		5.1.4 Мембранні лічильники газу
		5.1.5 Ультразвукові лічильники газу
	5.2 Витратоміри-лічильники газу	
	5.3 Витратоміри об’ємної витрати газу	
	5.4 Коректори, обчислювачі об’єму газу	5.4.1 Коректори об’єму газу
		5.4.2 Обчислювачі об’єму газу
	5.5 Вимірювальні комплекси об’єму та об’ємної витрати природного газу	

До табл. 1.8, крім даних з [20], долучено коректори, обчислювачі об’єму газу (п. 5.4) і вимірювальні комплекси об’єму та об’ємної витрати газу (п. 5.5) як такі ЗВТ, що їх фактично, використовують при комерційному обліку газу і вони не входять до державної перевірочної схеми [20].

Програмне забезпечення, яке не є засобом вимірювальної техніки, але входить до складу обчислювальних компонентів робочих еталонів, коректорів і обчислювачів об’єму газу і тому також підлягає державному метрологічному контролю.

Пропонується перелік нормативних документів для будь-якого виду вимірювань подавати у вигляді Схеми нормативного забезпечення ЗВТ, яка складатиметься із матриці нормативного забезпечення та номенклатури нормативно-методичних документів.

Методика розроблення Схеми нормативного забезпечення засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу полягає в наступному:

1. На основі класифікації ЗВТ об’єму та об’ємної витрати газу (табл. 1.8) формують матрицю нормативного забезпечення (табл. 1.9), в якій на перетині певного типу ЗВТ та виду нормативно-методичного документу ставиться відмітка про наявність цього документу для даного ЗВТ в реєстрі нормативних чи методичних документів [21].
2. На основі матриці нормативних документів формується номенклатура нормативних документів (табл. А.1 дод. А), в

якому порядковим номером є номер типу ЗВТ (табл. 1.9) із зазначенням назви нормативного чи методичного документу.

Аналогічну матрицю нормативного забезпечення (табл. 1.10) та номенклатуру нормативних документів (табл. 1.11) пропонується формувати для програмного забезпечення обчислювальних компонентів засобів вимірювання об’єму та об’ємної витрати газу.

Таблиця 1.9 – Матриця нормативного забезпечення засобів вимірювання об’єму та об’ємної витрати газу

Статус ЗВТ	Тип ЗВТ		ДСТУ	МПУ	МВУ	МДУ	РМУ
1	1.1						
2	2.1						
3	3.1						
4	4.1						
	4.2						
	4.3						
	4.4						
	4.5						
5	5.1	5.1.1					
		5.1.2					
		5.1.3					
		5.1.4					
		5.1.5					
	5.2						
	5.3						
	5.4	5.4.1					
		5.4.2					
	5.5						

Таблиця 1.10 – Матриця нормативного забезпечення програмного забезпечення засобів вимірювання об’єму та об’ємної витрати газу

Призначення програмного забезпечення	ДСТУ	МПУ	МВУ	МДУ	РМУ
Програмне забезпечення еталонів					
Програмне забезпечення робочих засобів вимірювальної техніки					

Таблиця 1.11 – Номенклатура нормативного забезпечення програмного забезпечення засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу

Призначення програмного забезпечення	Позначення та назва нормативного документу
Програмне забезпечення еталонів	
Програмне забезпечення робочих засобів вимірювальної техніки	РМУ 021-2006 Інструкція. Метрологія. Порядок атестації програмного забезпечення засобів вимірювальної техніки

Матриці нормативного забезпечення (табл. 1.9 та табл. 1.10) дають можливість наглядно оцінити наявність і стан нормативного та методичного забезпечення засобів вимірювання об’єму та об’ємної витрати газу. Таку оцінку, у відсотковому відношенні, показано на рис. 1.6.

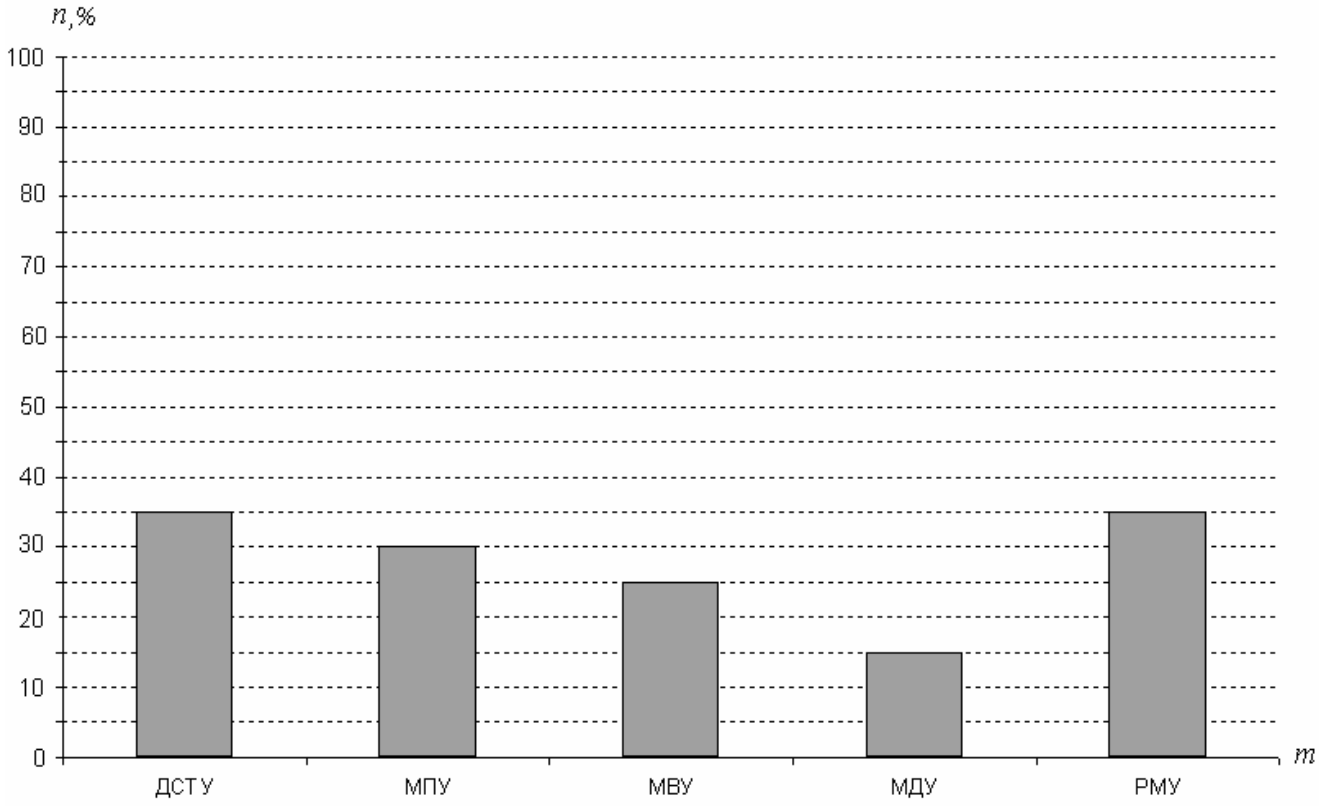


Рисунок 1.6 – Стан нормативного та методичного забезпечення засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу

Як видно із рис. 1.6, найкраще засоби вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу забезпечено ДСТУ та РМУ (35%), найгірше – МДУ (15%). Хоча і такий стан забезпечення ще далекий від необхідного.

Слід зауважити, що існують методичні документи, які не внесено до реєстру [21], але належним чином затверджені, і тому вони чинні в Україні [23]. Але оцінити стан забезпечення такими документами важко із-за відсутності їх в реєстрі [21].

Номенклатура нормативного забезпечення засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу (табл. 1.10 та табл. 1.11), крім стану нормативного та методичного забезпечення, дає змогу оцінити ще й стан забезпечення цими документами того чи іншого виду ЗВТ. Як видно із табл. А.2, на турбінні лічильники газу поширюється дія двох нормативних документів: ДСТУ 3867-99 та ДСТУ EN 12261:2006, що регламентують однакові вимоги до цих ЗВТ. Аналогічно, дублюються вимоги до мембранних лічильників газу в двох стандартах: ДСТУ 3336-96 та ДСТУ EN 1359:2006. Доцільним було би розроблення типового методичного документу на коректори та обчислювачі об’єму газу замість МПУ 037/03-2003, МПУ 086/03-2003, МПУ 039/03-2003, МПУ 143/03-2003 та МДУ 007/03-2003, дія яких поширюється на конкретні типи ЗВТ.

Для більшої зручності матриці нормативного забезпечення (табл. 1.9 та табл. 1.10) можна подавати в розширеному вигляді (табл. А.2 та табл. А.3).

Використання схеми нормативного забезпечення (табл. 1.8 – табл. 1.11 та табл. А.1 – табл. А.3) буде доцільним і зручним при формуванні Державної програми стандартизації, особливо, при обґрунтуванні необхідності розроблення відсутніх в матрицях (табл. А.2 та табл. А.3) нормативних та методичних документів.

Як видно із табл. А.2 дод. А. потрібно розробити ще 54 методичні документи, а відповідно до даних, наведених в табл. 1.10, програмне забезпечення робочих еталонів взагалі не забезпечене методичними документами.

1.3.3 Аналіз методик тестування програмного забезпечення обчислювального компонента еталонів об’єму газу

Деякі виробники робочих еталонів в експлуатаційних документах [24] наводять методики тестування програмного

забезпечення робочих еталонів об’єму газу, які полягають в наступному.

Здійснюють визначення та контроль метрологічних характеристик мембранних або роторних лічильників газу на витраті $q_{\max}$ або $0{,}2q_{\max}$.

Використовуючи виміряні параметри, обчислюють похибку вимірювання лічильників δ (в %) за формулою, наведеною в [25]:

$$\delta = \left[\frac{V_i}{V_0} \times \frac{P_i}{P_0} \times \frac{T_0}{T_i} - 1 \right] \times 100, \qquad (1.1)$$

де V_i – об’єм, виміряний i-тим лічильником, що піддається контролю, м^3; V_0 – об’єм, виміряний еталонним лічильником; P_i – абсолютний тиск на вході i-го лічильника, що піддається контролю; P_0 – абсолютний тиск на вході еталонного лічильника; T_0 – абсолютна температура на вході еталонного лічильника; T_i – абсолютна температура на вході i-го лічильника, що піддається контролю.

Для мембранних лічильників значення об'єму V_i виводиться на екран в основному вікні програми після завершення вимірювань, а для роторних лічильників – розраховується за формулою:

$$V_i = \frac{N_i}{K}, \qquad (1.2)$$

де N_i – кількість імпульсів, що отримано від i-го лічильника; K – коефіцієнт перетворення лічильника, який вказується у додатковому інформаційному вікні програми або розраховується за формулою:

$$K = 2 \cdot i, \qquad (1.3)$$

де i – передавальне число лічильника.

Значення об'єму V_0 розраховується за формулою:

$$V_0 = \frac{N_0}{K_0} \times \left[1 + \frac{П}{100} \right], \qquad (1.4)$$

де N_0 – кількість імпульсів, що отримано від еталонного лічильника; K_0 – коефіцієнт перетворення еталонного лічильника; $П$ - поправка до показів еталонного лічильника, введена зі своїм знаком, %.

Абсолютний тиск і абсолютну температуру на вході еталонного лічильника і лічильників, що піддаються контролю, визначають за формулами:

$$P_0 = P_{\text{бар}}, \tag{1.5}$$

$$P_i = P_{\text{бар}} - P_i', \tag{1.6}$$

$$T_0 = 273{,}15 + t_0, \tag{1.7}$$

$$T_i = 273{,}15 + t_i, \tag{1.8}$$

де $P_{\text{бар}}$ – атмосферний тиск, введений у програму на початку її роботи і вказаний в режимі „Режими роботи програми”; P_i' – падіння тиску (розрідження) на вході i-го лічильника, що піддається контролю. Для першого мембранного лічильника значення P_i' дорівнюватиме значенню тиску P_1 на вході лічильників, що піддається контролю, а для роторного – значенню P_4, що вказане у додатковому інформаційному вікні програми; t_0 – температура на вході в еталонний лічильник, яка вказана у додатковому інформаційному вікні програми під індексом t_3; t_i – температура в i-му лічильнику, що піддається контролю, значення якої знаходиться в межах між значеннями температури на вході в лічильники (t_1) і виході з них (t_2), вказаних у додатковому інформаційному вікні програми.

Програмне забезпечення вважають таким, що витримало тестування, якщо різниця значень відносної похибки лічильників за результатом розрахунку за формулою (1.1) і визначеної при перевірці лічильників на установці не перевищує $\pm 0{,}1$ %, однак в документі [24] не вказано, відповідно до якого нормативного документа встановлений цей критерій.

1.4 Тенденції розвитку еталонних та робочих засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу

При вдосконаленні науково-технічної основи забезпечення єдності вимірювань велика увага приділяється розробленню нових конструкцій засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу та методів вимірювань. Вдосконалення конструкцій Державного

первинного еталона одиниць об'єму та об'ємної витрати газу та вторинних еталонів відбувається в рамках проведення науково-дослідних робіт, що фінансуються за рахунок коштів Державного бюджету України. Модернізацію робочих еталонів об'єму газу, лічильників та витратомірів газу здійснюють організації-розробники або виробники цих засобів вимірювальної техніки.

В Україні Державний первинний, вторинні та частина робочих еталонів об'єму та об'ємної витрати газу розроблені на основі дзвонових витратовимірювальних установок. Найбільш поширеними робочими еталонами є повірочні установки з еталонними лічильниками. Незначну кількість серед робочих еталонів складають повірочні установки з еталонними критичними соплами та повірочні установки PVTt типу і лише в одиничному екземплярі експлуатується робочий еталон, що складається з набору еталонних витратомірів.

Найпоширенішими типами лічильників об'єму газу, що обліковують природний газ на промислових підприємствах, є турбінні та роторні. Частково для цих цілей використовуються ультразвукові лічильники. В комунально-побутовому секторі, в основному, використовуються мембранні лічильники газу і, в меншій мірі, – роторні. Частка ультразвукових побутових лічильників чи лічильників інших типів є дуже мізерна.

Відсоткове співвідношення всіх типів робочих еталонів, що експлуатуються в Україні, відповідно до даних, наведених в [26] зображене на діаграмі (рис. 1.7).

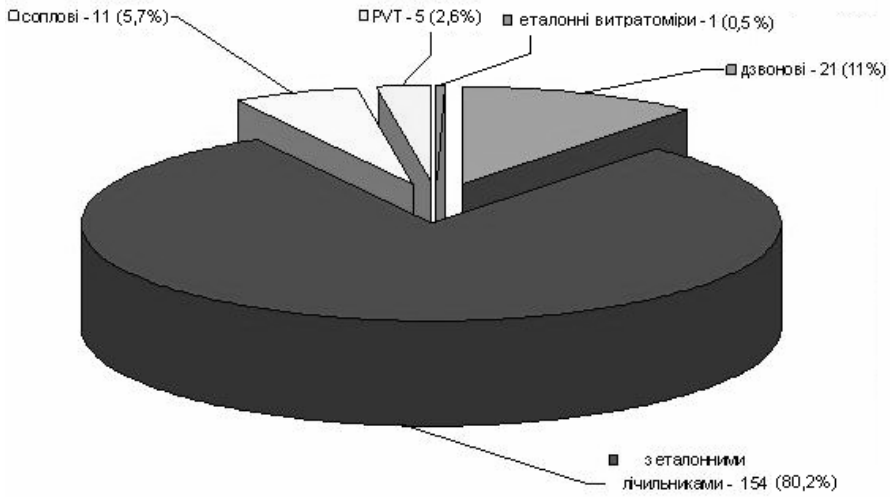


Рисунок 1.7 – Робочі еталони одиниці об'єму та об'ємної витрати газу, які використовуються в Україні

Нижче наведені описи зміни (модернізації) конструкції витратовимірювальної техніки та нових методів вимірювання, розроблених за останні роки, які призвели до покращення метрологічних характеристик засобів зберігання, відтворення одиниць та вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу. Увагу приділено найбільш поширеним засобам вимірювань, які мають суттєвий вплив та забезпечення єдності вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу в Україні.

1.4.1 Робочі еталони дзвонового типу

Найбільша увага до точності серед представників цього типу засобів вимірювальної техніки приділяється дзвоновій установці, що входить до складу Державного первинного еталона одиниці об'єму та об'ємної витрати газу. Метрологічні характеристики Державного еталона у порівнянні з характеристиками еталонів інших країн наведені в [19] та табл. Б.1 дод. Б.

Серед найбільш поширених еталонних установок перше місце за поширенням в світі займають саме дзвонові установки. Невизначеність дзвонових установок знаходиться в межах від 0,06 – 0,3 %. Другим найбільш поширеним типом еталонних установок є поршневі. Діапазон значень невизначеності для цього типу установок становить від 0,05 до 0,5 %. Гравіметричні установки, що на сьогодні використовуються в світі, мають невизначеність від 0,15 до 0,4 %. Найточніші на даний час установки типу PVTt, невизначеність яких становить від 0,02 до 0,2 %. Установки рідинного витіснення мають невизначеність від 0,13 до 0,4 %.

Невизначеність передачі розміру одиниць об'єму та об'ємної витрати газу Державного первинного еталона одиниць об'єму та об'ємної витрати газу не перевищує 0,1 %, що дозволяє стверджувати, що він знаходиться на однаковому рівні по точності із національними еталонами інших держав. Решта метрологічних характеристик державного первинного еталона наступні:

- значення об'єму, що відтворюється та зберігається еталоном – 1 $м^3$ в робочих умовах;
- значення об'ємних витрат, що відтворюється та зберігається еталоном – від $1{,}11 \cdot 10^{-3}$ до $5{,}55 \cdot 10^{-3}$ $м^3/с$ (від 4 до 200 $м^3$/год);
- невилучені систематичні складові похибки еталона не перевищують:

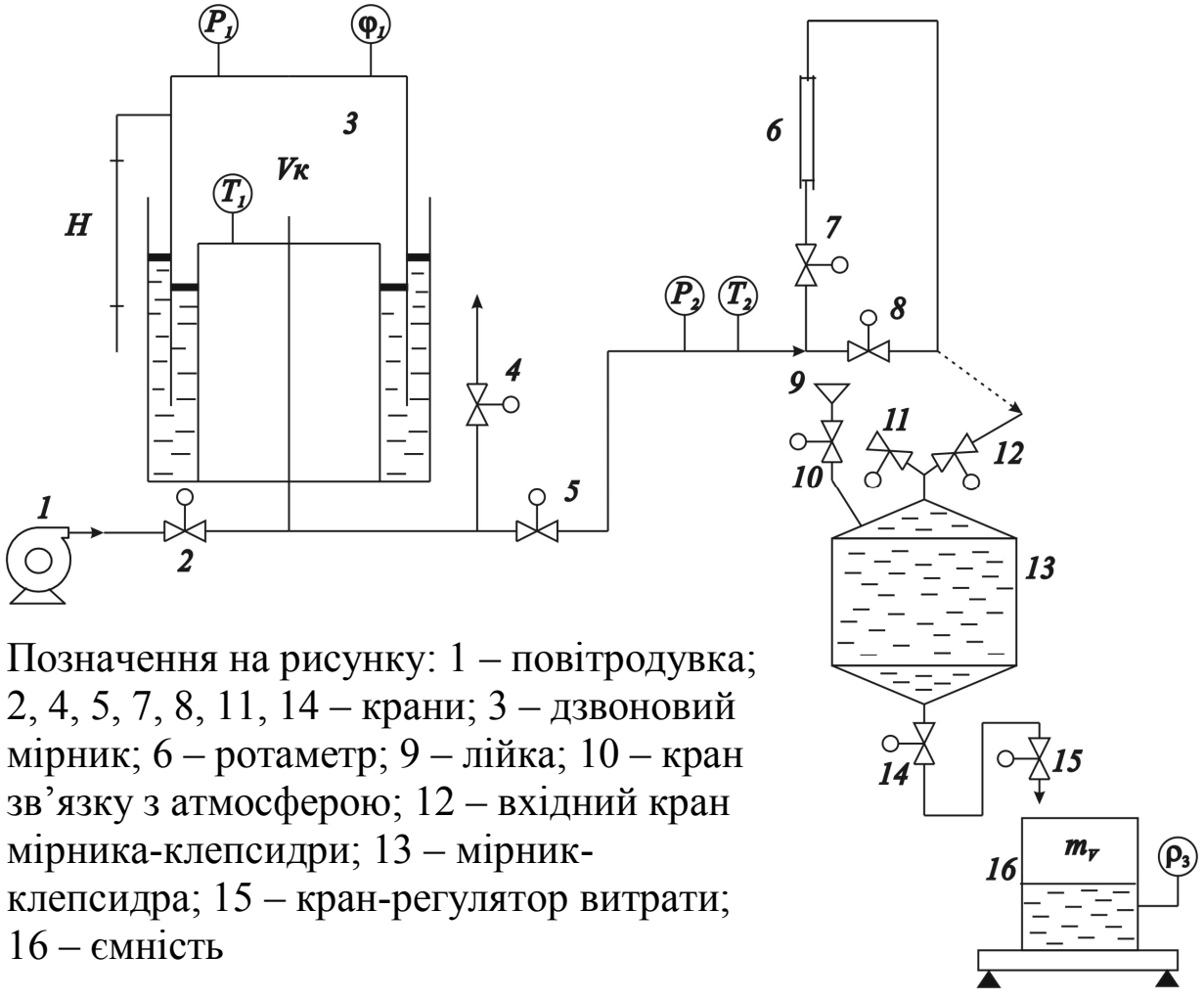
а) при відтворенні та зберіганні об’єму газу – $0{,}5 \cdot 10^{-3}$;
б) при відтворенні та зберіганні об’ємної витрати газу – $0{,}6 \cdot 10^{-3}$;

- середні квадратичні відхилення результатів вимірювань при 40 незалежних спостереженнях не перевищують:

а) при відтворенні та зберіганні об’єму газу – $9 \cdot 10^{-4}$;
б) при відтворенні та зберіганні об’ємної витрати газу – $1 \cdot 10^{-3}$;

- нестабільність витрати – 0,02 %.

Для підвищення точності відтворення контрольних об’ємів газу первинним та вторинними еталонами одиниці об’єму та об’ємної витрати газу розроблено ряд методів, зокрема метод еквівалентного витіснення рідини з використанням газового мірника-клепсидри та ваг [27]. Принцип дії установок відтворення витрати методом еквівалентного витіснення полягає у зважуванні об’єму рідини, витісненої газом, який пройшов через засіб вимірювання, що перевіряється або випробовується (рис. 1.8).



Позначення на рисунку: 1 – повітродувка; 2, 4, 5, 7, 8, 11, 14 – крани; 3 – дзвоновий мірник; 6 – ротаметр; 9 – лійка; 10 – кран зв’язку з атмосферою; 12 – вхідний кран мірника-клепсидри; 13 – мірник-клепсидра; 15 – кран-регулятор витрати; 16 – ємність

Рисунок 1.8 – Схема методу еквівалентного витіснення рідини з використанням газового мірника-клепсидри та ваг

Розрахунок значення контрольного об`єму повітря, який відтворює дзвін $V_к$, виконують за формулою:

$$V_к = \frac{H \cdot V_м}{H_{факт}}, \quad (1.9)$$

де H – відстань між мітками лінійки на інтервалі, що досліджується; $H_{факт}$ – фактична відстань, на яку опустився дзвін, при відтворенні контрольного об'єму, що дорівнює об'єму мірника-клепсидри; $V_м$ – номінальний об'єм мірника-клепсидри.

Якщо в якості замкової рідини установки використовується олива, а у мірнику-клепсидрі – вода, об'єм коригується поправкою, що враховує відмінність вологості повітря під дзвоном і в мірнику-клепсидрі:

$$V_к = \frac{H \cdot V_м}{H_{факт}} \cdot \frac{1}{1 + K_\varphi}, \quad (1.10)$$

де

$$K_\varphi = \frac{p_П}{P} \cdot (\varphi_М - \varphi_Д), \quad (1.11)$$

p – абсолютний тиск; $\varphi_М, \varphi_Д$ – відносна вологість повітря у мірнику клепсидрі та під дзвоном, відповідно; $p_П$ – тиск насиченої водяної пари, значення якого можна обчислювати за наступною формулою:

$$p_П = e^{1{,}2811805 \cdot 10^{-5} T^2 - 1{,}9509874 \cdot 10^{-2} T + 34{,}04926034 - 6{,}3536311 \cdot 10^3 \cdot T^{-1}}, \quad (1.12)$$

де T – температура.

Похибка апроксимації (формула (1.4)) не перевищує ± 0,001%.

Другим, дещо модифікованим у порівнянні з попереднім, є метод еквівалентного витіснення рідини з використанням мірника рідини I розряду, проміжної ємності та ваг (рис. 1.9).

Розрахунок значення контрольного об`єму повітря, який відтворює дзвін $V_к$, виконують за формулою (1.9) або (1.10) в залежності від того, яка рідина (вода чи олива) використовується в установці.

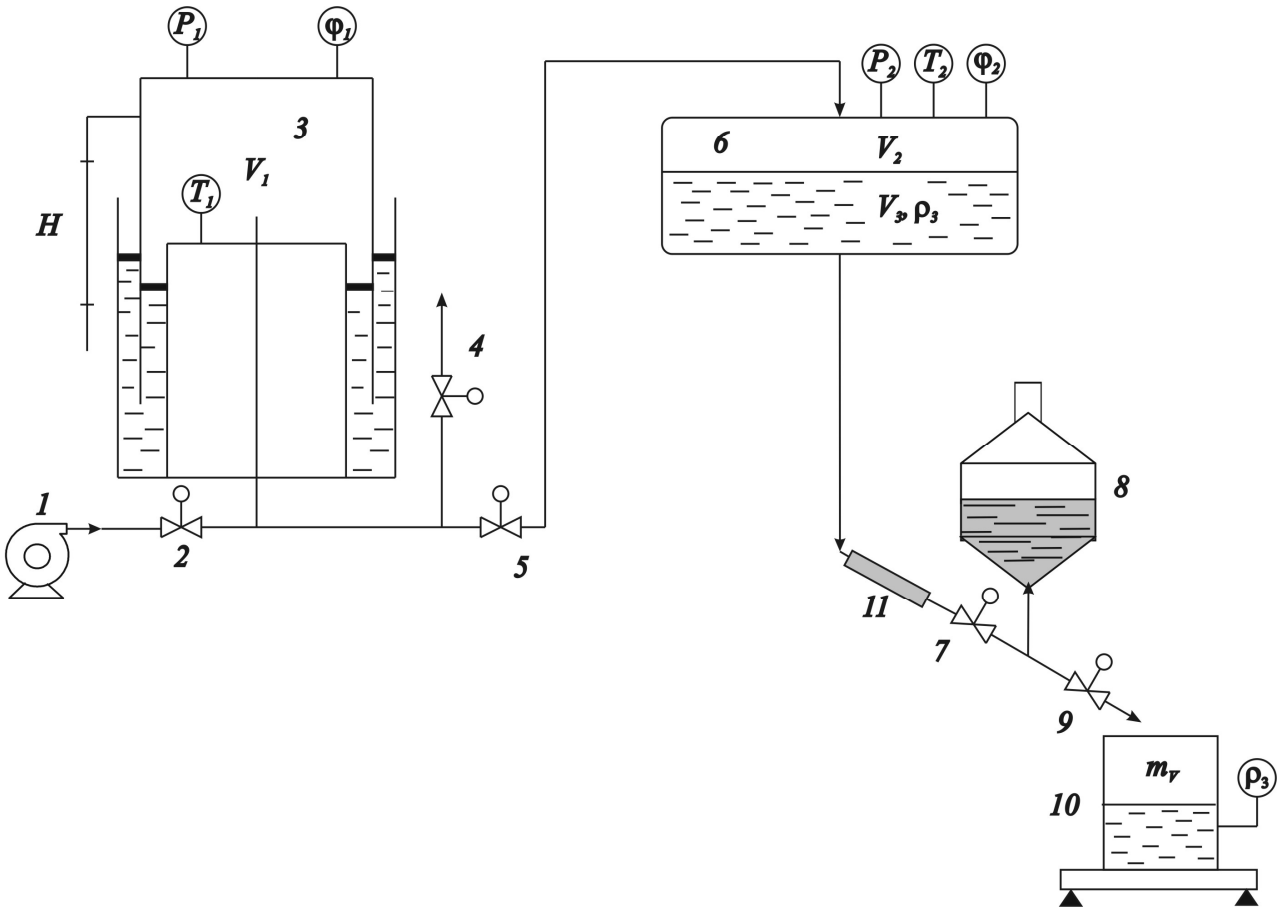


Рисунок 1.9 – Схема методу еквівалентного витіснення рідини з використанням мірника рідини I розряду, проміжної ємності та ваг
Позначення на рисунку: 1 – повітродувка; 2, 4, 5, 7, 9 – крани; 3 – дзвоновий мірник; 6 – проміжна ємність; 8 – мірник рідини I розряду; 10 – ємність; 11 – прозора трубка

Одним із шляхів зменшення похибки дзвонових установок є розроблення нових принципів компенсації виштовхувальної сили. В [28] це реалізовано завдяки застосування рухомих рідинних компенсаторів. Алгоритм їх розрахунку передбачає визначення геометричних розмірів вузлів компенсатора в залежності від конструктивних параметрів дзвонових еталонних установок (рис. 1.10).

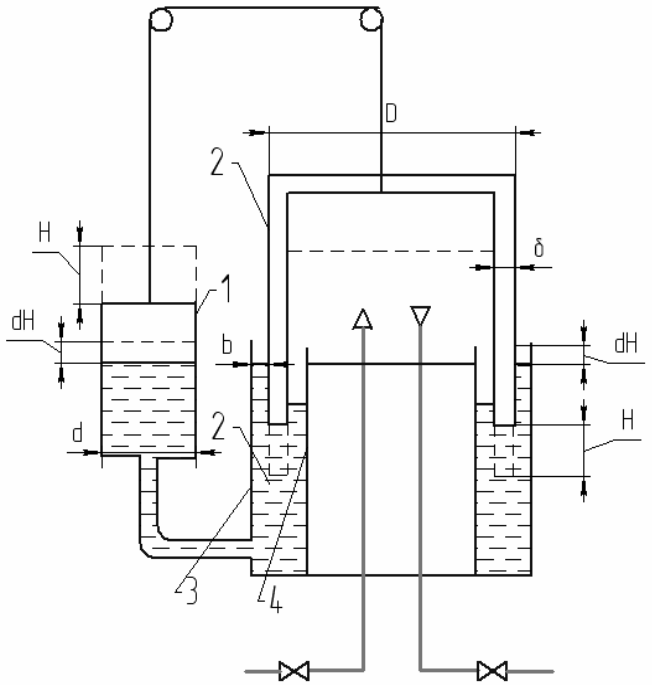


Рисунок 1.10 – Схема дзвонової еталонної установки з рухомим рідинним компенсатором

Внутрішній діаметр поперечного перерізу посудини компенсатора d, відповідно до [28], визначається за рівнянням:

$$d = 2\sqrt{\frac{\delta(D-\delta)(2b+\delta)}{2b-3\delta}}, \qquad (1.13)$$

де D – зовнішній діаметр поперечного перерізу дзвона; δ – товщина стінки дзвона; b – ширина кільцевих резервуарів 3 і 4.

Інший спосіб вдосконалення дзвонових установок, що дає можливість забезпечити підвищення точності відтворення витрат та контрольних об’ємів газу полягає в наступному [29].

За рахунок оснащення внутрішньої порожнини дзвона щонайменше трьома перетинками та за рахунок їх радіального розміщення вздовж всієї висоти внутрішньої порожнини дзвона зумовлюється поділ його щонайменше на три різновисокі ємності у вигляді секторів. На рис. 1.11 проілюстровано радіальний поділ дзвону 1 за допомогою чотирьох перетинок 2: *a*, *b*, *c*, *d*.

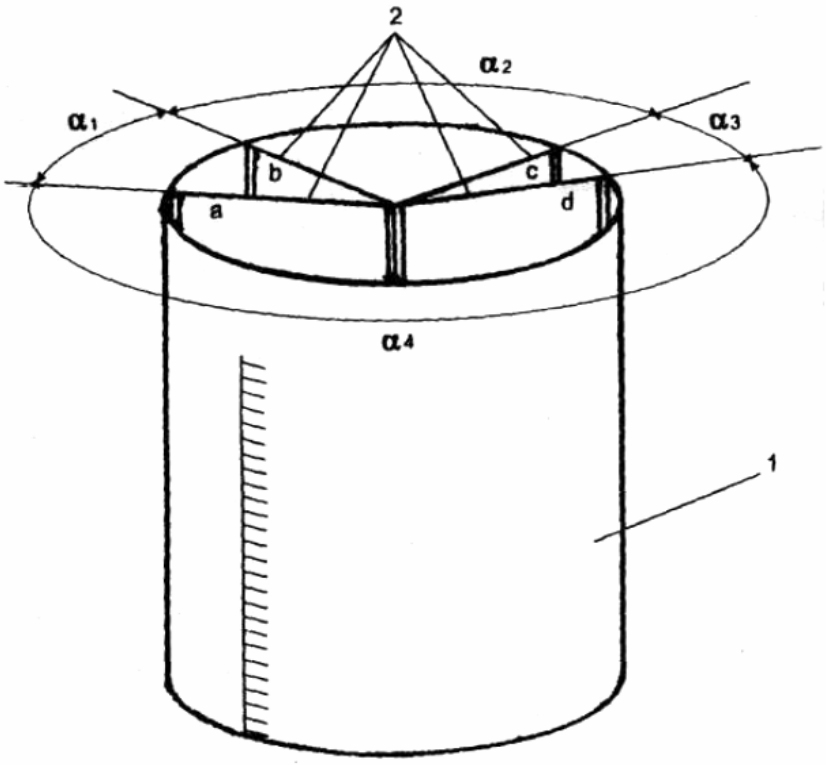


Рисунок 1.11 – Радіальний поділ дзвону за допомогою чотирьох перетинок

В роботі [30] запропоновані комбінації перетинок та сформовані за допомогою них мірні об’єми дзвонового мірника (табл. 1.12).

Таблиця 1.12 – Мірні об’єми дзвону при різних комбінаціях обраних перетинок

Розмір мірного об’єму, дм^3	Код обраної пари перетинок $(x, y)_j$	
$V_0 = 50$	*a*	*b*
$2V_0 = 100$	*c*	*d*
$3V_0 = 150$	*b*	*c*
$4V_0 = 200$	*a*	*c*
$5V_0 = 250$	*b*	*d*
$6V_0 = 300$	*a*	*d*
$7V_0 = 350$	*d*	*a*
$8V_0 = 400$	*d*	*b*
$9V_0 = 450$	*c*	*a*
$10V_0 = 500$	*c*	*b*
$11V_0 = 550$	*d*	*c*
$12V_0 = 600$	*b*	*a*

Одним з перспективних шляхів реалізації пристроїв точного визначення величини лінійного переміщення дзвону є вимірювальні фотоелектричні системи з періодичними структурами в якості мір. Такі пристрої використовують псевдо-випадкові кодові М-послідовності [31-34]. Представлення параметрів переміщення мірного елементу за допомогою контрольної лінійки реалізованої на основі квазітрійково маніпульованих кодових послідовностей в базисі Галуа (рис. 1.12), забезпечує формування вихідних вимірювальних імпульсів у вигляді трьохпозиційного кодового сигналу, а основною метрологічною характеристикою є дискретність вимірювальних імпульсів Δd.

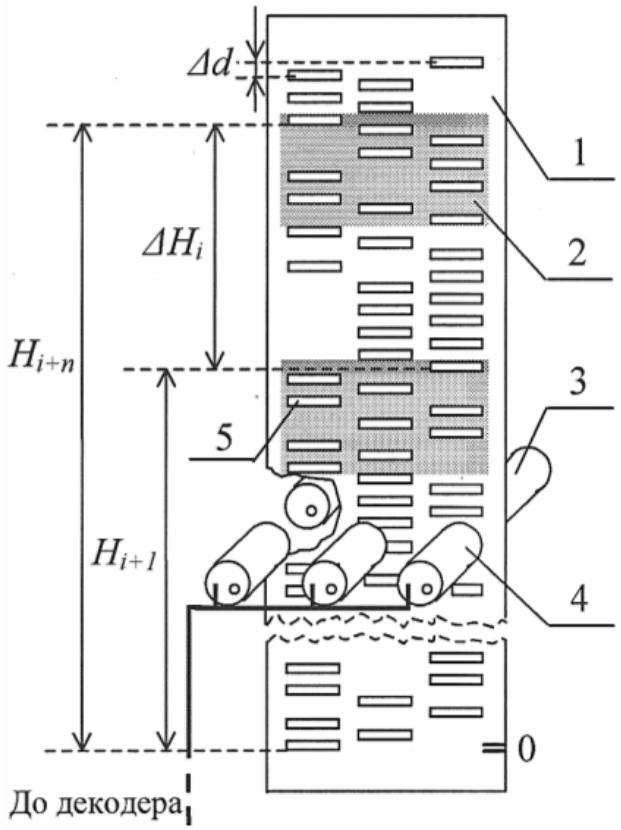


Рисунок 1.12 – Контрольна лінійка з представленням даних на основі квазітрійкової маніпуляції елементами М-послідовності кодів поля Галуа

Визначення величини лінійного переміщення здійснюється за допомогою оптичних блоків освітлювачів 3 та фотоприймачів 4, які забезпечують формування імпульсів в базисі Галуа при проходженні світлового потоку крізь щілини 5 контрольної лінійки 1, яка рухається разом з мірним елементом. Перетворений фрагмент 2

зчитаної кодової послідовності відповідає довжині породжуючого ключа в будь-якій точці контрольної лінійки.

Кожному дискретному об’єму, на які поділено мірний елемент, відповідає задана кодова послідовність, що дозволяє визначати переміщення ΔH_i (витіснений дзвоном об’єм) як функцію різниці між будь-якими двома кодами М-послідовності.

Неточність перетворення положення мірного елементу відсутня, оскільки квазітрійкова маніпуляція забезпечує бітову синхронізацію, а рекурентні властивості кодової М-послідовності дозволяють ефективно відтворювати дані при втраті до 30 % сигналів інформаційної посилки.

Таким чином, на похибку відтворення фіксованих переміщень (контрольних об’ємів) мірного елементу впливає тільки похибка, що виникає при вимірюванні відстані між відповідно розташованими щілинами, тобто абсолютна похибка пристрою, яким проводились вимірювання.

Контрольна лінійка з описаним принципом дії реалізована на Державному первинному еталоні одиниці об’єму та об’ємної витрати газу.

1.4.2 Робочі еталони з еталонними лічильниками

За останні роки зміни в конструкції робочих еталонів з еталонними лічильниками відбулися зміни в сторону розширення діапазону відтворюваних втрат газу [35]. Це зумовлено тим, що вітчизняні виробники освоїли серійне виробництво промислових лічильників газу з широким діапазоном об’ємної витрати газу (1:50, 1:100 і більше). Ширше почали застосовуватися лічильники імпортного виробництва (Instromet, Shlumberger, RMG). Враховуючи це, українські виробники розробили робочі еталони [35] для визначення та контролю метрологічних характеристик промислових лічильників газу типорозмірів G10-G160 усіх виробників – як вітчизняних, так і закордонних. Аналогічне розширення діапазону роботи робочих еталонів з еталонними лічильниками було здійснене для забезпечення визначення та контролю метрологічних характеристик лічильників газу комунального призначення мембранного типу типорозмірів G10, G16.

1.4.3 Робочі еталони з еталонними критичними соплами

Перспективною для застосування в метрологічній практиці є розроблений робочий еталон з еталонними критичними соплами [36]. Критичні сопла характеризуються достатньо високою можливістю забезпечення точності вимірювання і стабільності відтворення об'ємних витрат газу, так як в них відсутні будь-які рухомі елементи і згідно принципу дії об'ємна витрата газу при критичних режимах течії визначається його конструкцією, геометричними розмірами і не залежить від тиску після сопла.

Принцип дії розробленого робочого еталона [37, 38] полягає в безпосередньому порівнянні показів послідовно змонтованих досліджуваного приладу і еталонного засобу вимірювання об'єму чи витрати газу (рис. 1.13).

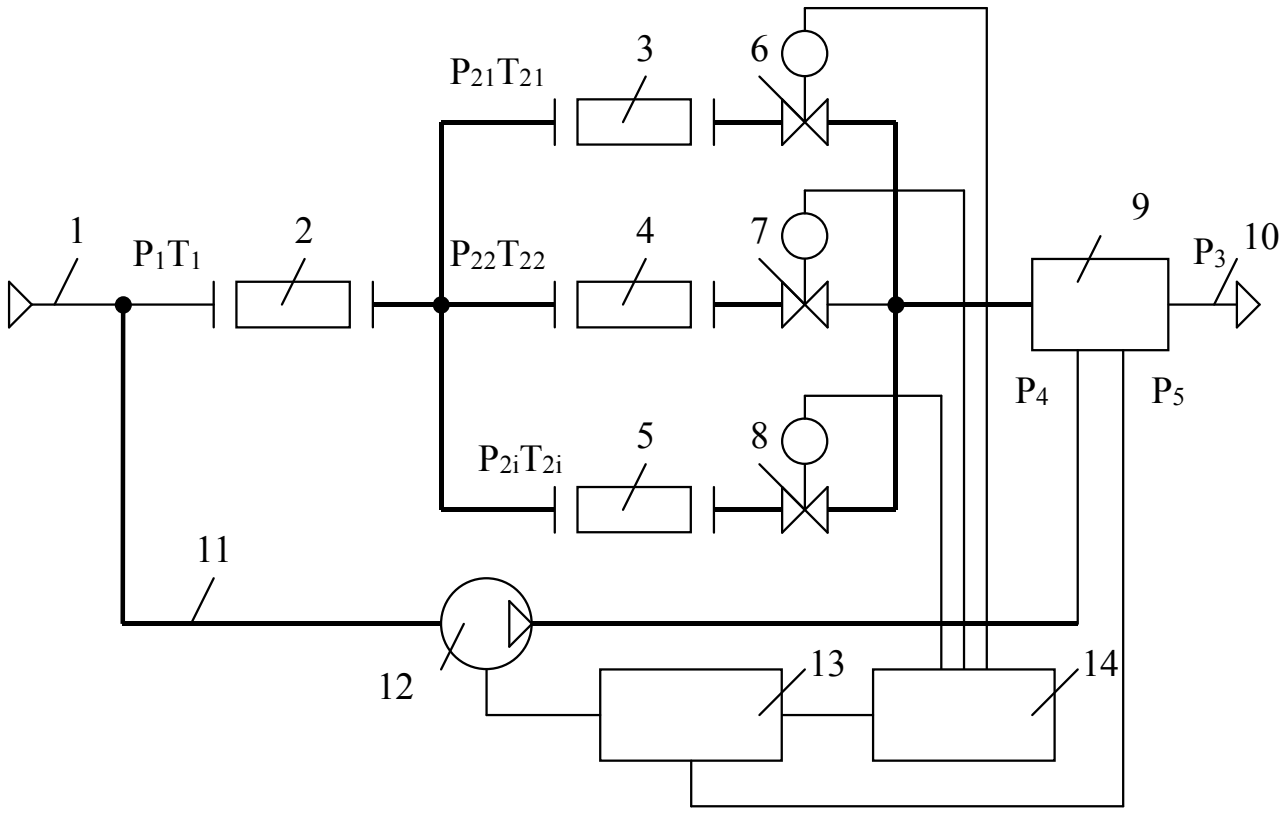


Рисунок 1.13 – Функціональна схема робочого еталона з використанням сопел критичного витоку для роботи в мережах низького тиску

Робочий еталон складається з вхідного трубопроводу 1 (рис.1.13), випробувальної ділянки з досліджуваним приладом 2, декількох паралельно змонтованих критичних сопел, наприклад, 3, 4, 5 з відповідною запірною арматурою 6, 7, 8 і вихідного трубопроводу 10. У вихідному трубопроводі 10 встановлений газоструминний інжектор 9, завдяки якому досягається пониження робочого тиску на виході критичних сопел і забезпечується критичний режим потоку газу через критичні сопла. Вибір відтворюваних витрат робочого еталона досягається протіканням газу через попередньо вибрані для роботи одне або декілька критичних сопел, робочі лінії яких за командами задавача витрати 14 відкриваються відповідною запірною арматурою. Запропонована конструкція еталона містить байпасну лінію 11 із засобом компримування газу 12, який забезпечує подачу необхідної витрати робочого середовища з підвищеним тиском P_4 для функціонування газоструминного інжектора 9. Для досягнення необхідного режиму роботи газоструминного інжектора застосовується регулятор 13 критичного режиму, керований сигналом тиску P_5 інжектованого потоку газу (тиску у вихідному колекторі критичного сопла). Вихідний сигнал регулятора 13 керує режимом роботи засобу компримування газу 12 зміною витрати і тиску P_4 на його виході. За цих умов параметри настроювання регулятора 13 попередньо розраховуються і формуються задавачем 14 стосовно необхідної відтворюваної витрати через досліджуваний прилад 2.

1.4.4 Робочі еталони PVTt типу

Удосконалена конструкція робочих еталонів на базі установок з ємністю під тиском наведена в [36]. Структурна схема робочого еталона на базі установки з ємністю під тиском з необмеженою тривалістю вимірювального циклу наведена на рис. 1.14.

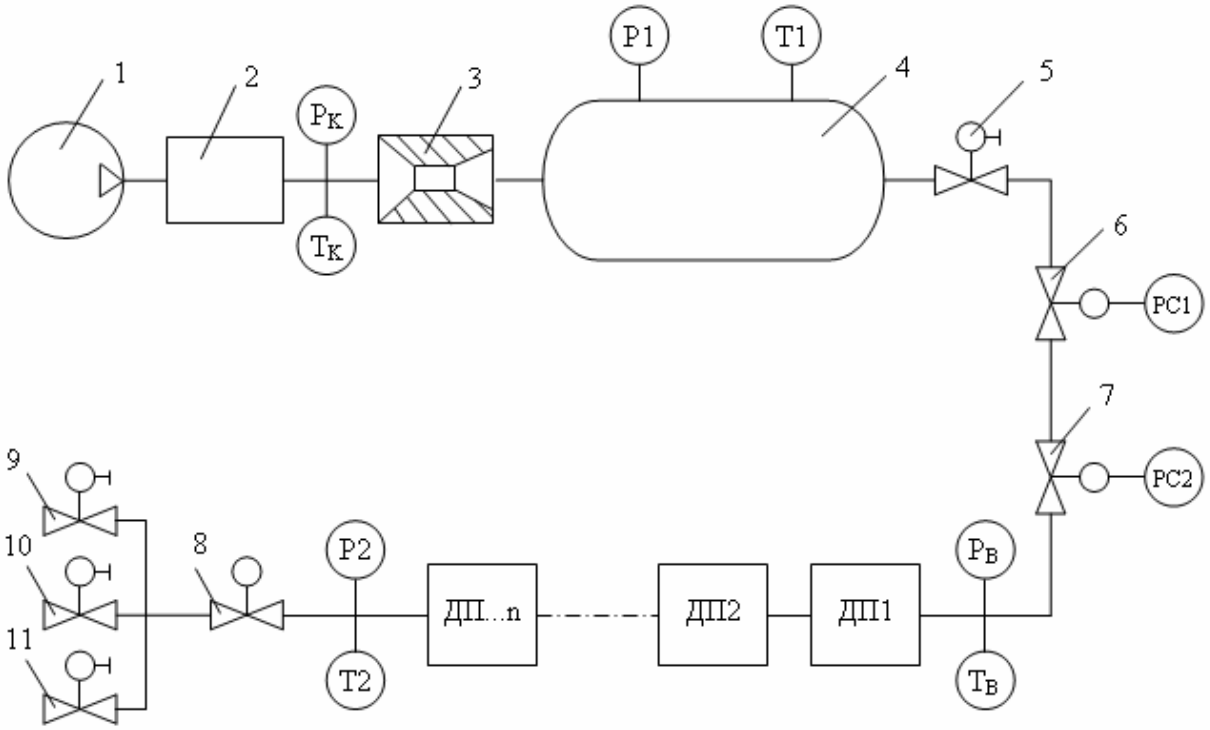


Рисунок 1.14 – Структурна схема робочого еталона на базі установки з ємністю під тиском з необмеженою тривалістю вимірювального циклу

Позначення на рисунку: 1 – компресор; 2 – стабілізатор роботи; 3 – критичне сопло; 4 – ємність високого тиску; 5 – ручний вентиль; 6, 7 – виконавчі механізми регуляторів високого і низького тиску; 8 – запірний клапан; 9,10,11 – задавачі витрати; РС1, РС2 – регулятори високого і низького тиску; Р1, Р2, $P_К$, $P_В$– давачі тиску; Т1, Т2, $T_К$, $T_В$ – давачі температури; ДП1, ДП2 ... ДПn – досліджувані прилади (1,2 ... *n*-ий)

При функціонуванні робочого еталона спочатку наповнюють калібровану ємність 4 повітрям або робочим газом до необхідного тиску. Потім вимірюють абсолютний тиск p_{11} і температуру T_{11} та розраховують фактор стисливості газу Z_{11} стосовно параметрів, що характеризують умови роботи ємності перед витіканням газу із неї. Далі задають робочий режим функціонування установки, наприклад, відтворення контрольного об'єму газу шляхом пониження тиску в ємності. Після цього для робочих умов досліджувального приладу за значенням абсолютного тиску $p_В$ і витрати q розраховують мінімальне значення p_{Kmin} абсолютного тиску $p_К$ стабілізатора 2 вхідного тиску, при якому тривалість дослідження буде рівною

мінімальному допустимому значенню тривалості вимірювального циклу Δt_{min}, а тиск в ємності зменшиться до допустимого мінімального значення p_{12min}. Потім задають режим роботи стабілізатора 2 згідно умови $p_К > p_{К\ min}$ і відкривають подачу повітря або робочого газу до випробувальної ділянки з одним або декількома досліджуваними приладами. Через певний проміжок часу $\Delta t = \Delta t_{min}$, який відповідає заданій мінімальній тривалості витікання газу через регулятори тиску 6, 7 та досліджувані прилади ДП1...ДПn знову вимірюють абсолютний тиск P_{12} і температуру T_{12} газу в ємності та коригують значення фактору стисливості стосовно цих параметрів. Водночас протягом цього часу протікання газу через випробувальну ділянку вимірюють значення абсолютних тисків $p_К$, $p_В$ і температур $T_К$, $T_В$ перед критичним витратоміром і досліджуваним приладом відповідно та розраховують фактор стисливості $Z_В$ для умов досліджуваного приладу. Далі розраховують значення відтворюваної витрати q через досліджуваний прилад.

1.4.5 Лічильники та витратоміри газу

Для обліку природного газу в промисловості, в основному, використовуються лічильники газу турбінного та роторного типів. Їхня конструкція впродовж останніх 10-15 років, практично, не зазнала кардинальних змін. Це зумовлено, насамперед, надійністю цих лічильників та довговічністю їх роботи. Однак, для обліку природного газу в промислових масштабах, без додаткового обладнання їх електронними коректорами об'єму газу, вони не придатні із-за впливу параметрів газу: тиску, температури та стисливості на метрологічні характеристики цих лічильників.

Нормативні документи [6, 7], що встановлюють вимоги до турбінних та роторних лічильників газу, велику увагу приділяють матеріалам та механічним елементам лічильників, зокрема, їх стійкості до зовнішньої корозії, стійкості захисного покриття до механічних пошкоджень, адгезивності захисного покриття, стійкості до внутрішнього надлишкового тиску, згинальному і скручувальному моменту, міцності вікна відлікового пристрою тощо.

На противагу цьому в стандартах [6, 7] не передбачено ґрунтовних досліджень впливу параметрів газу на похибку лічильників газу. Для усунення такого впливу передбачене використання в парі з лічильниками газу електронних коректорів

об’єму газу, вимоги до яких встановлюються в нормативному документі [8]. Цей стандарт поширюється на три види коригування:

- коригування як функціональна залежність лише від температури (називається Т-коригування);
- коригування як функціональна залежність від тиску і температури зі сталим коефіцієнтом стисливості (називається РТ-коригування);
- коригування як функціональна залежність від тиску і температури з урахуванням коефіцієнта стисливості (називається PTZ-коригування).

В документі [8] декларується, що будь-який коректор може забезпечувати коригування кривої похибок лічильника газу. Мета такого коригування об’єму полягає у компенсації похибки лічильника газу, яка визначена у свідоцтві про повірку. Але в процесі експлуатації коректора і лічильника газу, на якому він встановлений, може виникнути ситуація, коли коректор протягом його міжповірочного інтервалу буде встановлений на інший лічильник, що не забороняється жодним з вище наведених нормативних документів. В такому випадку дане коригування похибки, ймовірно, погіршить точність вимірювання об’єму газу. В стандарті [8] зазначено, що при використанні коригування, треба впевнитись, що використовувана характеристика похибок відповідає фактичним умовам експлуатації. Незрозуміло, хто повинен забезпечити виконання даної функції – якщо державний повірник під час проведення повірки, то методики повірки не вимагають проведення аналізу та дослідження конкретних умов експлуатації того чи іншого коректора об’єму газу. Якщо це не повірник, то міняти характеристики коректора, опломбованого повірником, не можна. Така ж сама невизначеність виникає при реалізації вимоги щодо використовуваного методу інтерполяції коригувальної функції похибки лічильника газу. Характеристику похибок, відповідно до [8], виправляють коригувальною функцією $f(q_V)$ таким чином, що для кожної робочої точки застосовують рівняння:

$$V_{\mathrm{c}} = V_{\mathrm{m}} \cdot f(q_V), \tag{1.14}$$

де V_{m} – об’єм газу за умов вимірювання, V_{c} – скоригований об’єм.

Виробник повинен визначити використовуваний метод інтерполяції. В [8] вказано, що якщо використовують нелінійну інтерполяцію між точками калібрування, то виробник повинен довести, що цей метод

має кращу зважену (за потоком) точність, ніж лінійна інтерполяція. В даному нормативному документі не вказано жодного числового критерію точності такої інтерполяції і у формі якого документа виробник має подати такі доводи.

Виходячи з вищенаведеного виникає необхідність формування вимог до лічильника і коректора об'єму газу як єдиного цілого чи аналіз нових технічних рішень з модернізації вимірювального комплексу в складі лічильник-коректор таким чином, щоб унеможливити їх окреме використання у складі інших комплексів. Можливість проведення комплектної повірки вимірювальних комплексів об'єму газу обґрунтована в роботі [39]. Нове технічне рішення з модернізації робочих еталонів для забезпечення за допомогою них такої повірки наведене в роботі [40].

З іншої сторони вимірювальний комплекс об'єму газу не зовсім відповідає критеріям комплектної системи, оскільки містить два відлікові пристрої: лічильника і коректора. Пріоритетне використання даних про обліковані об'єми газу не встановлюється і нормативними документами, зокрема, в стандарті [8] вказано, що під час кінцевого розрахунку зі споживачами газу покази коректора можна використовувати разом із показами газового лічильника. Усунути вищенаведені невідповідності можна лише у випадку наявності єдиного відлікового пристрою у вимірювальному комплексі об'єму газу. Ззовні такий комплекс – це лічильник газу з електронним обчислювально-відліковим пристроєм (рис. 1.15).

Рисунок 1.15 – Комплекс вимірювальний роторний КВР-1

Набагато гірша ситуація з обліку газу в комунально-побутовому секторі. Більшість побутових лічильників газу вимірюють природний

газ в робочих умовах, тобто без приведення його до стандартних умов [41]. І лише незначна частина лічильників газу обладнана засобами компенсації впливу температури газу (механічними коректорами) на обліковані об’єми. Така ж ситуація і з комунальними мембранними лічильниками (типорозміри G10, G16). Зовнішній вигляд лічильника типорозміру G16 з компенсатором температури газу наведений на рис. 1.16.

Рисунок 1.16 – Фотографія мембранного лічильника газу типорозміру G16 з компенсатором температури газу

Навіть за наявності термокомпенсатора облік газу такими лічильниками є не точним із-за відсутності давачів тиску газу.

На базі побутових лічильників газу розпочато розробку вимірювальних систем об’єму газу та ступеня його одоризації [150], як одного з важливих параметрів з точки зору безпеки для людей.

1.5 Організаційні заходи забезпечення єдності вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу

З метою забезпечення єдності вимірювань одиниці об’єму та об’ємної витрати газу в Україні, за даними [26], ще у 2006 році ДП „Івано-Франківськстандартметрологія” – Головною організацією Держспоживстандарту України з даного виду вимірювань було

проведено ретельний аналіз еталонної бази для визначення та контролю метрологічних характеристик лічильників газу в Україні. В результаті аналізу встановлено, що 43 повірочні установки, а це 22%, не одержували розміру одиниці вимірювань від первинного еталона одиниці об'єму та об'ємної витрати газу. Для вирішення цього питання був розроблений План-графік повірки та державної метрологічної атестації робочих еталонів, що призначені для визначення та контролю метрологічних характеристик лічильників газу з використанням еталонів передавання. Цей план-графік включав 12 дзвонових, 4 соплові, 27 установок з еталонними лічильниками газу. Результати проведених робіт наведені на рис. 1.17 та в табл. 1.13.

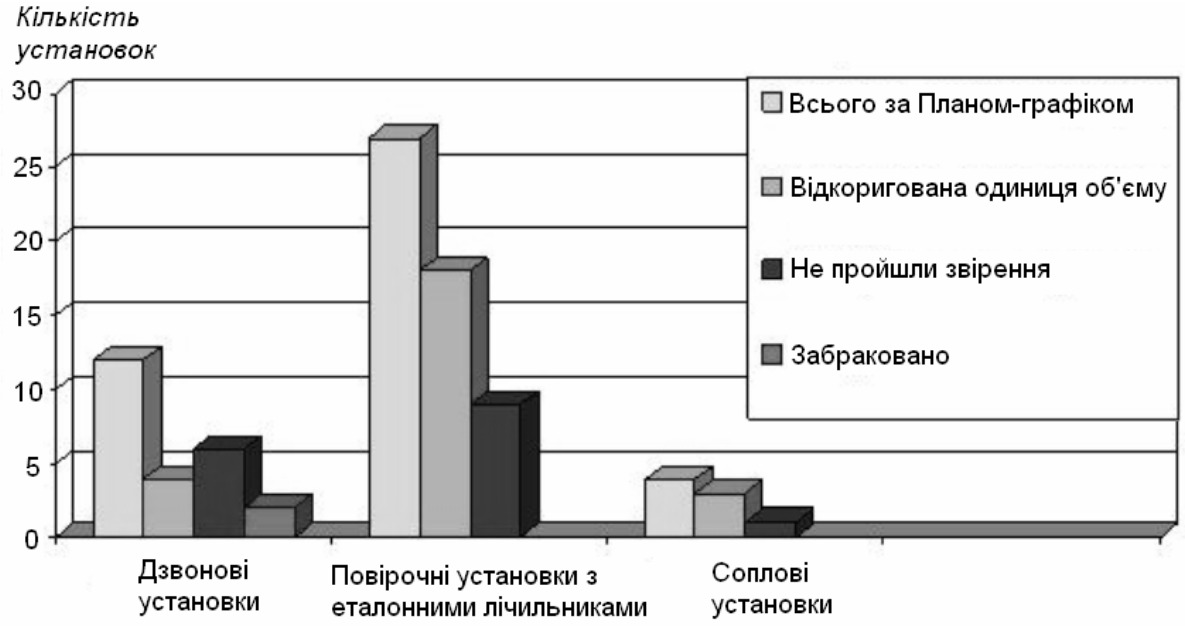


Рисунок 1.17 – Результати звірень робочих еталонів з Державним первинним еталоном одиниць об'єму та об'ємної витрати газу

Таблиця 1.13 – Результати звірень робочих еталонів з Державним первинним еталоном

	Дзвонові установки	Установки з еталонними лічильниками	Соплові установки
Всього	12	27	4
Відкоригована одиниця об'єму	4	18	3
Відмовились від звірення	6	9	1
Забраковано	2	-	-

Причинами, які впливають на точність відтворення одиниць об’єму та об’ємної витрати газу є:

- недотримання умов експлуатації повірочних установок і обслуговування еталонних лічильників, що використовуються в цих установках (в першу чергу, температура в приміщенні);
- пряме сонячне проміння, яке попадає на установку і на давачі температури, внаслідок чого виникає додаткова похибка, зумовлена даним фактором;
- пряме обдування кондиціонерами еталонного лічильника або лічильника, що піддається державному метрологічному контролю, чим вноситься додаткова похибка за рахунок давачів температури, які показують спотворене значення температури повітря, що проходить через установку;
- нагрівання повітря повітродувкою, внаслідок чого температура в приміщенні виходить за встановлені норми;
- наявність градієнту температури повітря (вертикального чи горизонтального) в приміщенні де експлуатується повірочна установка лічильників газу;
- коливання напруги в мережі, що є причиною виникнення грубих промахів в процесі проведення повірочних робіт;
- неправильна експлуатація еталонних лічильників, а саме в умовах відмінних від тих, при яких вони були атестовані: заливання масла в еталонний лічильник (атестацію всі еталонні лічильники проходять зі злитим маслом, і в такому вигляді вони повинні експлуатуватися на установках);
- самовільне переробляння конструкції установок зі зміною місця розташування еталонного лічильника та конфігурації вхідних і вихідних трубопроводів;
- відсутність електронних вимірювальних каналів тиску та температури, що в свою чергу приводить до додаткової методичної похибки вимірювання об’єму, а в кінцевому результаті до недостовірних результатів визначення метрологічних характеристик побутових лічильників газу.

1.6 Узагальнення та обґрунтування завдань досліджень

На основі аналізу сучасного стану і тенденцій розвитку метрологічного забезпечення засобів вимірювання об’єму та об’ємної витрати природного газу в умовах їх експлуатації з метою

підвищення точності його обліку можна сформувати такі узагальнення та обґрунтування завдань досліджень:

1. Встановлено, що для належного функціонування метрологічного забезпечення єдності вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу необхідно вдосконалити нормативну, науково-технічну та організаційну основи, натомість, нормативно-правова основа є достатньо забезпечена нормативно-правовими актами. У зв'язку з цим обґрунтованою стає необхідність розроблення методичних документів, зокрема методик виконання вимірювань; подальшого дослідження теоретичних основ функціонування робочих еталонів об'єму та об'ємної витрати газу, зокрема шляхом математичного моделювання в них фізичних процесів з метою вдосконалення існуючих і розроблення нових принципів побудови повірочних установок для досягнення підвищення їх точності в умовах експлуатації; розроблення нових схем організаційного забезпечення для складання графіків повірки робочих еталонів та робочих засобів вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу.

2. Значний вплив зовнішніх факторів та параметрів природного газу на метрологічні характеристики засобів вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу в експлуатаційних умовах обґрунтовує доцільність подальших теоретичних та експериментальних досліджень дії цих факторів та розроблення методологій усунення чи зменшення їх впливу.

3. Відсутність в чинних методичних документах методів та порядку здійснення метрологічної атестації і повірки програмного забезпечення, яке входить до складу обчислювальних компонент інформаційно-вимірювальних систем робочих еталонів об'єму газу спонукає до здійснення метрологічного моделювання складових похибки програм та розроблення методології визначення метрологічних характеристик програмного забезпечення еталонів одиниці об'єму та об'ємної витрати газу.

4. З розвитком процесів інтеграції України до Євросоюзу і в міжнародний метрологічний простір виникає необхідність практичної реалізації міждержавних звірень і експериментального визначення ступеня еквівалентності національних еталонів одиниць об'єму та об'ємної витрати газу.

5. Через перевантаження Державного первинного еталона одиниці об'єму та об'ємної витрати газу атестаційними та повірочними роботами виникла необхідність створення вторинних еталонів та еталонів передавання, тому виникла необхідність її

перегляду, окрім того за час її дії в Україні значно збільшилась кількість та номенклатура засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу.

6. Засоби вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу, які піддаються державному метрологічному контролю в лабораторних умовах, в експлуатаційних умовах зазнають дії впливових факторів, тому потребують вдосконалення наукових, технічних і метрологічних аспектів методології виконання вимірювань цими засобами в умовах відмінних від тих, за яких були визначені їхні метрологічні характеристики. Практична реалізація цих завдань з метою забезпечення єдності вимірювань потребує розроблення і впровадження відповідної нормативної бази, а також зменшення додаткових похибок робочих еталонів та робочих засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати природного газу.

7. Із-за неможливості охоплення повіркою існуючого парку засобів витратовимірювальної техніки, виникає необхідність діагностики їх метрологічних характеристик протягом міжповірочного інтервалу та розроблення ефективних організаційних схем повірки еталонів, лічильників та витратомірів газу.

Основні акценти актуальності роботи і результати здійсненого аналізу з відображеними узагальненнями розділу опубліковані у працях [19, 39, 40, 78-81, 109, 115, 137, 145, 150].

РОЗДІЛ 2 ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТРОЛОГІЧНИХ АСПЕКТІВ ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ПОБУТОВИМИ СПОЖИВАЧАМИ

2.1 Методичні аспекти підвищення точності природного газу при проектуванні внутрішньо-будинкових газових мереж

Достовірність обліку газу зумовлюється насамперед точністю вимірювання об'єму газу лічильниками з нормованими метрологічними характеристиками. Другий фактор, який необхідно врахувати, це тиск і температура облікованого газу. На даний час в комунально-побутовій сфері, в основному, використовуються лічильники газу без будь-яких пристроїв корекції об'єму газу по тиску та температурі. Відповідно не здійснюється приведення облікованих об'ємів V газу до стандартних умов за наступною формулою [41]:

$$V_{\text{П}} = V \cdot \frac{p}{p_0} \cdot \frac{T_0}{T} \qquad (2.1)$$

де $V_{\text{П}}$ – уточнений об'єм газу за стандартних умов; p_0 – абсолютний тиск газу за стандартних умов; p – абсолютний тиск в дійсних умовах вимірювання; T_0 – абсолютна температура газу за стандартних умов; T – абсолютна температура газу в дійсних умовах вимірювання.

Для двох випадків встановлення лічильників газу: в опалювальному та в неопалювальному приміщенні, температури газу, що обліковуються ними будуть різні. Температура газу на виході з лічильника, встановленого в опалювальному приміщенні, залежить від інтенсивності процесів теплообміну з середовищем (повітрям) в приміщенні [42], які, в свою чергу, залежать від типу лічильника (площі теплообміну) та довжини газопроводу в опалювальному приміщенні. Саме від цих параметрів залежить температура газу в лічильнику і, відповідно до даних наведених в [10], становить 8-20 °С. Відповідно температурний коефіцієнт корекції $\frac{T_0}{T}$, обчислений за формулою (2.1), змінюється від 1,00 до

1,04 (зміна об’єму газу 0-4%). Оскільки температури газу менші за стандартне значення (20 °С), то лічильники будуть недообліковувати відповідні об’єми газу і величина втрат становитиме 0-4%. Крім того атмосферні тиски в обласних центрах України [10, 43] змінюються від 97,7 до 101,2 кПа. Відповідно барометричний коефіцієнт корекції $\frac{p}{p_0}$, обчислений за формулою (2.1), змінюється від 0,98 до 1,02 (зміна об’єму газу 0-4%). В такому випадку, у високогірних областях лічильники переобліковують газ на 0-2%, а в інших областях – недообліковують на стільки ж. Газозбутові організації в деяких областях матимуть втрати газу, а у високогірних областях втрати нестимуть споживачі газу.

Останні 4-5 років в Україні, для зменшення втрат газу та підвищення точності його обліку, почали вводитись в експлуатацію лічильники газу з елементами температурної компенсації, які в основному встановлюються надворі. Температура, як параметр, і температурний компенсатор є джерелами додаткових похибок системи, так границі похибок для лічильників без компенсаторів повинні бути змінені в розширеному спектрі температур: від мінус 25 до 50 ºС. Діапазон середньомісячних температур повітря навколишнього середовища в Україні становить від мінус 5 до 25 °С [42]. Додаткова похибка, спричинена роботою елементів термокомпенсації, в такому випадку, становить від мінус 0,2 до мінус 1,5%.

Тому доцільно лічильники газу з елементами температурної компенсації встановлювати в приміщеннях, в яких температура повітря становить 18-22 °С. Тоді додаткова похибка не буде перевищувати 0,25%.

Але, на жаль, частка лічильників з елементами термокомпенсації, з поміж всіх встановлених в Україні, дуже мала. В більшості лічильників відсутні засоби корекції тиску та температури. Тому постає питання необхідності вимірювання цих параметрів, що тягне за собою додаткові витрати на обладнання лічильників вимірювальними пристроями, або теоретичного розрахунку цих параметрів.

В роботі [10] розроблена математична модель впливу кліматичних факторів на обліковані об’єми газу в побуті, яка має вигляд:

$$\begin{cases} V_{\text{п}} = V \cdot \dfrac{\text{A} - \text{B}h + \text{C}p_{\text{н}}}{T_{\text{с}} + (T_{\text{нс}} - T_{\text{с}}) \cdot \exp\left(- \dfrac{(\text{L}q_V + \text{M})\pi D_{\text{н}} x + k_{\text{л}} F}{\rho c_p q_v} \right)} \\ \text{A} = 293{,}882 \\ \text{B} = 0{,}033364 \\ \text{C} = 0{,}0028932 \\ \text{L} = 2{,}3872 \\ \text{M} = 0{,}2148 \end{cases}, \qquad (2.2)$$

де V – покази лічильника газу за звітний період (місяць), h – географічна висота точки вимірювання (населеного пункту) над рівнем моря, $p_{\text{н}}$ – надлишковий тиск газу для даного газопроводу, $T_{\text{нс}}$ – температура повітря навколишнього середовища в даному місяці, $T_{\text{с}}$ – температура середовища навколо лічильника, $k_{\text{л}}$ – коефіцієнт теплопередачі поверхні лічильника, ρ – густина газу, c_p – питома теплоємність газу, $D_{\text{н}}$ – діаметр труби газопроводу, x – відстань між входом в опалювальне приміщення та лічильником, q_v – об′ємна витрата, F – площа поверхні теплообміну лічильника, $\text{A}, \text{B}, \text{C}, \text{L}, \text{M}$ – сталі коефіцієнти.

Формула (2.2) дозволяє привести облікований лічильником об’єм газу до стандартних умов.

Однак, відповідно до вимог міжнародних нормативних документів [44], розрахунок за спожитий природний газ між постачальником і споживачем повинен здійснюватись за показами лічильника газу, тобто повинна виконуватись умова $V_{\text{п}} = V$. Ця умова буде виконуватись у випадку (див. формулу (2.2)), коли [45]:

$$\frac{\text{A} - \text{B}h + \text{C}p_{\text{н}}}{T_{\text{с}} + (T_{\text{нс}} - T_{\text{с}}) \cdot \exp\left(- \dfrac{(\text{L}q_V + \text{M})\pi D_{\text{н}} x + k_{\text{л}} F}{\rho c_p q_v} \right)} = 1, \qquad (2.3)$$

тобто

$$\text{A} - \text{B}h + \text{C}p_{\text{н}} = T_{\text{с}} + (T_{\text{нс}} - T_{\text{с}}) \cdot \exp\left(- \frac{(\text{L}q_V + \text{M})\pi D_{\text{н}} x + k_{\text{л}} F}{\rho c_p q_v} \right). \qquad (2.4)$$

У рівнянні (2.4) всі величини, крім $D_{\text{н}}$ та x, є або константами, або сталими величинами для певного місяця. Тому підібравши співвідношення $D_{\text{н}} x$, можна забезпечити рівність в формулі (2.4).

Прологарифмувавши обидві частини рівняння (2.4) та провівши ряд математичних перетворень, отримаємо [46]:

$$D_{\text{н}}x = \frac{\rho c_p q_v \cdot \ln\left(\dfrac{T_{\text{нс}} - T_{\text{с}}}{\text{A} - \text{B}h + \text{C}p_{\text{н}} - T_{\text{с}}}\right) - k_{\text{л}}F}{\pi(\text{L}q_V + \text{M})} \qquad (2.5)$$

Із формули (2.5) при певному значенні діаметру газопроводу, який підводиться до лічильника газу, можна визначити довжину цього газопроводу між точкою вводу в опалювальне приміщення та лічильником, що забезпечить вимогу $V_{\text{п}} = V$. Тобто, об'єм газу, визначений за показами лічильника, буде рівний об'єму газу за стандартних умов. Слід зауважити, що змінним параметром може бути і площа поверхні теплообміну лічильника. Але, оскільки її значення носять дискретний характер (кожен лічильник має певну площу поверхні), то легше досягнути рівності (2.4) визначенням (підгонкою) довжини газопроводу. Хоча, відкидати можливість зміни такого параметру як площа поверхні теплообміну лічильника не варто.

На даному етапі досліджень можна сформулювати наступні методичні аспекти зменшення втрат природного газу, які доцільно використовувати при проектуванні внутрішньо-будинкових газових мереж:

- на додаткову похибку побутових лічильників газу з пристроями температурної компенсації великий вплив має діапазон температур оточуючого навколишнього середовища. Оптимально, ці температури повинні бути якомога ближчі до стандартного значення (20°С);
- довжину газопроводу між входом в опалювальне приміщення і лічильником газу та діаметр газопроводу визначати розрахунковим шляхом;
- під час вибору лічильника газу слід керуватись не тільки метрологічними характеристиками, а і технічними, зокрема площею теплообміну;
- для полегшення процесу проектування доцільним буде розроблення програмного забезпечення, яке міститиме бази даних про лічильники газу, середньомісячні температури повітря та атмосферні тиски в регіонах України.

2.2 Застосування електротермічної аналогії для моделювання процесів теплообміну в будинкових газопроводах

Для достовірного обліку природного газу необхідним є вимірювання таких його параметрів як тиск та температура [41]. В роботі [10] доведено, що для кліматичних умов України сезонна зміна температури газу має на порядок більший вплив на точність обліку природного газу ніж зміна його тиску. Вимірювання основних параметрів газу (тиску та температури) здійснюється тільки на промислових підприємствах за допомогою пристроїв, що входять до складу коректорів об'єму газу. В побутовому секторі встановлення коректорів є економічно невигідним із-за 10-15 річного терміну окупності. Тому, для визначення основних параметрів газу при його обліку в побуті доцільним є проведення теоретичних і експериментальних досліджень.

Оскільки, газ в житлові приміщення (всередині яких, в основному, встановлюються лічильники газу) поступає з температурою рівною температурі повітря навколишнього середовища [10], а в приміщенні температура повітря навколо газопроводу близька до температури за стандартного значення (20 °С), як наслідок, у внутрішньо-будинкових газопроводах відбуваються інтенсивні процеси теплообміну через стінки трубопроводу.

Тепловий потік Q, направлений по нормалі до площі поперечного перерізу F, під дією різниці температури Δt між двома точками, розділеними відстанню L (рис. 2.1), виражається наступним співвідношенням [47]:

$$Q = \lambda F \Delta t / L, \tag{2.6}$$

де λ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу, з якого виготовлена пластина.

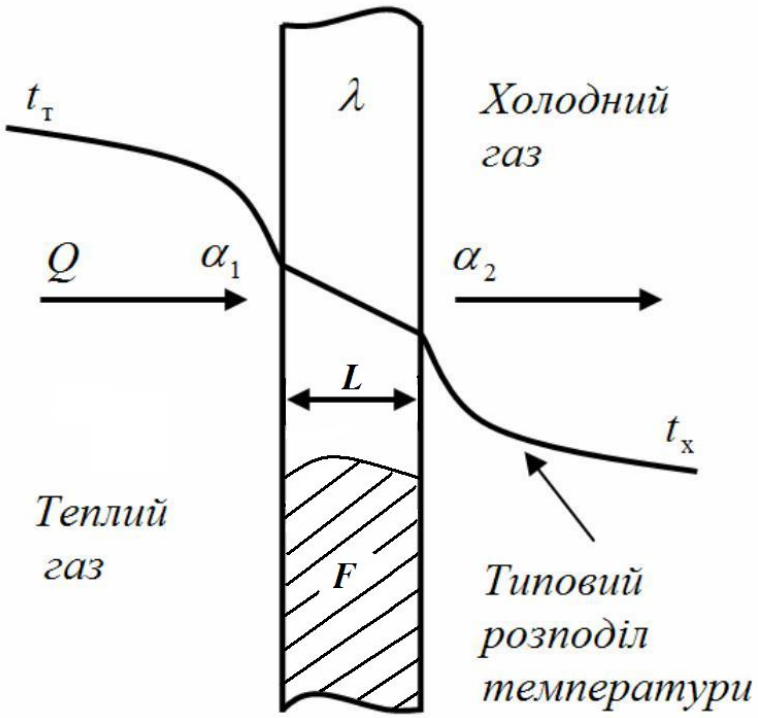


Рисунок 2.1 - Теплопередавання через пластину

Параметр теплопередавання дорівнює

$$K = \lambda F / L \text{ [Вт/°С].} \tag{2.7}$$

Рівняння для теплового потоку матиме вигляд

$$Q = \lambda F \frac{t_г - t_х}{L} = K(t_г - t_х) \text{ [Вт],} \tag{2.8}$$

де $t_г$ і $t_х$ - температура теплової системи відповідно гарячої і холодної зони.

Якщо термічний опір R визначається як величина, зворотна параметру теплопередавання (тобто $R = 1/K$), то рівняння для теплового потоку може бути записане так:

$$Q = K(t_г - t_х) = (t_г - t_х)/R \text{ [Вт].} \tag{2.9}$$

Якщо розглядати $(t_г - t_х)$ як різницю термічних потенціалів на термічному опорі R, через який за одиницю часу проходить кількість тепла Q, то рівняння (2.9) можна записати аналогічно закону Ома:

$$I = \frac{U}{R_e},$$

де I - струм, А; U - різниця електричних потенціалів на опорі R_e, В.

У фізиці існує велика кількість прикладів вдалого використання методу аналогій для встановлення подібності між законами двох яких-небудь галузей науки, завдяки чому одна із них є ілюстрацією для іншої.

Крім поняття термічного опору аналогічно із електричним контуром використовується поняття про термічний контур. Поняття термічного опору (або параметра теплопередавання) особливо корисно для вирішення задач стаціонарної теплопровідності у складній системі тіл. Тепловий потік дорівнює

$$Q = \left(\frac{t_г - t_х}{R'} \right) F \text{ [Вт]}, \qquad (2.10)$$

де F – площа поверхні, перпендикулярної поширенню тепла; R' - термічний опір на одиницю площі.

Трубопроводи представляють собою найбільш прості випадки поширення теплового потоку тільки в одному напрямку. До цієї категорії відносяться такі дуже важливі практичні задачі, як теплопровідність через пластину, через стінку труби із ізоляцією.

Рівняння Фур'є в цьому випадку має вигляд:

$\frac{d^2t}{dx^2} = 0$ – в декартових координатах;

$\frac{d^2t}{dx^2} + \frac{1}{r}\frac{dt}{dr} = 0$ – в циліндричних координатах.

Розподіл температури в тілі отримується розв'язанням одного з цих рівнянь. Значення теплового потоку можна отримати із виразу

$$Q = -\lambda F \frac{dt}{dx} \text{ [Вт]}, \qquad (2.11)$$

або

$$Q = -\lambda F \frac{dt}{dr} \text{ [Вт]}, \qquad (2.12)$$

де площа поверхні поперечного перерізу F залежить від x або r.

Для будь-якої задачі нагрівання і охолодження тіла процес передавання тепла від цього тіла до навколишнього середовища залежить від внутрішнього термічного опору $R_в = \frac{L}{\lambda F}$ і від термічного опору на поверхні $R_ж = \frac{1}{\alpha F}$.

Граничними є два випадки: 1) нульовий внутрішній опір (при $\lambda \to \infty$) і 2) нульовий опір на поверхні (при $\alpha \to \infty$). Всі інші варіанти знаходяться між цими крайніми випадками і мають кінцеві значення величин λ і α.

Найпростішим прикладом випадку внутрішнього опору є процес передавання тепла в тілі із необмежено високою теплопровідністю (тобто із незначним внутрішнім термічним опором), температура якого різко змінюється при контакті із теплоносієм. Зазвичай вважається, що температура теплоносія $t_ж$ - величина стала. Тому, все отримане (або згенероване) тепло миттєво поширюється в матеріалі і температура тіла збільшується рівномірно по всьому об'єму. Розв'язання можуть бути отримані з хорошим наближенням, якщо тіло, про яке йде мова, має відносно свого об'єму велику площу поверхні. Всі ці умови задовольняють такі тіла як тонкостінні тіла і труби, виготовлені із матеріалу з високою теплопровідністю. Визначальним рівнянням є співвідношення балансу тепла, тобто кількість тепла, отриманого тілом, дорівнює кількості тепла, переданого теплоносієм [48]:

$$\rho c V \frac{dt}{d\tau} = \alpha F (t_ж - t). \qquad (2.13)$$

Якщо при $\tau = 0$ початкова температура невеликого тіла рівна $t = t_0$, то рішення для нього можна записати у вигляді [49]:

$$\frac{t - t_ж}{t_0 - t_ж} = \exp\left[-\left(\frac{\alpha F}{\rho c V} \right) \tau \right]. \qquad (2.14)$$

Параметр $\frac{\rho c V}{\alpha F}$ представляє собою постійну часу, яка характеризує ступінь реакції тіла на зміну температури.

Прологарифмувавши обидві частини рівності (2.14) отримаємо:

$$\frac{\alpha F \tau}{\rho c V} = \ln\left[\frac{t_0 - t_ж}{t - t_ж} \right]. \qquad (2.15)$$

Зробивши математичні перетворення у формулі (2.15) отримаємо:

$$\frac{V}{\tau} = \frac{\alpha F}{\rho c \ln\left[\frac{t_0 - t_ж}{t - t_ж}\right]}. \qquad (2.16)$$

Врахувавши, що $\frac{V}{\tau} = q_v$ рівняння (2.16) набуде вигляду:

$$q_v = \frac{\alpha F}{\rho c \ln\left[\frac{t_0 - t_ж}{t - t_ж}\right]}. \qquad (2.17)$$

Використавши відому математичну формулу переходу до нової основи логарифму

$$\log_a b = \frac{1}{\log_b a} \qquad (2.18)$$

та поділивши знаменник і чисельник дробу на αF, приведемо рівняння (2.17) до вигляду, аналогічному до закону Ома:

$$q_v = \frac{\log_{\left[\frac{t_0 - t_ж}{t - t_ж}\right]} e}{\frac{\rho c}{\alpha F}}. \qquad (2.19)$$

В рівняння (2.19) об'ємна витрата газу q_v, що протікає по трубопроводу, по своїй фізичній природі аналогічна силі струму I, що протікає по провіднику, чисельник дробу $\log_{\left[\frac{t_0 - t_ж}{t - t_ж}\right]} e$, що описує різницю температур в трубопроводі, аналогічний напрузі U, що виражає різницю потенціалів, знаменник дробу $\frac{\rho c}{\alpha F}$, що є термічним опором, аналогічний електричному опору R.

Така форма запису (2.19) моделі процесів теплообміну в газопроводах дозволить використовувати відомі результати досліджень, що базуються на застосуванні закону Ома, під час подальшого вивчення процесів теплообміну в будинкових газопроводах.

2.3 Кореляційний аналіз споживання природного газу з іншими енергоносіями в побутовому секторі

Сучасний стан обліку енергоносіїв в побутовому секторі ще далекий від достовірного, оскільки обсяги спожитих енергоносіїв часто визначаються за тарифами, а не за показами лічильників, в зв'язку з відсутністю лічильників, а це суперечить вимогам міжнародних норм [44]. Якщо лічильники електроенергії є, практично, в кожній квартирі, то про вимірювання тільки лічильниками обсягів споживання інших енергоносіїв, зокрема води та газу, говорити ще рано. Це, в основному, пов'язано з тим, що термін окупності цих лічильників становить кілька років і тому їх не завжди доцільно встановлювати в кожній квартирі. Це економічна сторона питання. З метрологічної точки зору, достовірним облік буде тільки у випадку його здійснення лічильниками.

Відсутність лічильників спричинює виникнення ще однієї проблеми. Бувають випадки, коли жильці квартири протягом певного часу не проживають в квартирі (знаходяться у відрядженні, відпустці і т.п.), а за спожиті енергоносії, визначені за тарифами, їм доводиться платити. Другий випадок – нарахування тарифів здійснюється, виходячи із кількості прописаних в тій чи іншій квартирі людей. Насправді, при однаковій кількості прописаних жильців у двох однотипних квартирах, споживання енергоносіїв в них може бути різним. Дана ситуація призводить до того, що обсяги споживання енергоносіїв, визначені за тарифами, не відповідають значенням, які обліковані загально-будинковими лічильниками. В результаті цього жильцям виписують додаткові квитанції на оплату, що суперечить чинному законодавству.

Вирішенням даної проблеми є встановлення взаємозв'язків між обсягами споживання енергоносіїв. Тоді, у випадку відсутності лічильника газу, з великою достовірністю, можна стверджувати, що якщо не вівся облік електроенергії і води відповідними лічильниками, то і не споживався природний газ. З другої сторони, якщо обліковані обсяги цих енергоносіїв (електроенергії, газу) за певний період зменшилися, то логічним є зменшення обсягів споживання природного газу. Це може пояснюватися тим, що деякі жильці, в певний період часу, були відсутні в квартирі (наприклад, знаходились у відрядженні).

Для дослідження обсягів споживання енергоносіїв використані дані по місту Івано-Франківську за 2007 рік (табл. 2.1) [50].

Таблиця 2.1 – Дані споживання енергоносіїв жителями м. Івано-Франківська

Місяць	вода, $м^3$	газ, $м^3$	електроенергія, кВт·год
Січень	887318,1	83073070	44990554
Лютий	1015474	81834064	41421716
Березень	878318,3	82973069	44980544
Квітень	851766,5	34035101	36832861
Травень	940041,9	29907078	34528966
Червень	878857,4	17109101	30562245
Липень	919991,6	13437426	32863522
Серпень	938545,2	13517064	35138255
Вересень	993809	21836765	34720123
Жовтень	1052499	38193678	40242808
Листопад	1017772	70472359	45891642
Грудень	1123801	82924412	50218904

Маючи три види даних: покази лічильників води, газу та електроенергії обчислюємо відносні коефіцієнти [51, 52]:

$$K_{\text{в/г}n} = \frac{V_{\text{в}n}}{V_{\text{г}n}}, \tag{2.20}$$

де $V_{\text{в}n}$ – об’єм води спожитий за n-ий місяць, $V_{\text{г}n}$ – об’єм газу спожитий за n-ий місяць, $K_{\text{в/г}n}$ – коефіцієнт відношення спожитого об’єму води до об’єму газу за n-ий місяць;

$$K_{\text{е/г}n} = \frac{P_{\text{е}n}}{V_{\text{г}n}}, \tag{2.21}$$

де $V_{\text{г}n}$ – об’єм газу, спожитого за n-ий місяць, $P_{\text{е}n}$ – кількість електроенергії, спожитої за n-ий місяць, $K_{\text{е/г}n}$ – коефіцієнт відношення обсягів спожитої електроенергії до об’єму газу до за n-ий місяць.

Обчислені за формулами (2.20) та (2.21) відносні коефіцієнти зображені на рис. 2.2 та рис. 2.3, відповідно, (графік (1)).

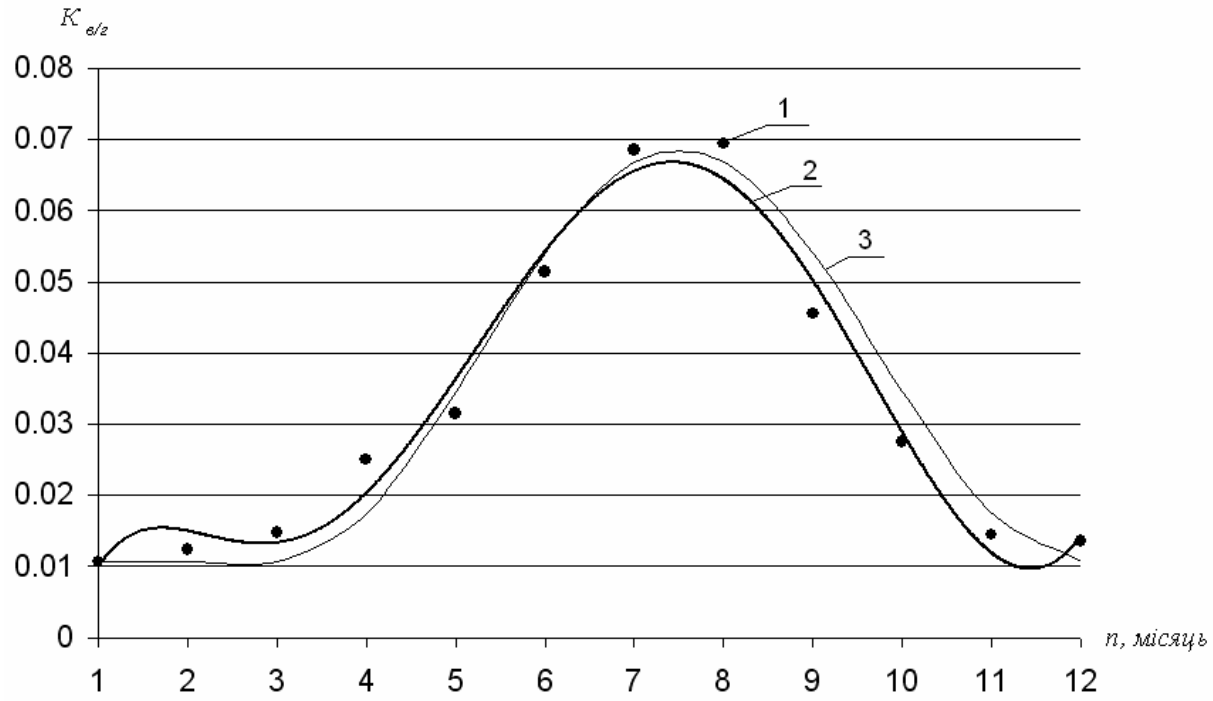


Рисунок 2.2 – Графіки коефіцієнтів відношення вода/газ (2.20) та апроксимованих функцій (2.27) і (2.28)

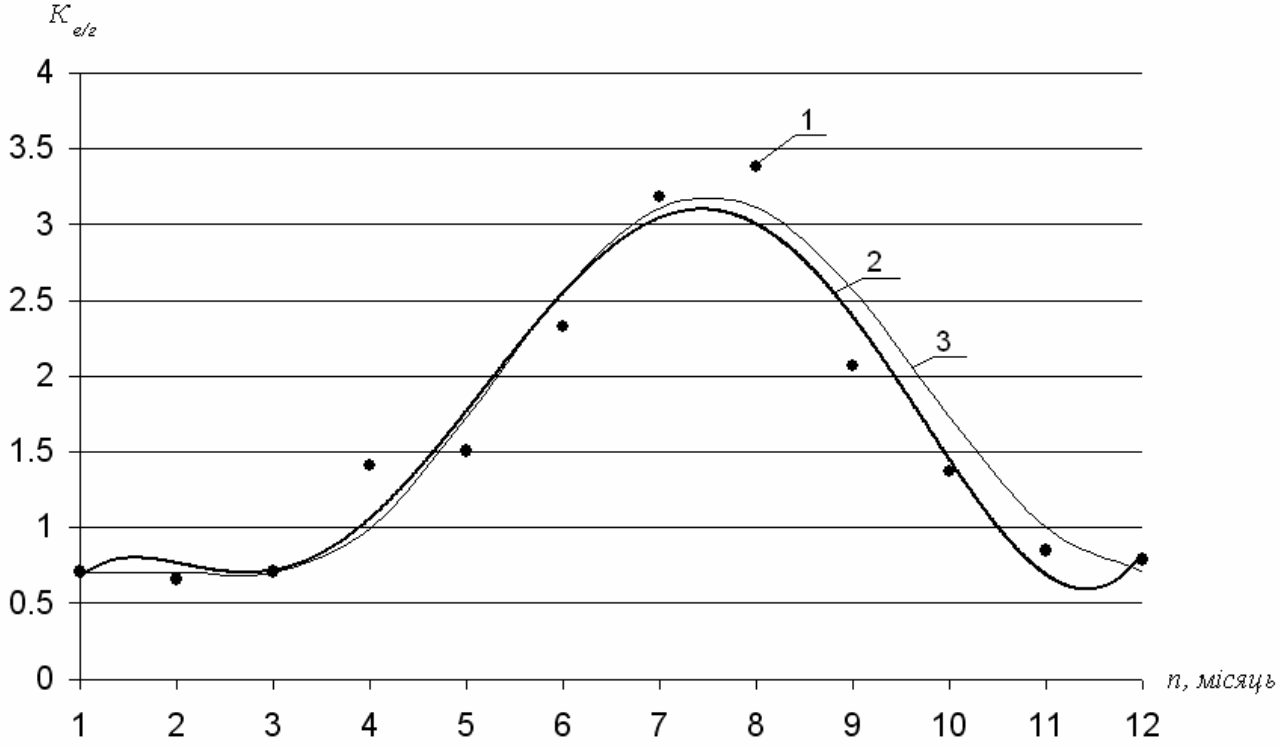


Рисунок 2.3 – Графіки коефіцієнтів відношення електроенергія/газ (2.21) та апроксимованих функцій (2.29) і (2.30)

Як видно із рис.2.2 та рис. 2.3, з четвертого по одинадцятий місяць отримані дані коефіцієнтів можна описати функцією косинуса, а з дванадцятого по третій місяць року – лінійною.

Причому, позиції розміщення точок коефіцієнтів характерні для обох графіків, тому можна припустити, що їх можна описати подібними математичними функціями.

Апроксимаційна функція для відносних коефіцієнтів обчислюється наступним чином [10]:

$$K_{\text{а}} = K_{\text{с}} + A\cos(\omega\tau - \varepsilon), \tag{2.22}$$

де $K_{\text{а}}$ - апроксимаційний коефіцієнт відношення, обчислений за формулами (2.20) та (2.21), K_c - середнє значення коефіцієнтів відношення.

Параметр ε прийнято рівним нулеві.

Величина *A* визначається за формулою

$$A = -(K_{лип} - K_{січ})/2, \tag{2.23}$$

де $K_{лип}$, $K_{січ}$ - коефіцієнти відношення обчислені за даними за липень та січень.

Так як підрахунок часу йде від початку січня, то маємо рівняння $K_{січ} = K_c + A$, звідси

$$K_c = K_{січ} - A, \tag{2.24}$$

де τ - час в годинах.

Величина ω знаходиться з рівняння $\omega\tau_p = 2\pi$, де τ_p - кількість годин в році:

$$\omega = \frac{2\pi}{\tau_p}. \tag{2.25}$$

Функція, що описує апроксимовану криву, з врахуванням формул (2.22-2.25), набуде наступного вигляду:

$$\begin{cases} K_{a(1-3,12)} = K_c + A \\ K_{a(4-11)} = K_c + A\cos\left(\dfrac{2\pi}{9}(n-3)\right) \end{cases}, \tag{2.26}$$

де *n* – номер місяця.

Функцію (2.20) апроксимуємо поліномом 6-го порядку (графік 2)

$$K_{\text{в/г}n} = -2\cdot10^{-6}\cdot n^6 + 1\cdot10^{-4}\cdot n^5 - 2\cdot10^{-3}\cdot n^4 + 1{,}57\cdot10^{-2}\cdot n^3 - \\ - 5{,}79\cdot10^{-2}\cdot n^2 + 9{,}49\cdot10^{-2}\cdot n - 4{,}08\cdot10^{-2} \quad (2.27)$$

та за допомогою двох функцій: лінійної і косинуса (графік 3)

$$\begin{cases} K_{\text{в/г}n(1-3,12)} = 1{,}07\cdot10^{-2} \\ K_{\text{в/г}n(4-11)} = 3{,}96\cdot10^{-2} - 2{,}89\cdot10^{-2}\cdot\cos\left(\dfrac{2\pi}{9}(n-3)\right). \\ n = 4 \div 11 \end{cases} \quad (2.28)$$

Функцію (2.21) апроксимуємо аналогічними функціями

$$K_{\text{е/г}n} = -8\cdot10^{-5}\cdot n^6 + 3{,}9\cdot10^{-3}\cdot n^5 - 7{,}03\cdot10^{-2}\cdot n^4 + \\ + 5{,}662\cdot10^{-1}\cdot n^3 - 2{,}036\cdot n^2 + 3{,}1776\cdot n - 9{,}707\cdot10^{-1}, \quad (2.29)$$

$$\begin{cases} K_{\text{е/г}n(1-3,12)} = 7{,}047\cdot10^{-1} \\ K_{\text{е/г}n(4-11)} = 1{,}9436 - 1{,}2389\cdot\cos\left(\dfrac{2\pi}{9}(n-3)\right). \\ n = 4 \div 11 \end{cases} \quad (2.30)$$

Оцінити, яка з функцій (графік 2 чи 3) краще апроксимує експериментальні дані (графік 1), можна за допомогою середньоквадратичних відхилень даних, зображених графіками 2 і 3, від даних, наведених на графіку 1. Результати розрахунку середньоквадратичних відхилень наведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Середньоквадратичні відхилення апроксимованих даних

Відношення	Середньоквадратичні відхилення	
	Графік 2	Графік 3
вода/газ	0,0218	0,0014
електроенергія/газ	0,3738	0,0762

Як видно із табл. 2.2, графік 3 краще описує експериментальні дані (графік 1) ніж графік 2, оскільки середньоквадратичне відхилення, в даному випадку, на порядок менше.

З врахуванням формул (2.20) і (2.21) функції (2.28) і (2.30) для визначення обсягів споживання природного газу за показами

лічильника води та електролічильника, відповідно, в тому чи іншому місяці можна визначити за наступними формулами:

$$\begin{cases} V_{\text{г}(1-3,12)} = \dfrac{V_{\text{в}(1-3,12)}}{1{,}07 \cdot 10^{-2}} \\ V_{\text{г}(4-11)} = \dfrac{V_{\text{в}(4-11)}}{3{,}96 \cdot 10^{-2} - 2{,}89 \cdot 10^{-2} \cdot \cos\left(\dfrac{2\pi}{9}(n-3)\right)} \\ n = 4 \div 11 \end{cases} \tag{2.31}$$

$$\begin{cases} V_{\text{г}(1-3,12)} = \dfrac{P_{\text{е}(1-3,12)}}{7{,}047 \cdot 10^{-1}} \\ V_{\text{г}(4-11)} = \dfrac{P_{\text{е}(4-11)}}{1{,}9436 - 1{,}2389 \cdot \cos\left(\dfrac{2\pi}{9}(n-3)\right)} \\ n = 4 \div 11 \end{cases} \tag{2.32}$$

Формули (2.31) та (2.32) є математичними моделями взаємообліку енергоносіїв та природного газу в побутовому секторі.

2.4 Дослідження взаємозв'язків між середньомісячними значеннями тиску природного газу та температурою повітря для умов обліку побутовими лічильниками

Сучасний стан обліку природного газу в побутовій сфері вимагає суттєвого підвищення точності вимірювання об'єму газу. Побутові лічильники газу при відображені виміряного ними об'єму газу не враховують значень таких параметрів газу як абсолютний його тиск та температуру. Складовою абсолютного тиску газу є атмосферний тиск, а значення температури газу пов'язане функціональною залежністю із температурою повітря навколишнього середовища [10]. Однак вимірювання цих параметрів побутовими лічильниками газу складає певні труднощі: обладнання лічильників цими засобами вимірювань тягне за собою необхідність обладнання лічильників ще й електронними коректорами, які в 40-50 раз дорожчі за побутові лічильники, що економічно недоцільно.

В нормативно-правових документах [17, 18] наведені методики приведення облікованих побутовими лічильниками об'ємів природного газу до стандартних умов [41] за допомогою коефіцієнтів

коригування показів лічильників. Недоліком даних документів [17, 18] є те, що в них наводиться єдиний коефіцієнт коригування для того чи іншого обласного центру України в залежності від місяця року та місця розташування лічильника на газопроводі (довжини газопроводу). Однак, для прикладу, населені пункти Івано-Франківської області, в яких ведеться облік газу побутовими лічильниками, розташовані на висотах, які на кількасот метрів відрізняються між собою. А, отже, різними будуть значення атмосферного тиску і, як наслідок, значення абсолютного тиску газу.

Альтернативним є патентозахищений спосіб [53] приведення облікованих об’ємів газу до стандартних умов за допомогою номограм. Даний спосіб, на відміну від [17, 18], при приведенні об’ємів газу, крім довжини газопроводу, враховує ще й площу теплообміну (поверхні) лічильника газу. Однак, як і в попередніх методиках, не враховується зміна тиску газу від висоти розташування точки його обліку над рівнем моря.

Таким чином, існуючі методики [17, 18, 53] дозволяють приводити облікові побутовими лічильниками щомісячні об’єми газу до стандартних умов з врахуванням тільки температурного параметру і не враховують зміни атмосферного тиску.

Зважаючи на те, що дані з лічильників газу знімаються один раз в звітний період (календарний місяць), достатнім буде використання для корекції облікованих об’ємів газу середньомісячних значень тиску та температури газу. Вихідними параметрами для обчислення цих величин можуть служити багаторічні архівні дані середньомісячних значень атмосферного тиску (рис. 2.4) та температури повітря навколишнього середовища (рис. 2.5) в регіонах України [54].

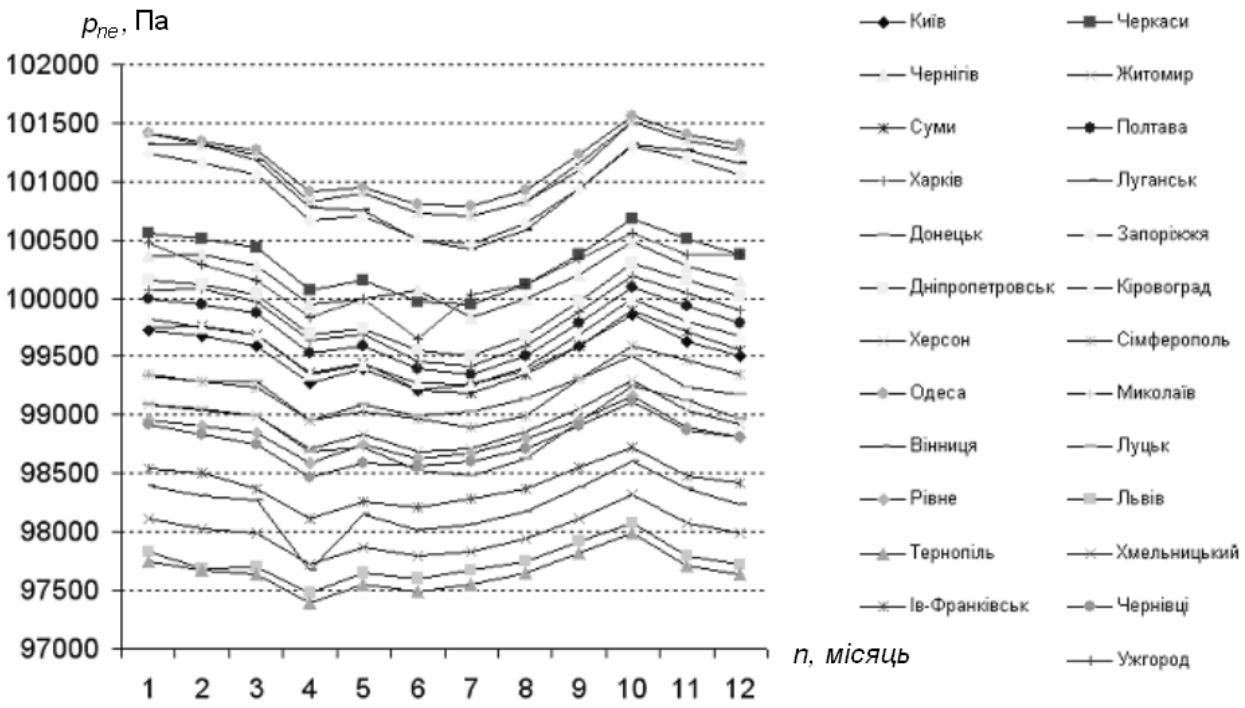


Рисунок 2.4 – Зміна фактичних середньомісячних значень атмосферного тиску в обласних центрах України

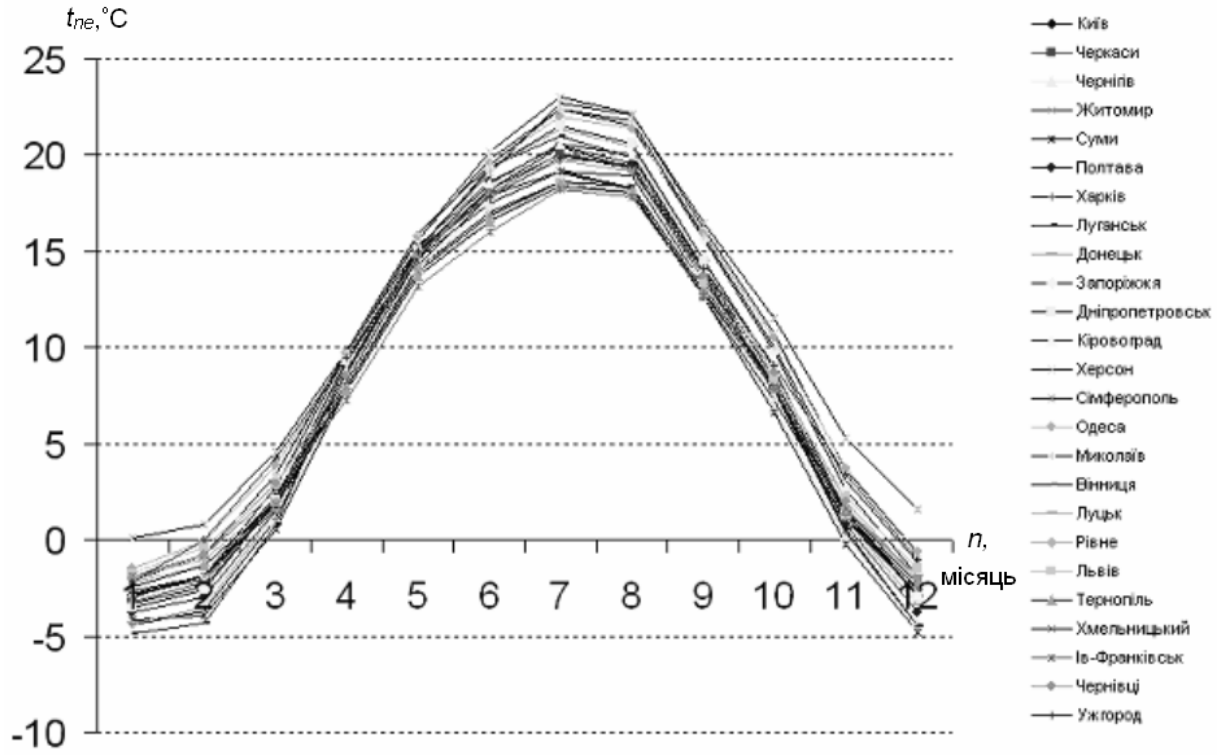


Рисунок 2.5 – Зміна фактичних експериментальних значень температури повітря в обласних центрах України

Обчислимо кореляційні коефіцієнти F_{ne} між фактичними значеннями атмосферного тиску та температури повітря за формулою [55, 56]:

$$F_{ne} = \frac{p_{ne}}{(t_{ne} + 273{,}15)}, \qquad (2.33)$$

де $n = 1...12$ – номер місяця в році (1 – січень, ..., 12 – грудень), p_{ne} – середньомісячний атмосферний тиск повітря в n-му місяці, t_{ne} – середньомісячна температура повітря навколишнього середовища в n-му місяці.

Обчислені за формулою (2.33) значення кореляційного коефіцієнта наведені на рис. 2.6.

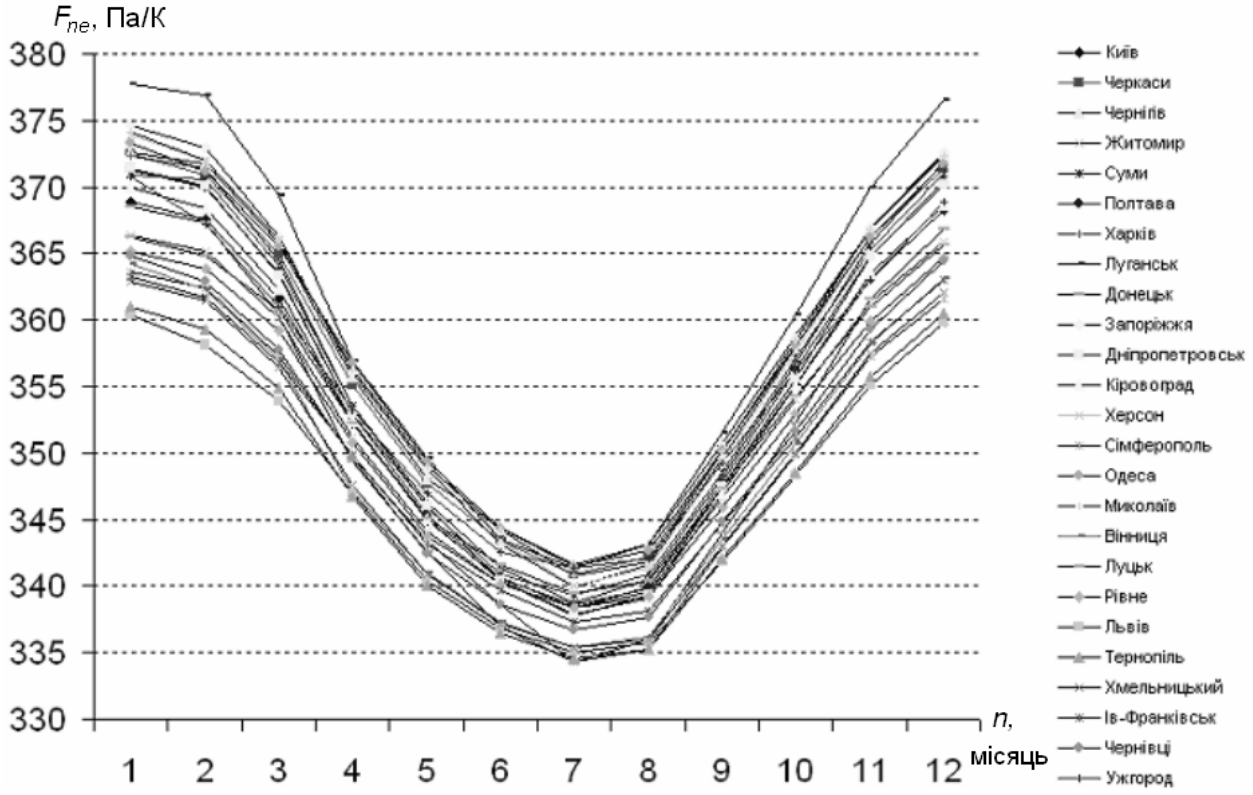


Рисунок 2.6 – Значення середньомісячних кореляційних коефіцієнтів між значеннями атмосферного тиску та температури повітря (Па/К)

Для зручності подальших розрахунків проведемо апроксимацію обчислених значень кореляційних коефіцієнтів (рис. 2.6). З аналізу графіка видно, що дані можна описати математичною функцією косинуса, що можна подати апроксимаційною залежністю в наступному вигляді:

$$F_n = F_c + A\cos(\varpi\tau), \qquad (2.34)$$

де F_n – апроксимовані значення кореляційних коефіцієнтів, F_c – середнє значення кореляційних коефіцієнтів, A – максимальна ордината косинусоїдальної кривої, ϖ – циклічна частота, τ – кількість годин в місяці.

Параметр A функції (2.34) визначається за формулою:

$$A = (F_1 - F_7)/2, \tag{2.35}$$

де F_1, F_7 – кореляційні коефіцієнти січня і липня, відповідно.

Так як відлік часу йде від початку січня, то маємо рівняння:

$$F_1 = F_c + A, \tag{2.36}$$

звідки

$$F_c = F_1 - A. \tag{2.37}$$

Параметр ϖ функції (2.34) знаходиться з рівняння $\varpi\tau_р = 2\pi$, де $\tau_р$ – кількість годин в році:

$$\varpi = \frac{2\pi}{\tau_р} = \frac{2\pi}{365 \cdot 24} = 0{,}717259 \cdot 10^{-3}\ \text{год}^{-1}. \tag{2.38}$$

Приймемо, що в кожному місяці однакова кількість годин $\tau = 365 \cdot 24/12 = 730$ год. У такому разі формула (2.34) набуває вигляду:

$$F_n = F_c + A\cos(0{,}717259 \cdot 10^{-3}(n-1) \cdot 730) = F_c + A\cos(0{,}523599(n-1)) \tag{2.39}$$

У відповідності до цієї методики, для кожного обласного центру України виведені наступні рівняння апроксимаційних кривих кореляційних коефіцієнтів (табл. 2.3).

Таблиця 2.3 – Моделі зміни кореляційних коефіцієнтів для різних регіонів України

Київ	F_n=353,73+15,14cos(0,523599(n-1))
Черкаси	F_n=356,66+15,82cos(0,523599(n-1))
Чернігів	F_n=357,11+15,51cos(0,523599(n-1))
Житомир	F_n=352,36+14,01cos(0,523599(n-1))
Суми	F_n=355,09+15,80cos(0,523599(n-1))
Полтава	F_n=354,78+16,45cos(0,523599(n-1))

Кінець таблиці 2.3

Луганськ	F_n=359,53+18,15cos(0,523599(n-1))
Донецьк	F_n=351,45+17,10cos(0,523599(n-1))
Запоріжжя	F_n=357,27+17,37cos(0,523599(n-1))
Дніпропетровськ	F_n=354,57+16,84cos(0,523599(n-1))
Кіровоград	F_n=353,90+16,00cos(0,523599(n-1))
Херсон	F_n=356,96+16,93cos(0,523599(n-1))
Сімферополь	F_n=348,94+14,65cos(0,523599(n-1))
Одеса	F_n=357,42+15,92cos(0,523599(n-1))
Миколаїв	F_n=357,44+16,73cos(0,523599(n-1))
Вінниця	F_n=349,81+14,40cos(0,523599(n-1))
Луцьк	F_n=352,83+13,39cos(0,523599(n-1))
Рівне	F_n=351,76+13,44cos(0,523599(n-1))
Львів	F_n=347,71+12,70cos(0,523599(n-1))
Тернопіль	F_n=347,82+13,22cos(0,523599(n-1))
Хмельницький	F_n=349,12+13,79cos(0,523599(n-1))
Івано-Франківськ	F_n=350,31+12,97cos(0,523599(n-1))
Чернівці	F_n=350,77+14,06cos(0,523599(n-1))
Ужгород	F_n=356,08+14,73cos(0,523599(n-1))

Підставивши обчислені за апроксимаційними рівняннями значення кореляційних коефіцієнтів у формулу

$$p_n = F_n(t_n + 273{,}15)\,, \tag{2.40}$$

отримаємо розрахункові значення середньомісячних тисків в обласних центрах України та порівняємо їх з виміряними даними (рис. 2.4). Відносна похибка виміряних і обчислених значень атмосферного тиску ілюструється рис. 2.7. При її розрахунку використовувалася формула:

$$\delta_n = \frac{p_n - p_{ne}}{p_{ne}} \cdot 100\%\,. \tag{2.41}$$

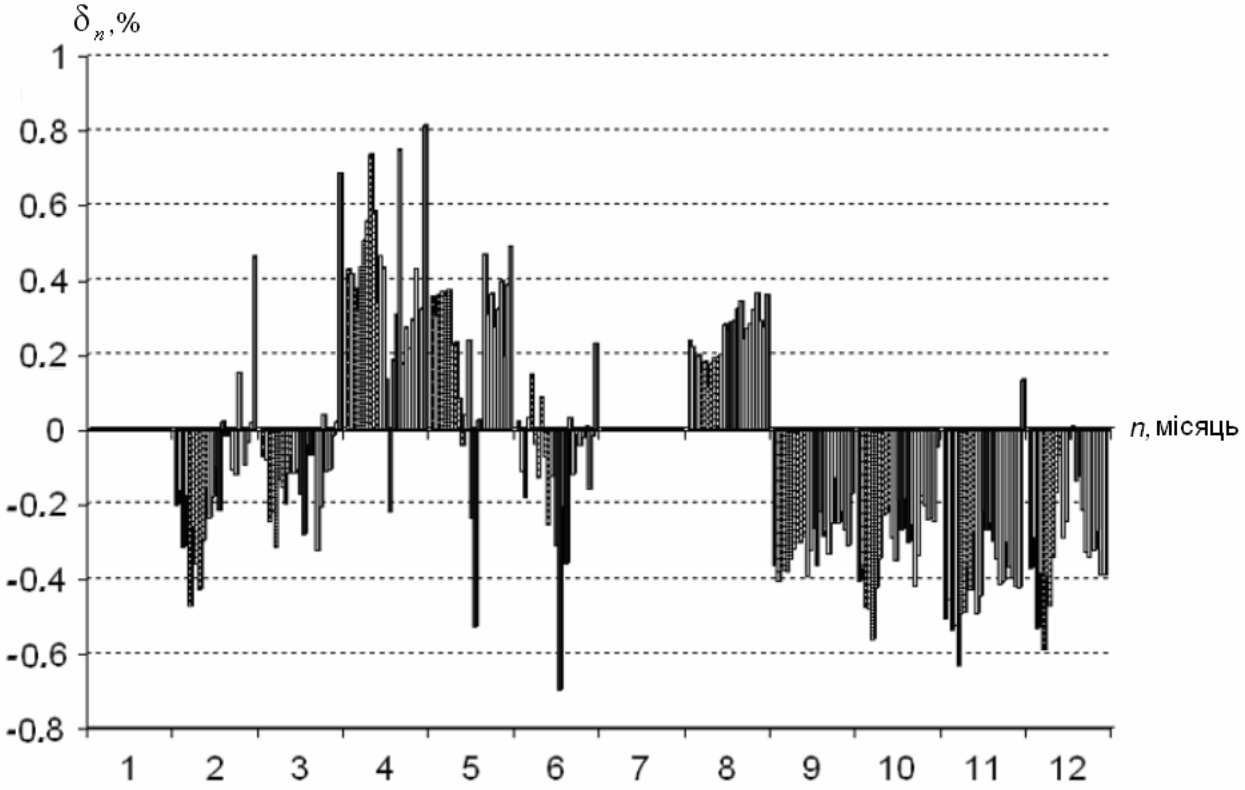


Рисунок 2.7 – Відносна похибка виміряних і обчислених значень атмосферного тиску

Порівняємо обчислені середньомісячні дані атмосферного тиску в м. Києві з відповідними виміряними даними за 2010 р. (табл. 2.4).

Таблиця 2.4 – Порівняльні характеристики змодельованих і виміряних фактичних значень атмосферного тиску в м. Києві (2010 р.)

Номер місяця n	Кореляційні коефіцієнти F_n, Па/К	Виміряні середньомісячні значення температури повітря $t_{пе}$, ºС	Виміряні середньомісячні значення атмосферного тиску $p_{пе}$, Па	Обчислені значення атмосферного тиску p_n, Па	Похибка δ_n, %
1	368,87	-2,8	99766,85	99724	0,0
2	366,84	-2	99248,69	99469,11	-0,2
3	361,30	2,3	99728,09	99520,08	0,2
4	353,73	8,7	99885,94	99698,8	0,2
5	346,16	15	99059,53	99746	-0,7

Кінець таблиці 2.4

6	340,62	18,2	99281,31	99239,16	0,0
7	338,59	20	99706,12	99257,66	0,4
8	340,62	19,3	99482	99613,85	-0,1
9	346,16	13,5	99352,91	99226,77	0,1
10	353,73	8	100048,3	99451,2	0,6
11	361,30	1,2	98978,43	99122,66	-0,1
12	366,84	-2,9	99247,18	99138,95	0,1

Значення відносних похибок, наведених в табл. 2.4 визначені за формулою (2.41) та графічно зображені на рис. 2.8.

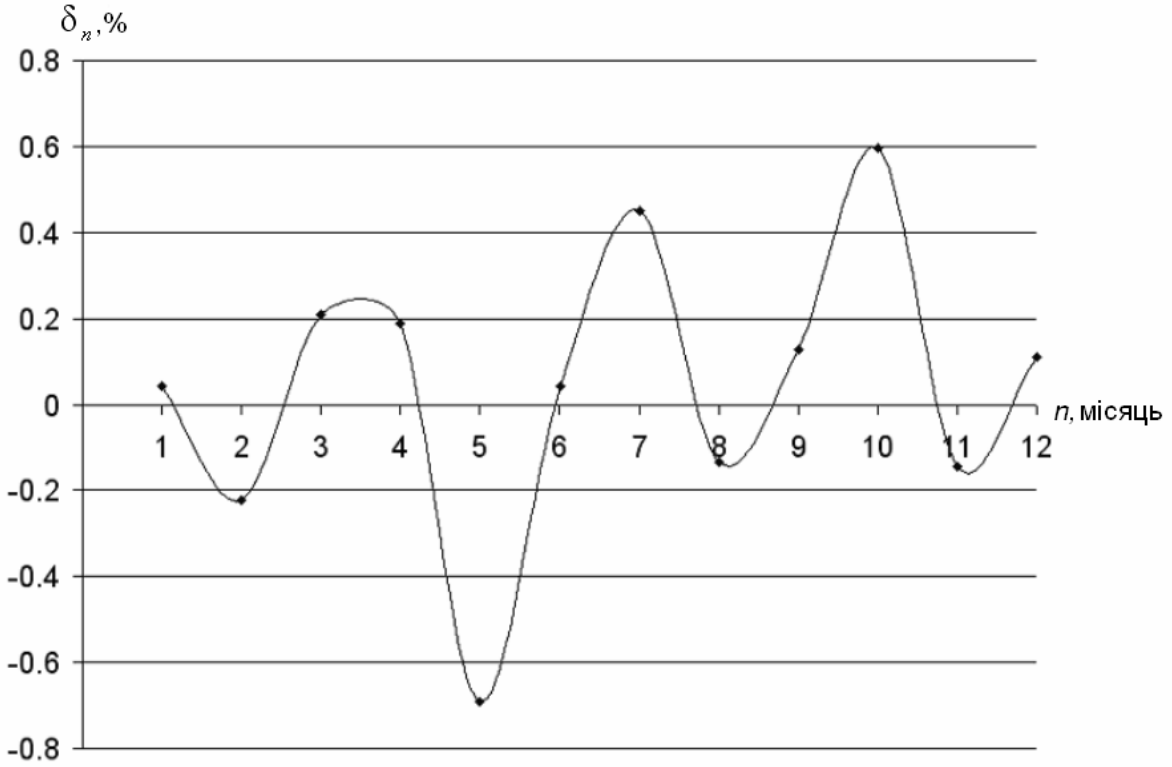


Рисунок 2.8 – Похибки виміряних і змодельованих значень атмосферного тиску в м. Києві в 2010 р.

Границі основної похибки вимірювальних перетворювачів тиску [57] не повинні перевищувати ±1,0 %. Як видно із рис. 2.8, похибки обчислення середньомісячних значень атмосферних тисків не перевищують границь основної похибки вимірювання цієї величини. Отже, описана в даній роботі методологія обчислення значень атмосферного тиску за результатами вимірювань температури повітря навколишнього середовища може бути

використана газозбутовими організаціями при приведенні облікованих за звітний місяць об'ємів газу до стандартних умов.

За даними наведеними в табл. 2.3 встановимо кореляційні зв'язки між коефіцієнтами функціональних залежностей A і F_c та висотою населених пунктів (обласних центрів) над рівнем моря h (табл. 2.5).

Таблиця 2.5 – Коефіцієнти A і F_c та висоти населених пунктів (обласних центрів) над рівнем моря h

h, м	F_c, Па/К	A, Па/К
166	353,7326	15,14061
106	356,6613	15,82068
139	357,1074	15,51113
219	352,3568	14,0137
180	355,0915	15,80098
160	354,7829	16,44969
154	355,5173	16,84174
59	359,5296	18,14566
224	351,4541	17,09677
59	357,2679	17,36564
141	354,5704	16,8425
170	353,9014	16,00105
47	356,9576	16,93363
42	357,4164	15,92429
49	357,4407	16,72643
296	349,8127	14,39849
233	352,8319	13,39199
227	351,7622	13,4402
319	347,7062	12,69782
327	347,8186	13,22178
350	349,1166	13,78949
275	350,3091	12,96573
242	350,7714	14,06331
115	356,0791	14,73289

Апроксимаційна крива залежності F_c від h наведена на рис. 2.9.

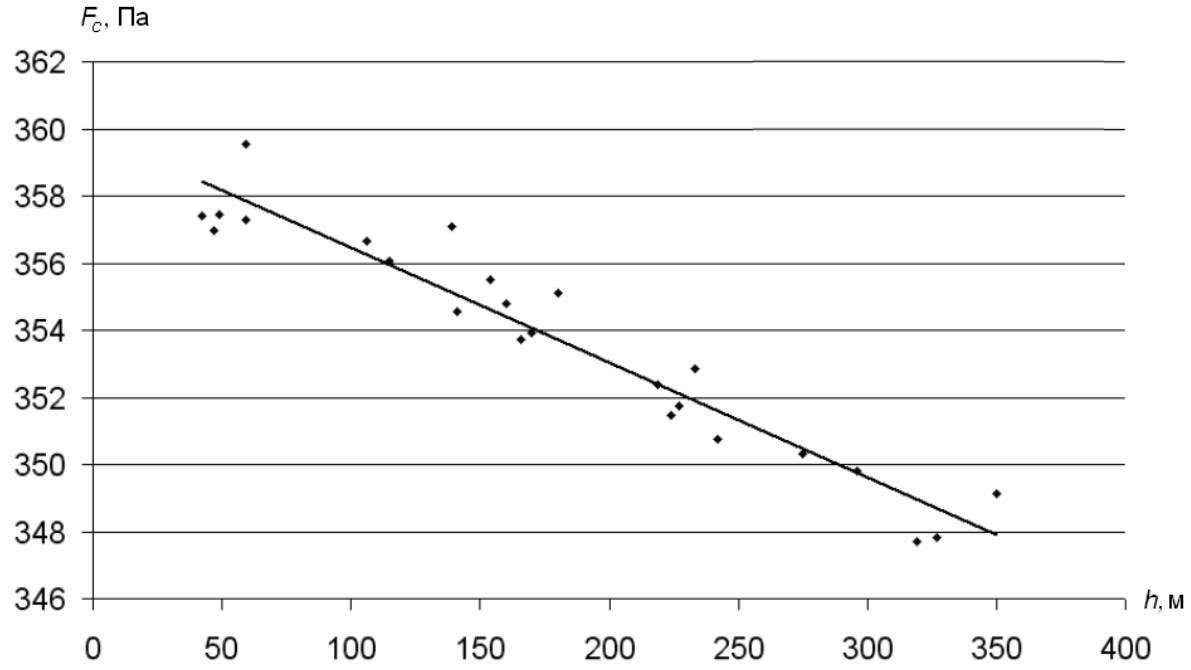


Рисунок 2.9 – Апроксимаційна крива залежності F_c від h

Апроксимаційна крива залежності A від h наведена на рис. 2.10.

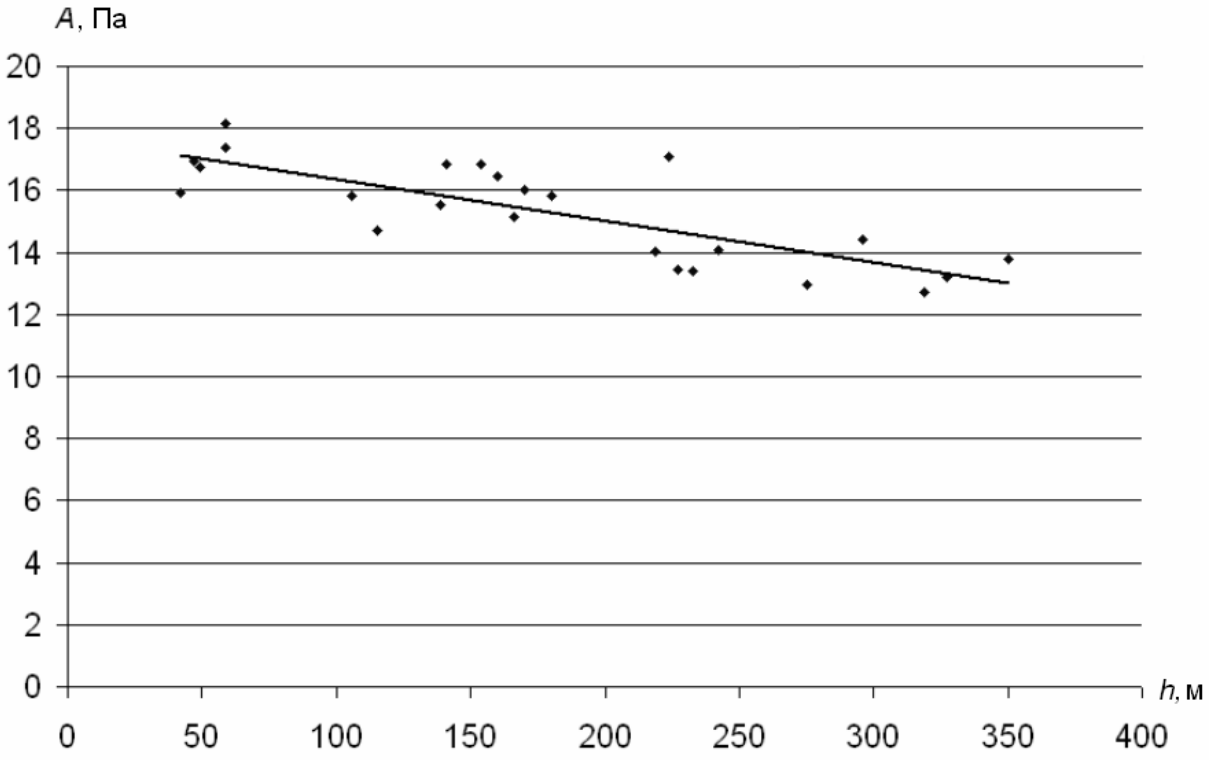


Рисунок 2.10 – Апроксимаційна крива залежності A від h

Рівняння апроксимаційної залежності середнього значення кореляційного коефіцієнта від висоти населеного пункту над рівнем моря запишеться наступним чином:

$$F_c = 359{,}88 - 0{,}0342h\,. \tag{2.42}$$

Рівняння апроксимаційної залежності коефіцієнта A від висоти населеного пункту над рівнем моря запишеться наступним чином:

$$A = 17{,}707 - 0{,}0134h\,. \tag{2.43}$$

Тепер формула (2.40) з врахуванням формул (2.39), (2.42) і (2.43) запишеться у вигляді:

$$p_n = \left[(359{,}88 - 0{,}0342h) + (17{,}707 - 0{,}0134h)\cdot\cos(0{,}523599(n-1))\right]\cdot(t_n + 273{,}15)\,. \tag{2.44}$$

Формула (2.44) є математичною моделлю залежності середньомісячного значення атмосферного тиску від середньомісячної температури повітря в певному (n-ому) календарному місяці року. Фактично формула (2.44) є уніфікованим рівнянням всіх рівнянь, які наведені в табл. 2.3.

Обчислимо похибку визначення атмосферного тиску за формулою (2.44):

$$\delta = \frac{(p_n - p_{експ})}{p_{експ}}\cdot 100\%\,, \tag{2.45}$$

де $p_{експ}$ – експериментальні значення атмосферного тиску.

Обчислені значення атмосферного тиску p_n наведені в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Обчислені значення атмосферного тиску

Місто	Місяці					
	1	2	3	4	5	6
Київ	99944	99678	99698	99832	99833	99290
Черкаси	100568	100349	100301	100375	100274	99617
Чернігів	99921	99607	99530	99773	99734	99229
Житомир	99299	99056	98885	99039	99102	98534
Суми	99248	98807	98925	99414	99480	99096
Полтава	99652	99384	99512	99925	99984	99466
Харків	99506	99201	99398	99948	99824	99369

Продовження таблиці 2.6

Луганськ	100534	100150	100353	101042	100681	100407
Донецьк	98648	98410	98756	99484	99373	99282
Запоріжжя	101284	101044	101086	101186	100890	100544
Дніпро-петровськ	100007	99767	99907	100286	100066	99831
Кіровоград	99708	99481	99544	99829	99801	99366
Херсон	101814	101603	101442	101337	101021	100761
Сімферополь	100834	100531	100371	100086	99791	99505
Одеса	102028	101927	101682	101386	101095	100588
Миколаїв	101713	101578	101419	101354	101075	100507
Вінниця	98199	98135	98162	98404	98700	98198
Луцьк	99412	99210	98871	98870	98957	98307
Рівне	99380	99176	98902	98962	99039	98414
Львів	98374	98354	98187	98043	98176	97744
Тернопіль	98017	97930	97777	97931	98112	97691
Хмельницький	97577	97428	97447	97815	98033	97642
Івано-Франківськ	98870	98759	98541	98291	98351	97829
Чернівці	99259	99171	99057	99029	99162	98688
Ужгород	100824	101051	101000	100608	100237	99489

Продовження таблиці 2.6

Місто	Місяці					
	7	8	9	10	11	12
Київ	99296	99665	99313	99584	99299	99347
Черкаси	99696	100096	99786	100197	100009	100090
Чернігів	99155	99468	99214	99453	99239	99165
Житомир	98500	98874	98585	98828	98633	98727
Суми	98940	99232	98891	98954	98636	98476
Полтава	99502	99807	99464	99571	99222	99090
Харків	99505	99745	99477	99593	99144	98906
Луганськ	100289	100578	100331	100613	100280	100075
Донецьк	99415	99656	99201	99238	98577	98446
Запоріжжя	100767	101127	100890	101257	101013	101044
Дніпро-петровськ	99957	100274	99857	100144	99652	99620
Кіровоград	99475	99877	99489	99687	99327	99334
Херсон	101045	101448	101196	101696	101515	101641

Кінець таблиці 2.6

Сімферополь	100124	100526	100241	100688	100624	100825
Одеса	100735	101206	101130	101673	101608	101740
Миколаїв	100828	101297	101040	101426	101309	101429
Вінниця	98234	98671	98186	98334	97912	97846
Луцьк	98415	98815	98544	98834	98727	98882
Рівне	98418	98855	98625	98927	98759	98847
Львів	97826	98216	98039	98253	97938	97958
Тернопіль	97778	98197	97805	98036	97599	97570
Хмель-ницький	97705	98147	97658	97745	97235	97213
Івано-Франківськ	98026	98438	98179	98536	98255	98324
Чернівці	98731	99129	98783	99099	98734	98734
Ужгород	99573	100071	99924	100466	100673	100681

Обчислені похибки визначення атмосферного тиску наведені на рис. 2.11.

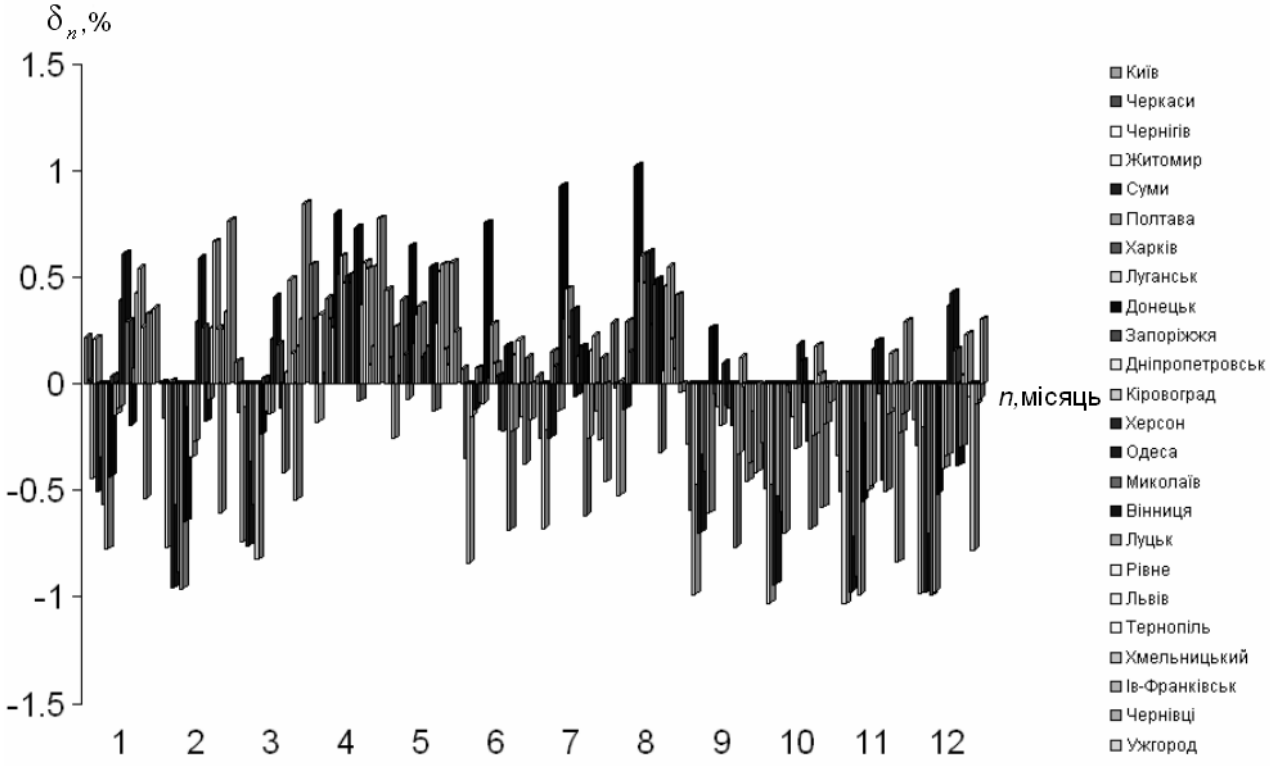


Рисунок 2.11 – Похибки визначення атмосферного тиску

Як видно із рис. 2.11 визначені похибки не виходять за границі (±1%) основної похибки вимірювання тиску атмосферного повітря. Отже, описаний метод визначення атмосферного тиску на основі вимірювань температури повітря навколишнього середовища може бути використаний при здійсненні корекції показів приладів обліку енергоносіїв.

Висоти населених пунктів, в яких визначається тиск атмосферного повітря, над рівнем моря є відомими і наводяться в довідниках. Отже, вимірявши один параметр – температуру повітря – можна визначити інший параметр – середньомісячний атмосферний тиск – не вимірюючи його, тобто розрахунковим методом.

Абсолютний тиск природного газу визначається за формулою:

$$p_{\text{г}} = p_n + p_{\text{н}}, \tag{2.46}$$

де $p_{\text{н}}$ – надлишковий тиск природного газу, мінімальне значення якого для газопроводів малих діаметрів становить 2 кПа.

З врахуванням формули (2.46) формула (2.40) набуде вигляду:

$$p_n = F_n(t_n + 273{,}15) + 2000, \tag{2.47}$$

Рівняння апроксимаційних кривих абсолютних тисків газу для кожного обласного центру України наведені в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Рівняння апроксимаційних кривих абсолютних тисків газу для кожного обласного центру України

Київ	p_n =(353,73+15,14cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Черкаси	p_n =(356,66+15,82cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Чернігів	p_n =(357,11+15,51cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Житомир	p_n =(352,36+14,01cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Суми	p_n =(355,09+15,80cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Полтава	p_n =(354,78+16,45cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Харків	p_n =(355,52+16,84cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Луганськ	p_n =(359,53+18,15cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Донецьк	p_n =(351,45+17,10cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Запоріжжя	p_n =(357,27+17,37cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Дніпро-петровськ	p_n =(354,57+16,84cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Кіровоград	p_n =(353,90+16,00cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000

Кінець таблиці 2.7

Херсон	p_n =(356,96+16,93cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Сімферополь	p_n =(348,94+14,65cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Одеса	p_n =(357,42+15,92cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Миколаїв	p_n =(357,44+16,73cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Вінниця	p_n =(349,81+14,40cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Луцьк	p_n =(352,83+13,39cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Рівне	p_n =(351,76+13,44cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Львів	p_n =(347,71+12,70cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Тернопіль	p_n =(347,82+13,22cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Хмельницький	p_n =(349,12+13,79cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Івано-Франківськ	p_n =(350,31+12,97cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Чернівці	p_n =(350,77+14,06cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000
Ужгород	p_n =(356,08+14,73cos(0,523599(n-1)))·(t_n + 273,15) + 2000

З врахуванням формули (2.47) формула (2.44) набуде наступного вигляду:

$$p_n = 2000 + \left[(359{,}88 - 0{,}0342h) + (17{,}707 - 0{,}0134h)\cdot\cos(0{,}523599(n-1))\right]\cdot(t_n + 273{,}15). \quad (2.48)$$

Формула (2.48) є математичною моделлю залежності середньомісячного значення абсолютного тиску природного газу від середньомісячної температури повітря в певному (n-му) календарному місяці року.

Описаний метод визначення атмосферного тиску може бути використаний при здійсненні корекції показів приладів обліку енергоносіїв.

Розроблена методологія обчислення значень абсолютного тиску природного газу за результатами вимірювань температури повітря навколишнього середовища може бути використана газозбутовими організаціями при приведенні облікованих за звітний місяць об’ємів газу до стандартних умов.

2.5 Вдосконалення методології визначення втрат природного газу у побутовій сфері

За останні роки обсяги споживання природного газу в комунально-побутовій сфері переважили споживання цього енергоносія в промисловості. Тому питання підвищення точності його обліку є на даний час дуже актуальним. Велика частка побутових лічильників газу, на відміну від промислових лічильників, не обладнані пристроями компенсації впливу параметрів газу: тиску і температури на обліковані об’єми газу і, як наслідок, не достовірно обліковують природний газ. Такий стан обліку газу суперечить і нормативному документу [41], відповідно до якого розрахунок зі споживачами ведеться за об’єми газу, які приведені до стандартних умов.

В Україні розроблені та введені в дію два методичні документи: Методика приведення об'єму природного газу до стандартних умов за показами побутових лічильників у разі відсутності приладів для вимірювання температури та тиску газу [17] та Методика визначення питомих втрат природного газу при його вимірюваннях побутовими лічильниками в разі неприведення об'єму газу до стандартних умов [18]. В них приводити обліковані об’єми газу до стандартних умов пропонується за допомогою коефіцієнтів коригування показів побутових лічильників газу. Вимоги першого методичного документа [17] узгоджується з вимогами нормативного документа [41], оскільки його дія поширюється на юридичні особи і розрахунок за спожитий газ відбувається із врахуванням коефіцієнтів коригування на договірній основі. Дія другого методичного документа [18] поширюється на приватних осіб і не передбачає приведення облікованих об’ємів газу до стандартних умов. Даний документ призначений тільки для визначення втрат газозбутових організацій.

В методиках [17, 18] коефіцієнти коригування показів побутових лічильників газу наведені для наступних варіантів розміщення лічильників:

I – зовні приміщень на відстані від місця виходу газопроводу із землі до вхідного штуцера лічильника, яка дорівнює або менше ніж 1,0 м;

II – зовні приміщень на відстані від місця виходу газопроводу із землі до вхідного штуцера лічильника, яка більше ніж 1,0 м;

III – в опалюваному приміщенні на відстані від місця входу газопроводу в приміщення до вхідного штуцера лічильника, яка дорівнює або менше ніж 0,5 м;

IV – в опалюваному приміщенні на відстані від місця входу газопроводу в приміщення до вхідного штуцера лічильника, яка більше ніж 0,5 м та дорівнює або менше ніж 1,5 м;

V – в опалюваному приміщенні на відстані від місця входу газопроводу в приміщення до вхідного штуцера лічильника, яка більше ніж 1,5 м.

Числові значення коефіцієнтів коригування показів побутових лічильників газу в кожному місяці року для м. Івано-Франківська, за даними методичних документів [17, 18], наведені в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Коефіцієнти коригування показів побутових лічильників газу для м. Івано-Франківська

Варіант розміщення лічильників	Місяць року, n											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	1,05	1,05	1,05	1,03	1,02	1,01	1,00	1,00	1,01	1,02	1,03	1,04
II	1,08	1,08	1,05	1,03	1,01	1,00	0,99	0,99	1,01	1,03	1,05	1,07
III	1,04	1,04	1,02	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,02	1,04
IV	1,03	1,03	1,02	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,01	1,02
V	1,01	1,01	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,01

Методика розрахунку втрат газу, відповідно до [18, 151], наступна.

Об’єм газу за показами побутового лічильника, який приведено до стандартних умов ($V_с$), визначається за формулою:

$$V_с = V_л \cdot K_{кр}\,, \tag{2.49}$$

де $V_{л}$ – покази побутового лічильника газу в робочих умовах, м^3; $K_{кр}$ – чисельне значення коефіцієнта коригування показів лічильника газу.

Питома втрата газу за визначений розрахунковий період (місяць) для кожного лічильника газу ($V_{пв}$) визначається за формулою:

$$V_{пв} = (V_{с} - V_{л}). \quad (2.50)$$

Загальні питомі втрати газу за певний період (місяць, квартал, рік) визначаються як алгебраїчна сума питомих втрат газу наявних лічильників у споживачів, яким надаються послуги підприємством з газопостачання та газифікації.

В роботі [58] визначені вагові коефіцієнти обсягів споживання природного газу в м. Івано-Франківську в залежності від місяця року (див. табл. 2.9).

Таблиця 2.9 – Обсяги споживання та вагові коефіцієнти споживання природного газу в м. Івано-Франківську

Місяць	Обсяги споживання газу, м^3	Питома частка споживання газу, %	Вагові коефіцієнти
1	2	3	4
Січень	83073070	14,6	0,146
Лютий	81834064	14,4	0,144
Березень	82973069	14,6	0,146
Квітень	34035101	6,0	0,060
Травень	29907078	5,3	0,053
Червень	17109101	3,0	0,030
Липень	13437426	2,4	0,024
Серпень	13517064	2,4	0,024
Вересень	21836765	3,8	0,038
Жовтень	38193678	6,7	0,067
Листопад	70472359	12,4	0,124
Грудень	82924412	14,6	0,146

Питома частка споживання природного газу в певному місяці року h_n визначається за формулою:

$$h_n = \frac{O_n}{\sum_{n=1}^{12} O_n}, \tag{2.51}$$

де O_n – обсяг споживання природного газу в певному місяці року, n – номер місяця в році ($n = 1...12$). Обчислені за формулою (3) значення питомих часток споживання газу наведені в колонці 3 табл. 2.9.

На основі обчислених значень про питомі частки споживання природного газу пропонується визначати вагові коефіцієнти споживання газу W_n за формулою:

$$W_n = \frac{h_n}{100\%}. \tag{2.52}$$

Сума вагових коефіцієнтів приймається рівною 1:

$$\sum_{n=1}^{12} W_n = const = 1. \tag{2.53}$$

Результати обчислень вагових коефіцієнтів наведені в колонці 4 табл. 2 та на рис. 2.12.

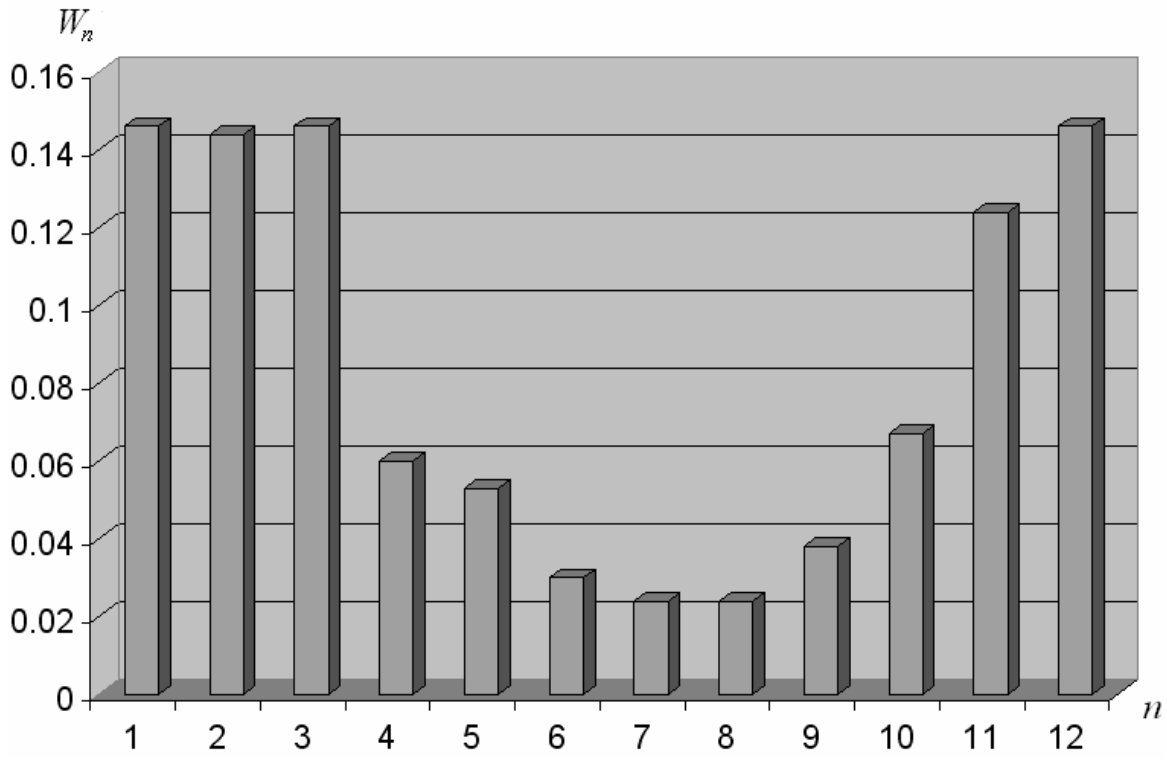


Рисунок 2.12 – Вагові коефіцієнти обсягів споживання природного газу в м. Івано-Франківську

Зважений річний коефіцієнт коригування спожитих об’ємів газу $K_{\text{зсо}}$ визначається за формулою:

$$K_{\text{зсо}} = \sum_{n=1}^{12} \left(K_{\text{кр}n} \cdot W_n \right), \tag{2.54}$$

де $K_{\text{кр}n}$ – чисельне значення коефіцієнта коригування показів лічильника газу в певному місяці року, W_n – ваговий коефіцієнт обсягів споживання природного газу в n-му місяці.

Побутові лічильники газу є складовими системи газопостачання населених пунктів, типова схема якої зображена на рис. 2.13.

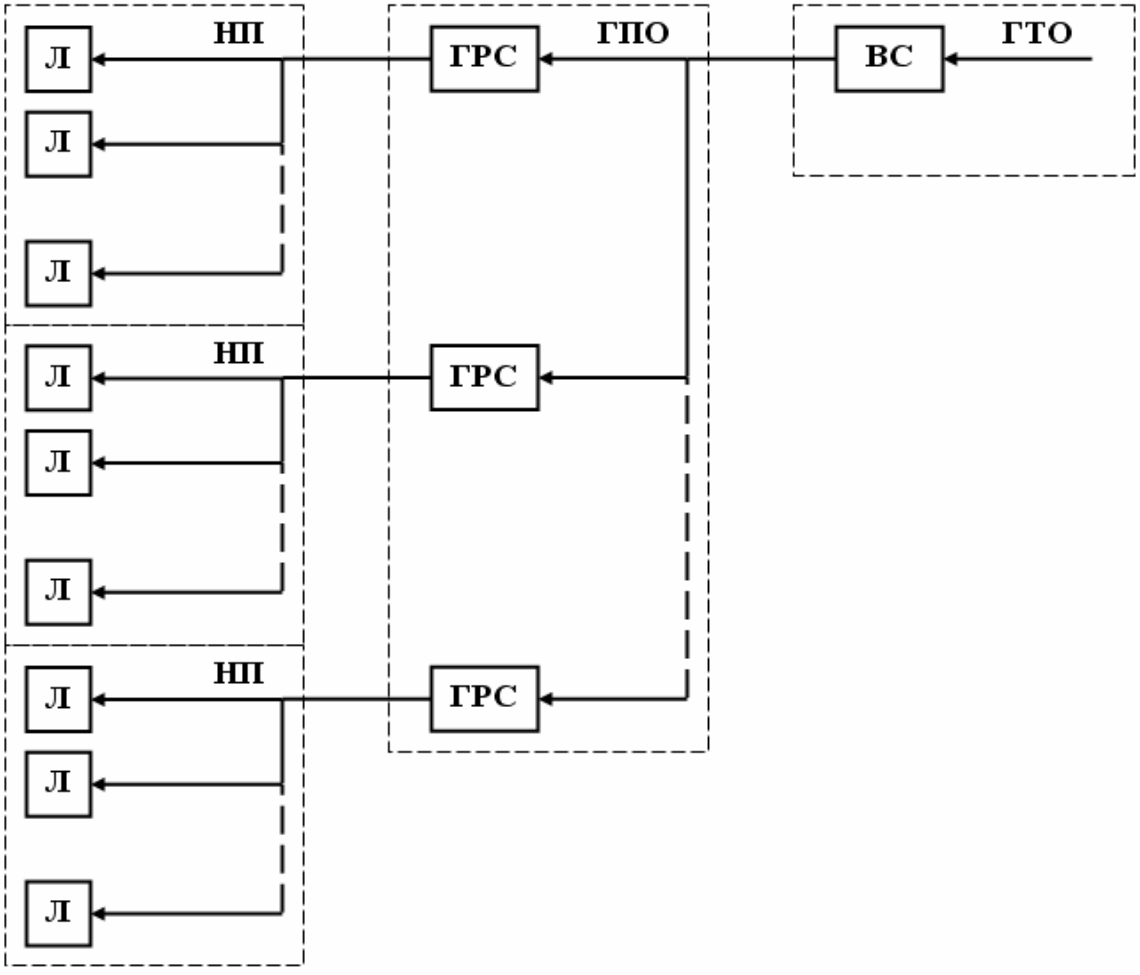


Рисунок 2.13 – Структурна схема системи газопостачання населених пунктів

Позначення на рисунку: Л – побутовий лічильник газу, ГРС – газорозподільна станція, ВС – вимірювальна станція об’єму природного газу, НП – населений пункт, ГПО – газопостачальна організація, ГТО – газотранспортна організація

Газорозподільні та вимірювальні станції обладнуються лічильниками та електронними коректорами об'єму газу, які обліковують газ з втричі вищою точністю ніж побутові лічильники газу. Методика приведення виміряного ними об'єму газу до стандартних умов, наведена в [8], наступна.

Відхилення від рівняння ідеального газу компенсується за допомогою обчислювання коефіцієнта стисливості Z, використовуючи відповідне рівняння залежності коефіцієнта від тиску і температури:

$$Z = f(p,T), \tag{2.55}$$

де p і T – абсолютний тиск та температура газу, відповідно, за умов вимірювань.

Об'єм газу за стандартних умов V_c обчислюють за формулою:

$$V_c = C \cdot V, \tag{2.56}$$

де V – об'єм газу за умов вимірювання, C – коефіцієнт перетворення, який обчислюють за формулою:

$$C = \frac{p}{p_c} \cdot \frac{T_c}{T} \cdot \frac{Z_c}{Z}, \tag{2.57}$$

де p_c і T_c – абсолютний тиск та температура газу, відповідно, за стандартних умов, Z_c – коефіцієнт стисливості за стандартних умов.

За такою методикою виміряні на ВС та ГРС об'єми газу приводяться до стандартних умов. Таким чином газотранспортні організації транспортують до газопостачальних організацій природний газ, який приведений до стандартних умов. В свою чергу газопостачальні організації транспортують побутовим споживачам газ також приведений до стандартних умов. В останніх газ обліковується побутовими лічильниками газу, які, в основному, не обладнані пристроями приведення виміряних ними об'ємів газу до стандартних умов.

Для зведення балансу природного газу між обсягами облікованими на ГРС і в побутових споживачів пропонується наступна методика.

Газопостачальна організація встановлює дублюючу вимірювальну систему об’єму природного газу як зображено на рис. 2.14.

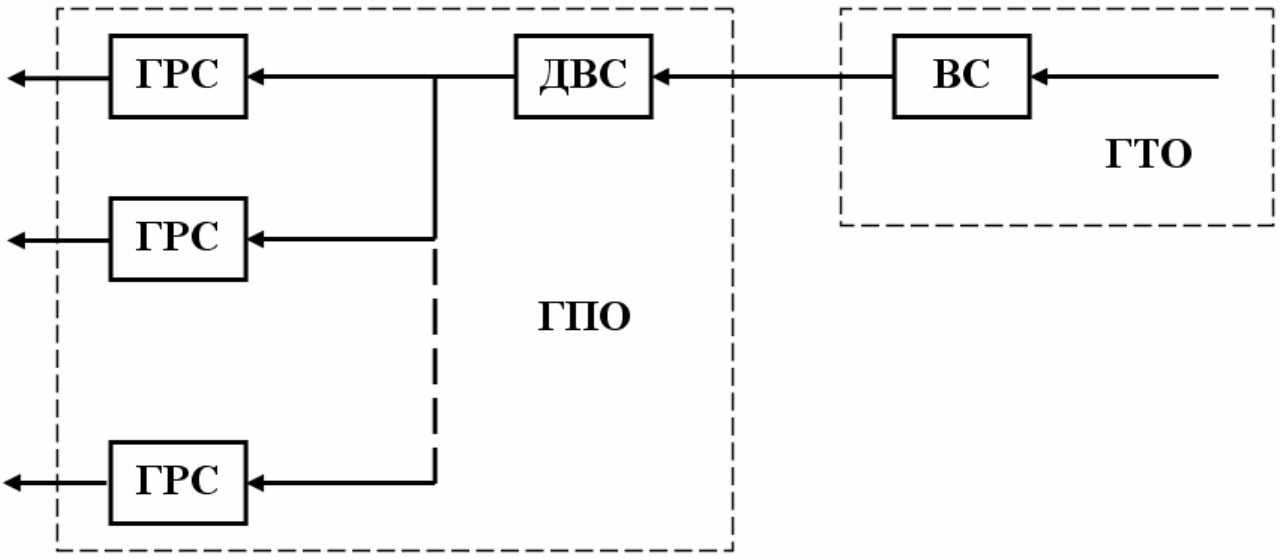


Рисунок 2.14 – Структурна схема модифікованої системи транспортування газу газопостачальною організацією
Позначення на рисунку: ГРС – газорозподільна станція, ДВС – дублююча вимірювальна станція, ВС – вимірювальна станція об’єму природного газу, ГПО – газопостачальна організація, ГТО – газотранспортна організація

Об’єм газу, виміряний на ДВС та ВС, приводиться до стандартних умов за формулами (2.56), (2.57), а об’єм виміряний побутовим лічильником газу – за наступною формулою:

$$V_{\text{с}} = V_{\text{л}} \cdot \overline{K}_{\text{зсо}}\,, \tag{2.58}$$

де $\overline{K}_{\text{зсо}}$ – середнє значення зваженого річного коефіцієнта коригування спожитих об’ємів газу.

Числові значення визначених за формулою (2.54) зважених річних коефіцієнтів коригування спожитих об’ємів газу для різних варіантів розміщення лічильників наведені в табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Зважені річні коефіцієнти коригування спожитих об’ємів газу

Варіант розміщення лічильників	Зважений річний коефіцієнт
I	1,038
II	1,053
III	1,023
IV	1,016
V	1,004
Середнє значення	1,027

За даними табл. 2.10 для м. Івано-Франківська $\overline{K}_{\text{зсо}} = 1{,}027$.

З врахуванням цього формула (2.58) набуде наступного вигляду:

$$V_{\text{с}} = 1{,}027 \cdot V_{\text{л}}. \qquad (2.59)$$

Аналогічні залежності можна визначити для будь-якого іншого населеного пункту України на основі питомих обсягів споживання природного газу в кожному місяці року побутовими споживачами цих населених пунктів.

Нормативний документ [59] рекомендує використовувати значення 101,325 кПа і 288,15 К (15 ºС) як стандартні умови для визначення об’єму спожитого газу. В Україні, відповідно до [41], як стандартні умови використовуються значення тиску газу 101,325 кПа і температури 293,15 К (20 ºС). Однак, стандарт [59] дозволяє на договірних умовах використовувати інші значення температури. В такому випадку використання формули (2.58) при розрахунках із побутовими споживачами є практично дозволене документом [59] (за винятком використання іншого значення тиску газу, так як $\overline{K}_{\text{зсо}}$ заміняє собою дві величини: коефіцієнти коригування об’єму газу від впливу тиску та температури природного газу).

На основі розробленої методики газопостачальні організації можуть здійснювати фінансові розрахунки з газотранспортними організаціями за показами засобів обліку газу, встановлених на ДВС, а з побутовими споживачами за показами засобів обліку газу, встановлених на ГРС. Таким чином, враховуючи формули (2.56)-(2.58), баланс витрат природного газу газозбутової організації визначається за формулою [60]:

$$\begin{cases} V_{\text{ВС}} \dfrac{p_{\text{ВС}}}{p_{\text{с}}} \cdot \dfrac{T_{\text{с}}}{T_{\text{ВС}}} \cdot \dfrac{Z_{\text{с}}}{Z_{\text{ВС}}} = V_{\text{ДВС}} \dfrac{p_{\text{ДВС}}}{p_{\text{с}}} \cdot \dfrac{T_{\text{с}}}{T_{\text{ДВС}}} \cdot \dfrac{Z_{\text{с}}}{Z_{\text{ДВС}}} \\ \sum \left(V_{\text{ГРС}} \dfrac{p_{\text{ГРС}}}{p_{\text{с}}} \cdot \dfrac{T_{\text{с}}}{T_{\text{ГРС}}} \cdot \dfrac{Z_{\text{с}}}{Z_{\text{ГРС}}} \right) = \sum \left(\overline{K}_{\text{зсо}} \cdot V_{\text{Л}} \right) \end{cases}, \tag{2.60}$$

де $V_{\text{ВС}}$, $V_{\text{ДВС}}$, $V_{\text{ГРС}}$ – виміряні в робочих умовах об'єми газу лічильниками газу, які розміщені на вимірювальній станції, дублюючій вимірювальній станції та газорозподільній станції, відповідно; $p_{\text{ВС}}$, $p_{\text{ДВС}}$, $p_{\text{ГРС}}$ – тиски газу, що протікає через лічильники, що розміщені на ВС, ДВС та ГРС, відповідно; $T_{\text{ВС}}$, $T_{\text{ДВС}}$, $T_{\text{ГРС}}$ – температури газу, що протікає через лічильники, що розміщені на ВС, ДВС та ГРС, відповідно; $Z_{\text{ВС}}$, $Z_{\text{ДВС}}$, $Z_{\text{ГРС}}$ – коефіцієнти стисливості газу, що протікає через лічильники, що розміщені на ВС, ДВС та ГРС, відповідно.

Після спрощення формула (2.60) набуде вигляду:

$$\begin{cases} \dfrac{V_{\text{ВС}} \cdot p_{\text{ВС}}}{T_{\text{ВС}} \cdot Z_{\text{ВС}}} = \dfrac{V_{\text{ДВС}} \cdot p_{\text{ДВС}}}{T_{\text{ДВС}} \cdot Z_{\text{ДВС}}} \\ \sum \left(V_{\text{ГРС}} \dfrac{p_{\text{ГРС}}}{p_{\text{с}}} \cdot \dfrac{T_{\text{с}}}{T_{\text{ГРС}}} \cdot \dfrac{Z_{\text{с}}}{Z_{\text{ГРС}}} \right) = \overline{K}_{\text{зсо}} \cdot \sum \left(V_{\text{Л}} \right) \end{cases}. \tag{2.61}$$

Щоб уникнути використання коефіцієнтів коригування показів побутових лічильників газу, формула (2.61) повинна мати наступний вигляд:

$$\begin{cases} \dfrac{V_{\text{ВС}} \cdot p_{\text{ВС}}}{T_{\text{ВС}} \cdot Z_{\text{ВС}}} = \dfrac{V_{\text{ДВС}} \cdot p_{\text{ДВС}}}{T_{\text{ДВС}} \cdot Z_{\text{ДВС}}} \\ \dfrac{\sum \left(V_{\text{ГРС}} \dfrac{p_{\text{ГРС}}}{p_{\text{с}}} \cdot \dfrac{T_{\text{с}}}{T_{\text{ГРС}}} \cdot \dfrac{Z_{\text{с}}}{Z_{\text{ГРС}}} \right)}{\overline{K}_{\text{зсо}}} = \sum \left(V_{\text{Л}} \right) \end{cases}. \tag{2.62}$$

З наведеного в формулі (2.62) балансу витрат газу випливає, що виміряні об'єми природного газу лічильниками, які встановлені на ГРП, повинні приводитися до стандартних умов за формулою:

$$V_{\text{с}} = \frac{\left(V_{\text{ГРС}} \dfrac{p_{\text{ГРС}}}{p_{\text{с}}} \cdot \dfrac{T_{\text{с}}}{T_{\text{ГРС}}} \cdot \dfrac{Z_{\text{с}}}{Z_{\text{ГРС}}} \right)}{\overline{K}_{\text{зсо}}}. \tag{2.63}$$

Для м. Івано-Франківська, з врахуванням формули (2.59), формула (2.63) матиме вигляд:

$$V_{\text{с}} = \frac{\left(V_{\text{ГРС}} \frac{p_{\text{ГРС}}}{p_{\text{с}}} \cdot \frac{T_{\text{с}}}{T_{\text{ГРС}}} \cdot \frac{Z_{\text{с}}}{Z_{\text{ГРС}}} \right)}{1{,}027}. \qquad (2.64)$$

Аналогічно, формула (2.62), з врахуванням формули (2.59), матиме вигляд:

$$\begin{cases} \dfrac{V_{\text{ВС}} \cdot p_{\text{ВС}}}{T_{\text{ВС}} \cdot Z_{\text{ВС}}} = \dfrac{V_{\text{ДВС}} \cdot p_{\text{ДВС}}}{T_{\text{ДВС}} \cdot Z_{\text{ДВС}}} \\ \dfrac{\sum \left(V_{\text{ГРС}} \dfrac{p_{\text{ГРС}}}{p_{\text{с}}} \cdot \dfrac{T_{\text{с}}}{T_{\text{ГРС}}} \cdot \dfrac{Z_{\text{с}}}{Z_{\text{ГРС}}} \right)}{1{,}027} = \sum (V_{\text{Л}}) \end{cases}. \qquad (2.65)$$

Графічно визначений за формулою (2.65) баланс витрат газу газопостачальною організацією, що постачає природний газ побутовим споживачам м. Івано-Франківська, зображений на рис. 2.15.

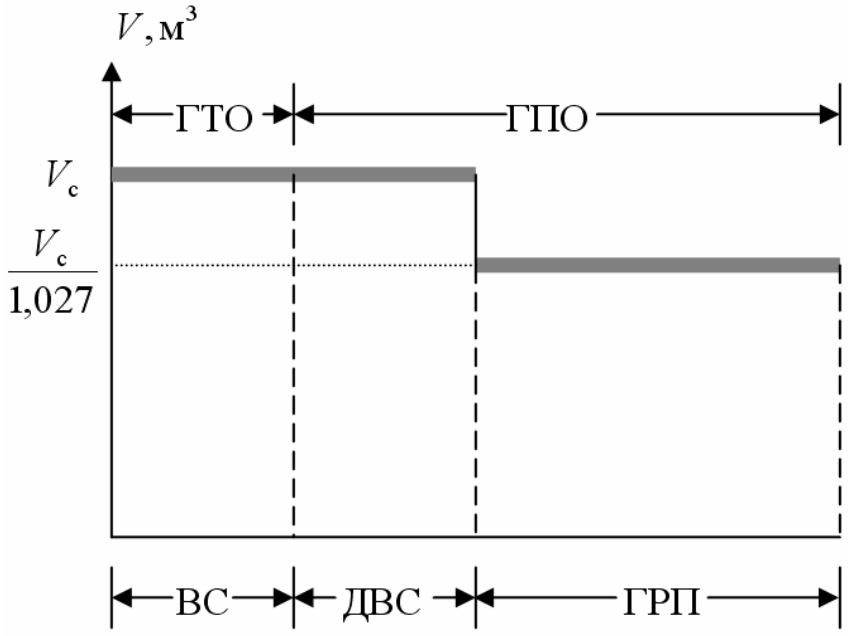


Рисунок 2.15 – Баланс витрат газу газопостачальної організації (м. Івано-Франківськ)

Аналогічні формули та графіки балансу витрат газу можна розробити для інших газозбутових організацій.

Втрати газопостачальних організацій можуть виникати ще з ряду причин. Однією із таких причин може бути людський фактор:

несанкціоноване втручання в роботу побутового лічильника газу впродовж міжповірочного інтервалу. Така дія спричиняє погіршення технічних та метрологічних характеристик лічильника. Іншою причиною може бути погіршення метрологічних характеристик лічильника газу внаслідок зношення деталей лічильника газу в процесі його експлуатації. Виявити відхилення похибки лічильника газу від нормованих значень на протязі міжповірочного інтервалу, практично, неможливо. Внаслідок цього втрати можуть мати як газопостачальні організації так і споживачі газу. Для вирішення цих проблем пропонується методика зведення балансу витрат газу в системі „лічильник газу-газоспоживальне обладнання" (рис. 2.16).

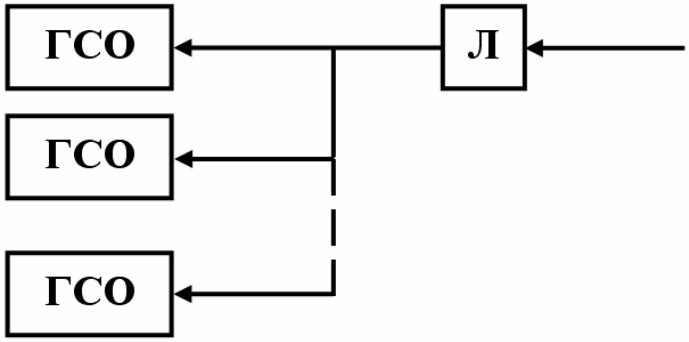


Рисунок 2.16 – Структурна схема системи споживання газу в комунально-побутовому секторі
Позначення на рисунку: ГСО – газоспоживаюче обладнання; Л – побутовий лічильник газу

Для визначення балансу витрат газу в певному календарному місяці року треба порівняти покази лічильника газу за звітний період (місяць) $V_{лп}$ з потужністю споживання газу газоспоживаючим обладнанням $V_{\text{ГПО}n}$:

$$V_{лп} = V_{\text{ГПО}n}. \qquad (2.66)$$

Покази побутових лічильників газу щомісячно фіксуються інспекторами газових господарств, про що ведеться відповідна база даних в цих організаціях. Газопостачальні організації також здійснюють інвентаризацію газоспоживаючого обладнання, становленого в побутових споживачів. В залежності від типу та кількості газоспоживаючого обладнання визначається (на основі паспортних даних) сумарна потужність споживання газу цим обладнанням. Але, так як газоспоживаюче обладнання не завжди

працює одночасно, то вводиться коефіцієнт одночасної роботи газового обладнання $k_{\text{о}}$. Дані про вказані величини наведені в [10] та табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Потужність споживання природного газу газоспоживаючим обладнанням

Кількість одиниць обладнання встановленого у споживача	1	3	3	3	3	3	3	4	3	4	6	6	8	7	6	5	2	1
Максимальна сумарна потужність споживання газу обладнанням $V_{\Sigma\text{ГПО}}$, м^3/год	1,5	5,8	6,4	7,2	7,5	8,3	8,9	12,9	10,4	10,3	16,2	15,9	6,0	6,5	6,2	5,7	4,2	3,0
Коефіцієнт одночасної роботи газового обладнання $k_{\text{о}}$	1,00	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,9	1,0

Газоспоживаюче обладнання крім того, що не завжди працює одночасно, воно ще й працює не на максимальну сумарну потужність $V_{\Sigma\text{ГПО}}$. Потужність споживання газу газоспоживаючим обладнанням $V_{\text{ГПО}n}$ в певному місяці року пропонується визначати за формулою:

$$V_{\text{ГПО}n} = k_{\text{о}} \cdot W_n \cdot V_{\Sigma\text{ГПО}}. \qquad (2.67)$$

З врахуванням формули (2.67) формула (2.66) набуде вигляду:

$$V_{дп} = k_{\text{о}} \cdot W_n \cdot V_{\Sigma\text{ГПО}}. \qquad (2.68)$$

За результатами визначень потужності споживання газу газоспоживаючим обладнанням за формулою (2.67) та даними про покази лічильника газу в певному місяці року можна побудувати залежність, зображену на рис. 2.17.

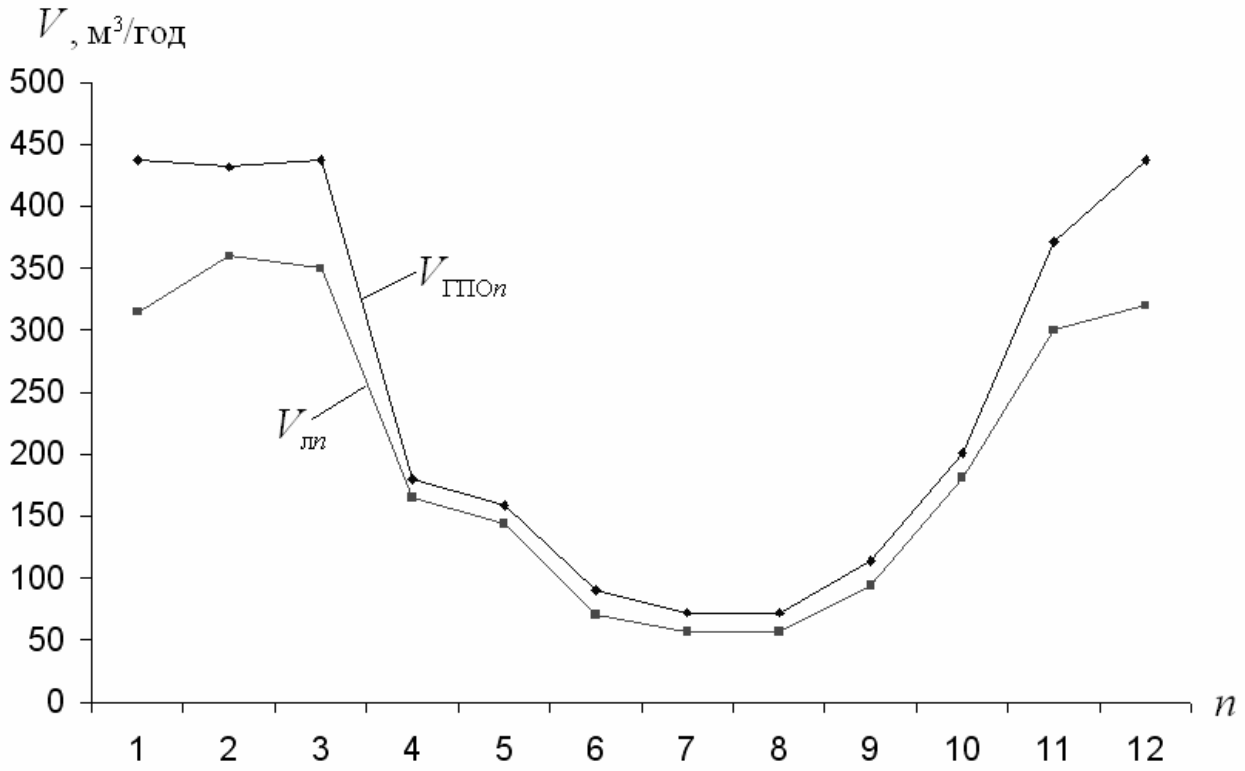


Рисунок 2.17 – Баланс витрат газу в побутового споживача

Якщо різниця $V_{ГПОn}$ та $V_{лn}$ (рис. 2.17) перевищує допустимі межі похибки побутового лічильника газу, то це може бути підставою для проведення позачергової повірки лічильника, або ж проведення його експертизи на предмет несанкціонованого втручання в роботу лічильника.

Використання розробленої методики зведення балансу витрат газу для газозбутових організацій дозволить реалізувати дію методичного документа [18]. Різниця між обсягами споживання природного газу в комунально-побутовому секторі та виміряними об'ємами газу лічильниками, розміщеними на ГРС, не буде трактуватися як втрати природного газу, оскільки буде врахована при здійсненні процедури приведення облікованих на ГРС об'ємів газу до стандартних умов.

Висновки до другого розділу

1. Знайшло подальше застосування математичної моделі залежності між температурним параметром газу та лінійними розмірами газопроводу між входом в приміщення та вхідним штуцером лічильника.

Запропоновано методику зменшення втрат природного газу ще на стадії проектування внутрішньо-будинкових газових мереж.

2. Теоретично доведено необхідність використання аналогії із законом Ома для оцінки моделі процесів теплообміну в газопроводах малих діаметрів.

Застосування розробленої моделі процесів теплообміну в газопроводах дасть можливість використовувати відомі результати досліджень, що базуються на застосуванні закону Ома.

3. Проведене моделювання взаємообліку енергоносіїв: води, електроенергії та природного газу в побутовому секторі.

Використання розроблених моделей дасть змогу коригувати обсяги споживання енергоносіїв у разі відсутності лічильників для їх обліку.

4. Проведені теоретичні дослідження залежності середньомісячних значень тиску природного газу від температури повітря навколишнього середовища.

Розроблений метод визначення абсолютного тиску природного газу на основі вимірювань температури повітря навколишнього середовища може бути використаний при здійсненні корекції показів приладів обліку природного газу.

5. Розроблена методика зведення балансу витрат газу для газозбутових організацій. Використання розробленої методики зведення балансу витрат газу в побутових споживачів дасть змогу, впродовж міжповірочного інтервалу, робити висновки про необхідність проведення позачергової повірки лічильника, або ж проведення його експертизи на предмет несанкціонованого втручання в роботу лічильника.

Основні наукові результати розділу опубліковані у працях [45, 46, 48, 49, 51, 52, 55, 56, 60, 151].

РОЗДІЛ 3 МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРОГРАМНИХ КОМПЛЕКСІВ ОБ'ЄМУ І ВИТРАТИ ГАЗУ

3.1 Дослідження ефективності стандартизації програмних засобів робочих еталонів об'єму газу

Більшість українських виробників робочих еталонів об'єму газу не придають великого значення якості програмного забезпечення цих засобів вимірювань. Зокрема, не визначаються якісні показники програм, що входять до складу обчислювальних компонентів робочих еталонів та не створюється необхідний комплект програмної і експлуатаційної документації, яка б дозволила ефективно працювати з цими програмами.

Відповідно до вимог Єдиної системи програмної документації [61], програмні продукти повинні супроводжуватися сімома програмними [62-68] та вісьмома експлуатаційними документами [69-76]. Крім того, як і будь-яка інша продукція, програмні продукти повинні піддаватися приймальним, приймально-здавальним та експлуатаційним випробуванням. Методика та порядок проведення таких випробувань наведені в [77]. Всупереч цьому, випробування програмного забезпечення робочих еталонів з метою визначення якісних показників виробники не проводять. Замість програмної та експлуатаційної документації розробляється тільки окремий пункт до Настанови з експлуатації робочих еталонів об'єму газу.

Методика визначення комплексного показника якості [77] полягає в наступному. Оцінка якості програмних засобів включає вибір номенклатури показників, їх оцінку і зіставлення значень показників, отриманих в результаті порівняння із базовими значеннями.

Показники якості об'єднані в систему із чотирьох рівнів. Кожен вищестоящий рівень містить як складові показники нижчестоящих рівнів. Допускається вводити додаткові показники кожному з рівнів.

Для забезпечення можливості отримання інтегральної оцінки по групах показників якості використовують фактори якості (1-й рівень).

Кожному фактору якості відповідає певний набір критеріїв якості (комплексні показники - 2-й рівень).

Критерії якості визначають однією або декількома метриками (3-й рівень). Якщо критерій якості визначається однією метрикою, то рівень метрики опускається.

Метрики складаються із оцінних елементів (одиничних показників - 4-й рівень), що визначають задану в метриці властивість. Кількість оціночних елементів, що входять в метрику не обмежена.

Вибір оціночних елементів в метриці залежить від функціонального призначення оціночного елементу і визначається з урахуванням даних, отриманих при проведенні випробувань різних видів.

Для накопичення інформації про оціночні елементи формується довідник оціночних елементів на основі раніше отриманих даних про якість аналогічних програмних засобів.

В процесі оцінки якості програмних засобів на кожному рівні (крім рівня оціночних елементів) проводяться обчислення показників якості програмних засобів.

Загальна оцінка програмних засобів формується експертами із набору отриманих значень оцінок факторів якості.

Для оцінки якості програмних засобів різного призначення методом експертного опитування складається таблиця значень базових показників якості.

Кожен показник якості характеризується двома параметрами – кількісним значенням і ваговими коефіцієнтами (V_{ij}).

Сума вагових коефіцієнтів (V_{ij}) приймається рівною 1.

$$\sum_{i=1}^{n} V_{ij} = const = 1. \qquad (3.1)$$

Визначення усередненої оцінки (M_{kq}) оціночного елемента за декількома його значеннями (M_e) здійснюється за формулою:

$$M_{kq} = \frac{\sum_{e=1}^{T} M_e}{T}, \qquad (3.2)$$

де T - кількість значень оціночного елемента (ОЕ);

k - порядковий номер метрики;

q - порядковий номер ОЕ.

Підсумкова оцінка *k*-ї метрики *j*-го критерію здійснюється за формулою:

$$P_{jk}^{M} = \frac{\sum_{i=1}^{Q} M_{kq}}{Q}, \tag{3.3}$$

де Q - кількість ОЕ в k -ій метриці.

Абсолютні показники критеріїв *i*-го фактору якості визначаються за формулою:

$$P_{ij} = \sum_{k=1}^{n} \left(P_{jk}^{M} \cdot V_{jk}^{M} \right), \tag{3.4}$$

де n- кількість метрик, що відноситься до j-го критерію.

Відносний показник *j*-го критерію *i*-го фактору якості визначається за формулою:

$$K_{ij} = \frac{P_{ij}}{P_{ij}^{БАЗ}}. \tag{3.5}$$

Фактор якості (K_i^{Φ}) визначається за формулою:

$$K_i^{\Phi} = \sum_{j=1}^{N} \left(K_{ij} \cdot V_{ij}^{k} \right), \tag{3.6}$$

де N- кількість критеріїв, що відносяться до i -го фактору.

Використовуючи цю методику на першому етапі роботи [78] були проведені попередні випробування Програми перевірки побутових лічильників газу. Результати попередніх випробувань наведені в [79-81] та в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати попередніх випробувань визначення якісних показників програмного засобу 407368.00001–01 Програма перевірки побутових лічильників газу

Надійність	Супроводжуваність	Зручність використання	Ефективність	Універсальність	Функціональність
0,67	0,33	0,47	0,98	0,78	0,34

Другим етапом роботи [78] було розроблення комплекту програмної та експлуатаційної документації та проведення випробувань програмного засобу. Результати випробувань наведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати випробувань визначення якісних показників програмного засобу 407368.00001–01 Програма перевірки побутових лічильників газу

Надійність	Супроводжуваність	Зручність використання	Ефективність	Універсальність	Функціональність
0,67	0,58	0,93	0,98	0,78	0,57

Порівняльні характеристики показників якості до і після проведення науково-дослідної роботи [78] наведені на рис. 3.1.

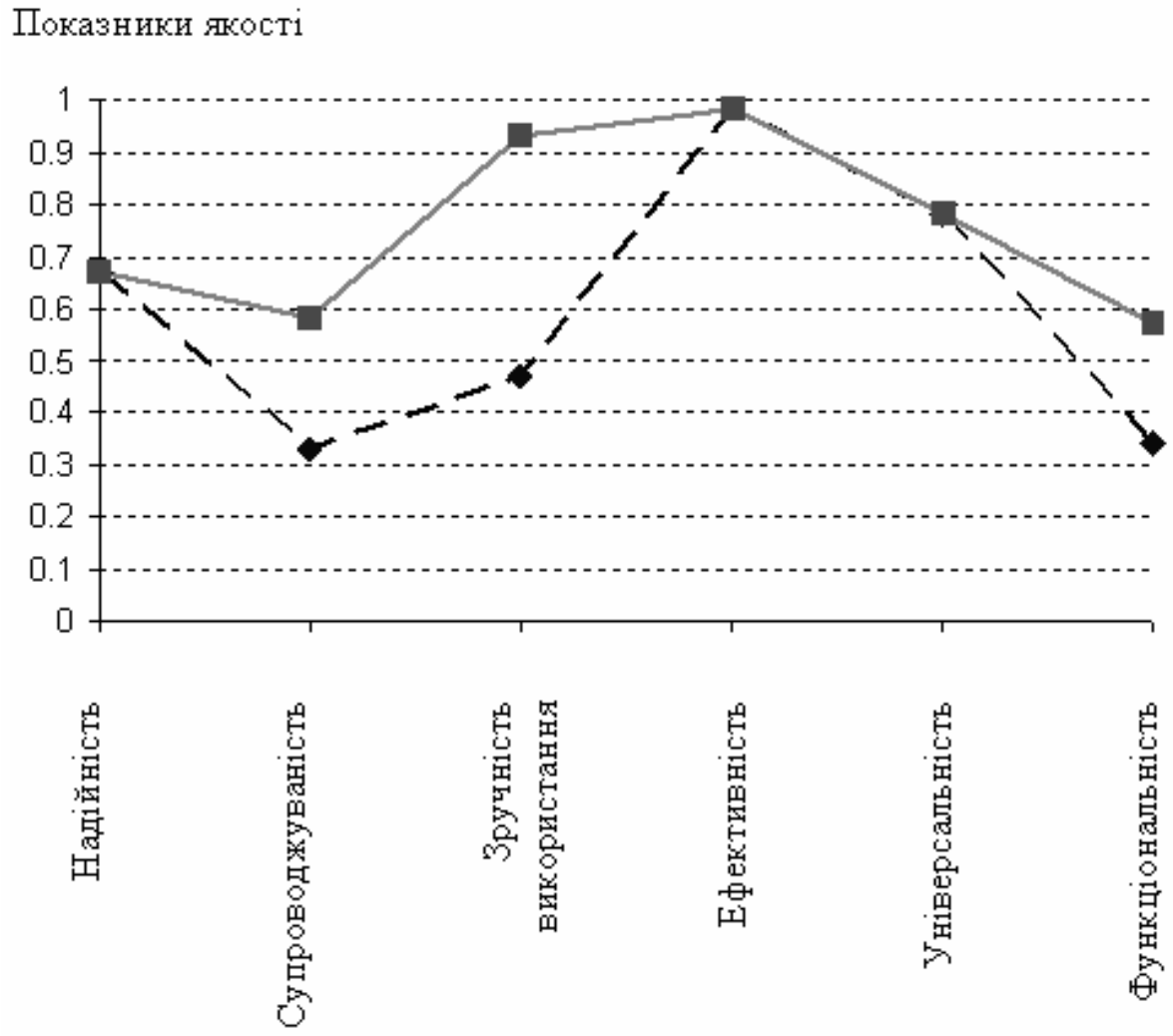


Рисунок 3.1 – Порівняльні характеристики показників якості

Як видно із графіків (рис. 3.1) та табл. 3.1 і табл. 3.2 ефект від виконання роботи [78] виразився у покращенні якісних показників з таких факторів якості: супроводжуваність, зручність використання, функціональність. На попередньому рівні залишились фактори: надійність, ефективність, універсальність. Відсоткові показники покращення кількісних показників факторів якості наведені в табл. 3.3 та на рис. 3.2.

Таблиця 3.3 – Покращення кількісних показників факторів якості

в %

Надій-ність	Супровод-жуваність	Зручність викори-стання	Ефекти-вність	Універ-сальність	Функціо-нальність
0	25	46	0	0	23

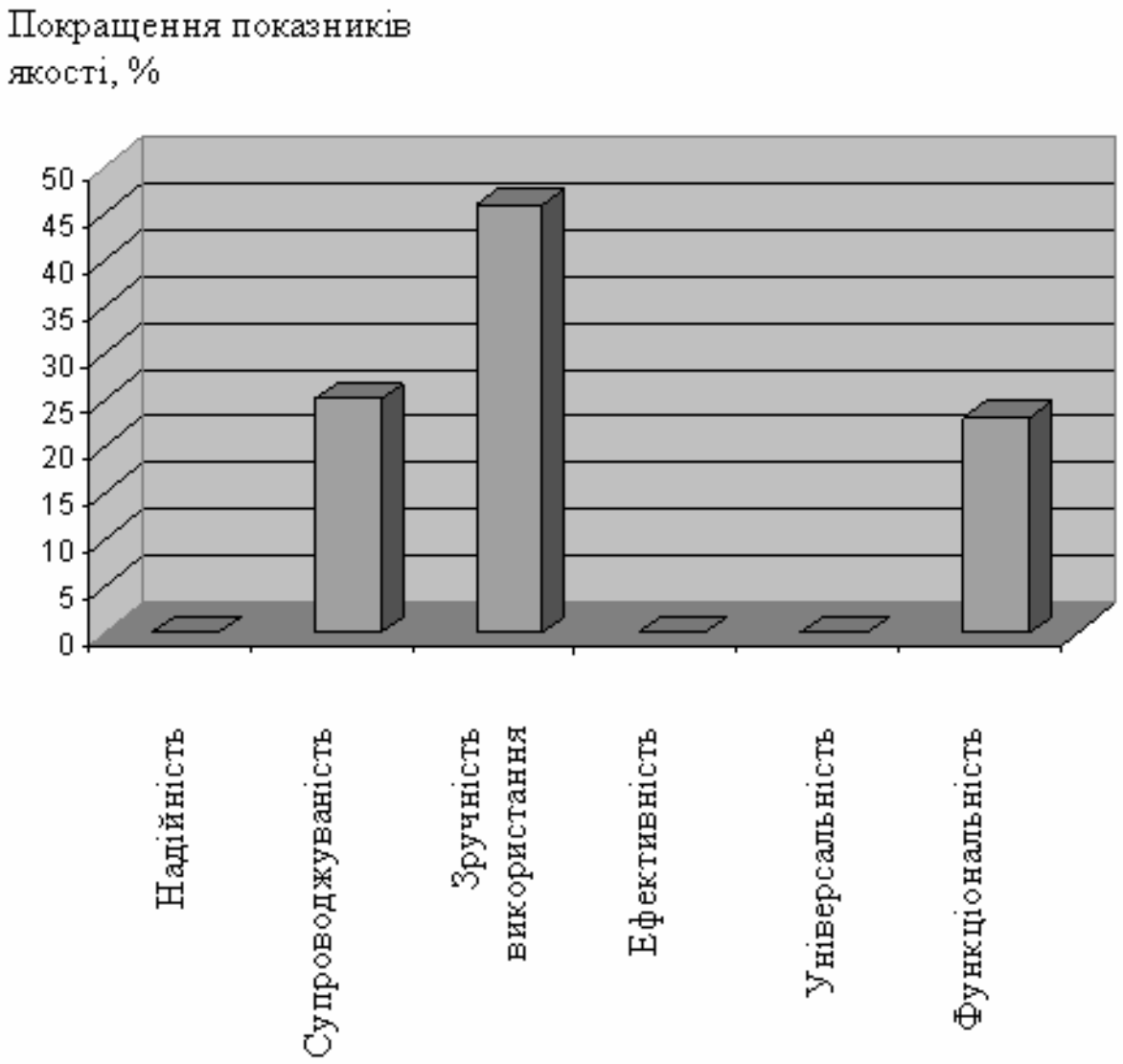


Рисунок 3.2 – Покращення показників якості

Попередні випробування програмного засобу (407368.00001–01 Програма перевірки побутових лічильників газу) засвідчили факт відсутності необхідного комплекту програмної та експлуатаційної документації, що спричинило невисокі числові значення факторів якості. Ефект від виконання науково-дослідної роботи [78] виразився у покращенні якісних показників з таких факторів якості: супроводжуваність, зручність використання, функціональність на 25%, 46% та 23%, відповідно.

3.2 Метрологічне ранжування якісних показників програмного забезпечення робочих еталонів об'єму газу

В методичних документах на державну метрологічну атестацію та повірку еталонів одиниці об'єму та об'ємної витрати газу наведені методики визначення метрологічних характеристик еталонів та давачів, що входять до складу цих еталонів, та сумарної похибки еталонів.

Однак, в жодному чинному в Україні методичному документі не наведено порядок визначення впливу на похибку еталонів об'єму та об'ємної витрати газу алгоритму оброблення даних програмним забезпеченням, що є прикладним математичним апаратом обчислювального компоненту інформаційно-вимірювальної системи еталонів. В методичних документах [20, 86] декларується, що повірку програмного забезпечення проводять згідно експлуатаційної документації на еталони. В експлуатаційній документації методика визначення похибки програмного забезпечення практично відсутня.

Нормативний документ [77] встановлює номенклатуру якісних показників програмних продуктів. Вибір номенклатури показників якості для конкретного програмного засобу здійснюється із врахуванням його призначення і вимог сфери застосування.

Програмне забезпечення робочих еталонів об'єму газу, відповідно до [77], відноситься до групи 505 – прикладні програми для керування технічними пристроями і технологічними процесами.

Однак, визначивши якісні показники програмного забезпечення обчислювальних компонентів робочих еталонів відповідно до вимог [77], неможливо оцінити вплив цих якісних показників на метрологічні характеристики цих установок.

Чинний експлуатаційний документ [24] встановлює методи визначення метрологічних характеристик програмних засобів методом „чорного ящика”, тобто, коли вводяться певні вхідні дані і оцінюються вихідні дані програмного забезпечення. Ні один методичний документ, що поширюється на повірочні установки лічильників газу не вимагає здійснення статичного тестування програмних засобів, тобто перевірки правильності алгоритму роботи програми шляхом аналізу вихідного коду програми. На відміну від цього, при оцінці якісних показників програмних продуктів [77] таке тестування здійснюється.

В роботах [82-84] проведене ранжування якісних показників програмного забезпечення для оцінки впливу цих показників на метрологічні характеристики повірочних установок. З асортименту показників вибрані тільки ті оціночні елементи (табл. 3.4) для яких можна визначити числові значення впливу на метрологічні параметри і, в результаті цього, визначити похибку програмних засобів.

Таблиця 3.4 – Номенклатура якісних показників програмного забезпечення повірочних установок лічильників газу, які впливають на метрологічні характеристики

Фактор якості	Шифр	Оціночний елемент
1 Надійність	*Н*01	Оцінка граничних результатів вимірювання вхідних даних на належність до промахів
	*Н*02	Показник стійкості до спотворюючих дій
	*Н*03	Ймовірність безвідмовної роботи
	*Н*04	Оцінка по тривалості перетворення вхідного набору даних у вихідний
2 Супрово-джуваність	*С*01	Використання середньостатистичних або приблизних значень параметрів, які не вимірюються
	*С*02	Відхилення результатів обчислень програмою у випадку використання числових методів, що відрізняються від описаних в програмній документації

Кінець таблиці 3.4

3 Зручність використання	*З*01	Достатність отриманої інформації для продовження роботи
4 Ефектив-ність	*Е*01	Кількість знаків після коми в результатах обчислень
	*Е*02	Час виконання програми
	*Е*03	Час реакції і відповідей
5 Універ-сальність	*У*01	Оцінка залежності функціонування програми від спеціальних пристроїв вводу-виводу
6 Функціо-нальність	*Ф*01	Відсутність суперечностей у виконанні алгоритмів

Методика визначення метрологічних показників програмних засобів на базі якісних показників у розрізі факторів якості наступна.

Для фактору якості "Надійність" сформовані метрологічні показники (рис. 3.3), які відповідають якісним показникам, наведеним в [77].

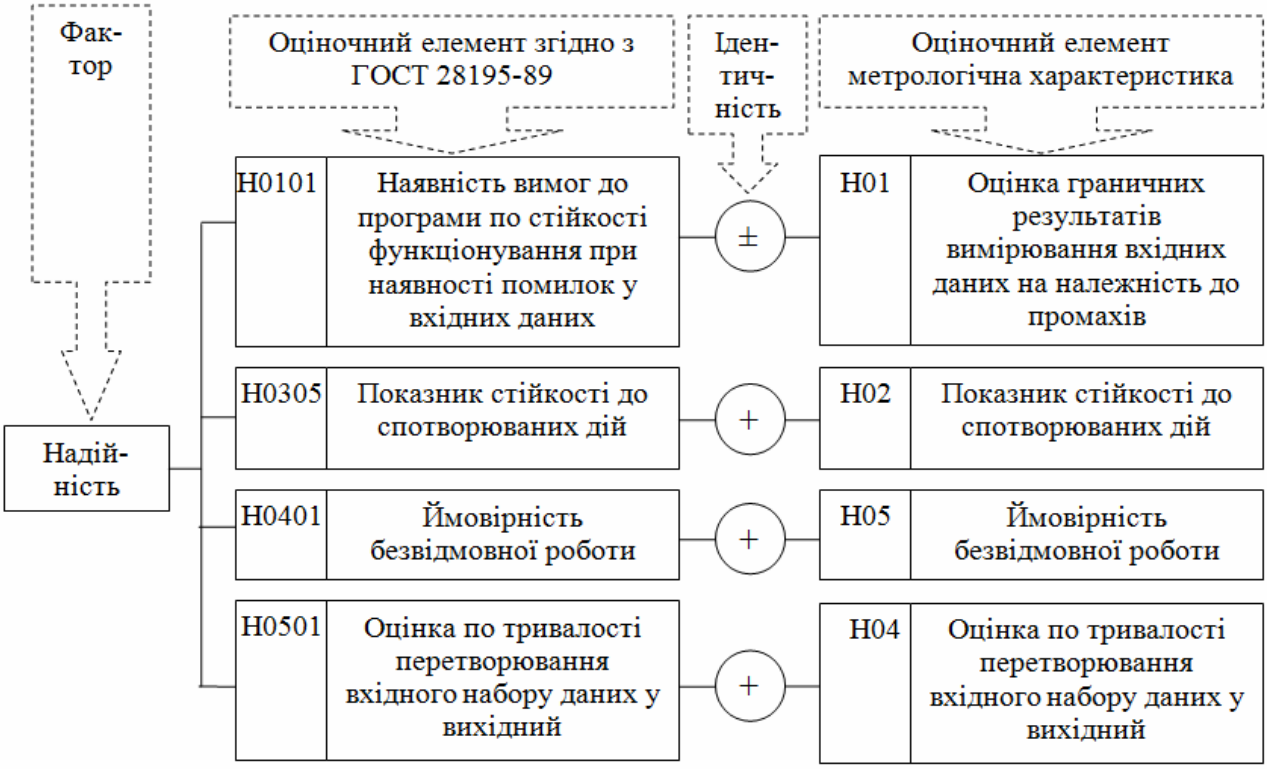


Рисунок 3.3 – Приклад оцінювання ідентичності кількісних і якісних показників надійності програмного забезпечення

На рисунку "+" позначено повну ідентичність якісної і метрологічної характеристики, "±" – часткову ідентичність і "-" – повну неідентичність.

Оцінка граничних результатів вимірювання вхідних даних на належність до промахів ($H01$) здійснюється в такій послідовності:

Для кожного i-го вимірювання вхідних даних за даного j-го значення $H01_{ji}$ визначають середнє значення $H01_j$:

$$\overline{H01_j} = \frac{\sum_{i=1}^{n} H01_{ji}}{m}, \tag{3.7}$$

де m - кількість вхідних даних.

Обчислюють середньоквадратичне відхилення (СКВ):

$$S_{H01j} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{m} \left(H01_{ji} - \overline{H01_j}\right)^2}{m-1}} \tag{3.8}$$

та вилучають промахи згідно [85]. Для вилучення промахів обчислюють відношення:

$$r_1 = \frac{\overline{H01}_j - H01_{\min}}{S_{H01j}} \tag{3.9}$$

$$r_m = \frac{H01_{\max} - \overline{H01}_j}{S_{H01j}} \tag{3.10}$$

де $H01_{\min}$ та $H01_{\max}$ – мінімальне та максимальне значення із m–ї кількості вимірювань.

Якщо відношення r_1 та r_m менші або рівні значенню 2,551, то вважають розподіл нормальним і таким, що серед вибірки відсутні промахи. Якщо ці відношення більші за значення 2,551, то необхідно те значення ($H01_{\min}$ або $H01_{\max}$), що викликало збільшення відношення, відкинути та продовжити без нього обчислення середнього значення та середнього квадратичного відхилення.

Коли відношення r_1 та r_m стануть менші або рівні значенню 2,551, тоді обчислюють відкориговане середнє значення вхідної величини:

$$\overline{H01_{jк}} = \frac{\sum_{i=1}^{m} H01_{ji}}{m} \tag{3.11}$$

Якщо алгоритм роботи програми не передбачає здійснення оцінки вхідних даних на наявність промахів, то похибка від впливу недостовірних вхідних даних оцінюється за формулами:

$$\delta_{H01_{\min}} = \frac{H01_{\min} - \overline{H01_{jк}}}{\overline{H01_{jк}}} \cdot 100\% \tag{3.12}$$

$$\delta_{H01_{\max}} = \frac{H01_{\max} - \overline{H01_{jк}}}{\overline{H01_{jк}}} \cdot 100\% \tag{3.13}$$

Із отриманих значень, обчислених за формулами (3.12) і (3.13) вибирають найбільше значення, тобто $\delta_{H01} = \delta_{H01_{\min}}$, або $\delta_{H01} = \delta_{H01_{\max}}$, відповідно.

Показник стійкості до спотворюючих дій ($H02$) визначають за формулою:

$$\delta_{H02} = \frac{D}{K} \cdot 100\%, \tag{3.14}$$

де D – кількість експериментів, в яких спотворююча дія приводила до відмови, K – кількість експериментів, в яких імітувалися спотворюючі дії.

Ймовірність безвідмовної роботи ($H03$) визначають за формулою:

$$\delta_{H03} = \frac{Q}{N} \cdot 100\%, \tag{3.15}$$

де Q – кількість зареєстрованих відмов, N – кількість експериментів.

Оцінка по тривалості перетворення вхідного набору даних у вихідний ($H04$) здійснюється за формулою:

$$\delta_{H04} = \begin{cases} 0, \quad \text{якщо} \quad T_{\text{п}i} \le T_{\text{п}i}^{\text{доп}} \\ \dfrac{T_{\text{п}i}^{\text{доп}}}{T_{\text{п}i}} \cdot 100\%, \quad \text{якщо} \quad T_{\text{п}i} > T_{\text{п}i}^{\text{доп}} \end{cases} \tag{3.16}$$

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

Для фактору якості "Супроводжуваність" метрологічні показники (рис. 3.4) наступні.

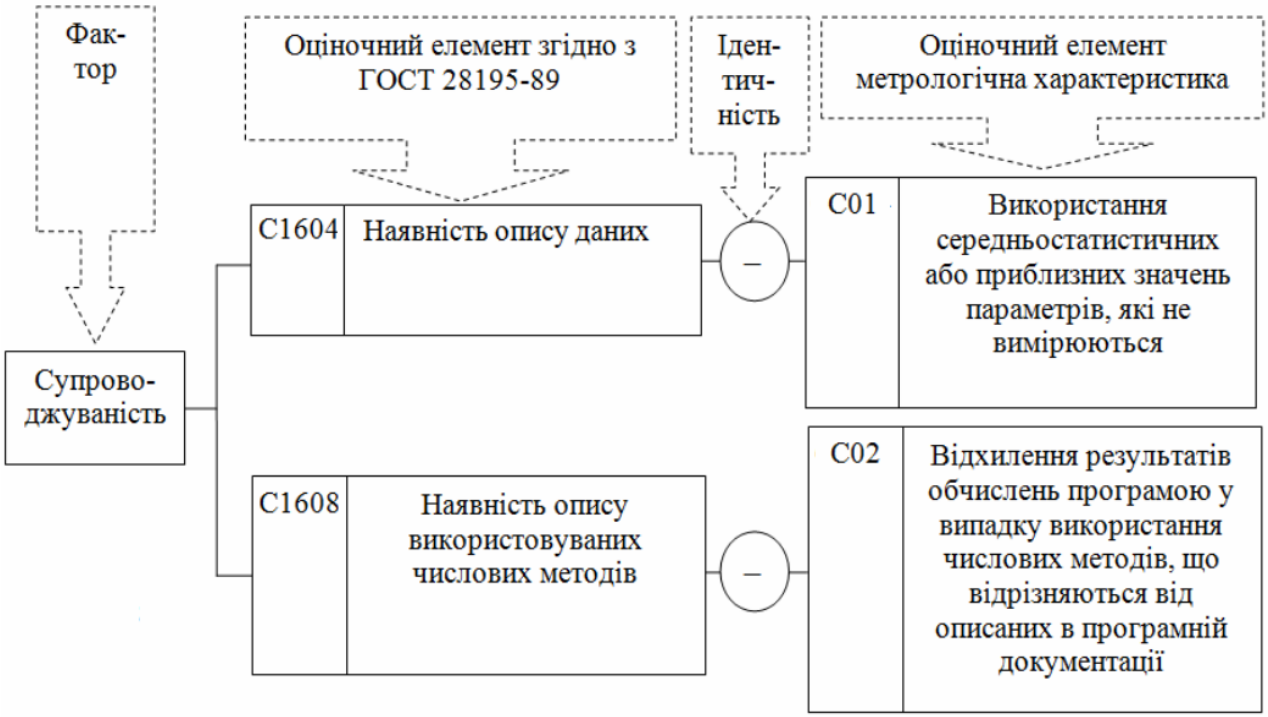


Рисунок 3.4 – Приклад оцінювання ідентичності кількісних і якісних показників супроводжуваності програмного забезпечення

Похибка від використання середньостатистичних або приблизних значень параметрів, які не вимірюються ($C01$), визначається за формулою:

$$\delta_{C01} = \frac{C01_{\text{сер},\approx} - C01_{\text{вим}}}{C01_{\text{вим}}} \cdot 100\% \qquad (3.17)$$

де $C01_{\text{сер},\approx}$ – середньостатистичне або приблизне значення параметру, який не вимірюється, $C01_{\text{вим}}$ – значення параметру, у випадку його вимірювання.

Відхилення результатів обчислень програмою у випадку використання числових методів, що відрізняються від описаних в програмній документації ($C02$), визначається в такій послідовності:

Обчислюють середньоквадратичне відхилення (СКВ) обчислених значень фізичної величини за методом, описаним в програмній документації S_1 та за методом, відтвореним в програмі S_2:

$$S_1 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} \Delta_{1i}^2}{n(n-1)}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (p_{\text{апр1}i} - p_{\text{експ}i})^2}{n(n-1)}}, \quad (3.18)$$

$$S_2 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} \Delta_{2i}^2}{n(n-1)}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (p_{\text{апр2}i} - p_{\text{експ}i})^2}{n(n-1)}}, \quad (3.19)$$

де $p_{\text{апр1}}$ та $p_{\text{апр2}}$ – значення фізичної величини обчислені за методом, описаним в програмній документації та за методом, відтвореним в програмі; $p_{\text{експ}}$ – експериментальні значення, n – кількість точок вимірювання.

Похибка від впливу даного якісного показника на метрологічні характеристики програми визначається за формулою:

$$\delta_{C02} = \begin{cases} 0, & \text{якщо } S_2 \le S_1 \\ \dfrac{p_{\text{апр2}i} - p_{\text{експ}i}}{p_{\text{експ}i}} \cdot 100\%, & \text{якщо } S_2 > S_1 \end{cases}. \quad (3.20)$$

Для фактору якості "Зручність використання" метрологічні показники наведені на рис. 3.5.

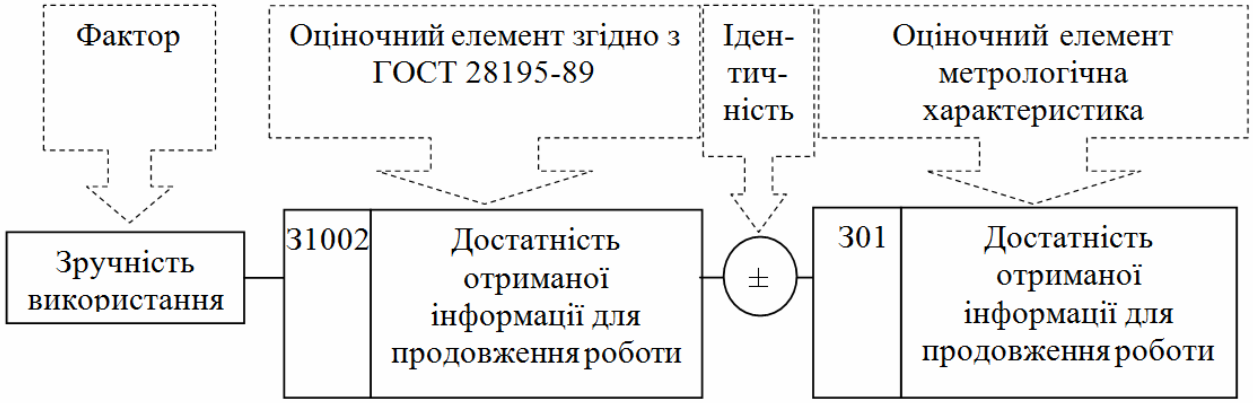


Рисунок 3.5 – Приклад оцінювання ідентичності кількісних і якісних показників зручності використання програмного забезпечення

Достатність отриманої інформації для продовження роботи (*301*) оцінюється за формулою:

$$\delta_{301} = \begin{cases} 0, \text{ якщо } l \geq n \\ \dfrac{\left(\dfrac{\sum_{i=1}^{l} 301_i}{l} - \dfrac{\sum_{i=1}^{n} 301_i}{n} \right)}{\dfrac{\sum_{i=1}^{n} 301_i}{n}} \cdot 100\%, \text{ якщо } l < n \end{cases}, \quad (3.21)$$

де 301_i – значення фізичної величини, n – необхідна (достатня) кількість значень фізичної величини, l – фактична кількість отриманих значень.

Для фактору якості "Ефективність" метрологічні показники (рис. 3.6) наступні.

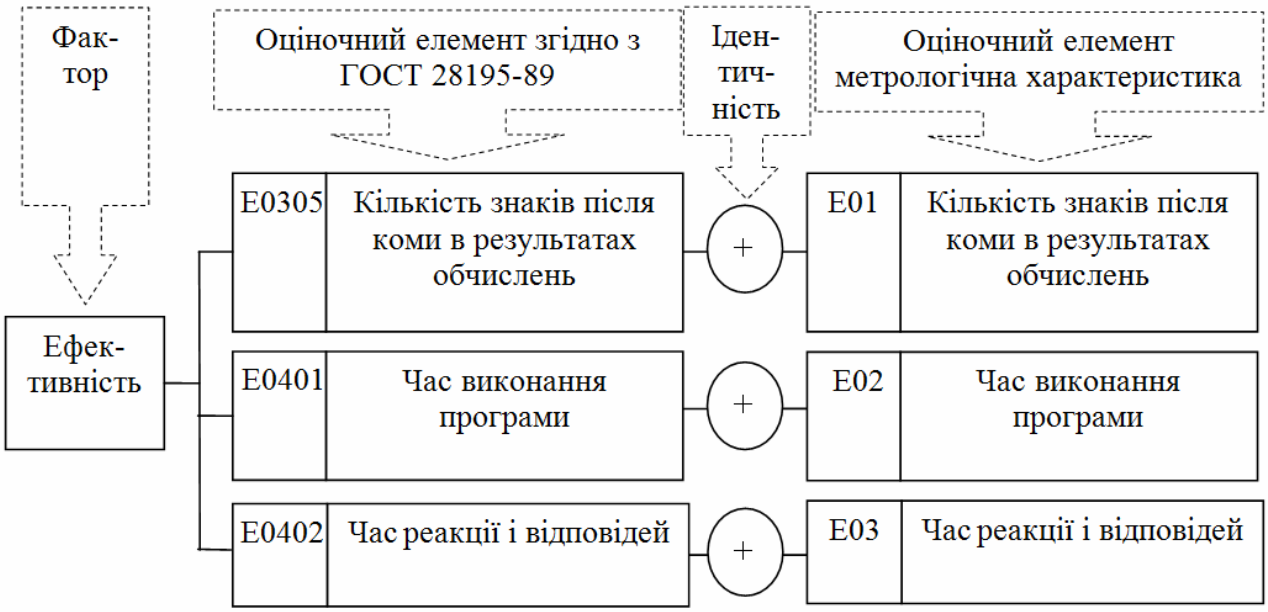


Рисунок 3.6 – Приклад оцінювання ідентичності кількісних і якісних показників ефективності програмного забезпечення

Вплив кількості знаків після коми в результатах обчислень ($E01$), які видаються програмою на метрологічні характеристики повірочних установок оцінюється похибкою:

$$\delta_{E01} = \frac{10^{-f}}{E01} \cdot 100\%, \quad (3.22)$$

де $E01$ – числове значення результату обчислень, f – наявний в результаті знак після коми.

Оцінка часу виконання програми ($E02$) здійснюється за формулою:

$$\delta_{E02} = \begin{cases} 0, & \text{якщо } T_{\text{в}} \le T_{\text{в}}^{\text{доп}} \\ \dfrac{T_{\text{в}}^{\text{доп}}}{T_{\text{в}}} \cdot 100\%, & \text{якщо } T_{\text{в}} > T_{\text{в}}^{\text{доп}} \end{cases} \tag{3.23}$$

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

Оцінка часу реакції і відповідей програми ($E03$) здійснюється за формулою:

$$\delta_{E03} = \begin{cases} 0, & \text{якщо } T_{\text{р}} \le T_{\text{р}}^{\text{доп}} \\ \dfrac{T_{\text{р}}^{\text{доп}}}{T_{\text{р}}} \cdot 100\%, & \text{якщо } T_{\text{р}} > T_{\text{р}}^{\text{доп}} \end{cases} \tag{3.24}$$

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

Для фактору якості "Універсальність" метрологічні показники наведені на рис. 3.7.

Рисунок 3.7 – Приклад оцінювання ідентичності кількісних і якісних показників універсальності програмного забезпечення

Під оцінкою залежності функціонування програми від спеціальних пристроїв вводу-виводу ($У01$) мається на увазі (в адаптації до перевірочних установок лічильників газу) визначення відхилення внесеної в програму і отриманої за результатами метрологічної атестації градуювальних характеристик давачів фізичних величин, що використовуються в установках.

Відхилення градуювальних характеристик визначається за формулою:

$$\delta_{У01i} = \frac{У01_{Пi} - У01_{Мi}}{У01_{Мi}} \cdot 100\%, \qquad (3.25)$$

де $\delta_{У01i}$ – значення відхилення градуювальних характеристик на i-й точці, $У01_{Пi}$, $У01_{Мi}$ – значення фізичної величини, визначеної за формулою градуювальної характеристики давача, внесеної до програми та визначеної за результатами метрологічної атестації на i-й точці, відповідно.

Із отриманих значень, обчислених за формулою (3.25) вибирають найбільше значення, тобто $\delta_{У01} = (\delta_{У01i})_{\max}$.

Суперечності у виконанні алгоритмів ($Ф01$) можуть виникнути будь-якого характеру, тому для оцінки цього параметру потрібен індивідуальний підхід. Одним із прикладів суперечності може бути переприсвоєння значення, або функціональної залежності деякому параметру. Наприклад, визначається якийсь параметр за певною функціональною залежністю, аргументами якої є виміряні величини. Програма оцінює обчислені значення і, якщо вони виходять за допустимі межі, переприсвоює їм нові значення, що знаходяться у встановлених межах та визначені за зовсім іншою функціональною залежністю, яка не описана в програмних чи методичних документах.

Для фактору якості "Функціональність" сформовані метрологічні показники (рис. 3.8), які відповідають якісним показникам.

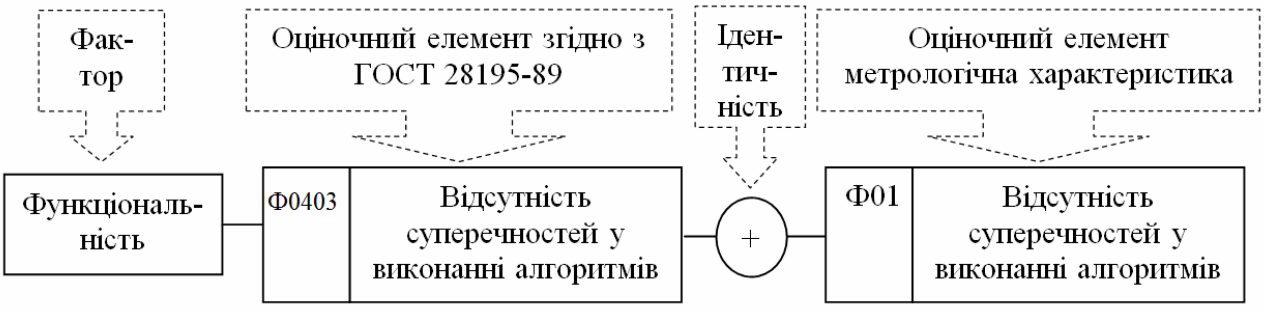


Рисунок 3.8 – Приклад оцінювання ідентичності кількісних і якісних показників функціональності програмного забезпечення

Похибка впливу суперечності у виконанні алгоритму роботи програми на метрологічні характеристики перевірочної установки визначається за формулою:

$$\delta_{\Phi 01} = \frac{\Phi 01_{\text{П}} - \Phi 01_{\text{Д}}}{\Phi 01_{\text{Д}}} \cdot 100\%, \qquad (3.26)$$

де $\Phi 01_{\text{Д}}$ - значення фізичної величини, обчисленої за алгоритмом описаним в програмних чи методичних документах, $\Phi 01_{\text{П}}$ - значення фізичної величини отримане нею внаслідок впливу суперечності (наприклад, переприсвоєння).

3.3 Метрологічна модель програмного забезпечення обчислювальних компонентів еталонів одиниць об'єму та об'ємної витрати газу

На даний час, в Україні, практично, всі робочі еталони об'єму газу комп'ютеризовані, тобто містять обчислювальний компонент з відповідним програмним забезпеченням, що служить для автоматизованого визначення похибок цих еталонів за результатами вимірювань параметрів фізичних величин.

В роботі [36] декларується наявність похибки системи обробки вимірювальної інформації, але відсутні формули для її визначення.

В методичних документах [27, 86] вказано, що перевірка алгоритму роботи програмного забезпечення проводиться згідно експлуатаційної документації на робочий еталон, або за додатковою програмою шляхом імітації повірки лічильника (-ів) газу. В даних документах відсутні формули для визначення похибки програмного забезпечення та впливу цієї похибки на похибку повірочної установки. Інші чинні методичні документи, що поширюються на робочі еталони об'єму газу, взагалі не вказують на наявність похибки програмного забезпечення.

Для визначення похибки програмного забезпечення еталонів одиниць об'єму та об'ємної витрати газу розглянемо рівняння вимірювань [27, 86], яке закладене в алгоритм роботи програми обчислювального компоненту цих еталонів:

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{V_{\text{K}j}} \cdot \frac{P_{\text{a}j} + P_{ji}}{P_{\text{a}j} + P_{\text{E}ji}} \cdot \frac{t_{\text{E}ji} + 273{,}15}{t_{ji} + 273{,}15}, \qquad (3.27)$$

в якому, для кожного *i*-го вимірювання за даного *j*-го значення об'ємної витрати, містяться наступні параметри:

- коефіцієнт перетворення лічильника газу, що піддається контролю (K_{ji}), імп/м^3;

- кількість імпульсів з лічильника газу (N_{ji});

- контрольний об'єм, що відтворений та переданий еталоном (V_{Kj}), м^3;

- надлишковий тиск в еталоні (P_{Ei}) та лічильнику газу, (P_{ji}), Па;

- температура у еталоні (t_{Eji}) та на виході (вході) в лічильник газу (t_{ji}), °С;

- атмосферний тиск (P_{aj}), Па.

Проаналізувавши впливові фактори на точність обчислення програмою, сформований бюджет похибок, що зображений у вигляді метрологічної моделі програмного забезпечення еталонів одиниць об'єму та об'ємної витрати газу (рис. 3.9) [87].

Рисунок 3.9 – Метрологічна модель програмного забезпечення еталонів одиниць об'єму та об'ємної витрати газу

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

$$\Theta = \pm 1{,}1\sqrt{\sum_{i=1}^{6}\left(\frac{\partial K}{\partial X}\cdot \delta_1(X)\right)_i^2}\,, \tag{3.28}$$

де $\frac{\partial K}{\partial X}$ – часткові похідні по виміряних параметрах $N, P_{\text{а}}, P, P_{\text{Е}}, t_{\text{Е}}, t$,

$$\delta_1(X) = \sqrt{\left(\delta_{H01}(X)\right)^2 + \left(\delta_{C01;\Phi 01}(X)\right)^2}\,. \tag{3.29}$$

Відхилення результатів обчислень програмою у випадку використання числових методів, що відрізняються від описаних в програмній документації (δ_{C02}), визначаються за формулою:

$$\delta_{C02}(N) = \begin{cases} 0, & \text{якщо} \quad S_2 \le S_1 \\ \dfrac{N_{\text{апр2}i} - N_{\text{експ}i}}{N_{\text{експ}i}}\cdot 100\%, & \text{якщо} \quad S_2 > S_1 \end{cases}. \tag{3,30}$$

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

$$S_1 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(N_{\text{апр1}i} - N_{\text{експ}i})^2}{n(n-1)}}\,, \tag{3.31}$$

$$S_2 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(N_{\text{апр2}i} - N_{\text{експ}i})^2}{n(n-1)}}\,, \tag{3.32}$$

де $N_{\text{апр1}}$ та $N_{\text{апр2}}$ – значення фізичної величини обчислені за методом, описаним в програмній документації та за методом, відтвореним в програмі; $N_{\text{експ}}$ – експериментальні значення, n – кількість точок вимірювання.

Відхилення внесеної в програму і отриманої за результатами метрологічної атестації градуювальних характеристик давачів

фізичних величин, що використовуються в перевірочних установках ($\delta_{У01}$), визначається за формулами:

$$\delta_{У01}(X_1) = \max\left(\frac{X_{1\Pi i} - X_{1\text{М}i}}{X_{1\text{М}i}}\right)\cdot 100\%, \qquad (3.33)$$

де $X_{1\Pi i}$, $X_{1\text{М}i}$ – значення фізичної величини $P_{\text{а}}, P, P_{\text{Е}}, t_{\text{Е}}, t$, визначеної за формулою градуювальної характеристики давача, внесеної до програми та визначеної за результатами метрологічної атестації на i-й точці, відповідно.

Достатність отриманої інформації для продовження роботи ($\delta_{З01}$) оцінюється формулою:

$$\delta_{З01}(X_2) = \begin{cases} 0, \text{ якщо } l \geq n \\ \dfrac{\left(\dfrac{\sum_{i=1}^{l} X_{2i}}{l} - \dfrac{\sum_{i=1}^{n} X_{2i}}{n}\right)}{\dfrac{\sum_{i=1}^{n} X_{2i}}{n}}\cdot 100\%, \text{ якщо } l < n \end{cases}, \qquad (3.34)$$

де n – необхідна (достатня) кількість значень фізичної величини X_2 ($P, P_{\text{Е}}, t_{\text{Е}}, t$), l – фактична кількість отриманих значень.

Вплив кількості знаків після коми в результатах обчислень, які видаються програмою на метрологічні характеристики повірочних установок (δ_{E01}) оцінюється похибкою:

$$\delta_{E01}(X_3) = \frac{10^{-f(X_3)}}{X_3}\cdot 100\%, \qquad (3.35)$$

де f - наявний в результаті знак після коми, X_3 – значення фізичних величин $N, V_{\text{К}}, P_{\text{а}}, P, P_{\text{Е}}, t_{\text{Е}}, t, K$.

Середньоквадратичне відхилення результатів вимірювання (СКВ) визначається за формулою:

$$S = \sqrt{\left(\frac{\partial K}{\partial X}\right)^2 \cdot (\delta_2(N))^2 + \left(\frac{\partial K}{\partial X}\right)^2 \cdot (\delta_2(P_a))^2 + \\ + \sum_{n=1}^{4}\left(\left(\frac{\partial K}{\partial X_2}\right)^2 \cdot (\delta_2(X_2))^2\right)_n + \sum_{m=1}^{8}\left(\left(\frac{\partial K}{\partial X_3}\right)^2 \cdot (\delta_{E01})^2\right)_m}, \quad (3.36)$$

де

$$\delta_2(N) = \delta_{C02}(N), \quad (3.37)$$

$$\delta_2(P_a) = \delta_{У01}(P_a), \quad (3.38)$$

$$\delta_2(X_2) = \sqrt{(\delta_{У01}(X_2))^2 + (\delta_{З01}(X_2))^2}. \quad (3.39)$$

Похибка програмного забезпечення

$$\delta_{ПЗ} = S_\Sigma = \sqrt{S^2 + \frac{\Theta^2}{3}}, \quad (3.40)$$

де S_Σ – середнє квадратичне відхилення суми невиключених систематичних і випадкових похибок програмного забезпечення.

3.4 Методологія визначення метрологічних характеристик обчислювальних компонентів еталонів одиниці об'єму газу

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

Чинні методичні документи встановлюють методи визначення та контролю метрологічних характеристик дзвоновимірювальних установок, еталонних лічильників газу, критичних сопел, PVT ємностей і не містять методик визначення похибок програмного забезпечення еталонів, хоча вказують на необхідність оцінки цих похибок. Зокрема, в методичних документах [27. 86] вказано, що перевірку програмного забезпечення проводять згідно експлуатаційної документації на повірочну установку, або за додатковою програмою шляхом імітації повірки лічильника (-ів)

газу. Результати перевірки програмного забезпечення вважають позитивними, якщо виконуються вимоги, визначені експлуатаційною документацією на установку.

Експлуатаційна документація [24] встановлює наступну методику визначення похибки програми. Обчислену програмою похибку лічильника газу, який повіряється на установці, перевіряють розрахунковим способом за формулою наведеною в [25]:

$$\delta = \left[\frac{V_i}{V_0} \cdot \frac{P_i}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T_i} - 1 \right] \cdot 100\% , \qquad (3.41)$$

де V_i – об'єм, виміряний i-тим лічильником, що повіряють, м^3; V_0 – об'єм, виміряний еталонним лічильником газу, м^3; P_i – абсолютний тиск на вході i-го лічильника, що повіряють, Па; P_0 – абсолютний тиск на вході еталонного лічильника газу, Па; T_0 – абсолютна температура на вході еталонного лічильника газу, К; T_i – абсолютна температура на вході i-го лічильника, що повіряють, К.

Програмне забезпечення вважають таким, що витримало тестування (відповідно до [24]), якщо різниця значень відносної похибки лічильників за результатом розрахунку за формулою (3.41) і визначеної при повірці лічильників на установці не перевищує ± 0,1 %. Не визначаються і якісні показники програмного забезпечення еталонів об'єму газу відповідно до вимог нормативних документів [77, 62, 88, 89]. Були розроблені тільки методики визначення якісних показників лічильників газу [90-92]. В жодному чинному нормативному, методичному чи експлуатаційному документі, що регламентують вимоги до технічних характеристик еталонів об'єму газу, не наведені сертифікаційні чи метрологічні моделі програмного забезпечення, що входить до складу обчислювальних компонентів цих еталонів. В роботі [93] наведені процедури оцінювання метрологічних характеристик обчислювальних компонентів вимірювальних інформаційних систем методом динамічного тестування (експериментально) і відсутня номенклатура складових похибки, що визначається при статичному тестуванні (аналізі коду програм).

Методика, наведена в [24], не дозволяє визначити похибку програмного забезпечення, а лише перевірити правильність написання рівняння (5.103) в коді програми. Не обґрунтованим є встановлення границі похибки ± 0,1 %.

Для об’єктивного визначення похибки програми необхідно виявити всі можливі невідповідності в роботі програмного забезпечення та оцінити їх вплив на похибку програми. Визначити метрологічні характеристики програмного забезпечення можна під час звірення еталонів одиниці об’єму та об’ємної витрати газу за допомогою еталонів передавання, оскільки процедура звірення охоплює роботу всіх вимірювальних каналів інформаційно-вимірювальної системи еталонів.

За результатами статичного тестування (перевірки програмного коду) існуючого програмного забезпечення еталонів одиниці об’єму та об’ємної витрати газу розроблена нижчевикладена методика визначення похибки обчислювальних компонентів еталонів [94].

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

- контрольного об’єму, що пропущено через еталон передавання (V_{Kj}), м^3;

- кількості імпульсів з еталона передавання (N_{ji});

- надлишкового тиску в повірочній установці, що звіряється (P_{Ei}) та перед (або на) еталоні передаванні, (P_{ji}), Па;

- температури у еталоні (t_{Eji}), та на виході (вході) в еталон передавання (t_{ji}), °С

- атмосферного тиску (P_{aj}), Па.

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

– значення об’єму, що пройшов через еталон приведений до умов установки, що звіряється:

$$V_{ji} = V_{Kj} \cdot \frac{P_{aj} + P_{Eji}}{P_{aj} + P_{ji}} \cdot \frac{t_{ji} + 273{,}15}{t_{Eji} + 273{,}15}, \tag{3.42}$$

– коефіцієнта перетворення еталона передавання:

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{V_{ji}}, \tag{3.43}$$

тоді

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{V_{Kj}} \cdot \frac{P_{aj} + P_{ji}}{P_{aj} + P_{Eji}} \cdot \frac{t_{Eji} + 273{,}15}{t_{ji} + 273{,}15}. \tag{3.44}$$

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

$$\delta_{H01}(N) = \max\begin{cases} \dfrac{N_{\max} - \overline{N_{ji}}}{\overline{N_{ji}}} \cdot 100\% \\ \dfrac{N_{\min} - \overline{N_{ji}}}{\overline{N_{ji}}} \cdot 100\% \end{cases}, \tag{3.45}$$

$$\delta_{H01}(P_{\text{a}}) = \max\begin{cases} \dfrac{P_{\text{a}\max} - \overline{P_{\text{a}\,j}}}{\overline{P_{\text{a}\,j}}} \cdot 100\% \\ \dfrac{P_{\text{a}\min} - \overline{P_{\text{a}\,j}}}{\overline{P_{\text{a}\,j}}} \cdot 100\% \end{cases}, \tag{3.46}$$

$$\delta_{H01}(P) = \max\begin{cases} \dfrac{P_{\max} - \overline{P_{ji}}}{\overline{P_{ji}}} \cdot 100\% \\ \dfrac{P_{\min} - \overline{P_{ji}}}{\overline{P_{ji}}} \cdot 100\% \end{cases}, \tag{3.47}$$

$$\delta_{H01}(P_{\text{E}}) = \max\begin{cases} \dfrac{P_{\text{E}\max} - \overline{P_{\text{E}\,ji}}}{\overline{P_{\text{E}\,ji}}} \cdot 100\% \\ \dfrac{P_{\text{E}\min} - \overline{P_{\text{E}\,ji}}}{\overline{P_{\text{E}\,ji}}} \cdot 100\% \end{cases}, \tag{3.48}$$

$$\delta_{H01}(t_{\text{E}}) = \max\begin{cases} \dfrac{t_{\text{E}\max} - \overline{t_{\text{E}\,ji}}}{\overline{t_{\text{E}\,ji}}} \cdot 100\% \\ \dfrac{t_{\text{E}\min} - \overline{t_{\text{E}\,ji}}}{\overline{t_{\text{E}\,ji}}} \cdot 100\% \end{cases}, \tag{3.49}$$

$$\delta_{H01}(t) = \max\begin{cases} \dfrac{t_{\max} - \overline{t_{ji}}}{\overline{t_{ji}}} \cdot 100\% \\ \dfrac{t_{\min} - \overline{t_{ji}}}{\overline{t_{ji}}} \cdot 100\% \end{cases}, \tag{3.50}$$

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

У випадку використання середньостатистичних або приблизних значень параметрів, які не вимірюються, наприклад, внесення

оператором в програму середнього для даної місцевості, в якій експлуатується еталон, атмосферного (барометричного) тиску (δ_{C01}) або програмного переприсвоєння значення фізичної величини замість виміряного якогось згенерованого або середнього значення ($\delta_{\Phi 01}$), визначається за формулами:

$$\delta_{C01;\Phi 01}(N) = \frac{N_{\text{сер},\approx,\text{П}} - N_{ji}}{N_{ji}} \cdot 100\%, \tag{3.51}$$

$$\delta_{C01;\Phi 01}(P_{\text{a}}) = \frac{P_{\text{a сер},\approx,\text{П}} - P_{\text{a}\,j}}{P_{\text{a}\,j}} \cdot 100\%, \tag{3.52}$$

$$\delta_{C01;\Phi 01}(P) = \frac{P_{\text{сер},\approx,\text{П}} - P_{ji}}{P_{ji}} \cdot 100\%, \tag{3.53}$$

$$\delta_{C01;\Phi 01}(P_{\text{E}}) = \frac{P_{\text{E сер},\approx,\text{П}} - P_{\text{E}\,j}}{P_{\text{E}\,j}} \cdot 100\%, \tag{3.54}$$

$$\delta_{C01;\Phi 01}(t_{\text{E}}) = \frac{t_{\text{E сер},\approx,\text{П}} - t_{\text{E}\,j}}{t_{\text{E}\,j}} \cdot 100\%, \tag{3.55}$$

$$\delta_{C01;\Phi 01}(t) = \frac{t_{\text{сер},\approx,\text{П}} - t_{ji}}{t_{ji}} \cdot 100\%. \tag{3.56}$$

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

$$\delta_{C02}(N) = \begin{cases} 0, \text{ якщо } S_2 \le S_1 \\ \dfrac{N_{\text{апр2}i} - N_{\text{експ}i}}{N_{\text{експ}i}} \cdot 100\%, \text{ якщо } S_2 > S_1 \end{cases}. \tag{3.57}$$

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

$$S_1 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (N_{\text{апр1}i} - N_{\text{експ}i})^2}{n(n-1)}}, \tag{3.58}$$

$$S_2 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(N_{\text{апр2}i} - N_{\text{експ}i})^2}{n(n-1)}}, \qquad (3.59)$$

де $N_{\text{апр1}}$ та $N_{\text{апр2}}$ – значення фізичної величини обчислені за методом, описаним в програмній документації та за методом, відтвореним в програмі; $N_{\text{експ}}$ – експериментальні значення, n – кількість точок вимірювання.

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

$$\delta_{У01}(P_{\text{а}}) = \max\left(\frac{P_{\text{а П}i} - P_{\text{а М}i}}{P_{\text{а М}i}}\right)\cdot 100\%, \qquad (3.60)$$

де $P_{\text{а П}i}$, $P_{\text{а М}i}$ - значення фізичної величини, визначеної за формулою градуювальної характеристики давача, внесеної до програми та визначеної за результатами метрологічної атестації на i-тій точці, відповідно.

Аналогічно

$$\delta_{У01}(P) = \max\left(\frac{P_{\text{П}i} - P_{\text{М}i}}{P_{\text{М}i}}\right)\cdot 100\%, \qquad (3.61)$$

$$\delta_{У01}(P_{\text{Е}}) = \max\left(\frac{P_{\text{Е П}i} - P_{\text{Е М}i}}{P_{\text{Е М}i}}\right)\cdot 100\%, \qquad (3.62)$$

$$\delta_{У01}(t_{\text{Е}}) = \max\left(\frac{t_{\text{Е П}i} - t_{\text{Е М}i}}{t_{\text{Е М}i}}\right)\cdot 100\%, \qquad (3.63)$$

$$\delta_{У01}(t) = \max\left(\frac{t_{\text{П}i} - t_{\text{М}i}}{t_{\text{М}i}}\right)\cdot 100\%. \qquad (3.64)$$

Достатність отриманої інформації для продовження роботи оцінюється формулою:

$$\delta_{301}(P)=\begin{cases}0,\ \text{якщо } l\geq n\\ \dfrac{\left(\dfrac{\sum_{i=1}^{l}P_i}{l}-\dfrac{\sum_{i=1}^{n}P_i}{n}\right)}{\dfrac{\sum_{i=1}^{n}P_i}{n}}\cdot 100\%,\ \text{якщо } l<n\end{cases}, \tag{3.65}$$

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

$$\delta_{301}(P_{\text{E}})=\begin{cases}0,\ \text{якщо } l\geq n\\ \dfrac{\left(\dfrac{\sum_{i=1}^{l}P_{\text{E}i}}{l}-\dfrac{\sum_{i=1}^{n}P_{\text{E}i}}{n}\right)}{\dfrac{\sum_{i=1}^{n}P_{\text{E}i}}{n}}\cdot 100\%,\ \text{якщо } l<n\end{cases}, \tag{3.66}$$

$$\delta_{301}(t_{\text{E}})=\begin{cases}0,\ \text{якщо } l\geq n\\ \dfrac{\left(\dfrac{\sum_{i=1}^{l}t_{\text{E}i}}{l}-\dfrac{\sum_{i=1}^{n}t_{\text{E}i}}{n}\right)}{\dfrac{\sum_{i=1}^{n}t_{\text{E}i}}{n}}\cdot 100\%,\ \text{якщо } l<n\end{cases}, \tag{3.67}$$

$$\delta_{301}(t)=\begin{cases}0,\ \text{якщо } l\geq n\\ \dfrac{\left(\dfrac{\sum_{i=1}^{l}t_i}{l}-\dfrac{\sum_{i=1}^{n}t_i}{n}\right)}{\dfrac{\sum_{i=1}^{n}t_i}{n}}\cdot 100\%,\ \text{якщо } l<n\end{cases}. \tag{3.68}$$

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

$$\delta_{E01}(N)=\frac{10^{-f(N)}}{N}\cdot 100\%, \tag{3.69}$$

де f - наявний в результаті знак після коми.

$$\delta_{E01}(V_{\text{K}})=\frac{10^{-f(V_{\text{K}})}}{V_{\text{K}}}\cdot 100\%, \tag{3.70}$$

$$\delta_{E01}(P_{\text{a}})=\frac{10^{-f(P_{\text{a}})}}{P_{\text{a}}}\cdot 100\%, \tag{3.71}$$

$$\delta_{E01}(P)=\frac{10^{-f(P)}}{P}\cdot 100\%, \tag{3.72}$$

$$\delta_{E01}(P_{\text{E}})=\frac{10^{-f(P_{\text{E}})}}{P_{\text{E}}}\cdot 100\%, \tag{3.73}$$

$$\delta_{E01}(t_{\text{E}})=\frac{10^{-f(t_{\text{E}})}}{t_{\text{E}}}\cdot 100\%, \tag{3.74}$$

$$\delta_{E01}(t)=\frac{10^{-f(t)}}{t}\cdot 100\%, \tag{3.75}$$

$$\delta_{E01}(K)=\frac{10^{-f(K)}}{K}\cdot 100\%. \tag{3.76}$$

Границя невиключеної систематичної похибки (НСП) обчислювальних компонентів еталонів об’єму та об’ємної витрати газу визначається за формулою:

$$\Theta=\pm 1{,}1\sqrt{\begin{array}{l}\left(\frac{\partial K}{\partial N}\cdot\delta_1(N)\right)^2+\left(\frac{\partial K}{\partial P_{\text{a}}}\cdot\delta_1(P_{\text{a}})\right)^2+\left(\frac{\partial K}{\partial P}\cdot\delta_1(P)\right)^2+\\ +\left(\frac{\partial K}{\partial P_{\text{E}}}\cdot\delta_1(P_{\text{E}})\right)^2+\left(\frac{\partial K}{\partial t_{\text{E}}}\cdot\delta_1(t_{\text{E}})\right)^2+\left(\frac{\partial K}{\partial t}\cdot\delta_1(t)\right)^2\end{array}}, \tag{3.77}$$

де

$$\frac{\partial K}{\partial N}=\frac{1}{V_{\text{K}j}}\cdot\frac{P_{\text{a}j}+P_{ji}}{P_{\text{a}j}+P_{\text{E}ji}}\cdot\frac{t_{\text{E}ji}+273{,}15}{t_{ji}+273{,}15}, \tag{3.78}$$

$$\frac{\partial K}{\partial P_{\text{a}}}=\frac{N_{ji}}{V_{\text{K}j}}\cdot\frac{P_{\text{E}ji}-P_{ji}}{\left(P_{\text{a}j}+P_{\text{E}ji}\right)^2}\cdot\frac{t_{\text{E}ji}+273{,}15}{t_{ji}+273{,}15}, \tag{3.79}$$

$$\frac{\partial K}{\partial P_{ji}} = \frac{N_{ji}}{V_{\text{K}j}} \cdot \frac{1}{P_{\text{a}j} + P_{\text{E}ji}} \cdot \frac{t_{\text{E}ji} + 273{,}15}{t_{ji} + 273{,}15}, \tag{3.80}$$

$$\frac{\partial K}{\partial P_{\text{E}ji}} = -\frac{N_{ji}}{V_{\text{K}j}} \cdot \frac{P_{\text{a}j} + P_{ji}}{\left(P_{\text{a}j} + P_{\text{E}ji}\right)^2} \cdot \frac{t_{\text{E}ji} + 273{,}15}{t_{ji} + 273{,}15}, \tag{3.81}$$

$$\frac{\partial K}{\partial t_{\text{E}ji}} = \frac{N_{ji}}{V_{\text{K}j}} \cdot \frac{P_{\text{a}j} + P_{ji}}{P_{\text{a}j} + P_{\text{E}ji}} \cdot \frac{1}{t_{ji} + 273{,}15}, \tag{3.82}$$

$$\frac{\partial K}{\partial t_{ji}} = -\frac{N_{ji}}{V_{\text{K}j}} \cdot \frac{P_{\text{a}j} + P_{ji}}{P_{\text{a}j} + P_{\text{E}ji}} \cdot \frac{t_{\text{E}ji} + 273{,}15}{\left(t_{ji} + 273{,}15\right)^2}, \tag{3.83}$$

$$\delta_1(N) = \sqrt{\left(\delta_{H01}(N)\right)^2 + \left(\delta_{C01;\Phi01}(N)\right)^2}, \tag{3.84}$$

$$\delta_1(P_{\text{a}}) = \sqrt{\left(\delta_{H01}(P_{\text{a}})\right)^2 + \left(\delta_{C01;\Phi01}(P_{\text{a}})\right)^2}, \tag{3.85}$$

$$\delta_1(P) = \sqrt{\left(\delta_{H01}(P)\right)^2 + \left(\delta_{C01;\Phi01}(P)\right)^2}, \tag{3.86}$$

$$\delta_1(P_{\text{E}}) = \sqrt{\left(\delta_{H01}(P_{\text{E}})\right)^2 + \left(\delta_{C01;\Phi01}(P_{\text{E}})\right)^2}, \tag{3.87}$$

$$\delta_1(t_{\text{E}}) = \sqrt{\left(\delta_{H01}(t_{\text{E}})\right)^2 + \left(\delta_{C01;\Phi01}(t_{\text{E}})\right)^2}, \tag{3.88}$$

$$\delta_1(t) = \sqrt{\left(\delta_{H01}(t)\right)^2 + \left(\delta_{C01;\Phi01}(t)\right)^2}. \tag{3.89}$$

Обчислення за формулами (3.84) – (3.89) проводяться із врахуванням формул (3.45) – (3.56).

Середньоквадратичне відхилення результатів вимірювання (СКВ) визначається за формулою:

$$S = \sqrt{\begin{array}{l}\left(\dfrac{\partial K}{\partial N}\right)^2 \cdot \left(\delta_2(N)\right)^2 + \left(\dfrac{\partial K}{\partial P_{\text{a}}}\right)^2 \cdot \left(\delta_2(P_{\text{a}})\right)^2 + \left(\dfrac{\partial K}{\partial P}\right)^2 \cdot \left(\delta_2(P)\right)^2 + \\ + \left(\dfrac{\partial K}{\partial P_{\text{E}}}\right)^2 \cdot \left(\delta_2(P_{\text{E}})\right)^2 + \left(\dfrac{\partial K}{\partial t_{\text{E}}}\right)^2 \cdot \left(\delta_2(t_{\text{E}})\right)^2 + \left(\dfrac{\partial K}{\partial t}\right)^2 \cdot \left(\delta_2(t)\right)^2\end{array}}, \tag{3.90}$$

де

$$\delta_2(N) = \delta_{C02}(N), \tag{3.91}$$

$$\delta_2(P_{\text{a}}) = \delta_{У01}(P_{\text{a}}), \tag{3.92}$$

$$\delta_2(P) = \sqrt{(\delta_{У01}(P))^2 + (\delta_{З01}(P))^2}\ , \tag{3.93}$$

$$\delta_2(P_{\text{Е}}) = \sqrt{(\delta_{У01}(P_{\text{Е}}))^2 + (\delta_{З01}(P_{\text{Е}}))^2}\ , \tag{3.94}$$

$$\delta_2(t_{\text{Е}}) = \sqrt{(\delta_{У01}(t_{\text{Е}}))^2 + (\delta_{З01}(t_{\text{Е}}))^2}\ , \tag{3.95}$$

$$\delta_2(t) = \sqrt{(\delta_{У01}(t))^2 + (\delta_{З01}(t))^2}\ . \tag{3.96}$$

Часткові похідні у формулі (3.90) визначаються за формулами (3.78) – (3.83), а обчислення за формулами (3.91) – (3.96) проводяться із врахуванням формул (3.57), (3.60) – (3.68).

Похибка від нестабільності алгоритму функціонування програмного забезпечення визначається за формулою:

$$\nu = \sqrt{\left(\frac{D}{M}\right)^2 + \left(\frac{L}{N}\right)^2 + \delta_{H04}^2 + \delta_{E02}^2 + \delta_{E03}^2}\cdot 100\%\ , \tag{3.97}$$

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

$$\delta_{H04} = \begin{cases} 0, & \text{якщо } T_{\text{п}i} \le T_{\text{п}i}^{\text{доп}} \\ \dfrac{T_{\text{п}i}^{\text{доп}}}{T_{\text{п}i}}\cdot 100\%, & \text{якщо } T_{\text{п}i} > T_{\text{п}i}^{\text{доп}} \end{cases}, \tag{3.98}$$

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

$$\delta_{E02} = \begin{cases} 0, & \text{якщо } T_{\text{в}} \le T_{\text{в}}^{\text{доп}} \\ \dfrac{T_{\text{в}}^{\text{доп}}}{T_{\text{в}}}\cdot 100\%, & \text{якщо } T_{\text{в}} > T_{\text{в}}^{\text{доп}} \end{cases}, \tag{3.99}$$

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

$$\delta_{E03} = \begin{cases} 0, \text{ якщо } T_{\text{р}} \le T_{\text{р}}^{\text{доп}} \\ \dfrac{T_{\text{р}}^{\text{доп}}}{T_{\text{р}}} \cdot 100\%, \text{ якщо } T_{\text{р}} > T_{\text{р}}^{\text{доп}} \end{cases}, \tag{3.100}$$

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

Середнє квадратичне відхилення суми невиключених систематичних і випадкових похибок обчислювального компоненту, з врахуванням формул (3.77) і (3.90), визначається за формулою:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S^2 + \frac{\Theta^2}{3}}. \tag{3.101}$$

Похибка обчислювального компоненту, з врахуванням формул (3.69) - (3.76) і (3.101), визначається за формулою:

$$\delta_{\text{ПЗ}} = \sqrt{(S_{\Sigma})^2 + \sum_{i=1}^{8} (\delta_{E01})_i^2}. \tag{3.102}$$

Розроблена методика може бути складовою частиною методичних документів [27, 86] та інших чинних, в тому числі експлуатаційних документів, що поширюються на еталони одиниць об’єму та об’ємної витрати газу.

3.5 Вдосконалення алгоритму захисту комерційної інформації у сфері обліку природного газу методом образного шифрування даних

В розрізі теперішньої політичної ситуації в Україні однозначно можна стверджувати, що енергетична безпека держави є одним із найважливіших чинників її існування. Це підтверджують і ряд наукових публікацій [95, 96] та нормативно-правовий акт [97]. Розвиток сучасних інформаційних технологій сприяє не тільки підвищенню ефективності роботи підприємств, в тому числі і нафтогазової промисловості, але й можливості несанкціонованого отримання комерційної інформації про діяльність цих підприємств сторонніми особами як в Україні так і за кордоном.

Поряд з необхідністю удосконалення технічних засобів обліку природного газу, забезпечення їх нормативно-методичними документами нормативно-правовий акт [3] наголошує на потребі надійного захисту інформації, що передається інформаційними каналами. Сучасне програмне забезпечення дозволяє з достатнім криптографічним захистом передавати вимірювані дані з вимірювальних комплексів на диспетчерські пункти, однак передавання текстової інформації відкритими каналами (електронною поштою) є недостатньо захищеним. Витік такої інформації може погіршити як економічну та енергетичну безпеку окремого підприємства так і нафтогазової галузі України в цілому. Тому з розумінням важливості тої чи іншої інформації виникла потреба її шифрування.

Другою сферою, де є необхідним захист текстової інформації, є проведення міждержавних звірень національних еталонів. Країни-учасниці звірень проводять кругові звірення (експериментальні дослідження) своїх еталонів за допомогою компаратора (еталона передавання) і, після цього, результати визначення метрологічних характеристик компаратора на своїх національних еталонах надсилають координатору звірень. Є ймовірність того, що котрась із країн може довідатись про результати інших країн-учасниць і сфальсифікувати свої результати, чим забезпечити визнання своїх еталонів на міжнародному рівні та, завдяки цьому, відкрити ринки для своїх засобів вимірювальної техніки в інших країнах.

Відомий Шифр Цезаря (100-44 р. до н. є.). В системі Цезаря [98] використано 26 символів (26 літер латинської абетки), які перенумеровані числами від 0 до 25. Шифр ґрунтується на підстановці:

00 (a) → 03 (k); 01 (b) → 04 (e); 02 (c) → 05 (f);...; 25 (z) → 02 (c).

Це означає, що в шифрограмі кожну літеру явного тексту замінюють на літеру, розташовану в абетці на три позиції далі. Висловлюючись сучасною мовою, римляни застосовували операцію додавання до номера літери числа 3 за модулем 26:

$$C = P + 3 (\mathrm{mod}\, 26), \tag{3.103}$$

де C - номер літери в криптограмі, P - номер відповідної літери в явному тексті.

Шифр Цезаря є шифром зсуву на три позиції. Однак, простота шифру дає можливість легко знайти зашифровану фразу, що є суттєвим недоліком з точки захисту інформації.

Відомий Шифр квадрат Полібія [98]. Для шифрування й дешифрування використовують ключ у вигляді квадрата (табл. 3.5), у який вписано літери абетки, наприклад, української (33 літери та знаки " . " (крапка), " , " (кома), " ' " (апостроф) – усього 36 клітинок). Кожну літеру або знак відкритого тексту замінюють парою цифр – номером рядка й номером стовпця в табл. 3.5, на перетині яких міститься цей символ.

Таблиця 3.5 – Квадрат Полібія

	1	2	3	4	5	6
1	а	б	в	г	ґ	д
2	е	є	ж	з	и	і
3	ї	й	к	л	м	н
4	о	п	р	с	т	у
5	ф	х	ц	ч	ш	щ
6	ь	ю	я	.	,	’

Наприклад, для тексту **хто тут** криптограма виглядає так: 52 45 41 45 46 45. При передаванні інформації вистукують кожну цифру криптограми, роблячи паузи між окремими цифрами: **••••• •• •••• ••••• •••• • •••• ••••• •••• •••••• •••• •••••**. Аналогічно попередньому, цей шифр піддається легкому розпізнаванню і не відповідає вимогам максимального захисту інформації.

Відомий Шифр Віженера [98]. Якщо х та у – дві літери з абетки (не обов'язково латинської). То х + у є результатом зсуву літери х праворуч в абетці на кількість позицій, яка відповідає номеру літери у в абетці. Нумерація літер починається від нуля. Для української мови маємо:

а+а = а, б+а = б, в+б = г, г+в = д, ґ+д = з, і т.д.

Цю операцію відображає таблиця Віженера (табл. 3.6). Для шифрування вибирають ключ. Якщо довжина ключа менша від довжини явного тексту, то ключ циклічно продовжується. Шифрування повідомлень здійснюється на основі згаданого перетворення букв вихідного на основі ключа, наприклад:

Таблиця 3.6 – Таблиця Віженера

Фраза	р	о	б	о	т	у	з	а	в	е	р	ш	е	н	о
Ключ	я	б	л	у	к	о	я	б	л	у	к	о	я	б	л
Шифро-грама	п	п	м	ж	г	ж	ж	б	н	щ	б	й	д	о	а

Слабкістю шифрів, які ґрунтуються на підстановках, є те, що їх можна зламати за допомогою аналізу частоти появи літер або блоків літер абетки. Аналіз цих частот у зашифрованих текстах дає змогу здогадатися про деякі значення заміни.

Одним з найкращих методів шифрування текстових даних є шифр одноразового блокноту (one-time pad) [98]. Як ключ вибирається довільний бітовий рядок, довжина якого співпадає з довжиною вихідного тексту, який треба передати по мережі. Відкритий текст також перетворюється в послідовність двійкових розрядів, наприклад за допомогою стандартного кодування ASCII. Потім ці два рядки порозрядно складаються за модулем 2 (операція «виключення АБО», XOR). Отриманий в результаті зашифрований текст, якщо він і потрапить з мережі до користувача, якому ця інформація не призначалась, зламати неможливо, оскільки будь-яка буква в тексті буде рівно ймовірною. Цей метод, відомий як одноразовий блокнот, захищений від будь-яких атак, незалежно від обчислювальних можливостей, якими володіє, або буде володіти в майбутньому зломщик, тому що в зашифрованому тексті не міститься ніякої інформації для зломщика, оскільки будь-який відкритий текст є рівноймовірним кандидатом. Для прикладу, фраза «I love you» перетворюється в 7-бітний ASCII-код. Потім вибирається одноразова послідовність (Послідовність 1), яка складається за модулем 2 із повідомленням.

Повідомлення 1:
1001001 0100001 1101100 1101111 1110110 1100101 0100000 1111001 1101111 1110101 0101110

Послідовність 1:
1010010 1001011 1110010 1010101 1010010 1100011 0001011 0101010 1010111 1100110 0101011

Зашифрований текст:
0011011 1101011 0011110 0111010 0100100 0000110 0101011 1010011 0111000 0010011 0000101

Послідовність 2:
1011110 0000111 1101000 1010011 1010111 0100110 1000111 0111010 1001110 1110110 1110110

Відкрите повідомлення 2:
1000101 1101100 1110110 1101001 1110011 0100000 1101100 1101001 1110110 1100101 1110011

Для того щоб його розгадати, криптоаналітику доведеться перебрати всі можливі одноразові послідовності, наприклад, розшифрувати повідомлення за допомогою Послідовності 2. В результаті отримаємо текст «Elvis lives», який є нормальною фразою з точки зору англійської граматики. Недоліком методу є необхідність перетворювати інформацію в послідовність двійкових розрядів. Крім того втрата, в процесі передавання по мережі, одного символу із повідомлення не дозволить відтворити первинне повідомлення, навіть володіючи ключем.

Недоліком існуючих методів шифрування текстової інформації є те, що шифрограми є набором букв, цифр і не мають ніякого змістовного навантаження. По зовнішньому вигляду цієї інформації легко зрозуміти, що вона є шифрограмою, і будь-який користувач мережі Internet може нею зацікавитися і спробувати її „зламати”, тобто підібрати один із відомих шифрів. Тому, для суб’єктів, які передають та приймають важливу інформацію, особливо по мережі Internet, що є загальнодоступною для мільйонів користувачів, необхідністю є розроблення нових алгоритмів шифрування і дешифрування даних.

Відповідно до розробленого методу образного шифрування даних [99, 152], вихідну текстову інформацію (оригінал), яку необхідно передати за допомогою глобальної мережі Internet, вибирають образ (текст чи графічну інформацію) певного відмінного від оригіналу змісту, який буде шифрограмою, і встановлюють залежність (ключ) між вибраним образом і оригіналом, причому ключ також має змістовне навантаження і є образом і може передаватися як окремо так і в складі шифрограми. Притому, кількість позицій (літер) однакова в оригіналі, образі і ключі.

При шифруванні текстової інформації кожна літера абетки, розділові знаки, символ „пробіл” та цифри розміщуються по кругу за годинниковою стрілкою (див. рис. 3.10).

а	б	в	г	ґ	д	е	є	ж	з	и	і	ї	й	к	л
9															м
8															н
7															о
6															п
5															р
4															с
3	2	1	0	:.,?	я	ю	ь	щ	ш	ч	ц	х	ф	у	т

Рисунок 3.10 – Послідовність формування шифру

Від позиції першої літери образу (включно) відраховують число позицій до першої літери оригіналу (включно) проти годинникової стрілки. Аналогічні операції проводять для другої, третьої ... останньої літер образу та оригіналу. Із отриманих значень формують ключ-образ, наприклад таблицю, графік. Ключ передають окремо (наприклад, основна інформація передається з скриньки А електронної пошти в скриньку Б, а ключ – з скриньки В в скриньку Д) від закодованої інформації, або розміщують у тексті шифрограми-образу.

Розроблений метод шифрування [99] має високу завадозахищеність: неправильно визначене (чи передане) число позицій між літерами можна відтворити по смислу шифрограми чи оригіналу. Крім того, візуально інформація не сприймається як шифрограма, оскільки на вигляд є звичайним текстом.

Нехай необхідно зашифрувати значення метрологічної характеристики (невизначеності) компаратора:

и 0,3% (всього 5 символів разом з «пробілом»).

Вибираємо шифрограму-образ іншу за змістом ніж оригінал з такою ж кількістю символів:

Зав.№ (всього 5 символів).

Знаходимо число позицій між літерами та цифрами оригіналу і образу:

1, 34, 31, 4, 0.

Шифрограма разом з ключем має вигляд:

Зав.№ 1 34 31 4 0.

Візуально інформація «Зав.№ 1 34 31 4 0» не сприймається як шифрограма, оскільки на вигляд є звичайним текстом, який наводить заводський номер компаратора.

Ключ для методу образного шифрування даних можна сформувати і випадковим чином, що значно підвищить завадостійкість методу (рис. 3.12).

ї	ц	5	г	к	д	ф	2	ж	:,?	и	і	а	8	ґ	л
щ															ю
й															6
7															о
н															4
0															3
п															с
р	є	1	в	з	я	м	ь	9	ш	ч	б	х	е	у	т

Рисунок 3.12 – Послідовність формування шифру випадковим чином

Використання методу образного шифрування даних дозволить підвищити рівень завадостійкості інформації, яка передається за допомогою глобальної мережі Internet. Для зручності роботи з компаратором зашифрована інформація може бути вказана навіть на корпусі компаратора і всіма учасниками звірень буде сприйматися як заводський номер компаратора і тільки представник пілотної організації, знаючи ключ до шифру та послідовність його формування, зможе оперативно оцінювати результати звірень.

Висновки до третього розділу

1 Експериментально визначений вплив наявності програмної та експлуатаційної документації на якісні показники програмних засобів та визначені види якісних показників, які зазнали такого впливу, що дало можливість сформувати мінімально необхідну номенклатуру програмної та експлуатаційної документації.

2 Проведене ранжування якісних показників програмного забезпечення засобів вимірювання об’єму природного газу, що дало можливість оцінити вплив цих показників на метрологічні характеристики даних засобів вимірювань.

3 Сформований бюджет похибок та розроблена метрологічна модель програмного забезпечення еталонів одиниць об’єму та об’ємної витрати газу, на основі якої можна розробляти методики повірки програмного забезпечення обчислювальних компонентів еталонів.

4 Розроблена методика визначення метрологічних характеристик програмного забезпечення обчислювальних компонентів еталонів одиниці об’єму газу, що дало можливість оцінити похибку програмного забезпечення як складову похибки еталонів.

5 Розроблений метод образного шифрування текстових даних дозволить забезпечити конфіденційність комерційної інформації в сфері обліку природного газу, яка передається відкритими каналами, зокрема і за допомогою глобальної мережі Internet.

Основні наукові результати розділу опубліковані у працях [79-84, 87, 94, 99, 152].

РОЗДІЛ 4 РОЗВИТОК МЕТРОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ У СФЕРІ ВИТРАТОМЕТРІЇ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

4.1 Експериментальне визначення ступеня еквівалентності національних еталонів одиниць об’єму та об’ємної витрати газу

Старіння деяких вузлів державних первинних чи вторинних еталонів може викликати зміну як технічних так і метрологічних характеристик цих еталонів. Внаслідок цього виникає потреба в оцінці стабільності метрологічних характеристик державних еталонів хоча би один раз на рік під час проведення їх державної метрологічної атестації.

З метою забезпечення визнання на міжнародному рівні національних первинних еталонів, відповідно до вимог [9], а також результатів вимірювань, повірки та калібрування, що виконуються відповідно вимірювальними, повірочними та калібрувальними лабораторіями, метрологічні характеристики цих еталонів повинні підтверджуватися шляхом їх звірення з відповідними еталонами інших держав і міжнародними еталонами. Технічне забезпечення звірення еталонів об’єму та об’ємної витрати газу описане в [100]. В [101] розроблена методологія звірення еталонів об’єму і об'ємної витрати газу.

Згідно з [102] похибка державних первинних еталонів одиниць фізичних величин крім невиключеної систематичної похибки та випадкової похибки характеризується ще й нестабільністю, яку можна визначати на основі досліджень еталона в часі, а також за даними періодичних міжнародних звірень. Нестабільність вторинних еталонів, відповідно до вимог [102], повинна визначатися на основі звірень з первинним еталоном на початку і кінці періоду, для якого вона визначається.

Нестабільність Державного первинного еталона одиниць об’єму та об’ємної витрати газу визначається за формулою [103]:

$$\chi_{q_j} = \frac{S_{q_j}}{\overline{q_j}} \cdot 100\%, \qquad (4.1)$$

де S_{q_j} – нестабільність еталону при *j*-й витраті, що визначається за формулою:

$$S_{q_j} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}\left(q_{ij} - \overline{q_j}\right)^2}{n(n-1)}}, \qquad (4.2)$$

де q_{ij} – поточні значення витрати для *j*-ї витрати; n – кількість вимірювань; $\overline{q_j}$ – середнє значення витрати, яке обчислюють за формулою:

$$\overline{q_j} = \frac{\sum_{i=1}^{n} q_{ij}}{n}. \qquad (4.3)$$

Документ [103] не встановлює числове значення границь нестабільності Державного первинного еталона одиниць об'єму та об'ємної витрати газу. В національному стандарті [104] в бюджеті метрологічних характеристик первинного і вторинних еталонів взагалі відсутня така характеристика як нестабільність. Єдиний документ, в якому вказано, що нестабільність Державного первинного еталона не повинна перевищувати 0,02% є Паспорт Державного первинного еталона одиниці об'єму та об'ємної витрати газу.

Інший метод визначення нестабільності еталонів – проведення періодичних міжнародних звірень [105]. Для реалізації цього методу з квітня 2006 р., в рамках проекту КООМЕТ № 219/Sk-00 розпочались звірення Державного еталона з національними еталонами інших країн. У цій частині проекту, рівень „В", взяли участь 4 незалежні лабораторії: Німеччина (PTB), Білорусь (BELGIM), Росія (VNIIR) і Україна (IF DCSMS). Ці лабораторії взяли участь у встановленні початкового значення витрати KCRV (key comparison reference value) для кожної випробувальної точки. У категорію залежних лабораторій були включені: Словаччина (SMU - AMS Premagas), Словаччина (SPP) і Литва (LEI). Ці лабораторії мають прив'язку до еталонних засобів вимірювання Німеччини (PTB). Автор роботи був відповідальним співробітником від України за проведення міжнародних звірень в рамках проекту КООМЕТ №219/Sk-00.

При проведенні вимірювань кожна лабораторія-учасниця використовувала свою процедуру калібрування та навела в [106, 107]

методику визначення похибки вимірювань, схему (рис. 4.1) та характеристики еталонів, які піддаються міжнародним звіренням.

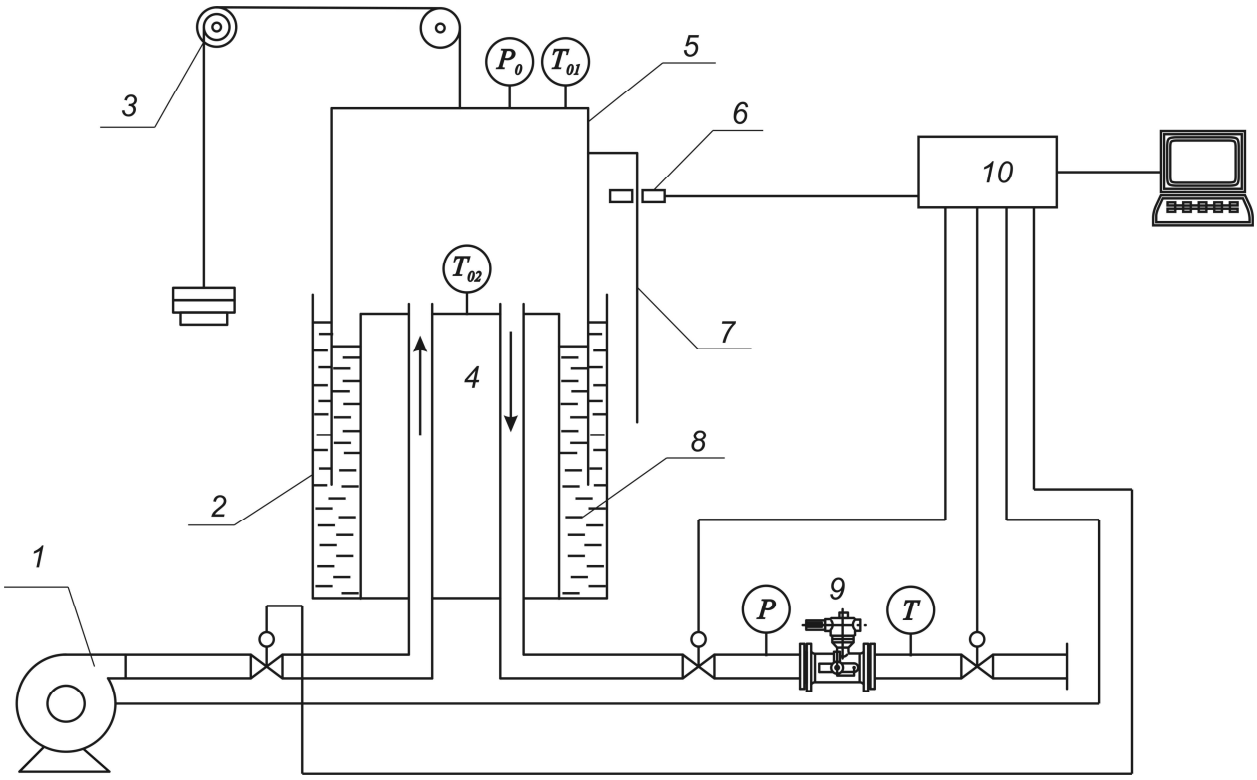


Рисунок 4.1 – Схема Державного еталона одиниць об’єму та об’ємної витрати газу

1 – повітродувка, 2 – корпус, 3 – компенсатор (евольвента) виштовхувальної (Архімедової) сили, 4 – витіснювач, 5 – дзвоновий мірник, 6 – перетворювач лінійного переміщення дзвонового мірника, 7 – лінійка, 8 – запірна рідина, 9 – лічильник, що піддається випробуванням, 10 – система керування, збору і обробки інформації, P_0, T_{01}, T_{02} – давачі тиску та температури повітря, відповідно, у дзвоновому мірнику, P, T – давачі тиску та температури повітря, відповідно, у лічильнику, що піддається випробуванням

Об’єм газу (повітря) $V_{\text{П}}$, який пройшов через лічильник, що піддається випробуванням, визначається на основі рівняння газового стану:

$$V_{\text{П}} = V_{\text{К}} \cdot \frac{p}{p_0} \cdot \frac{T_0}{T}, \qquad (4.4)$$

де $V_К$ – контрольний об'єм газу, який відтворюється еталоном; p, p_0 – абсолютний тиск на вході в лічильник, що піддається випробуванням, і під дзвоном, відповідно; T, T_0 – температура вимірюваного середовища в лічильнику, що піддається випробуванням, і під дзвоном, відповідно, причому $T_0 = \frac{T_{01} + T_{02}}{2}$.

Об'єм виміряний лічильником визначається наступним чином:

$$V_Л = \frac{N}{K_{НОМ}}, \tag{4.5}$$

де N – кількість імпульсів з лічильника; $K_{НОМ}$ – номінальне значення коефіцієнта перетворення лічильника, імп/м^3.

Похибка лічильника обчислюється так:

$$e_r = \frac{V_Л - V_П}{V_П} \cdot 100\%. \tag{4.6}$$

Комбінована стандартна невизначеність вимірювань в окремих лабораторіях-учасницях $u_{x_1}, u_{x_2}, ..., u_{x_n}$ із врахуванням невизначеності, що випливає із стабільності засобу вимірювання, що звіряється, була розрахована відповідно до наступного рівняння [108]:

$$u_{xi} = \sqrt{\left(\frac{U_{xi_lab}}{2}\right)^2 + \left(\frac{U_{tm}}{2}\right)^2}, \tag{4.7}$$

де U_{xi_lab} – розширена невизначеність ($k = 2$), що розрахована в i-й лабораторії і наведена в результатах вимірювання i-ї лабораторії; U_{tm} – оцінка розширеної невизначеності вимірювання, що випливає із стабільності засобу вимірювання, що звіряється.

Значення різниці між двома лабораторіями, так зване „Lab to Lab", встановлюється відповідно до наступного рівняння:

$$d_{ij} = x_i - x_j, \tag{4.8}$$

де x_i – результат i-ї лабораторії і x_j – результат j-ї лабораторії.

При розрахунку значення підсумкової невизначеності вимірювання між двома незалежними лабораторіями не виникає

взаємовпливу. В цьому випадку підсумкова невизначеність вимірювання формулюється відповідно до наступного рівняння:

$$u(d_{ij}) = \sqrt{u_{xi}^2 + u_{xj}^2}\,, \tag{4.9}$$

де u_{xi} – значення комбінованої стандартної невизначеності i-ї лабораторії і u_{xj} – значення комбінованої стандартної невизначеності j-ї лабораторії.

Між двома залежними лабораторіями із загальною прив'язкою до однієї лабораторії значення невизначеності вимірювання розраховується відповідно до наступного рівняння:

$$u(d_{ij}) = \sqrt{u_{xi}^2 + u_{xj}^2 - 2 \cdot u_{SourseLab}^2}\,, \tag{4.10}$$

де $u_{SourceLab}$ – комбінована стандартна невизначеність лабораторії, до якої є прив’язка.

Розширена невизначеність вимірювання, таким чином, обчислюється відповідно до рівняння:

$$U(d_{ij}) = k \cdot u(d_{ij}) = 2 \cdot u(d_{ij})\,, \tag{4.11}$$

Основою для оцінки успішної участі лабораторії в цій частині звірень є параметр ступеня еквівалентності (Degree of Equivalence DoE) E_{ij}. Він обчислюється відповідно до наступного рівняння:

$$E_{ij} = \left| \frac{d_{ij}}{U(d_{ij})} \right|. \tag{4.12}$$

Для оцінки успішності лабораторії-учасника прийнято використання ліміту у виразі $E_{ij} \le 1$.

Метрологічні характеристики засобу звірень, отримані Україною [107, 109], наведені в табл. 4.1 та на рис. 4.2.

Таблиця 4.1 – Метрологічні характеристики засобу звірень, отримані українською лабораторією з використанням Державного еталона одиниці об'єму та об'ємної витрати газу

Витрата ЗВТ	Похибка ЗВТ x_i	Розширена невизначеність U_{xi} ($k = 2$)	KCRV $x_{ref} = y$	Розширена невизначеність U_y ($k = 2$)	Контроль відповідності *)	di	Нормальне відхилення Ei	Результат
м^3/год	%	%	%	%		–	–	
1000	0,10	0,26	-0,05	0,13	так	0,15	0,67	задов.
900	0,02	0,26	-0,03	0,13	так	0,05	0,25	задов.
800	0,08	0,26	0,07	0,11	так	0,01	0,05	задов.
700	0,07	0,26	0,05	0,11	так	0,02	0,10	задов.
600	0,01	0,26	-0,01	0,11	так	0,02	0,10	задов.
500	-0,12	0,26	-0,15	0,11	так	0,03	0,14	задов.
400	-0,20	0,26	-0,26	0,11	так	0,06	0,25	задов.
300	-0,30	0,26	-0,42	0,11	так	0,12	0,54	задов.
200	-0,30	0,26	-0,34	0,11	так	0,04	0,17	задов.
100	-0,02	0,26	-0,15	0,11	так	0,13	0,56	задов.
					Середнє	0,06	0,28	задов.

*) Слово «так» означає, що результат лабораторії брав участь при встановленні вихідного значення KCRV

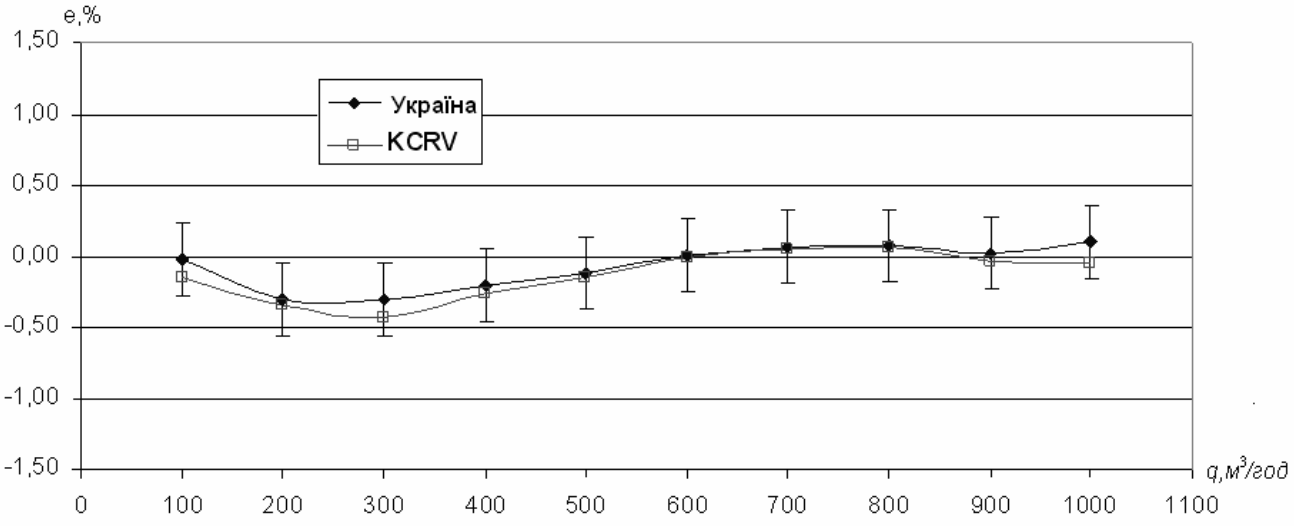


Рисунок 4.2 – Графіки залежностей похибок засобу звірень, визначених в Україні та KCRV

Результати звірень в рамках проекту КООМЕТ № 219/Sk-00 наглядно наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати міжнародних звірень

ЗВТ, який звірявся – турбінний лічильник газу типу DAE розмір G650, зав. № 0004455							
Витрата q м^3/год	Незалежні лабораторії				Залежні лабораторії		
	Німеччина	Білорусь	Росія	Україна	Литва	Словаччина SMU (Premagas)	Словаччина SPP
1000	задов.	незадов.	незадов.	задов.	задов.	задов.	задов.
900	задов.	незадов.	незадов.	задов.	задов.	задов.	задов.
800	задов.	незадов.	задов.	задов.	задов.	задов.	задов.
700	задов.	незадов.	задов.	задов.	задов.	задов.	задов.
600	задов.	незадов.	задов.	задов.	задов.	задов.	задов.
500	задов.	незадов.	задов.	задов.	задов.	задов.	задов.
400	задов.	поперед.	задов.	задов.	задов.	задов.	задов.
300	задов.	задов.	задов.	задов.	задов.	задов.	задов.
200	задов.	задов.	задов.	задов.	задов.	задов.	задов.
100	задов.	задов.	задов.	задов.	поперед.	задов.	задов.
Оцінка	задов.	незадов.	задов.	задов.	задов.	задов.	задов.

В табл. 4.3 наведений аналіз результатів звірень, який виражається у відсотковій оцінці успішності вимірювань досягнутих результатів лабораторій-учасниць по відношенню до вихідного значення.

Таблиця 4.3 – Аналіз результатів звірень

Аналіз результатів							
Оцінка	Незалежні лабораторії				Залежні лабораторії		
	Німеччина	Білорусь	Росія	Україна	Литва	Словаччина SMU (Premagas)	Словаччина SPP
Задовільні результати	10	3	8	10	9	10	10

Кінець таблиці 4.3

Попереджу-вальні результати	0	1	0	0	1	0	0
Незадовільні результати	0	6	2	0	0	0	0
Кількість вимірювань точок витрати	10	10	10	10	10	10	10
Відсоток успішності	100 %	30 %	80 %	100 %	90 %	100 %	100 %

На рис. 4.3 наведені криві похибок засобу звірень (турбінного лічильника газу DAE G650, зав. № 0004455), які були отримані окремими лабораторіями-учасницями.

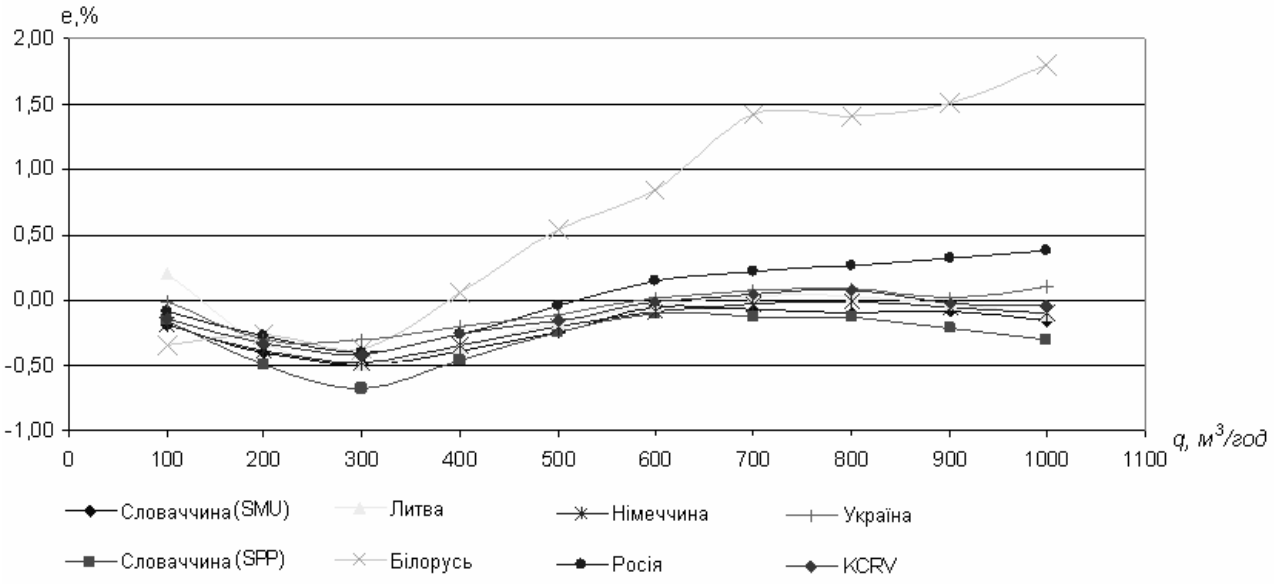


Рисунок 4.3 – Криві похибок засобу звірень

Отже, як свідчать результати міжнародних звірень, оцінка нестабільності державних еталонів за даними періодичних міжнародних звірень більш ефективна, ніж на основі досліджень еталона в часі, оскільки дозволяє побачити стан точності відтворення одиниці фізичної величини у порівнянні з національними еталонами інших країн.

Результати звірень засвідчили високий рівень точності Державного первинного еталона одиниць об’єму та об’ємної витрати

газу України у порівнянні з аналогічними національними еталонами країн-учасниць проведених звірень.

4.2 Оцінка способу представлення похибки передавання одиниці об'єму газу еталонами дзвонового типу

В Україні первинний та вторинні еталони одиниці об'єму і об'ємної витрати газу реалізовані на базі установок дзвонового типу [22]. Алгоритм передавання одиниць об'єму від даних еталонів на вхід досліджуваного засобу вимірювань об'єму газу реалізований за допомогою формули [27]:

$$V = V_0 \cdot \frac{P_0 \cdot T}{P \cdot T_0}, \tag{4.13}$$

де $V_0; P_0; T_0$ – значення об'єму, тиску та температури під дзвоном; $V; P; T$ – значення об'єму, тиску та температури перед досліджуваним засобом вимірювань об'єму газу.

Середньоквадратичне відхилення (СКВ) передачі розміру одиниці об'єму газу відповідно до [27]:

$$S_{ПV} = \sqrt{\begin{array}{l}\left(\frac{\partial V}{\partial V_o}\right)^2 S_V^2 + \left(\frac{\partial V}{\partial P_o}\right)^2 S_{P_o}^2 + \left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)^2 S_P^2 + \\ + \left(\frac{\partial V}{\partial T_o}\right)^2 S_{T_o}^2 + \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)^2 S_T^2 + \Delta^2_{V_{\Delta T}} + \Delta^2_{V_P}\end{array}}, \tag{4.14}$$

Для обчислення СКВ передачі розміру одиниці об'єму газу розраховують коефіцієнти впливу, що є похідними об'єму по змінних $V_0; P_0; T_0; P; T$.

$$\frac{\partial V}{\partial V_0} = \frac{P_0 \cdot T}{P \cdot T_0} \approx 1, \tag{4.15}$$

$$\frac{\partial V}{\partial P_0} = \frac{V_0 \cdot T}{P \cdot T_0} \approx 1 \cdot 10^{-5}, \tag{4.16}$$

$$\frac{\partial V}{\partial P} = -\frac{V_0 \cdot P_0 \cdot T}{P^2 \cdot T_0} \approx 1 \cdot 10^{-5}, \tag{4.17}$$

$$\frac{\partial V}{\partial T_0} = -\frac{V_0 \cdot P_0 \cdot T}{P \cdot T^2} \approx 0{,}0034\,, \tag{4.18}$$

$$\frac{\partial V}{\partial T} = \frac{V_0 \cdot P_0}{P \cdot T_0} \approx 0{,}0034\,, \tag{4.19}$$

Похибка вимірювання об'єму газу із-за нестабільності тиску під дзвоном в [27] визначається за формулою:

$$\Delta_{V_P} = \frac{V_{\text{К}} \cdot \left(P_{\text{Н}\max} - P_{\text{Н}\min}\right)}{\left(P_{\text{Нном}} + 101325\right)},\ [\text{м}^3], \tag{4.20}$$

де $P_{\text{Н}\max}$, $P_{\text{Н}\min}$ – максимальне та мінімальне значення надлишкового тиску під дзвоном, Па; $P_{\text{Нном}}$ – номінальне значення надлишкового тиску під дзвоном, Па.

Складову похибки із-за наявності температурного градієнта робочого середовища під дзвоном визначають за формулою при *j*–му експерименті [27]:

$$\Delta_{V_{\Delta T}} = \frac{V_{\text{К}} \cdot 2 \cdot \left|T_{\text{В}} - T_{\text{Н}}\right|}{\frac{\left(T_{\text{В}} + T_{\text{Н}}\right)}{2} + 273{,}15},\ [\text{м}^3] \tag{4.21}$$

де $V_{\text{К}}$ – контрольний об'єм повітря під дзвоном, м^3; $T_{\text{В}}, T_{\text{Н}}$ – температура зверху та знизу піддзвонового простору, відповідно, °С.

Відомі дослідження оцінки похибки від нестабільності тиску та температури під дзвоном розглядаються в [110].

$$\delta_P = -\frac{V_0 P_0}{P_1^2} \cdot \Delta P_{\text{d}} \cdot 100\,, \tag{4.22}$$

$$\delta_{t^0} = \frac{\Delta t^0}{T_0} 100\,, \tag{4.23}$$

де P_1 – значення абсолютного тиску під дзвоном в кінці спостереження, ΔP_{d} – фактичне значення зміни тиску під дзвоном, Δt^0 – фактичне значення зміни температури під дзвоном.

Водночас в [111] наведена формула для обчислення похибки для *i*-го контрольного об'єму від зміни робочого тиску еталона дзвонового типу:

$$\delta_{P_i} = \frac{2}{\rho g K_{\Gamma}} \cdot \frac{\delta'_{D_i}}{H_i} \Delta P, \tag{4.24}$$

де ρ – густина рідини у витіснювачі, g – прискорення вільного падіння, δ'_{D_i} – відносне відхилення внутрішнього діаметра дзвона для i-го контрольного об'єму, H_i – висота i-го контрольного об'єму, ΔP – зміна робочого тиску під дзвоном, K_{Γ} – коефіцієнт геометричних параметрів еталона, який визначається так:

$$K_{\Gamma} = 1 + \frac{S_{\text{в}}}{S_{\text{з}}}, \tag{4.25}$$

де $S_{\text{в}}, S_{\text{з}}$ – площа поперечного перерізу у внутрішній і зовнішній частинах кільцевого витіснювача, відповідно.

Відомими також є формули, наведені в [112], для обчислення похибки від непостійності тиску:

$$\delta_{P\text{л}} = -\frac{\Delta P}{2P_0} \cdot 100\%, \tag{4.26}$$

$$\delta_{P\text{п}} = -\frac{2\Delta P}{3P_0} \cdot 100\%, \tag{4.27}$$

де $\delta_{P\text{л}}$ і $\delta_{P\text{п}}$ – відносні похибки від непостійності тиску під дзвоном при їх, відповідно, лінійній і параболічній апроксимаціях.

Наведені в [110-112] формули визначають похибку від непостійності тиску та температури під дзвоном і не враховують їх вплив та вплив градієнта температури на передавання одиниці об'єму.

Відповідно до [27], зміна тиску та температури під дзвоном протягом одного вимірювання не повинна перевищувати 20 Па та 0,2 °С, відповідно. Тоді допустима похибка вимірювання об'єму газу із-за нестабільності тиску під дзвоном Державного первинного еталона одиниці об'єму та об'ємної витрати газу, визначена за формулою (4.20), становить:

$$\Delta_{V_P} = \frac{1 \cdot 20}{(4000 + 101325)} = 0{,}0002 \text{ м}^3,$$

а допустима похибка із-за наявності температурного градієнта робочого середовища під дзвоном Державного еталона, визначена за формулою (4.21), становить:

$$\Delta_{V_{\Delta T}} = \frac{1 \cdot 2 \cdot 0{,}2}{\frac{(20{,}2 + 20)}{2} + 273{,}15} = 0{,}0014 \text{ м}^3.$$

Врахувавши результати визначення середньоквадратичних відхилень вимірюваних величин під час державної метрологічної атестації, наприклад Державного первинного еталона одиниці об'єму та об'ємної витрати газу: S_{BV}=9·10^{-4}; S_{t_0}=0,011932; S_t=0,023857; S_{p_0}=0,013521; S_p=0,012713, отримаємо СКВ обчислене за формулою (4.14), яке становить 0,0017 м^3.

Відповідно до [102], середньоквадратичне відхилення результату непрямих вимірювань величини, що є функцією

$$X = F(Y_1, Y_2 .... Y_m) \tag{4.28}$$

обчислюють за формулою

$$S = \sqrt{\left(\frac{\partial F}{\partial Y_1}\right)^2 S_1^2 + \left(\frac{\partial F}{\partial Y_2}\right)^2 S_2^2 + ... \left(\frac{\partial F}{\partial Y_m}\right)^2 S_m^2}, \tag{4.29}$$

де $S_1, S_2 .... S_m$ - середні квадратичні відхилення результатів вимірювання величин $Y_1, Y_2 .... Y_m$.

Оскільки надлишковий тиск під дзвоном $P_{\text{Н}}$ і температури зверху та знизу піддзвонового простору $T_{\text{В}}, T_{\text{Н}}$, відповідно, є вимірюваними величинами, то використання Δ_{V_P} та $\Delta_{V_{\Delta T}}$ в формулі (4.14) недопустиме, так як суперечить формулі (4.29) з нормативного документа [102]. Крім того, похибка, визначена за формулою (4.20) є зайвою, оскільки тиск $P_{\text{Н}}$ є складовим тиску P_0, який оцінюється середньоквадратичним відхиленням (див. формулу (4.14)). Актуальним є питання оцінки впливу градієнту температури в піддзвоновому просторі на похибку передавання одиниці об'єму газу з врахуванням вимог, наведених в [102].

Для вирішення цього завдання пропонується розбити контрольний об'єм дзвонового мірника на два об'єми [145], перший з яких розташований у верхній частині дзвонового мірника, другий у

нижній, оскільки саме зверху і знизу дзвона розміщені давачі, що вимірюють $T_{\text{В}}, T_{\text{Н}}$, відповідно (рис. 4.4).

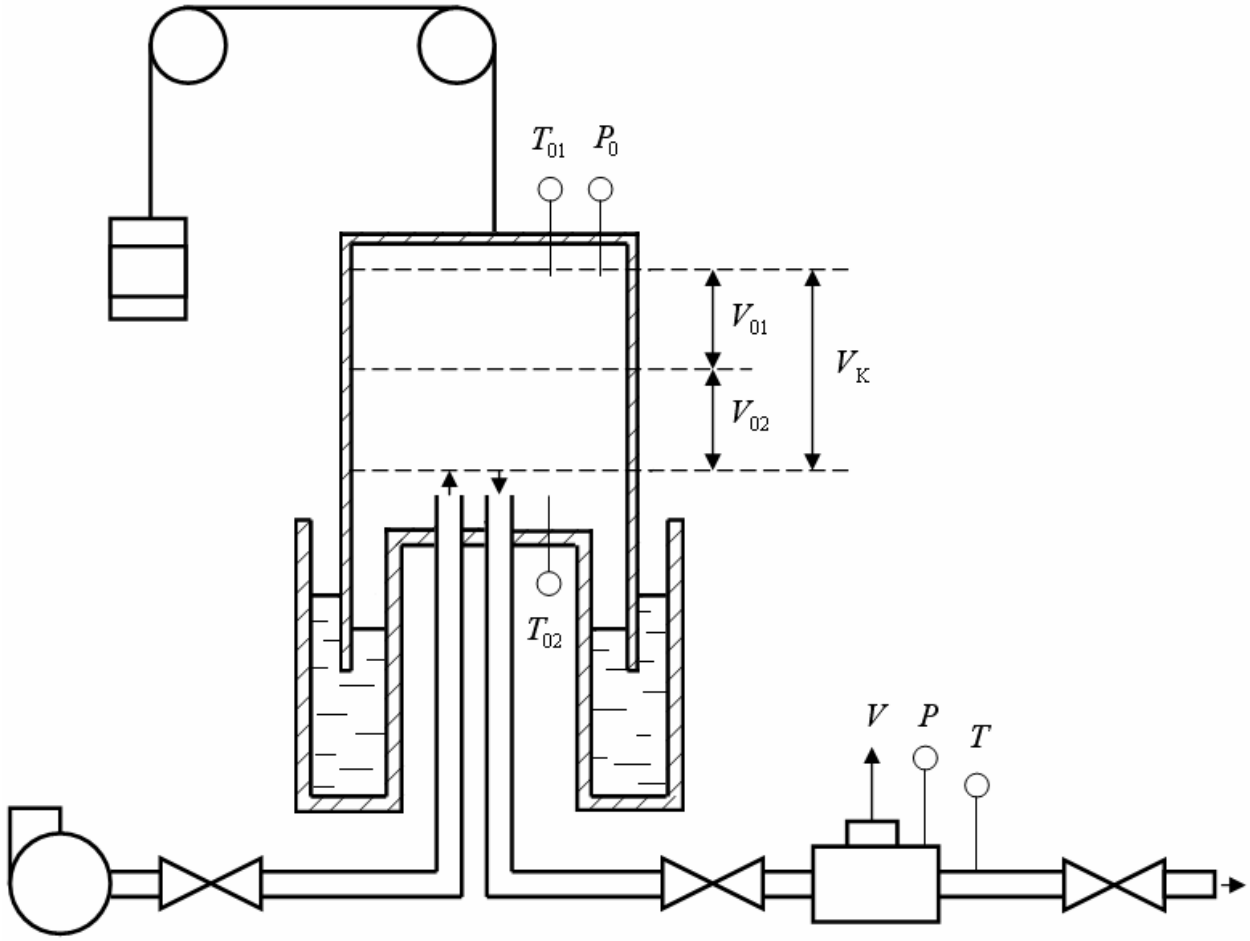


Рисунок 4.4 – Поділ контрольного об’єму

Пропорційність розбивання контрольного об’єму треба вибирати виходячи із конструктивних особливостей конкретних еталонів.

Переданий об’єм буде рівний сумі цих двох об’ємів тільки у випадку приведення всіх об’ємів до стандартних умов.

$$V_{\text{С}} = V \cdot \frac{P \cdot T_{\text{С}}}{P_{\text{С}} \cdot T} = V_{01\text{С}} + V_{02\text{С}}, \tag{4.30}$$

де

$$V_{01\text{С}} = V_{01} \cdot \frac{P_{01} \cdot T_{\text{С}}}{P_{\text{С}} \cdot T_{01}}, \tag{4.31}$$

$$V_{02\text{С}} = V_{02} \cdot \frac{P_{02} \cdot T_{\text{С}}}{P_{\text{С}} \cdot T_{02}}, \tag{4.32}$$

$V_{01};P_{01};T_{01}$ – значення об’єму, тиску та температури у верхній частині піддзвонового простору за робочих умов вимірювань, $V_{02};P_{02};T_{02}$ – значення цих параметрів в нижній частині піддзвонового простору; $V_C;V_{01C};V_{02C}$ – значення об’ємів за стандартних умов перед досліджуваним засобом вимірювань об’єму газу, у верхній та нижній частині дзвону, відповідно; P_C = 101325 Па, T_C = 293,15 К (20 °С) – значення тиску та температури газу за стандартних умов, відповідно.

З врахуванням формул (4.31) і (4.32) формула (4.30) набуде вигляду:

$$V = \frac{T}{P} \cdot \left(V_{01} \cdot \frac{P_{01}}{T_{01}} + V_{02} \cdot \frac{P_{02}}{T_{02}} \right). \tag{4.33}$$

Тиск під дзвоном вимірюється одним давачем і приймається, що $P_{01} = P_{02} = P_0$. Тоді формула (4.33) набуде вигляду:

$$V = \frac{T \cdot P_0}{P} \cdot \left(\frac{V_{01}}{T_{01}} + \frac{V_{02}}{T_{02}} \right). \tag{4.34}$$

Середньоквадратичне відхилення (СКВ) передачі розміру одиниці об’єму газу визначається за формулою:

$$S_{ПV} = \sqrt{\begin{array}{l} \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)^2 S_T^2 + \left(\frac{\partial V}{\partial P_0}\right)^2 S_{P_0}^2 + \left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)^2 S_P^2 + \left(\frac{\partial V}{\partial V_{01}}\right)^2 S_{V_{01}}^2 + \\ + \left(\frac{\partial V}{\partial T_{01}}\right)^2 S_{T_{01}}^2 + \left(\frac{\partial V}{\partial V_{02}}\right)^2 S_{V_{02}}^2 + \left(\frac{\partial V}{\partial T_{02}}\right)^2 S_{T_{02}}^2 \end{array}}. \tag{4.35}$$

Аналогічно, як і у формулах (4.15) – (4.19), визначаються коефіцієнти впливу, що є похідними об’єму по змінних $T;P_0;P;V_{01};T_{01};V_{02};T_{02}$.

$$\begin{cases} \dfrac{\partial V}{\partial T} = \dfrac{P_0}{P} \cdot \left(\dfrac{V_{01}}{T_{01}} + \dfrac{V_{02}}{T_{02}} \right) \approx 0{,}0034 \\ \dfrac{\partial V}{\partial P} = -\dfrac{T \cdot P_0}{P^2} \cdot \left(\dfrac{V_{01}}{T_{01}} + \dfrac{V_{02}}{T_{02}} \right) \approx 1 \cdot 10^{-5} \\ \dfrac{\partial V}{\partial P_0} = \dfrac{T}{P} \cdot \left(\dfrac{V_{01}}{T_{01}} + \dfrac{V_{02}}{T_{02}} \right) \approx 1 \cdot 10^{-5} \\ \dfrac{\partial V}{\partial V_{01}} = \dfrac{T \cdot P_0}{P \cdot T_{01}} \approx 1 \\ \dfrac{\partial V}{\partial V_{02}} = \dfrac{T \cdot P_0}{P \cdot T_{02}} \approx 1 \\ \dfrac{\partial V}{\partial T_{01}} = -\dfrac{T \cdot P_0 \cdot V_{01}}{P \cdot T_{01}^2} \approx 0{,}0017 \\ \dfrac{\partial V}{\partial T_{02}} = -\dfrac{T \cdot P_0 \cdot V_{02}}{P \cdot T_{02}^2} \approx 0{,}0017 \end{cases} \tag{4.36}$$

Середньоквадратичні відхилення $S_T, S_P, S_{P0}, S_{V01}, S_{V02}, S_{T01}, S_{T02}$ результатів вимірювання фізичних величин $T, P, P_0, V_{01}, V_{02}, T_{01}, T_{02}$ знаходяться з рівнянь:

$$\begin{cases} S_T = \sqrt{\dfrac{\sum\limits_{i=1}^{n} \left(T_i - \overline{T}\right)^2}{n-1}}, \text{ де } \overline{T} = \dfrac{\sum\limits_{i=1}^{n} T_i}{n} \\ S_P = \sqrt{\dfrac{\sum\limits_{i=1}^{n} \left(P_i - \overline{P}\right)^2}{n-1}}, \text{ де } \overline{P} = \dfrac{\sum\limits_{i=1}^{n} P_i}{n} \\ S_{P0} = \sqrt{\dfrac{\sum\limits_{i=1}^{n} \left(P_{0i} - \overline{P_0}\right)^2}{n-1}}, \text{ де } \overline{P_0} = \dfrac{\sum\limits_{i=1}^{n} P_{0i}}{n} \\ S_{V01} = \sqrt{\dfrac{\sum\limits_{i=1}^{n} \left(V_{01i} - \overline{V_{01}}\right)^2}{n-1}}, \text{ де } \overline{V_{01}} = \dfrac{\sum\limits_{i=1}^{n} V_{01i}}{n} \\ S_{V02} = \sqrt{\dfrac{\sum\limits_{i=1}^{n} \left(V_{02i} - \overline{V_{02}}\right)^2}{n-1}}, \text{ де } \overline{V_{02}} = \dfrac{\sum\limits_{i=1}^{n} V_{02i}}{n} \\ S_{T01} = \sqrt{\dfrac{\sum\limits_{i=1}^{n} \left(T_{01i} - \overline{T_{01}}\right)^2}{n-1}}, \text{ де } \overline{T_{01}} = \dfrac{\sum\limits_{i=1}^{n} T_{01i}}{n} \\ S_{T02} = \sqrt{\dfrac{\sum\limits_{i=1}^{n} \left(T_{02i} - \overline{T_{02}}\right)^2}{n-1}}, \text{ де } \overline{T_{02}} = \dfrac{\sum\limits_{i=1}^{n} T_{02i}}{n} \end{cases} \tag{4.37}$$

Середньоквадратичне відхилення, обчислене за формулою (4.35), становить 0,0013 м^3.

Використання описаної методології обчислення середньоквадратичного відхилення передачі розміру одиниці об'єму газу дозволить усунути методичну складову похибки та покращити метрологічні характеристики еталонів дзвонового типу.

4.3 Прогнозне моделювання метрологічних характеристик еталонних лічильників газу

При негативних результатах повірки, коли визначені значення похибки перевищують границі допустимої відносної похибки, лічильник газу признається непридатним до подальшого застосування. А це свідчить про те, що якийсь період часу облік газу цим лічильником був недостовірним.

Набагато гіршою є ситуація, коли отримуються негативні результати повірки еталонного лічильника газу. Наслідком цього є невідповідність метрологічних характеристик частини лічильників газу, які піддавались повірці на повірочній установці, до складу якої входить даний еталонний лічильник.

Еталонні лічильники газу, які не пройшли повірку [113], підлягають державній метрологічній атестації [114] після проведення профілактичних робіт або ремонту. Під час проведення цієї атестації визначається коефіцієнт перетворення еталонного лічильника для *i*-го вимірювання за даного *j*-го значення об'ємної витрати:

$$K_{ji} = {}^{N_{ji}}\!\!\diagup\!\!_{V_{ji}}, \tag{4.38}$$

де N_{ji} – кількість імпульсів з еталонного лічильника; V_{ji} – об'єм, що пройшов через еталонний лічильник, приведений до умов Державного первинного або вторинних еталонів;

середнє значення коефіцієнта перетворення еталонного лічильника за *j*-го значення об'ємної витрати:

$$\overline{K_j} = \frac{\sum_{i=1}^{n} K_{ji}}{n}, \tag{4.39}$$

де *n* – кількість вимірювань за *j*–го значення об'ємної витрати;

Після цього визначаються довірчі границі відносної похибки еталонного лічильника.

За отриманими результатами досліджень еталонного лічильника розраховуються, використовуючи метод найменших квадратів, коефіцієнти апроксимаційного поліному виду:

$$K(q) = A_{-2}q^{-2} + A_{-1}q^{-1} + A_0 + A_1q^1 + A_2q^2, \tag{4.40}$$

де A_i – коефіцієнти апроксимаційного поліному.

Відхилення експериментальних точок від значень розрахованих за апроксимаційним поліномом:

$$e_j = \frac{\overline{K}_j - K(q_j)}{K(q_j)} \cdot 100. \tag{4.41}$$

Наступною процедурою є технологічний прогін: еталонний лічильник встановлюється на повірочну установку, або будь-яку трубну конструкцію, в якій створюється номінальна витрата протягом 24 годин безперервної роботи. Після такого прогону здійснюється оцінка відтворюваності для *j*-го значення об'ємної витрати, яка обчислюється за формулою:

$$\delta_{Bj} = \frac{(\overline{K}_{Bj} - \overline{K}_j)}{\overline{K}_j} \cdot 100, \tag{4.42}$$

де K_{Bj} – коефіцієнт перетворення еталона за *j*-го значення об'ємної витрати, що визначений при повторному циклі досліджень. Визначення відтворюваності проводиться після 24 годин технологічного прогону еталонного лічильника, який проводиться після першого циклу досліджень еталонного лічильника. Це надто малий проміжок часу, у порівнянні із міжповірочним інтервалом (1 рік), для того, щоб відбулася значна зміна метрологічних характеристик еталонного лічильника газу.

Після цього оцінюється розширена невизначеність коефіцієнта перетворення.

Порядок прогнозування зміни метрологічних характеристик еталонних лічильників газу впродовж міжповірочного інтервалу наступний.

В методичному документі [114] вказано, що перед проведенням державної метрологічної атестації еталонний лічильник газу повинен пройти технологічний прогін протягом не менше 200 год. за номінальної витрати.

В роботі [115] пропонується визначати коефіцієнти перетворення еталонного лічильника за всіх витрат, значення яких наведені в [114], перед технологічним прогоном та через кожні, наприклад, 24 год.

Оскільки еталонні лічильники виготовляються на основі відібраних взірців із серійно виготовлених турбінних, роторних чи барабанних лічильників газу, то зміна їхніх метрологічних характеристик, під час експлуатації, має аналогічний характер. Після введення в експлуатацію еталонного лічильника виникає необхідність в двох додаткових параметрах [59]. Лічильнику притаманний дрейф метрологічних характеристик. Дрейф D є повільною в часі зміною метрологічних характеристик еталонного лічильника газу. Дрейф еталонного лічильника може бути оцінений, і супроводжуватися його власною невизначеністю, – U_D, яка може мати тип А або тип В, або обидва типи. В [59] вказано, що якщо дрейф визначається під час процедури затвердження типу, то складова U_D матиме тип В, при перекалібруваннях – тип А.

Ймовірні характеристики еталонного лічильника при його роботі за j-ї витрати в кожен момент часу протягом 200 годин прогону зображені на графіку (рис. 4.5).

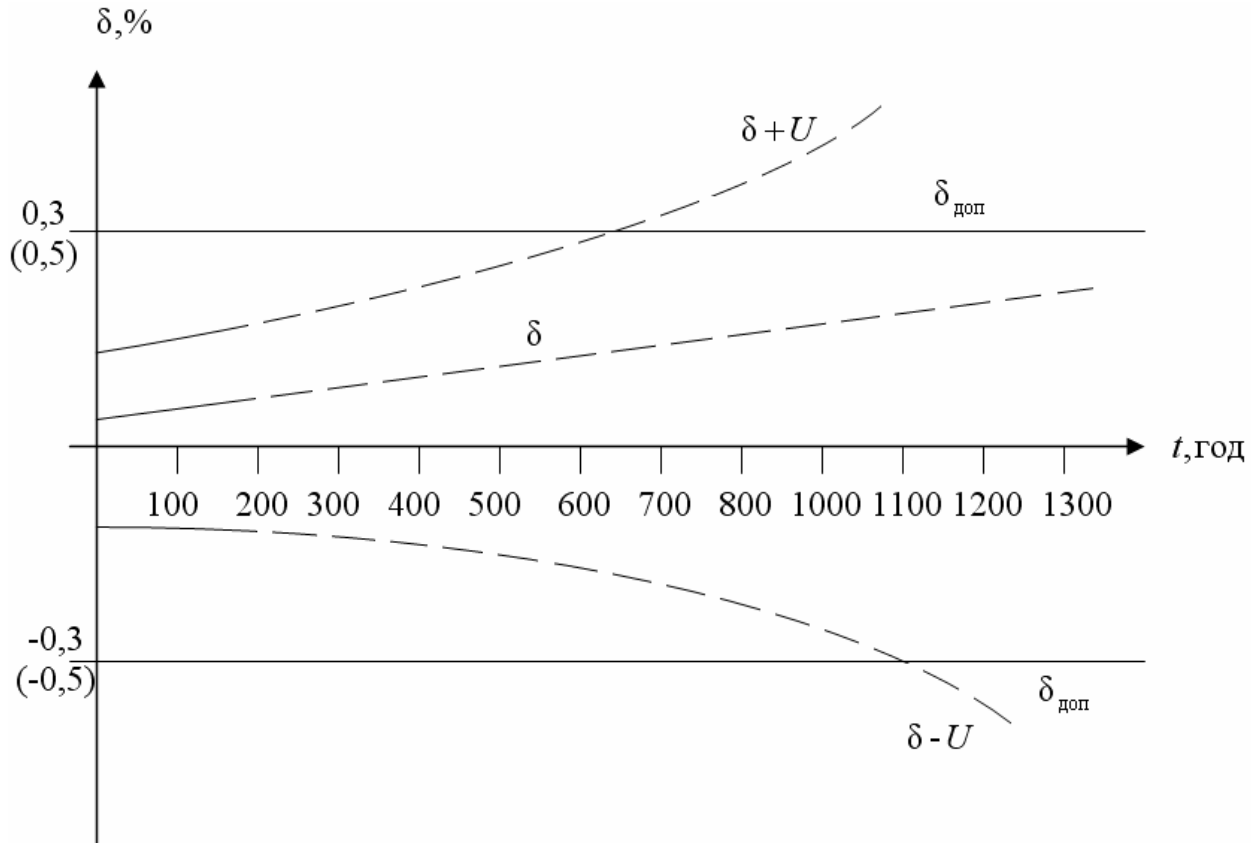


Рисунок 4.5 – Зміна невизначеності та похибки в часі

На рис. 4.5 штриховими лініями зображені метрологічні характеристики (відносна похибка δ та розширена невизначеність U) еталонного лічильника газу визначені під час технологічного прогону та прогнозовані характеристики, нерозривними лініями – допустимі межі відносної похибки $\delta_{доп}$.

Прогнозовані характеристики еталонного лічильника визначають шляхом апроксимації метрологічних характеристик, отриманих під час технологічного прогону (200 год). Сучасне програмне забезпечення персональних комп'ютерів дозволяє, на основі експериментальних даних, визначати рівняння апроксимації різних типів (лінійні, поліноми різних порядків, логарифмічні, експоненціальні та ін.).

Як видно із рис. 4.5, в момент часу $t = 650$ год лінію допустимої межі відносної похибки перетинає лінія невизначеності. Тому, з даного моменту, найбільш ймовірно, що метрологічні характеристики еталонного лічильника газу не будуть знаходитись в межах вимог до точності, тобто межах відносної похибки. З цього моменту виникає необхідність чергової повірки еталонного лічильника, а, можливо, і його переатестації.

Момент невідповідності метрологічних характеристик еталонних лічильників газу при їх експлуатації протягом міжповірочного інтервалу можна визначити за допомогою прогнозних апроксимаційних залежностей (рис. 4.5) шляхом удосконалення програмного забезпечення повірочних установок, до складу яких входять ці еталонні лічильники. Автором даної роботи пропонується в склад програмного забезпечення включити процедуру повірки відповідності метрологічних характеристик еталонних лічильників газу, яка полягає в наступному. Програма через певні проміжки часу (наприклад, 1 год) роботи еталонного лічильника (в склад повірочної установки входить, в основному, три еталонні лічильники, тому ресурс їхньої роботи менший за загальний ресурс роботи установки: найбільша питома частка часу роботи в еталонного лічильника, що працює в найнижчому діапазоні витрат, найменша – у діапазоні високих витрат) на основі апроксимаційної залежності $\delta = f(t)$, визначеної індивідуально для кожного еталонного лічильника перевіряє чи $\delta + U = \delta_{\text{доп}}$ або $\delta - U = \delta_{\text{доп}}$. У разі виявлення такої рівності програма видає повідомлення про недопустимість подальшої експлуатації даного еталонного лічильника та необхідність його повірки, або взагалі блокується робота програмного забезпечення повірочної установки, що унеможливить відображення результатів роботи установки.

Блок-схема алгоритму роботи описаної процедури наведена на рис. 4.6.

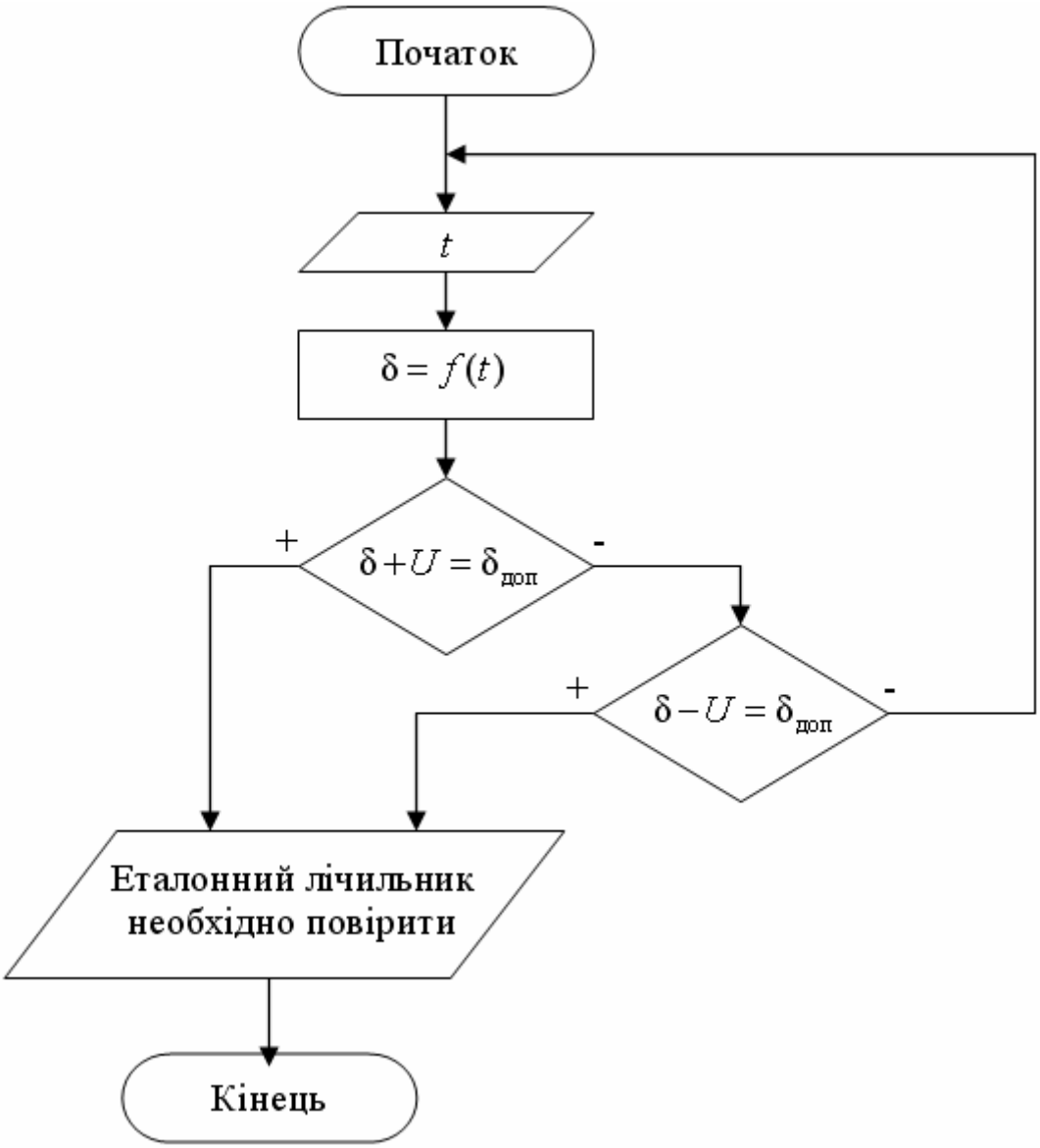


Рисунок 4.6 – Алгоритм процедури перевірки відповідності метрологічних характеристик еталонних лічильників газу

На основі розробленого алгоритму можна модернізувати існуюче програмне забезпечення повірочних установок лічильників газу та удосконалити методику атестації еталонних лічильників з введенням в неї процедури прогнозування метрологічних характеристик, чим забезпечиться відповідність характеристик еталонних лічильників газу під час їх експлуатації протягом міжповірочного інтервалу.

4.4 Дослідження стабільності лічильників газу на основі логіко-статистичних інформаційних моделей

Процедура проведення типових випробувань лічильників газу турбінного та роторного типів [6, 7] передбачає оцінку стабільності похибок лічильників газу. Дана метрологічна характеристика визначається тільки при проведенні державних випробувань і не може характеризувати динаміку зміни похибок лічильників газу під час їх експлуатації.

Нормативним документом [6] встановлено, що у діапазоні витрат від $0{,}25 \cdot q_{\max}$ до $q_{\max}$ зміни похибки лічильника за кожної витрати не повинні виходити за межі 0,2 %. В національному стандарті [7] встановлене аналогічне значення зміни похибки лічильника газу, але у діапазоні витрат від q_t до $q_{\max}$.

Виробники та постачальники турбінних та роторних лічильників газу декларують стабільність метрологічних характеристик в часі [116, 117], але не наводять числових значень стабільності.

Похибку турбінного лічильника, відповідно до вимог [6], треба визначати за різних витрат газу в такому порядку: $0{,}25 \cdot q_{\max}$; $0{,}7 \cdot q_{\max}$; $0{,}4 \cdot q_{\max}$; $q_{\max}$, причому зміну від $0{,}4 \cdot q_{\max}$ до $q_{\max}$ роблять через значення $1{,}1 \cdot q_{\max}$ для того, щоб наблизитися до значення $q_{\max}$ від більшого значення витрати газу. При кожній витраті потрібно тричі оцінити похибку без зміни витрати газу. Цикл треба повторити тричі. Дев’ять похибок лічильника за кожної витрати не повинні перевищувати 0,2 %.

Похибку роторного лічильника, відповідно до вимог [7], визначають для двох значень витрат в такому порядку: q_t, $q_{\max}$, q_t, $q_{\max}$, q_t, $q_{\max}$, де змінення витрат від q_t до $q_{\max}$ відбувається через $1{,}1 \cdot q_{\max}$, щоб досягти витрати $q_{\max}$ від більшої витрати. Для кожної витрати похибку лічильника визначають тричі без змінення витрати. Цикл повторюють тричі. Впевнюються, що дев’ять похибок лічильника для усіх витрат лежать в межах 0,2 %, не враховуючи взаємодію лічильника і випробувального обладнання.

Для оцінки динаміки зміни похибок лічильників газу пропонується наступна методика. Відповідно до [6] перед типовими випробуваннями, лічильник повинен пропрацювати протягом 50 год за витрати газу, що дорівнює принаймні $0{,}5 \cdot q_{\max}$. Для дослідження

стабільності метрологічних характеристик лічильника він повинен пропрацювати протягом не 50 год, а, наприклад, п’ять раз по 10 год.

Для прогнозування стабільності метрологічних характеристик лічильників використовується логіко-статистична модель ЛСІМ-1, яка традиційно використовується в системах контролю та автоматики для регулювання та стабілізації технологічних процесів [118]. Приклад побудови ЛСІМ-1, яка реагує на відхилення стану об’єкта керування від номінальних значень по амплітуді приведена на рис. 4.7.

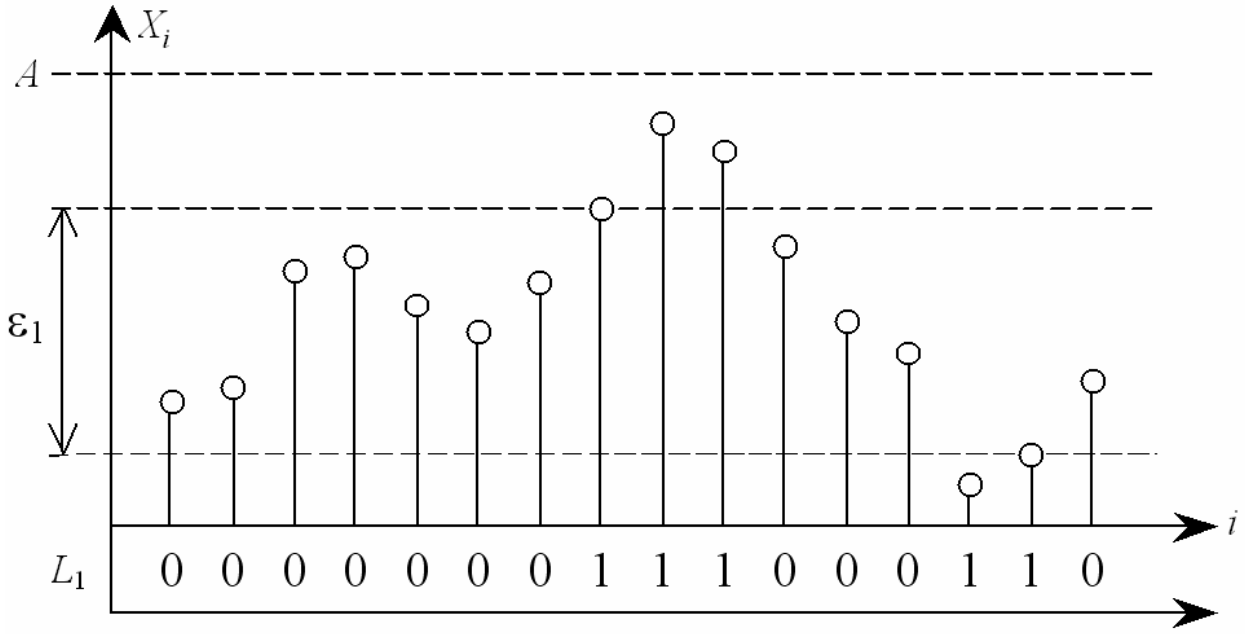


Рисунок 4.7 – Решітчаста функція станів об’єкта керування

Значення ЛСІМ-1 задається булевою змінною L_1, яка описується рівнянням [118]:

$$L_1 = \begin{cases} 0, & x_i \in \varepsilon_1, \\ 1, & x_i \notin \varepsilon_1. \end{cases} \tag{4.43}$$

де ε_1 – апертура станів об’єкта керування (x_i), яка має відповідний зміст: $x_i \in \varepsilon_1$, відповідає знаходженню x_i в границях апертури ε_1, а $x_i \notin \varepsilon_1$ – міститься на границях або поза границями апертури.

Перед проведенням досліджень та через кожні 10 год роботи лічильника проводять дослідження стабільності метрологічних характеристик лічильника газу за методиками, наведеними в [6, 7]. За результатами кожного з шести досліджень будується ЛСІМ-1 (див. рис. 4.7). Апертура станів ε_1, в даному випадку, становить 0,2 %.

Приклад побудови ЛСІМ-1 перед проведенням випробувань турбінного лічильника газу наведений на рис. 4.8.

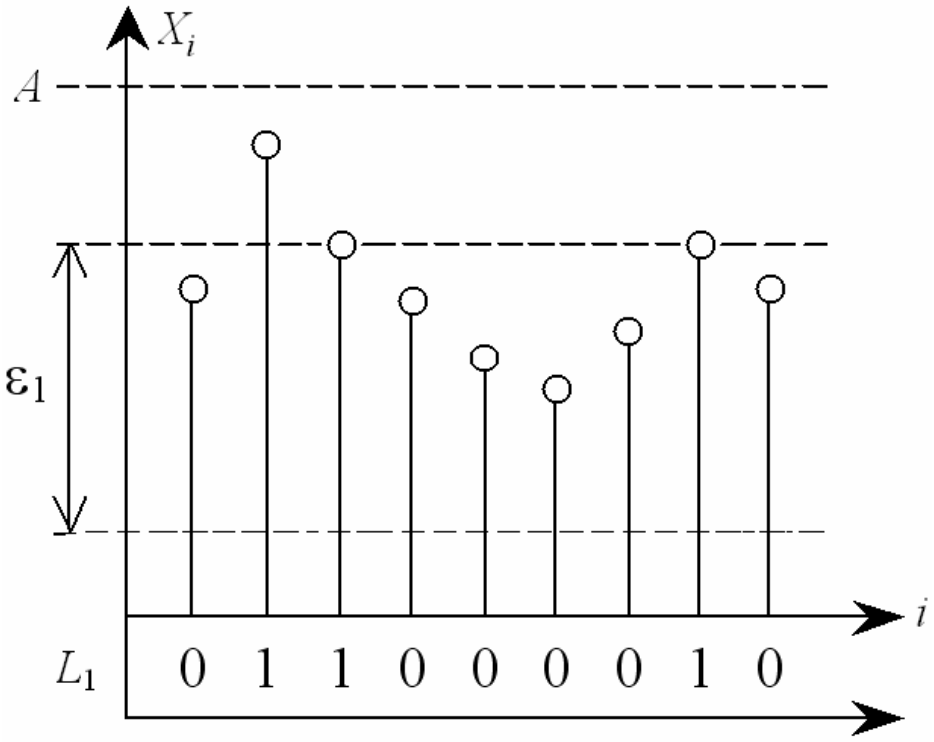


Рисунок 4.8 а – ЛСІМ-1 турбінного лічильника газу для витрати $0{,}25 \cdot q_{\max}$

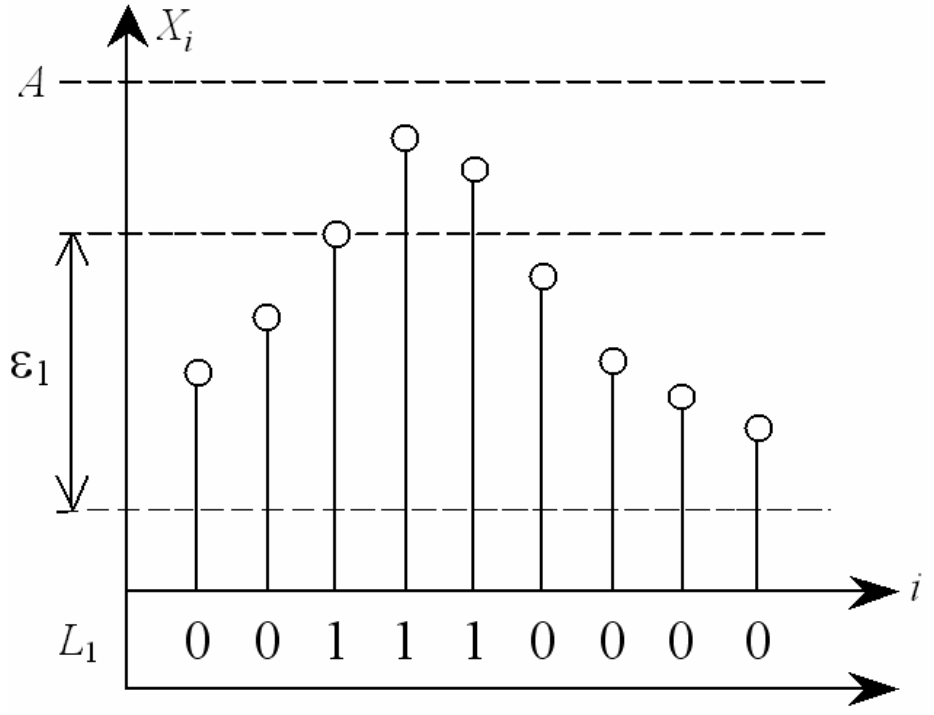


Рисунок 4.8 б – ЛСІМ-1 турбінного лічильника газу для витрати $0{,}7 \cdot q_{\max}$

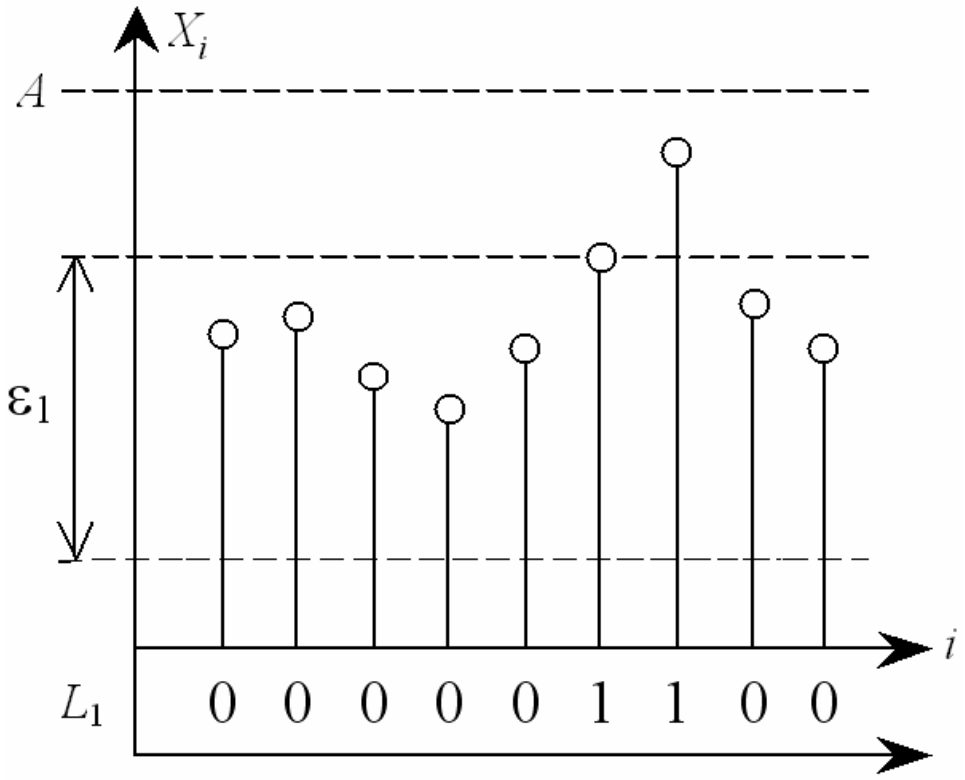


Рисунок 4.8 в – ЛСІМ-1 турбінного лічильника газу для витрати $0{,}4 \cdot q_{\max}$

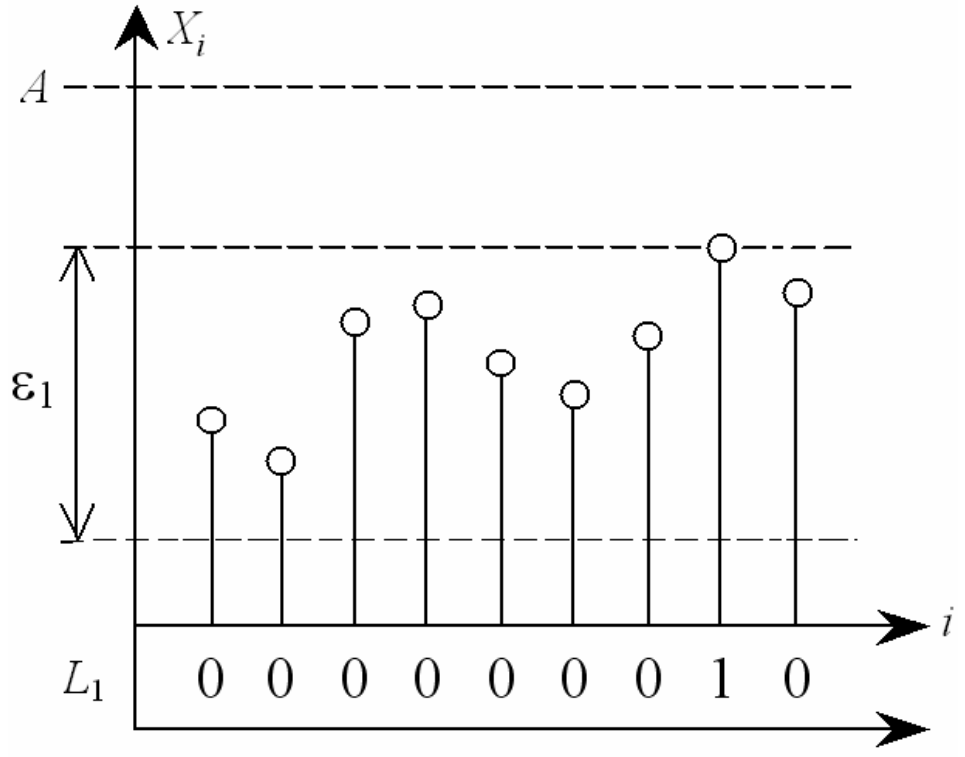


Рисунок 4.8 г – ЛСІМ-1 турбінного лічильника газу для витрати $q_{\max}$

На даному етапі досліджень можна оцінити зміну метрологічних характеристик турбінного лічильника газу в залежності від витрати. Для цього з графіків рис. 4.8 будують таблицю станів (табл. 4.4) шляхом сумування всіх 1 (одиниць) на кожному з графіків.

Таблиця 4.4 – Стани стабільності похибки турбінного лічильника газу на початку досліджень

Витрата газу	$0{,}25 \cdot q_{max}$	$0{,}7 \cdot q_{max}$	$0{,}4 \cdot q_{max}$	q_{max}
Позначення графіка на рис. 2	а)	б)	в)	г)
Сума станів стабільності похибки $\sum(L_1)$	3	3	2	1

За даними наведеними в табл. 4.4 будують криву стабільності похибки турбінного лічильника газу в залежності від витрати в одному дослідженні із серії (рис. 4.9).

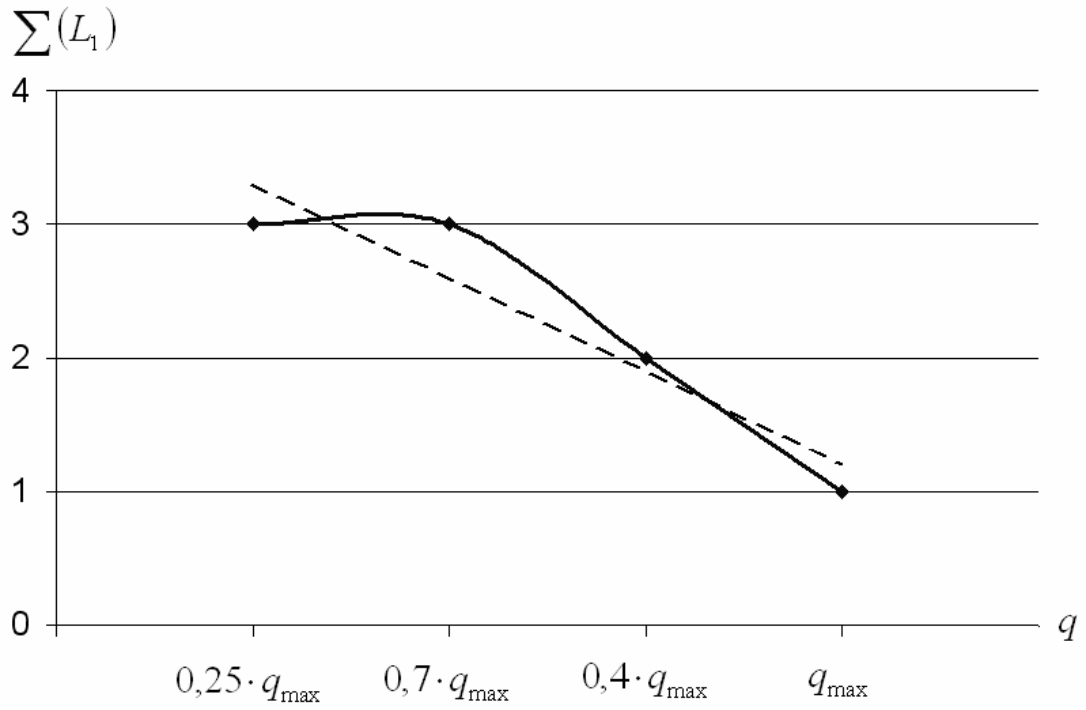


Рисунок 4.9 – Крива стабільності похибки турбінного лічильника газу одного дослідження із серії

На рис. 4.9 штриховою лінією зображена апроксимаційна крива, яка вказує на характер зміни похибки лічильника газу в залежності від витрати. В даному випадку зі збільшенням витрати спостерігається покращення стабільності метрологічних

характеристик лічильника газу (чим менша сума станів тим метрологічна стабільність лічильника краща).

За результатами серії досліджень (через кожні 10 год роботи лічильника) будують таблицю станів (табл. 4.5) шляхом сумування всіх 1 (одиниць) в кожній серії досліджень.

Таблиця 4.5 – Стани стабільності похибки турбінного лічильника газу за всіх досліджень

Номер дослідження в серії m	1	2	3	4	5	6
Сума станів стабільності похибки $\sum(L_1)$	9	8	9	7	5	2

За даними наведеними в табл. 4.5 будують криву стабільності похибки турбінного лічильника газу в залежності від номера дослідження в серії (рис. 4.10).

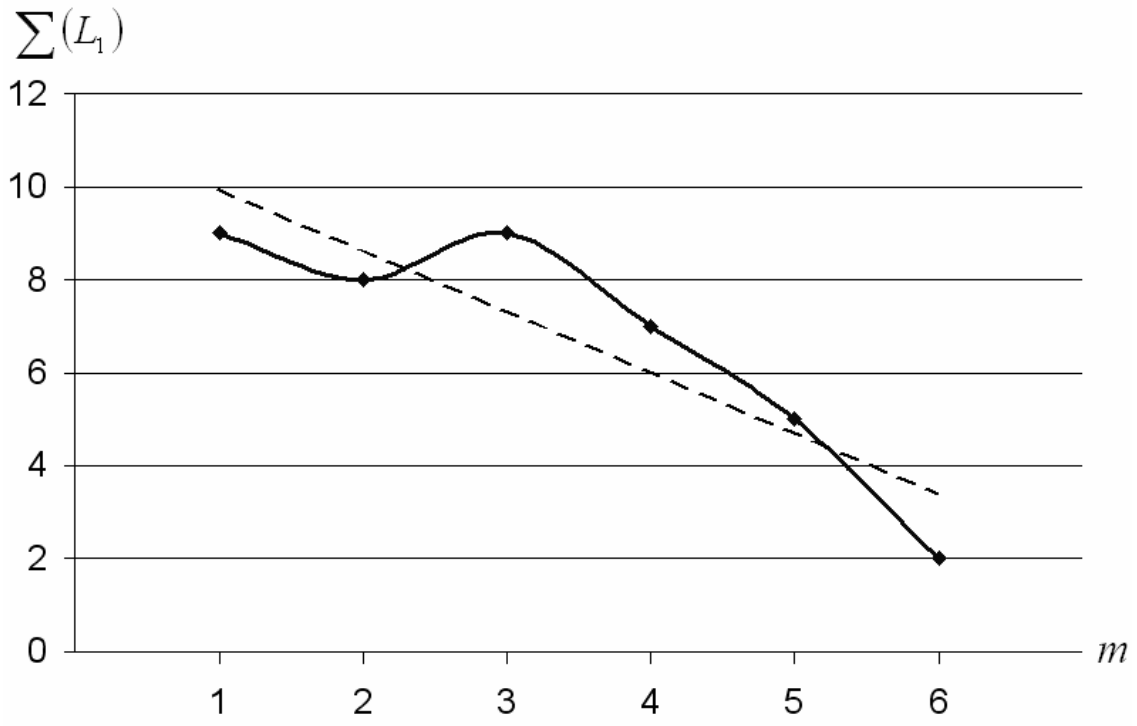


Рисунок 4.10 – Крива стабільності похибки турбінного лічильника газу за результатами серії досліджень

На рис. 4.10 штриховою лінією зображена апроксимаційна крива, яка вказує на характер зміни похибки лічильника газу в залежності від номера дослідження в серії. В даному випадку зі збільшенням кількості досліджень спостерігається покращення стабільності метрологічних характеристик лічильника.

Апроксимаційна крива зображена на рис. 4.10 описується рівнянням:

$$\sum(L_1) = -1{,}3 \cdot m + 11{,}3 . \quad (4.44)$$

В загальному випадку рівняння (4.44) можна описати функцією:

$$\sum(L_1) = f(m) . \quad (4.45)$$

Враховуючи часову різницю τ між дослідженнями в серії формула (4.45) набуде вигляду:

$$\sum(L_1) = \frac{f(m)}{\tau} . \quad (4.46)$$

Для даного конкретного випадку (рис. 4.10) формула (4.44) з врахуванням формули (4.46), в якій $\tau = 10$ год, буде мати вигляд:

$$\sum(L_1) = -0{,}13 \cdot m + 1{,}13 . \quad (4.47)$$

Умовою, коли динаміка стабільності метрологічних характеристик відповідатиме вимогам нормативних документів [6, 7], буде $\sum(L_1) = 0$ при апертурі станів $\varepsilon_1 = 0{,}2$ %.

Аналогічна методика побудови ЛСІМ-1 для досліджень стабільності в часі метрологічних характеристик роторних лічильників газу.

Використання розроблених методик дозволить оцінити динаміку зміни стабільності метрологічних характеристик роторних і турбінних лічильників газу та спрогнозувати метрологічну стабільність на період експлуатації лічильників газу.

4.5 Підвищення точності обліку природного газу лічильниками з електронними пристроями температурної компенсації в експлуатації

Чинний нормативний документ [41] встановлює умови для визначення об’єму природного газу при взаємних розрахунках зі споживачами. Відповідно до даного стандарту, об’єм газу повинен приводитися до наступних умов:

- температура 20 ºС (293,15 ºК);

- тиск 760 мм рт. ст. (101325 Н/м^2);
- вологість рівна 0.

У промисловості для обліку природного газу використовуються вимірювальні комплекси об’єму газу на базі лічильників газу [6, 7] та електронних коректорів (обчислювачів) об’єму газу [8]. Такі вимірювальні системи забезпечують приведення виміряного в реальних умовах об’єму природного газу до стандартних умов.

Використання електронних коректорів об’єму газу в побутовому секторі не знайшло застосування із-за великої їх вартості. Термін їхньої окупності більший за термін експлуатації побутових лічильників газу. Як наслідок, більша частка побутових лічильників газу обліковує природний газ в реальних умовах, не приводячи його до стандартних умов.

Найвпливовішим фактором на точність вимірювання об’єму газу є його температура, яка протягом року змінюється в досить широкому діапазоні. В таблиці В.1 дод. В наведені найнижчі (в січні) та найвищі (в липні) середньомісячні температури газу в газопроводах [10], якими газ транспортується до побутових споживачів.

Як видно із таблиці В.1, максимальний діапазон зміни середньомісячних температур газу становить -7,9...+23,2 ºС. Відхилення температури газу на 1 ºС від стандартного значення температури (20 ºС) призводить до зміни облікованого об’єму природного газу на 0,34 %. В такому випадку, похибка обліку газу буде знаходитися в діапазоні -9,5...+1,1 %.

Другим за величиною впливу на обліковані об’єми газу є абсолютний тиск газу, складовими якого є атмосферний та надлишковий тиски. Середньомісячні значення атмосферних тисків наведені в [36]. Мінімально необхідний надлишковий тиск газу, який забезпечує роботу побутового газового обладнання – 1800-2000 Па. З врахуванням вищенаведеного, обчислені абсолютні тиски газу, що транспортується до побутових споживачів, значення яких наведені в таблиці Д.1 дод. Д.

Як видно із таблиці Д.1, максимальний діапазон зміни абсолютних тисків природного газу становить 99391,72... 103564,7 Па. Відхилення тиску газу на 1 кПа від стандартного значення тиску (101325 Па) призводить до зміни облікованого об’єму природного газу на 1 %. В такому випадку, похибка обліку газу буде знаходитися в діапазоні -2,2...+1,9 %.

Незначна частина побутових лічильників газу, що обліковують природний газ, містять елементи температурної компенсації (біметалічні пластини). Об'єм газу, облікований такими лічильниками, приводиться до стандартних умов за формулою:

$$V_c = V\frac{T_c}{T}, \qquad (4.48)$$

де V_c – об'єм природного газу приведений до стандартних умов, м^3; V – об'єм газу облікований лічильником при реальних значеннях тиску та температури газу, м^3; T_c=293,15 ºК – значення температури газу за стандартних умов; T – реальна температура газу, облікованого лічильником, ºК.

Відомі розрахункові методи приведення облікованих побутовим лічильниками об'ємів газу до стандартних умов [53, 119], однак, для реалізації цих методів необхідно додатково вимірювати температуру повітря навколишнього середовища.

Актуальним питанням є вдосконалення методики приведення об'єму газу, облікованого лічильниками газу з елементами температурної компенсації, з врахуванням абсолютного тиску газу, без необхідності додаткового вимірювання цього тиску [120].

Для оцінки методичних аспектів проаналізуємо експериментальні дані про середньомісячні температури повітря (табл. 4.6) та середньомісячні атмосферні тиски (табл. 4.7) за 2011 рік в двох обласних центрах України, які розміщені найвище та найнижче над рівнем моря: Хмельницькому (350 м) та Одесі (42 м) [121].

Таблиця 4.6 – Середньомісячні температури повітря та атмосферні тиски в Хмельницькому в 2011 р.

Місяць	Температура повітря, ºК	Атмосферний тиск, Па
Січень	270,94	97727,69
Лютий	268,6	97682,36
Березень	275,89	98092,99
Квітень	284,47	97409,05
Травень	290,89	99286,23
Червень	293,97	97279,73
Липень	294,94	97018,42
Серпень	294,28	97533,04
Вересень	291,38	97682,36

Кінець таблиці 4.6

Жовтень	282,18	98043,67
Листопад	276,35	98438,3
Грудень	274,99	97325,06

Таблиця 4.7 – Середньомісячні температури повітря та атмосферні тиски в Одесі в 2011 р.

Місяць	Температура повітря, ºК	Атмосферний тиск, Па
Січень	273,59	101654,03
Лютий	271,47	101418,05
Березень	277,81	101788,68
Квітень	284,28	100887,42
Травень	290,68	101156,73
Червень	295,22	100639,45
Липень	297,95	100520,79
Серпень	297,62	102531,28
Вересень	293,47	101227,39
Жовтень	278,23	101580,7
Листопад	278,48	102224,64
Грудень	278,39	101268,72

В роботі [56] встановлена залежність середньомісячних значень атмосферного тиску повітря від середньомісячної температури повітря та висоти розташування точки вимірювання цих параметрів над рівнем моря. Дана залежність описується наступною формулою:

$$p_n = \left[(359{,}88 - 0{,}0342h) + (17{,}707 - 0{,}0134h)\cdot\cos(0{,}523599(n-1))\right]\times \\ \times (t_n + 273{,}15), \qquad (4.49)$$

де p_n – середньомісячний атмосферний тиск повітря, Па; t_n – середньомісячна температура повітря, ºС; h – висота точки вимірювання над рівнем моря, м; n – номер місяця в році (січень – 1, грудень – 12), $n = 1...12$.

Крім того, в роботі [56] встановлені залежності середньомісячних значень атмосферних тисків повітря від середньомісячних температур повітря для кожного окремого обласного центру України. Зокрема для Хмельницького ця залежність описується формулою:

$$p_n = [349{,}12 + 13{,}79 \cdot \cos(0{,}523599(n-1))] \cdot (t_n + 273{,}15). \quad (4.50)$$

Для Одеси дана залежність матиме наступний вигляд:

$$p_n = [357{,}42 + 15{,}92 \cdot \cos(0{,}523599(n-1))] \cdot (t_n + 273{,}15). \quad (4.51)$$

Об'єм газу, приведений до стандартних умов, визначається за формулою:

$$V_{\text{с}} = V \frac{T_{\text{с}}}{p_{\text{с}}} \frac{p}{T}, \quad (4.52)$$

де $p_{\text{с}}$=101325 Па – значення абсолютного тиску газу за стандартних умов; p – реальний абсолютний тиск газу, облікованого лічильником (Па), який визначається за формулою:

$$p = p_{\text{а}} + p_{\text{н}} \approx p_n + 2000, \quad (4.53)$$

де $p_{\text{а}}$ – атмосферний тиск повітря; $p_{\text{н}}$ – надлишковий тиск газу.

З врахуванням формул (4.50) та (4.53) формула (4.52) для Хмельницького набуде вигляду:

$$V_{\text{с}} = V \cdot \frac{293{,}15}{101325 \cdot (t_n + 273{,}15)} \cdot [(349{,}12 + 13{,}79 \cdot \cos(0{,}523599(n-1))) \times \times (t_n + 273{,}15) + 2000]. \quad (4.54)$$

Аналогічно, для Одеси формула (4.52) з врахуванням формул (4.51) та (4.53) матиме вигляд:

$$V_{\text{с}} = V \cdot \frac{293{,}15}{101325 \cdot (t_n + 273{,}15)} \cdot [(357{,}42 + 15{,}92 \cdot \cos(0{,}523599(n-1))) \times \times (t_n + 273{,}15) + 2000]. \quad (4.55)$$

Універсальна формула для визначення облікованих об'ємів газу в будь-якому регіоні України, на основі формули (4.52) з врахуванням формул (4.49) та (4.53), матиме вигляд:

$$V_{\text{с}} = V \cdot \frac{293{,}15}{101325 \cdot (t_n + 273{,}15)} \cdot [\left(\begin{matrix} (359{,}88 - 0{,}0342h) + + (17{,}707 - 0{,}0134h) \times \\ \times \cos(0{,}523599(n-1)) \end{matrix} \right) \times \times (t_n + 273{,}15) + 2000]. \quad (4.56)$$

Для оцінки ефективності розроблених математичних моделей (4.54), (4.55) та (4.56) у порівнянні з приведенням виміряних лічильниками об’ємів газу до стандартних умов за формулою (4.52) та коригуванням об’ємів за допомогою термокомпенсатора за формулою (4.48) використаємо відносну величину: поправочний коефіцієнт до показів лічильника газу, що визначається за формулою:

$$k = \frac{V_{\text{c}}}{V}. \tag{4.57}$$

Поправочні коефіцієнти для випадку приведення виміряних об’ємів газу до стандартних умов за результатами вимірювання абсолютного тиску та температури газу за формулою (4.52) визначаються за формулою:

$$k = \frac{T_{\text{c}}}{p_{\text{c}}}\frac{p}{T}. \tag{4.58}$$

Аналогічні коефіцієнти для випадку використання лічильника з елементами температурної компенсації, фізичний принцип роботи якого описується формулою (4.48), визначаються за формулою:

$$k = \frac{T_{\text{c}}}{T}. \tag{4.59}$$

Поправочні коефіцієнти для випадку приведення виміряних об’ємів газу до стандартних умов за універсальною формулою для будь-якого регіону України (4.56), визначаються за формулою:

$$k = \frac{293{,}15}{101325\cdot(t_n + 273{,}15)}\cdot[\left(\begin{array}{l}(359{,}88 - 0{,}0342h) + +(17{,}707 - 0{,}0134h)\times \\ \times\cos(0{,}523599(n-1))\end{array}\right)\times \\ \times(t_n + 273{,}15) + 2000]. \tag{4.60}$$

У випадку приведення виміряних об’ємів газу в Хмельницькому до стандартних умов за формулою (4.54), поправочні коефіцієнти до показів лічильників газу визначатимуться за наступною формулою:

$$k = \frac{293{,}15}{101325\cdot(t_n + 273{,}15)}\cdot[(349{,}12 + 13{,}79\cdot\cos(0{,}523599(n-1)))\times \\ \times(t_n + 273{,}15) + 2000]. \tag{4.61}$$

Для приведення виміряних об’ємів газу в Одесі до стандартних умов за формулою (4.55), поправочні коефіцієнти до показів лічильників газу визначатимуться за наступною формулою:

$$k = \frac{293{,}15}{101325 \cdot (t_n + 273{,}15)} \cdot [(357{,}42 + 15{,}92 \cdot \cos(0{,}523599(n-1))) \times \times (t_n + 273{,}15) + 2000] . \quad (4.62)$$

Обчислені за формулами (4.58)-(4.61) поправочні коефіцієнти до облікованих об’ємів газу в Хмельницькому за даними, наведеними в табл. 4.6, зображені на рис. 4.11.

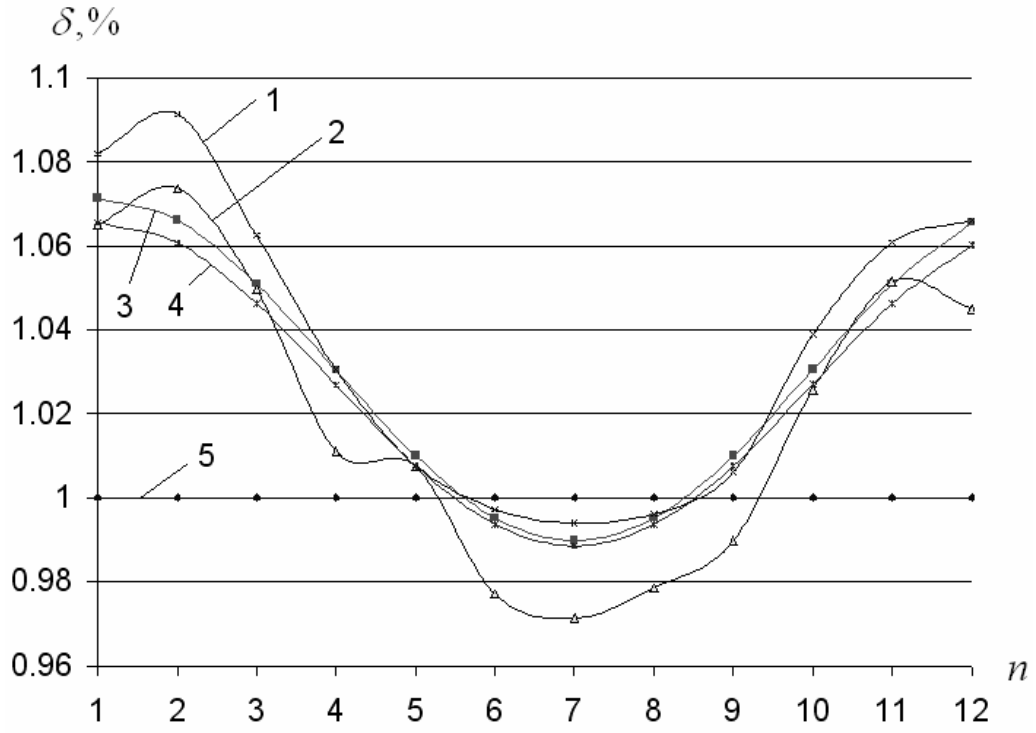


Рисунок 4.11 – Поправочні коефіцієнти до облікованих об’ємів газу в Хмельницькому: 1 – за формулою (4.59), 2 – за формулою (4.58), 3 – за формулою (4.61), 4 – за формулою (4.60), 5 – коли температура і абсолютний тиск газу рівні значенням за стандартних умов

Як видно із рис. 4.11 відхилення обчислених за формулами (4.60) і (4.62) значень (криві 3 і 4) від дійсних даних: для випадку приведення виміряних об’ємів газу до стандартних умов за результатами вимірювання абсолютного тиску та температури газу (крива 2), мають нерегулярний характер, тобто вони відхиляються і у додатну, і у від’ємну сторону. Отже залежності, що описується формулами (4.60) та (4.62), можуть бути використані для описування

дійсних даних та розрахунків поправочних коефіцієнтів до облікованих об'ємів газу в Хмельницькому. Крива 1, обчислена за формулою (4.59), від кривої 2 відхиляється тільки в додатну сторону і не може бути використана для розрахунків поправочних коефіцієнтів.

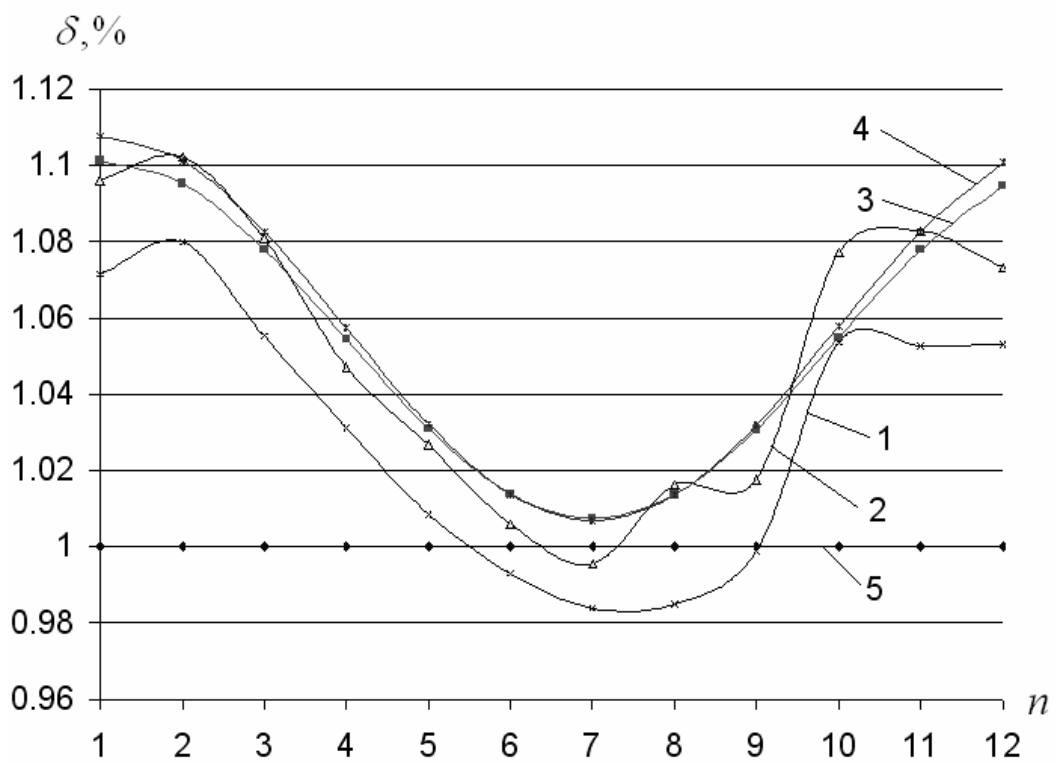


Рисунок 4.12 – Поправочні коефіцієнти до облікованих об'ємів газу в Одесі:
1 – за формулою (4.59), 2 – за формулою (4.58), 3 – за формулою (4.62), 4 – за формулою (4.60), 5 – коли температура і абсолютний тиск газу рівні значенням за стандартних умов

Аналогічно, із рис. 4.12 видно, що відхилення обчислених за формулами (4.60) і (4.62) значень (криві 3 і 4) від дійсних даних (крива 2) мають також нерегулярний характер. Як і попередньому випадку, залежності, що описується формулами (4.60) та (4.62), можуть бути використані для описування дійсних даних та розрахунків поправочних коефіцієнтів до облікованих об'ємів газу в Одесі. Крива 1, обчислена за формулою (4.59), від кривої 2 відхиляється тільки у від'ємну сторону і, навіть, не дотикається до кривої 2 в жодній точці, тому також не може бути використана для розрахунків поправочних коефіцієнтів.

Для кількісної оцінки залежностей зображених кривими 1, 3 та 4, побудованими за формулами (4.59)-(4.61) на рис. 5.8 і за формулами (4.59), (4.60), (4.62), необхідно обчислити середньоквадратичні відхилення значень, розрахованих за цими формулами від дійсних даних, зображених кривою 2, що обчислені за формулою (4.58).

Середньоквадратичні відхилення визначаються за формулою:

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} \Delta_i^2}{n(n-1)}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (k_i - k_{\partial i})^2}{n(n-1)}}, \qquad (4.63)$$

де k_i – значення поправочних коефіцієнтів до облікованих об'ємів газу, обчислені за формулами (4.59)-(4.61), в Хмельницького та за формулами (4.59), (4.60), (4.62), в Одесі відповідно; $k_{\partial i}$ – дійсні значення поправочних коефіцієнтів для тих же обласних центрів.

Обчислені за формулою (4.63) значення середньоквадратичних відхилень наведені в табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – Середньоквадратичні відхилення поправочних коефіцієнтів, розрахованих за формулами (4.59)-(4.62)

Обласний центр	Формула (4.59)	Формула (4.60)	Формула (4.61)	Формула (4.62)
Хмельницький	0,0050	0,0037	0,0042	
Одеса	0,0067	0,0037		0,0034

Як видно із табл. 4.8, найгірше крива 2 апроксимується кривою, побудованою на основі обчислень за формулою (4.59), оскільки середньоквадратичне відхилення, в даному випадку, найбільше. Найбільш стабільно крива 2 описується за допомогою кривої, побудованої на основі обчислень за формулою (4.60). Це стосується даних як для Хмельницького, так і для Одеси. Числові значення середньоквадратичних відхилень даних, визначених за формулами (4.61) та (4.62), практично дорівнюють значенням, обчисленим за формулою (4.60). Отже, формула (4.60) може бути використана для визначення поправочних коефіцієнтів до облікованих об'ємів газу в будь-якому регіоні України.

Залежність (4.60) може бути використана при проведенні інженерних розрахунків на стадії розробки механічних пристроїв температурної компенсації (рис. 4.13) виміряних об'ємів газу

побутовими лічильниками. В такому випадку, потрібно буде змінити градуювання шкали регулювальних пластин, врахувавши замість математичної моделі (4.59) розроблену модель (4.60).

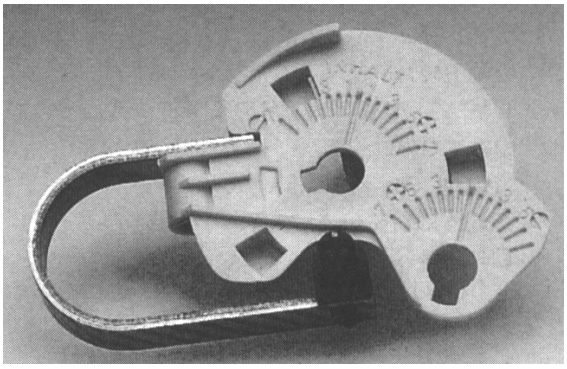


Рисунок 4.13 – Механічний пристрій температурної компенсації

Набагато простіше реалізувати математичну модель (4.60) в побутових лічильниках газу з електронним відліковим пристроєм (рис. 4.14).

Рисунок 4.14 – Лічильник газу з електронним відліковим пристроєм

Дані лічильники (рис. 4.14) дозволяють вести архіви помісячних значень облікованих об’ємів природного газу та виміряних середньомісячних температур газу, що дуже спрощує можливість модифікації конструкції електронного блоку лічильника у порівнянні з лічильниками з механічними термокомпенсаторами (рис. 4.13).

Висновки до четвертого розділу

1. Вперше проведене звірення національних еталонів шести країн з Державним первинним еталоном одиниць об’єму та об’ємної витрати газу України та експериментально визначено його ступінь еквівалентності. Результати звірень засвідчили високий рівень точності Державного первинного еталона одиниць об’єму та об’ємної витрати газу України у порівнянні з аналогічними національними еталонами країн-учасниць проведених звірень (100% успішності).

2. Розроблена вдосконалена методологія врахування параметрів відтворюваного контрольного об’єму дзвонового мірника, що дозволить усунути методичну складову похибки та покращити метрологічні характеристики еталонів дзвонового типу.

3. Запропоновано здійснювати прогноз зміни метрологічних характеристик еталонних лічильників газу впродовж міжповірочного інтервалу на основі технологічного прогону, чим забезпечиться відповідність характеристик еталонних лічильників газу під час їх експлуатації.

4. Розроблена методика для оцінки динаміки зміни похибок лічильників газу. Використання розробленої методики дозволить оцінити динаміку зміни стабільності метрологічних характеристик роторних і турбінних лічильників газу та спрогнозувати метрологічну стабільність на період експлуатації лічильників газу.

5. Розроблені математичні моделі для розрахунку поправочних коефіцієнтів від впливу зміни абсолютного тиску газу, що дозволить приводити виміряні побутовими лічильниками об’єми газу до стандартних умов без необхідності додаткового вимірювання абсолютного тиску газу.

Основні наукові результати розділу опубліковані у працях [105, 109, 115, 120, 145, 146].

РОЗДІЛ 5 ПОКРАЩЕННЯ МЕТРОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ОБ'ЄМУ ГАЗУ

5.1 Розроблення псевдо-динамічного режиму роботи робочих еталонів об'єму газу

Відповідно до вимог чинних в Україні методичних документів [27, 122] державна метрологічна атестація та повірка робочих еталонів здійснюється в статичному режимі: від робочого еталона від'єднуються давачі тиску та температури та визначаються метрологічні характеристики вимірювальних каналів цих фізичних величин, вимірюються геометричні розміри дзвонового мірника та геометричні параметри засобу вимірювання переміщення цього мірника (стосується робочих еталонів дзвонового типу). Винятком є, хіба що, визначення стабільності тиску повітря в піддзвоновому просторі, яке здійснюється в динамічному режимі [27]. Однак, в наведених методичних документах не регламентується оцінка впливу на похибку робочих еталонів стабільності тиску повітря у вимірювальному тракті (включаючи замірні трубопроводи та лічильники газу, що повіряються за допомогою робочих еталонів об'єму газу), хоча саме параметри об'єму повітря, що поступає на вхід лічильника газу, який повіряється, є визначальними при обчисленні похибки цього лічильника.

Робочі еталони об'єму газу незалежно від виду та принципу роботи за призначенням умовно поділяються на еталони, призначені для повірки промислових лічильників газу (типорозмір від G16 і вище) та побутових лічильників (типорозміри від G1,6 до G10). Діє навіть ряд нормативних документів [25, 123, 124], дія яких поширюється тільки на побутові лічильники газу. Специфіка такого поділу полягає в тому, що промислові лічильники газу обладнані давачем кількості обертів турбіни (в турбінних лічильниках газу) чи роторів (в роторних лічильниках), що пропорційні величині об'єму газу, що обліковується цими лічильниками [22], а у побутових лічильників такі давачі відсутні. Як наслідок цього, процес повірки промислових і побутових лічильників газу відрізняється між собою. Перші повіряються в динамічному режимі [37], другі – в дискретно-динамічному [31].

Динамічний режим базується на трьохетапному процесі роботи робочого еталона: стабілізації, проходженні контрольного об'єму, проходженні залишкового об'єму. Тривалість процесу стабілізації вибирається такою, щоб значення тиску врівноважилося до величини, визначеної в [27]. Початок і закінчення контрольного об'єму задаються контролером інформаційно-вимірювальної системи робочого еталона командами „Старт" та „Стоп", відповідно, за допомогою контрольної лінійки. Залишковий об'єм $V_з$ визначається за формулою [125]:

$$V_з = V_\Sigma - V_с - V_к, \tag{5.1}$$

де V_Σ – максимальний об'єм робочого середовища (повітря), що відтворюється робочим еталоном, $V_с$ – об'єм газу, під час проходження якого відбувається стабілізація тиску робочого середовища, $V_к$ – контрольний об'єм, значення якого атестоване та використовується в обчисленнях похибки лічильника газу, що повіряється робочим еталоном. Одночасно між командами „Старт" та „Стоп" інформаційно-вимірювальною системою отримуються значення об'єму, облікованого лічильником газу, що повіряється. Результати експериментальних досліджень зміни надлишкового тиску робочого середовища p при динамічному режимі роботи робочого еталона при n спостереженнях зображені на рис. 5.1.

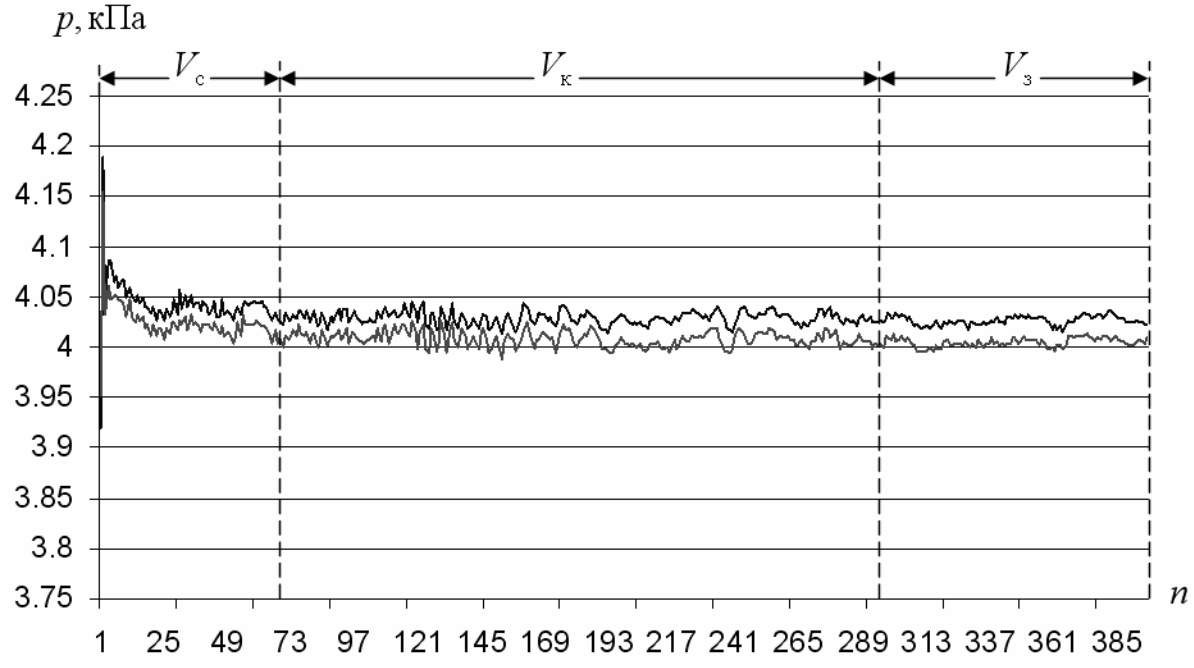


Рисунок 5.1 – Зміна надлишкового тиску робочого середовища при динамічному режимі роботи робочого еталона

При дискретно-динамічному режимі роботи робочих еталонів процес повірки лічильників газу розпочинається одночасно з початком роботи робочого еталона за командою оператора і закінчується, знову ж таки, за командою оператора шляхом вимикання пристрою створення витрати. Така дискретність роботи зумовлена тим, що необхідно зафіксувати початкові покази лічильника газу, що повіряється, перед початком процесу повірки, потім пропустити через лічильник визначене в [25] значення контрольного об'єму робочого середовища, після цього зупинити процес повірки і вже тоді зафіксувати кінцеві покази лічильника. Недоліком такого режиму роботи є нестабільність тиску робочого середовища (пневмоудари), яка носить такий характер, як на початку ділянки V_c (рис. 5.1). Структурна схема робочого еталона об'єму газу, що працює в дискретно-динамічному режимі роботи, зображена на рис. 5.2.

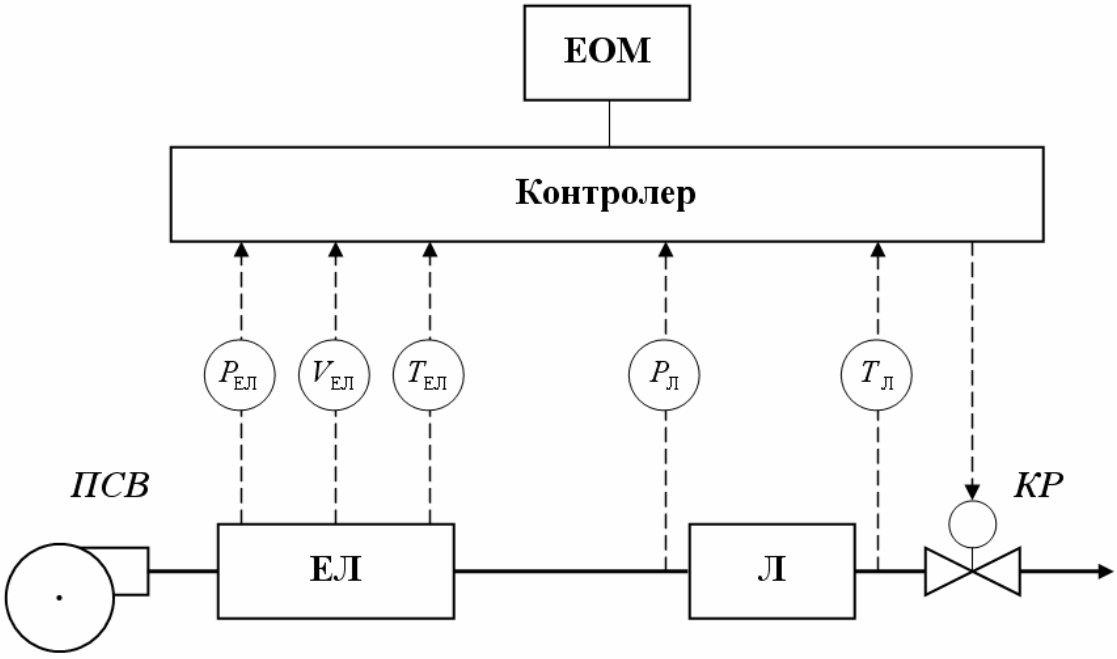


Рисунок 5.2 – Структурна схема робочого еталона з дискретно-динамічним режимом роботи

Позначення на рисунку: ПСВ – пристрій створення витрати; ЕЛ – еталонний лічильник газу, або інший еталонний засіб: дзвоновий мірник, критичне сопло, поршнева установка чи ін.; Л – лічильник газу, що піддається повірці; КР – регулюючий клапан; $P_{ЕЛ}$, $V_{ЕЛ}$, $T_{ЕЛ}$ – давачі тиску, об'єму та температури робочого середовища в робочому еталоні, відповідно; $P_{Л}$, $T_{Л}$ – давачі тиску та температури робочого середовища в лічильнику газу, відповідно.

Принцип роботи робочого еталона в динамічному режимі (див. рис. 5.1) полягає в наступному. ПСВ створює потік повітря, який проходить через ЕЛ та Л. Контролером за допомогою КР задається необхідне значення об'ємної витрати робочого середовища. Після надходження команди „Старт" контролер, за допомогою давачів, отримує набір значень фізичних величин: тиску, об'єму та температури робочого середовища. При надходженні команди „Стоп" опитування давачів зупиняється і отримана інформація про виміряні величини опрацьовується програмним забезпеченням на ЕОМ і відображається на моніторі ЕОМ.

Відповідно до рівняння газового стану, зміна тиску газу на 1 кПа призводить до зміни його об'єму на 1 %. Коливання тиску на ділянці V_c (рис. 5.1) становить 0,27 кПа, що спричиняє зміну об'єму газу на 0,27% та складає половину основної похибки робочих еталонів об'єму газу, які використовуються для повірки побутових лічильників газу. Для зменшення цієї похибки, яка спричинена коливанням тиску, запропоновано змінити дискретно-динамічний режим роботи робочих еталонів об'єму газу на псевдо-динамічний завдяки модернізації конструкції робочих еталонів. Структурна схема модернізованого робочого еталона зображена на рис. 5.3.

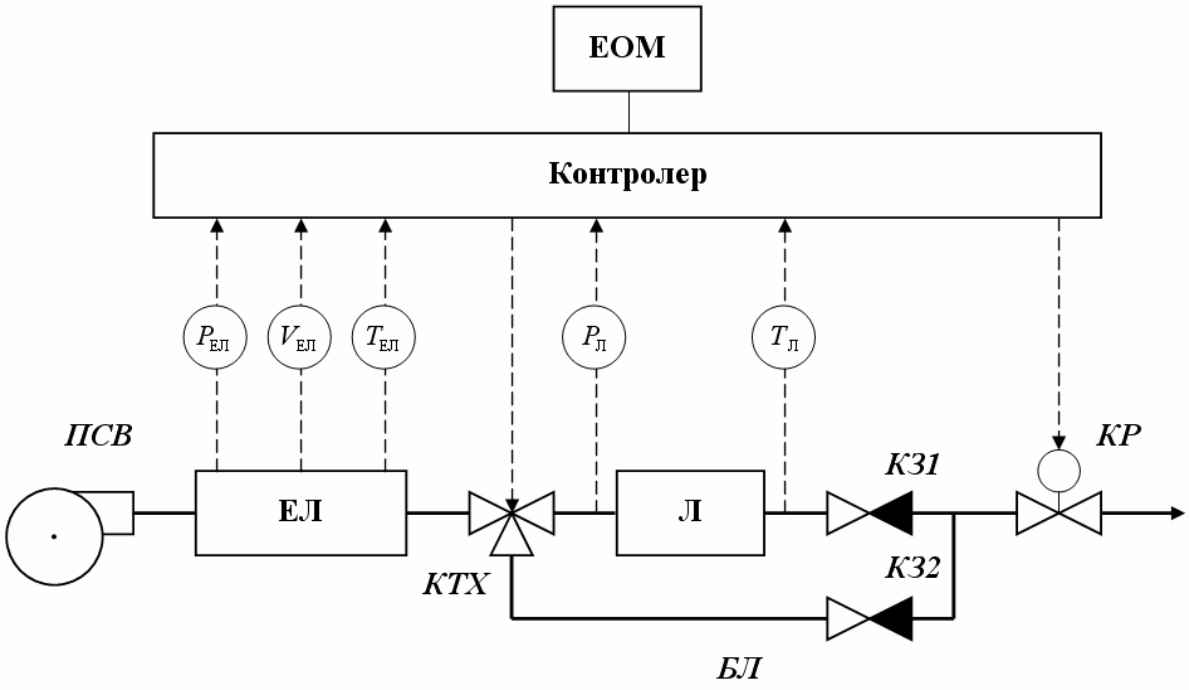


Рисунок 5.3 – Структурна схема робочого еталона з псевдо-динамічним режимом роботи

Позначення на рисунку: КТХ – трьохходовий клапан; БЛ – байпасна лінія; КЗ1 і КЗ2 – зворотні клапани

Відмінність роботи модернізованого робочого еталона (рис. 5.3) від дискретно-динамічного режиму роботи (рис. 5.2) полягає в наступному. ПСВ створює потік повітря, який проходить шлях ЕЛ→КТХ→БЛ→КЗ2→КР, таким чином оминаючи лічильник газу (Л). КЗ1 перекриває потік повітря на Л. Контролером за допомогою КР задається необхідне значення об'ємної витрати робочого середовища. Початкові покази відлікового пристрою лічильника фіксуються та вводяться оператором у відповідні поля програмного забезпечення на ЕОМ. За командою оператора, шляхом натискання відповідної кнопки „Старт" в програмі, електромагнітний чи іншого принципу дії швидкісний трьохходовий клапан перенаправляє потік повітря по лінії ЕЛ→КТХ→Л→КЗ1→КР. КЗ2 перекриває потік повітря на БЛ. Після проходження фіксованого значення об'єму повітря [25], з програми на контролер поступає команда „Стоп" і КТХ перемикається в попереднє положення. Оператором фіксуються кінцеві покази лічильника газу і вводяться у відповідні поля програмного забезпечення. Потім КР задається інше значення об'ємної витрати, визначене в [25] і процес повірки повторюється.

Такий режим роботи робочого еталона об'єму газу є не динамічним, а псевдо-динамічним, оскільки в процесі роботи наявні перемикання клапана КТХ, що створюють перепади тиску в момент перемикання. Результати експериментальних досліджень зміни надлишкового тиску робочого середовища p при псевдо-динамічному режимі роботи робочого еталона при n спостереженнях зображені на рис. 5.4.

Коливання надлишкового тиску робочого середовища (рис. 5.4), за час проходження контрольного об'єму, становить 0,08 кПа. В такому випадку, складова похибки відтворення об'єму газу від впливу такого коливання тиску – 0,08%, що в шість раз менша за допустимі межі основної похибки робочих еталонів (0,5%) і тому нею можна знехтувати.

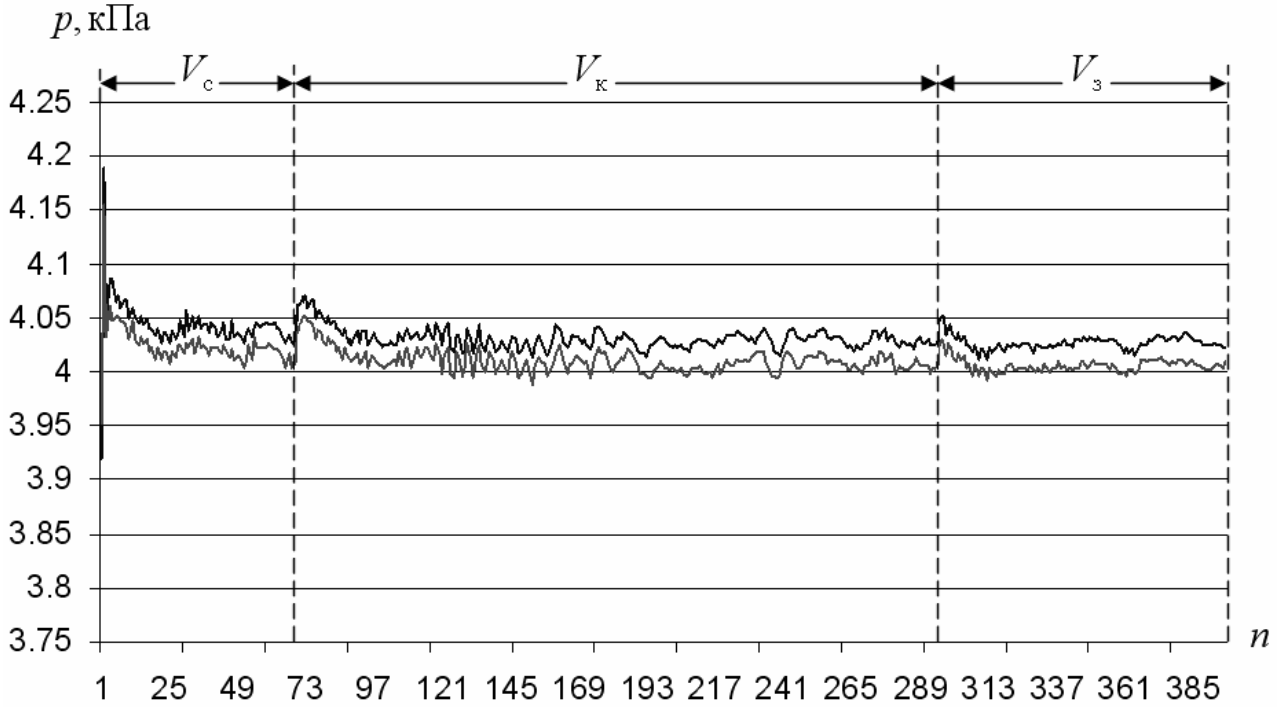


Рисунок 5.4 – Зміна надлишкового тиску робочого середовища при псевдо-динамічному режимі роботи робочого еталона

Описаний спосіб можна впровадити як при проектуванні робочих еталонів так і при модернізації вже існуючих, що дозволить зменшити похибку відтворення цими робочими еталонами одиниці об’єму газу при використанні їх для повірки побутових лічильників газу.

5.2 Зменшення впливу градієнту температури повітря на точність відтворення об’єму газу робочими еталонами дзвонового типу

Висока точність відтворення і вимірювання витрати і кількості газу в повірочних установках дзвонового типу обумовлена значною мірою стабільністю таких параметрів як тиск, температура у піддзвоновому просторі. Проте цю умову важко дотримати із-за градієнту температури повітря навколо дзвонової установки та із-за нестабільності тиску під дзвоном, зумовленої тривалістю процесу стабілізації цього параметру після заповнення піддзвонового простору нагнітальною установкою. Якщо питання стабілізації тиску залежить тільки від часового фактору, натомість проблема стабілізації температури в піддзвоновому просторі є набагато

масштабнішою. Із-за різної величини коефіцієнтів теплообміну повітря під дзвоном і запірної рідини виникає градієнт повітря під дзвоном по його висоті.

Дотепер, ця проблема вирішувалась тільки методом стабілізації температури повітря в приміщенні, де знаходиться робочий еталон, та зменшенням температурного градієнту в приміщенні і, як наслідок, зменшенням градієнту повітря під дзвоном.

В роботах [126, 127] запропоноване виконання дзвонового мірника із ємністю, розташованою рівномірно по всій площині верхньої частини мірника, і спорядженої регулювальними засувками, що дозволяє змінювати масу мірника за рахунок регулювання кількості рідини, що поступає із додаткової ємності в мірник і тим самим плавно регулювати надлишковий тиск у піддзвоновій порожнині.

На відміну від відомих аналогів, в еталоні відсутні джерело повітря (газу) та нагнітальний трубопровід для заповнення порожнини дзвону, завдяки чому у піддзвоновому просторі вже на початку випробувань встановлені рівномірно однакові по всьому об’єму порожнини мірника тиск і температура повітря, внаслідок чого відпадає необхідність у збільшенні часу вимірювального циклу для стабілізації і встановлення усталеного режиму. В еталоні відпадає необхідність в усталенні перехідних процесів, викликаних коливаннями тиску під дзвоновим мірником, викликаних зміною напрямку руху газу при нагнітанні його під дзвін від джерела повітря.

Змінюючи масу дзвону регульованою кількістю рідини, досягається можливість регулювання тиску із наближенням його значення до стандартних умов, що підвищує точність відтворення і вимірювання витрати.

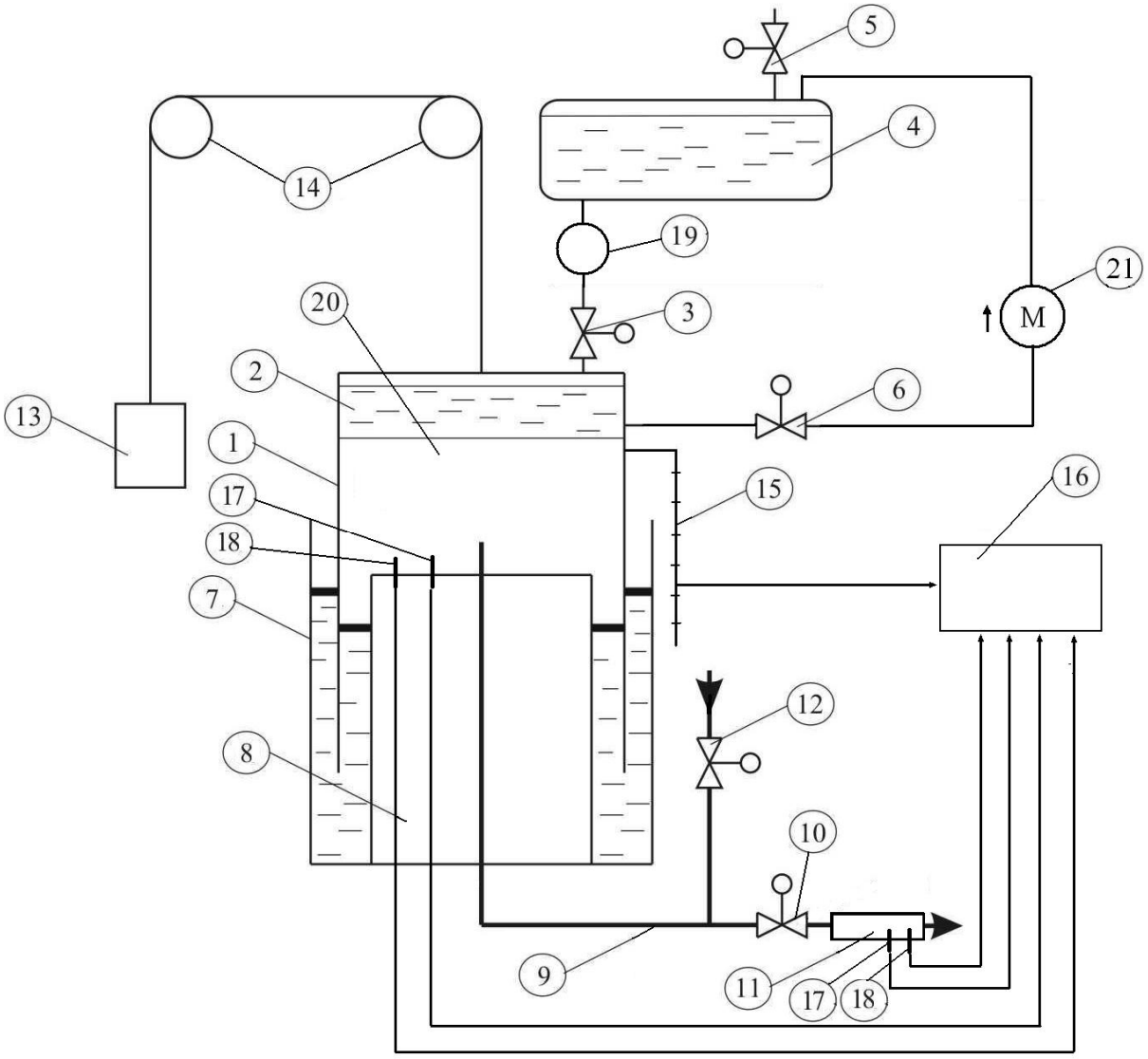


Рисунок 5.5 – Схема модернізованого робочого еталона дзвонового типу

Наявність у верхній частині дзвону ємності із рідиною, такою ж по хімічному складу як рідина у ємності, в яку занурюється дзвоновий мірник, забезпечує однакову температуру повітря під дзвоном як у верхній так і в нижній його частині. Якщо в існуючих конструкціях установок градієнт температури під дзвоном був наявний від низу дзвонового мірника до його верху, то тепер він розділиться на два однакові градієнти від низу і верху дзвону до його середини. Таким чином величина градієнту температури в контрольному об’ємі зменшиться вдвічі.

На рис. 5.5 подано схему запропонованої установки, яка складається з дзвонового мірника 1, що включає в собі ємність 2, розташовану рівномірно по всій площині верхньої частини мірника 1 і з’єднану через регулювальну засувку 3 із додатковою ємністю 4, на

вході якої встановлена регулювальна засувка 5 для забору повітря у цю ємність. На виході ємності 2 встановлена регулювальна засувка 6, сполучена із додатковою ємністю 4. Дзвоновий мірник 1 своєю нижньою частиною занурений у резервуар з рідиною 7, обмежений витіснювачем 8, в якому розташований трубопровід 9 із розгалуженнями, одне із яких містить засувку 10 і спрямоване на прилад, що атестується 11, а друге – сполучене із атмосферою і містить засувку 12. Переміщення дзвонового мірника регулюється ваговим компенсатором, що складається із стрічки з противагою 13 та роликових блоків 14, що містять гнучку пружину у вигляді спіралі Архімеда, для досягнення плавності переміщення мірника. Дзвоновий мірник споряджений пристроєм індикації лінійного переміщення 15, сполученим із системою обробки даних 16, на вхід якої надходять також сигнали від давача тиску 17 та давача температури 18, встановлених на виході ємності 2 і лічильника об’єму рідини 19, встановленого на виході додаткової ємності 4 через засувку 3.

При перекритих регулювальних засувках 12 та 10 на трубопроводі 9, наповнюють рідиною додаткову ємність 4, потім відкривають засувку 5, з’єднану з атмосферою, та засувку 3 і подають рідину з ємності 4 в ємність дзвонового мірника 2.

На початку роботи дзвоновий мірник 1 знаходиться у верхньому положенні установки (як показано на рис. 5.5) завдяки компенсації Архімедової сили, що виштовхує дзвоновий мірник при зануренні його в рідину ваговим компенсатором із противагою 13 і перекинутою через роликові блоки 14 стрічкою. Кількість рідини, що подають в ємність 2 регулюють засувкою 3, з’єднаною із лічильником об’єму рідини 19. Після наповнення ємності 2 певною кількістю рідини, перекривають засувку 3, маса дзвонового мірника при цьому збільшується на масу, що дорівнює масі рідини, що поступає в ємність, і мірник починає повільно рухатись вниз виштовхуючи повітря з під дзвонової порожнини 20 у трубопровід 9. Завдяки ваговому компенсатору, роликові блоки якого містять гнучку пружину у вигляді спіралі Архімеда, дзвоновий мірник пересувається без поштовхів, рівномірно, завдяки чому досягається сталість створюваних установкою витрат. З трубопроводу 9, при відкритій засувці 10 повітря поступає на прилад 11, що атестується.

Об’єм витісненого повітря відраховується за показами пристрою індикації лінійного переміщення 15. Визначений атестованим приладом об’єм порівнюють із об’ємом, визначеним

системою обробки даних 16 і обчислюють відносну похибку приладу 11 із врахуванням параметрів газового стану (тиск, температура), що надійшли з давачів тиску 17, температури 18 на систему обробки даних 16.

Для повторення процесу повірки, відкривають засувки 12 та 6, перекачують рідину з ємності 2 у ємність 4 за допомогою двигуна 21, маса дзвонового мірника набуває первинного значення, завдяки чому він підіймається вгору. Цикл повірки повторюють.

Температурний градієнт визначають шляхом вимірювання температури робочого середовища під дзвоном, в його верхній та нижній частинах в стані спокою після витримки дзвонового мірника після його заповнення, а також під час його опускання за максимальної та мінімальної витрат.

Складову похибки із-за наявності температурного градієнта робочого середовища під дзвоном визначають за формулою при *i*-му експерименті [27]:

$$\Delta_{\Delta T} = V_{\text{К}} \cdot \frac{\Delta T}{\overline{T}} = \frac{V_{\text{К}} \cdot |T_{\text{В}} - T_{\text{Н}}|}{((T_{\text{В}} + T_{\text{Н}}) + 273{,}15)/2} = \frac{V_{\text{К}} \cdot 2 \cdot |T_{\text{В}} - T_{\text{Н}}|}{(T_{\text{В}} + T_{\text{Н}}) + 273{,}15}, \text{ [м3]} \qquad (5.2)$$

де $V_{\text{К}}$ – контрольний об’єм повітря під дзвоном, м3; $\Delta T, \overline{T}, T_{\text{В}}, T_{\text{Н}}$ – різниця температур, середнє значення та виміряні значення температур зверху і знизу піддзвонового простору, відповідно, °С.

За кінцеве приймається максимальне значення складової похибки зі всієї вибірки.

Контрольний об’єм, що відтворюється установкою визначається за наступною формулою [27]:

$$V_{\text{к}} = H\left[S_{\text{З}} + \frac{S_{\text{Д}} \cdot S_{\text{РВ}}}{S_{\text{РВ}} + S_{\text{РЗ}}}\right], \qquad (5.3)$$

де $S_{\text{З}}$ – площа поперечного перерізу (внутрішнього круга) дзвонового мірника; $S_{\text{Д}}$ – площа поперечного перерізу стінки дзвонового мірника; $S_{\text{РВ}}$ – площа внутрішньої поверхні замкової рідини; $S_{\text{РЗ}}$ – площа зовнішньої поверхні замкової рідини; H – довжина переміщення дзвонового мірника, м.

На основі формул (5.2) та (5.3) отримаємо вираз для визначення похибки від впливу температурного градієнту:

$$\Delta_{\Delta T} = \frac{H\left[S_3 + \frac{S_Д \cdot S_{РВ}}{S_{РВ} + S_{РЗ}}\right] \cdot 2 \cdot \left|T_В - T_Н\right|}{\left(T_В + T_Н\right)}. \quad (5.4)$$

Провівши в формулі (5.4) спрощення (заміну всіх вимірювань площ одним значенням) та представивши дані вимірювань температури в одиницях вимірювання системи СІ (°К), отримаємо:

$$\Delta_{\Delta T} = \frac{H \cdot S \cdot 2 \cdot \left|T_В - T_Н\right|}{\left(T_В + T_Н\right)}. \quad (5.5)$$

Відповідно до [27] зміна температури під дзвоном протягом одного вимірювання не повинна перевищувати 0,2 °С і градієнт температури повітря в приміщенні не повинен перевищувати 0,2°С/м по всій висоті. В такому випадку формула (5.5) набуде вигляду:

$$\Delta_{\Delta T} = \frac{H \cdot S \cdot 2 \cdot (0{,}2 \cdot H)}{T_Н + T_Н \cdot (0{,}2 \cdot H)} = \frac{H^2 \cdot S \cdot 0{,}2}{T_Н (1 + 0{,}2 \cdot H)}. \quad (5.6)$$

Для розробленої повірочної установки градієнт температури повітря під дзвоном буде вдвічі меншим і в такому випадку формула (5.6) набуде вигляду:

$$\Delta_{\Delta T} = \frac{H^2 \cdot S \cdot 0{,}1}{T_Н (1 + 0{,}1 \cdot H)}. \quad (5.7)$$

Для прикладу, у випадку модернізації дзвонової установки Темпо-1 (виробник ІВФ „Темпо”, м. Івано-Франківськ) складова похибки вимірювання об’єму газу від впливу градієнта температури в піддзвоновому просторі у відсотковому відношенні до контрольного об’єму становитиме 0,0075 %. На даний час ця величина становить 0,0147 %.

5.3 Робочий еталон для комплектного методу контролю метрологічних характеристик вимірювальних комплексів об’єму газу

Актуальним питанням у сфері обліку газу є зменшення його втрат, а, отже, підвищення точності вимірювання об’єму газу. Для забезпечення необхідної точності вимірювань об’єму природного

газу [22] на лічильниках газу, типорозмірів G16 і вище, встановлюються електронні коректори чи обчислювачі об'єму газу з нормованими метрологічними характеристиками, які разом становлять вимірювальний комплекс об'єму газу [128].

Відповідно до чинних в Україні нормативних документів [6-8] повірка вимірювальних комплексів об'єму та об'ємної витрати газу проводиться поелементно: окремо повіряється лічильник газу, окремо – електронний коректор об'єму газу.

Відповідно до [128] вимірювальні комплекси об'єму газу відносяться до витратомірів газу. В такому випадку, на них поширюється повірочна схема [104], тому перевіряти їх потрібно як єдине ціле – комплектно [39].

Як технічна основа метрологічного забезпечення розроблений експериментальний зразок повірочної установки вимірювальних комплексів об'єму газу [40, 129] на базі повірочної установки з еталонними лічильниками газу шляхом модернізації інформаційно-вимірювальної системи установки та введення до її складу пристрою переривання сигналу в інформаційних лініях.

При передачі одиниці об'єму та об'ємної витрати газу повірочними установками з еталонними лічильниками здійснюється збір інформації з лічильників, що випробовуються, та еталонних пристроїв, а також значення температур та тисків робочого середовища на кожному з досліджуваних пристроїв. При цьому вимірюваний контрольний об'єм газу визначається пристроєм збору та обробки інформації як об'єм, що пройшов через еталонний пристрій. По різниці показів відлікових пристроїв з врахуванням відповідних поправок по температурі та тиску, визначають похибки пристроїв, які повіряються. Недоліком таких установок (дзвонового, PVTt, установок з еталонними критичними соплами) є неможливість повірки, метрологічної атестації та випробувань вимірювальних комплексів об'єму газу, до складу яких входить лічильник газу та електронний коректор об'єму газу. В промисловому секторі, де вимірювані витрати газу перевищують 16 $м^3$/год, для обліку газу використовуються тільки вимірювальні комплекси: лічильник та коректор об'єму газу. По своїх конструктивних особливостях існуючі повірочні установки дають можливість повіряти тільки лічильники газу, що входять до складу вимірювальних комплексів. Інформаційно-вимірювальна система всіх установок не дозволяє отримувати інформацію з вимірювального комплексу в цілому за певний період часу, чим не забезпечується достовірність

вимірювання газу лічильниками газу, що входять до складу вимірювальних комплексів.

В робочому еталоні будь-якого типу та принципу роботи, що включає пристрій створення витрати (дзвоновий мірник, нагнітач повітря, ротаційний генератор витрати), еталонний засіб (дзвін, сопло, калібрований вимірювальний трубопровід, еталонний лічильник газу), засоби збору даних та обробки інформації про виміряні параметри робочого середовища (тиск, температура, контрольний об'єм газу), що протікає через еталонний засіб та лічильник газу, який піддається контролю, засіб керування роботою повірочної установки, засіб збору та обробки інформації, яка надходить з лічильника газу, що піддається контролю, додатково обладнаний електронним пристроєм переривання сигналу, що поступає з лічильника газу до електронного коректора об'єму газу, при надходженні стартового та стопового біту від засобу керування роботою еталона.

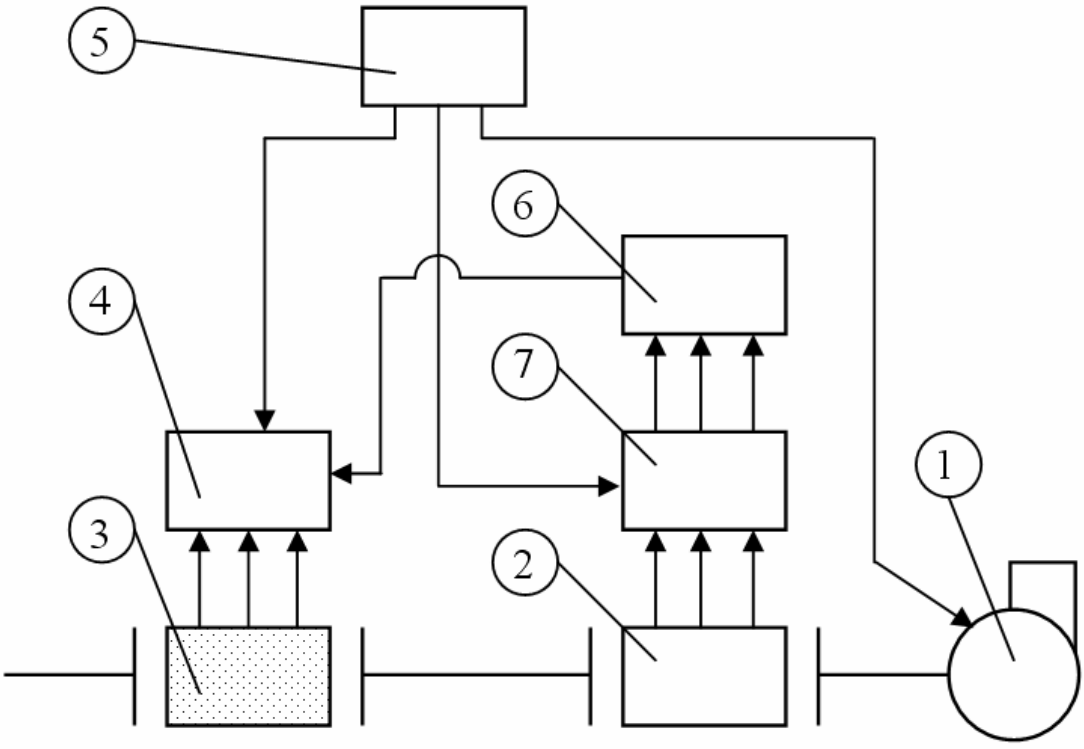


Рисунок 5.6 – Структурна схема робочого еталона

На рис. 5.6 подано схему запропонованого еталона, яка складається з пристрою створення витрати повітря 1, яке протікає через лічильник газу, що повіряється 2 та еталонний засіб 3. Виміряні дані про параметри повітря (тиск, температура, об'єм), що пройшло

через еталонний засіб 3, надходять до засобів збору та обробки інформації про виміряні параметри робочого середовища 4. На сигнальних лініях, що з'єднують лічильник газу 2 та електронний коректор об'єму газу 6, встановлений електронний пристрій переривання сигналу 7. Засіб керування роботою робочого еталона 5 формує стартові та стопові біти та здійснює керування засобами збору та обробки інформації про виміряні параметри робочого середовища 4, електронним пристроєм переривання сигналу 7 та пристроєм створення витрати повітря 1.

Дообладнання засобу збору та обробки інформації електронним пристроєм переривання сигналу дозволяє на час проходження контрольного об'єму повітря через лічильник, що піддається контролю, включати електронний коректор об'єму газу для вимірювання тиску та температури повітря в лічильнику та кількості імпульсів з лічильника, що пропорційна величині контрольного об'єму, пропущеного через лічильник.

За допомогою модернізованого робочого еталона була здійснене визначення метрологічних характеристик двох вимірювальних комплексів об'єму газу на базі турбінних лічильників газу типорозміру G250.

Зазначимо, що похибка лічильника в абсолютних одиницях, відповідно до [6, 7], не повинна перевищувати границі допустимої похибки, зазначені в табл. 5.1, а похибка коректора, відповідно до [8] – в табл. 5.2.

Таблиця 5.1 – Границі допустимої похибки лічильників

Витрата газу q_V	Границі допустимої похибки
$q_{V\min} \le q_V < q_{Vt}$	± 2 %
$q_{Vt} \le q_V \le q_{V\max}$	± 1 %
Примітка. q_{Vt} - перехідна витрата газу, значення якої наведені в [6, 7]	

Таблиця 5.2 – Границі допустимої похибки коректорів

Нормальні умови	Номінальні робочі режими
0,5 %	1 %
Примітка. Похибкою лічильника газу нехтують	

На рис. 5.7 наведені результати визначення метрологічних характеристик цих вимірювальних комплексів.

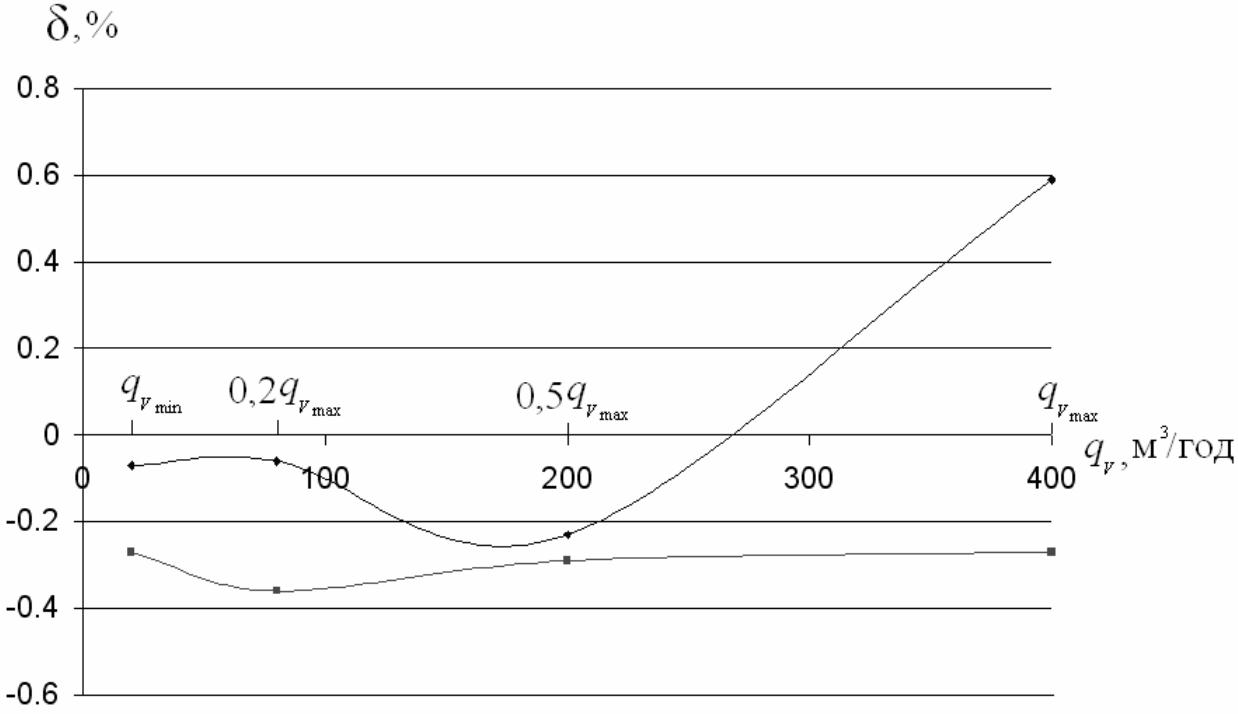


Рисунок 5.7 – Метрологічні характеристики вимірювальних комплексів об’єму газу

Як видно із рис. 5.7, отримані величини похибок не перевищують значення похибок, наведені в табл. 5.1 та табл. 5.2.

Одночасна повірка лічильника газу та електронного коректора об’єму газу забезпечить більш достовірне та точніше визначення похибки вимірювального комплексу об’єму газу експериментальним методом, яка досі визначалася розрахунковим методом на основі визначених експериментально похибок лічильника газу та електронного коректора об’єму газу.

Після модернізації повірочної установки вона не потребує позачергової повірки, так як метрологічні характеристики установки не міняються в процесі модернізації, а змінюється тільки спосіб отримання інформації про виміряні лічильником об’єми газу.

5.4 Компенсація впливу абсолютного тиску природного газу на точність його обліку мембранними лічильниками газу

Всі відомі коректори і обчислювачі об’єму газу застосовуються сумісно з лічильниками газу і їх встановлення виправдане для обліку газу в газорозподільних системах магістральних газопроводів, де

вимірюються великі об’єми газу та на підприємствах. Однак для побутового використання і комерційного обліку спожитого газу окремими споживачами система вимірювання, що складається із лічильника та коректора є досить незручною і неефективною.

Температурну корекцію об’єму газу, виміряного лічильником, здійснюють за допомогою механізму температурної компенсації, який розміщений на кривошипному валу. Головним елементом компенсатора є пружина біметалу, яка в залежності від температури газу змінює свою форму. Зміна форми впливає на величину ходу зворотно-поступального руху мембран, а відтак – на відлік об’єму. Робота механізму температурної компенсації налагоджена таким чином, що механізм барабанного відлікового пристрою показує об’єм газу приведений до стандартних умов. Такий лічильник враховує зміни температури навколишнього середовища при обчисленні спожитої енергії, що дозволяє зменшити сумарну похибку обліку газу на 5-8 %. Проте, конструктивно лічильник не передбачає корекції по зміні тиску газу, що додає при вимірюванні додаткової похибки і призводить до недостовірності обліку спожитого газу. Якщо тиск газу, що пройшов через лічильник, більший за стандартний, то виміряний мембранними лічильником об’єм газу, відображений на шкалі лічильника, буде меншим за об’єм, приведений до стандартних умов. Внаслідок цього величина необлікованого об’єму буде становити різницю між об’ємом газу за стандартних умов і виміряним. І навпаки, коли дійсний тиск газу в середовищі лічильника менший за стандартний, об’єм газу, облікований лічильником, буде більший ніж об’єм, приведений до стандартних умов і в цьому випадку обліковується зайва кількість газу.

Складовими частинами абсолютного тиску в середовищі лічильника є барометричний (атмосферний) тиск і манометричний (надлишковий) тиск газу на вході лічильника. Сума цих тисків – це абсолютний тиск газу. При обліку спожитого газу необхідно приводити значення абсолютного тиску до стандартних умов. Достовірність обліку спожитого газу залежить від кількісної оцінки впливу зміни абсолютного тиску в лічильнику, яка, в основному, може бути викликана зміною атмосферного (барометричного) тиску, на точність визначення об’єму газу. Однак, кількісна оцінка впливу змін атмосферного тиску на достовірність обліку залежить від кліматичних умов – від сезонних змін температури і тиску, від розташування точки вимірювання над рівнем моря. Наприклад, із

зміною висоти змінюється атмосферний тиск, а відтак і різниця між виміряним та приведеним до стандартних умов значенням об'єму газу, внаслідок чого виникає додаткова похибка вимірювань об'єму лічильником.

Вдосконалення лічильника газу з температурною компенсацією [130] здійснене шляхом врахування і компенсації впливу абсолютного тиску на виміряний об'єм за рахунок регулювання подачі газу у вимірювальні камери, що забезпечить відповідність градуювальної характеристики лічильника дійсному виміряному об'єму, що визначає умови його застосування і діапазон вимірювань, а також дозволить забезпечити достовірність та простоту обліку спожитого газу, і тим самим підвищити ефективність застосування лічильника у побуті: за рахунок уникнення необхідності у встановлені додаткового обладнання, а саме, термоперетворювачів, перетворювачів тиску, коректорів або обчислювачів.

У лічильник газу введено компенсатор тиску, виконаний у вигляді рухомого регульованого клапана, встановленого на виході вимірювального механізму у отворі трубки, що з'єднує вимірювальний механізм із вихідним штуцером лічильника, з можливістю взаємодії з потоком газу у вимірювальні камери та із потоком із вимірювальних камер у вихідний штуцер лічильника, при цьому параметри регульованого клапану визначаються експериментально в залежності від витрати газу q_{VK}, що протікає через отвір в трубці, із функціональної залежності [131]

$$q_{VK} = \frac{3{,}16B\alpha F\sqrt{(P+0{,}1)\rho}}{\rho}\ \left[\frac{\text{м}^3}{\text{год}}\right], \qquad (5.8)$$

де $\rho = 0{,}68$ – густина газу перед клапаном в $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

B – коефіцієнт, що враховує фізико-хімічні властивості газу за робочих параметрів [131];

F – площа перерізу клапана, що рівна найменшій площі перерізу в проточній частині сідла, в мм^2;

α – коефіцієнт витрати, що відповідає площі F та визначається експериментально;

$P = 0{,}003$ – найбільший надлишковий тиск перед клапаном, що дорівнює тиску повного відкривання клапана, в МПа.

Атмосферні тиски в обласних центрах України змінюються від 97,7 до 101,2 кПа. Надлишковий тиск може змінюватися в межах від

1,3 кПа до 3 кПа. Як наслідок, абсолютний тиск газу, що рівний сумі атмосферного тиску та надлишкового тиску газу, змінюється в діапазоні від 99 до 104,2 кПа. Значення тиску природного газу за стандартних умов, відповідно до [41], становить 101,325 кПа. Діапазон роботи клапана повинен відповідати діапазону робочих тисків від 101,325 кПа (мінімальне відкривання клапана) до 104,2 кПа (максимальне відкривання клапана), що відповідає зміні об'єму газу на 2,9%.

Тоді формула (5.8) набуде вигляду [132]:

$$q_{VK} = 0{,}029 q_V = \frac{3{,}16 B \alpha F \sqrt{(P + 0{,}1)\rho}}{\rho} \left[\frac{\text{м}^3}{\text{год}}\right], \qquad (5.9)$$

де q_V – номінальна витрата газу, що протікає через лічильник, в $\left[\frac{\text{м}^3}{\text{год}}\right]$.

Спростивши формулу (5.9) та підставивши в неї відомі значення фізичних величин, отримаємо:

$$q_V = 42{,}41 B \alpha F \left[\frac{\text{м}^3}{\text{год}}\right]. \qquad (5.10)$$

Із формули (5.10) можна визначити необхідні значення величин для розрахунку параметрів клапана компенсуючого пристрою.

5.5 Пристрій для компенсації впливу температури природного газу на точність його обліку побутовими лічильниками газу

Вимогою до побутових лічильників газу є незалежність результатів вимірювань від впливових факторів і збереження працездатності і заданих характеристик після дії цих факторів. Для того, щоб облік газу був точним, вимірювання об'єму газу за допомогою лічильника необхідно здійснювати в стандартних умовах або приводити вимірюваний лічильником об'єм газу до стандартних умов [41] за допомогою, так званих, коректорів-компенсаторів. Відповідно до [41] розрахунок за спожитий газ повинен здійснюватися коли його температура становить 20 ^{o}C (293,15 К), тиск 101,325 кПа і вологість 0%. Найбільш впливовим фактором є температура газу. В Україні використовується значна частина

побутових лічильників газу в яких відсутні пристрої корекції температури газу, тому дані лічильники обліковують „фізичний" об'єм газу, тобто без приведення його до стандартних умов.

Чинні методики [17, 18] дозволяють приведення облікованих побутовими лічильниками об'ємів природного газу до стандартних умов за допомогою коефіцієнтів коригування показів лічильників газу. Патентозахищений метод [133] дозволяє приводити спожиті об'єми газу до стандартних умов графоаналітичним способом. Недоліком цих методів є невисока точність.

Згідно з [5], формула перетворення приведеного об'єму газу до стандартних умов і виміряного „фізичного" об'єму газу наступна:

$$V_b = \frac{T_b}{T} \cdot V \,, \tag{5.11}$$

де V — об'єм газу за умов вимірювання, м^3; V_b — об'єм газу за базової (стандартної) температури газу, м^3; T — температура газу за умов вимірювання, К; T_b — стандартна температура газу, що становить 20 ºС (293,15 К). Відповідно до формули (5.11), при зміні температури на кожен 1 ^{o}С відносно стандартної 20 ^{o}С, об'єм газу змінюватиметься, приблизно, на 0,34 %.

Дані про обсяги споживання природного газу в побуті визначаються за показами лічильників, які знімаються один раз кожного місяця. Щоб оцінити величину зміни облікованих побутовими лічильниками об'ємів газу, необхідно володіти даними про середньомісячні значення температур газу. В роботі [10] обчислені середньомісячні температури газу, які обліковуються лічильниками, що встановлені надворі та в опалювальному приміщенні (рис. 5.8) (табл. В.1).

В табл. 5.3 наведені границі допустимої похибки лічильників без термокомпенсаторів за даними з [5].

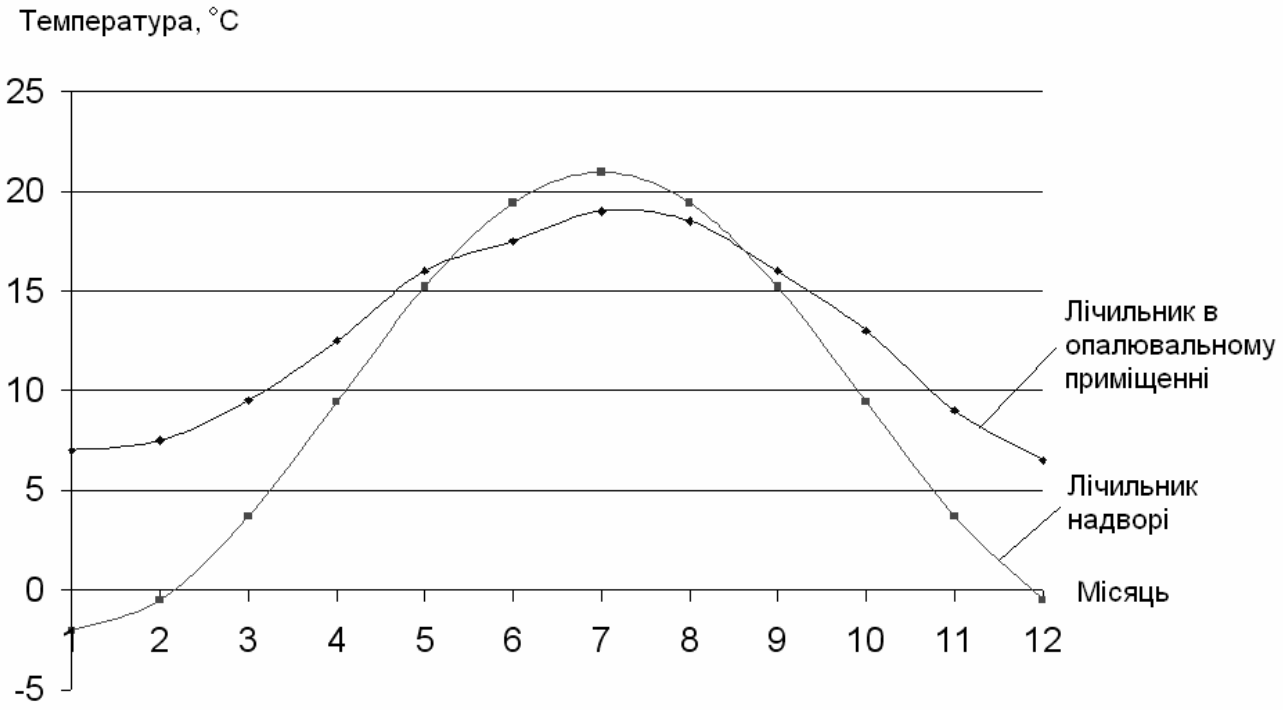


Рисунок 5.8 – Середні температури газу, який обліковується побутовими лічильниками

Таблиця 5.3 – Границі допустимої похибки лічильників газу без термокомпенсаторів

Витрата	Границі допустимої похибки	
	початкові	ресурсні
$q_{min} \le q < 0{,}1q_{max}$	± 3 %	від мінус 6 % до 3 %
$0{,}1q_{max} \le q \le q_{max}$	± 1,5 %	± 3 %

В табл. 5.4 наведені границі допустимої похибки лічильників з термокомпенсаторами за даними з [5].

Таблиця 5.4 – Границі допустимої похибки лічильників газу з вбудованим термокомпенсатором

Витрата	Границі допустимої похибки			
	Температура газу і довкілля		Температура газу і довкілля	
	$10^\circ C \le t \le 20^\circ C$		$t < 10^\circ C$ або $t > 20^\circ C$	
	початкові	ресурсні	початкові	ресурсні
$q_{min} \le q < 0{,}1q_{max}$	± 3,5 %	від мінус 6,5 % до 3,5 %	± 4 %	від мінус 7 % до 4 %
$0{,}1q_{max} \le q \le q_{max}$	± 2 %	± 3,5 %	± 2,5 %	± 4 %

З врахуванням температури газу, що обліковується лічильниками (рис. 5.8), їхніх похибок (табл. 5.3 та табл. 5.4) можна обчислити верхні та нижні границі сумарних похибок, в межах яких буде вестися облік газу в побуті. Верхня і нижня границя наводяться тому, що кожен лічильник має свої індивідуальні метрологічні характеристики (похибки), але їхні значення не повинні виходити за дані границі.

На рис. 5.9 зображені верхня та нижня границі похибки обліку газу лічильником без термокомпенсатора, що встановлений в опалювальному приміщенні.

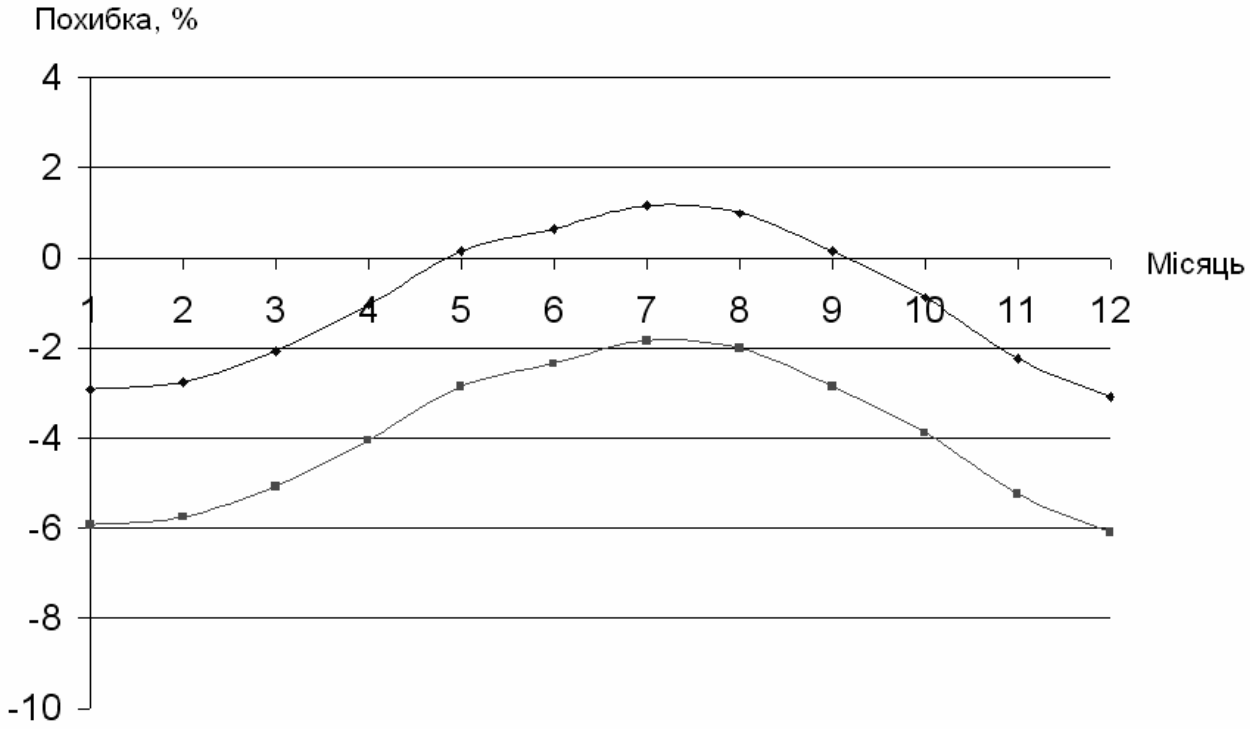


Рисунок 5.9 – Границі похибки обліку газу лічильником без термокомпенсатора, що встановлений в опалювальному приміщенні

На рис. 5.10 зображені верхня та нижня границі похибки обліку газу лічильником без термокомпенсатора, що встановлений надворі або в неопалювальному приміщенні.

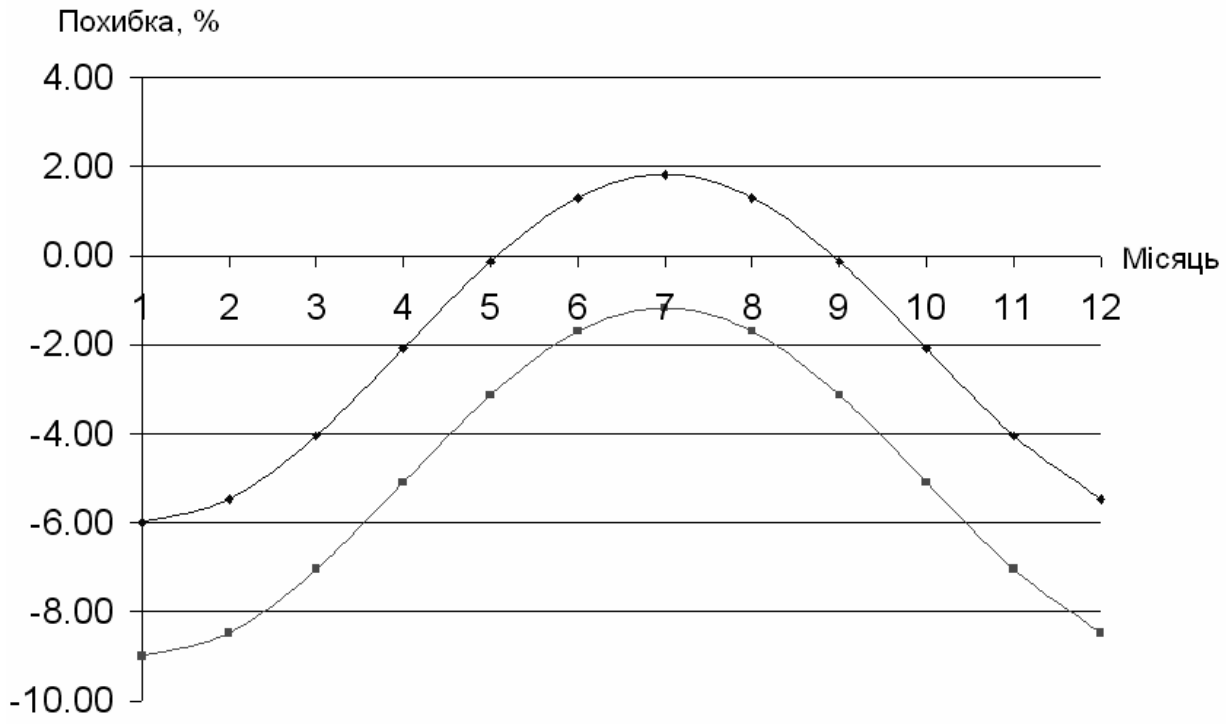


Рисунок 5.10 – Границі похибки обліку газу лічильником без термо-компенсатора, що встановлений надворі чи в неопалювальному приміщенні

На рис. 5.11 зображені верхня та нижня границі похибки обліку газу лічильником з термокомпенсатором, що встановлений в опалювальному приміщенні.

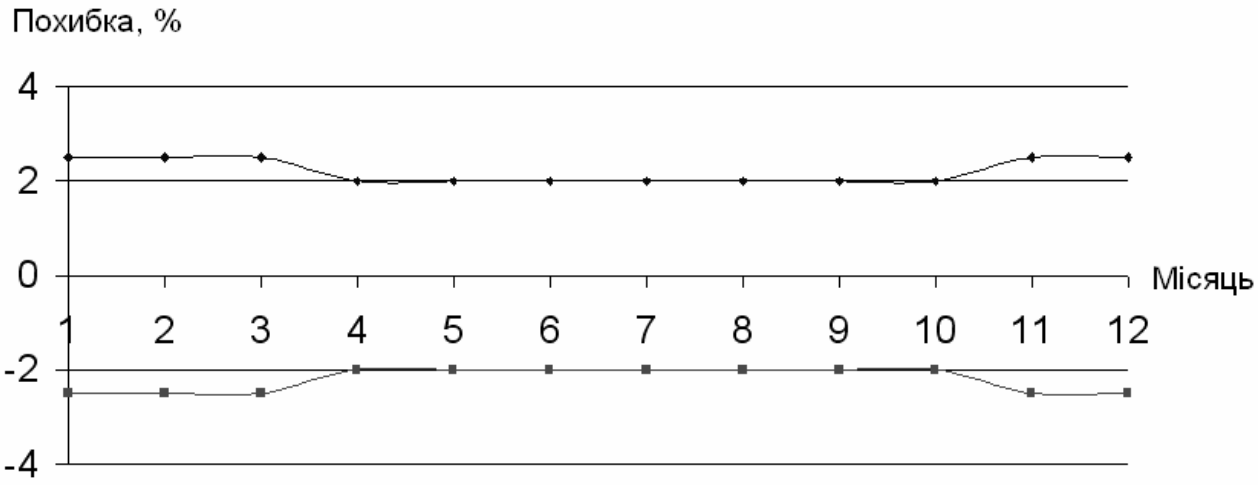


Рисунок 5.11 – Границі похибки обліку газу лічильником з термокомпенсатором, що встановлений в опалювальному приміщенні

На рис. 5.12 зображені верхня та нижня границі похибки обліку газу лічильником з термокомпенсатором, що встановлений надворі або в неопалювальному приміщенні.

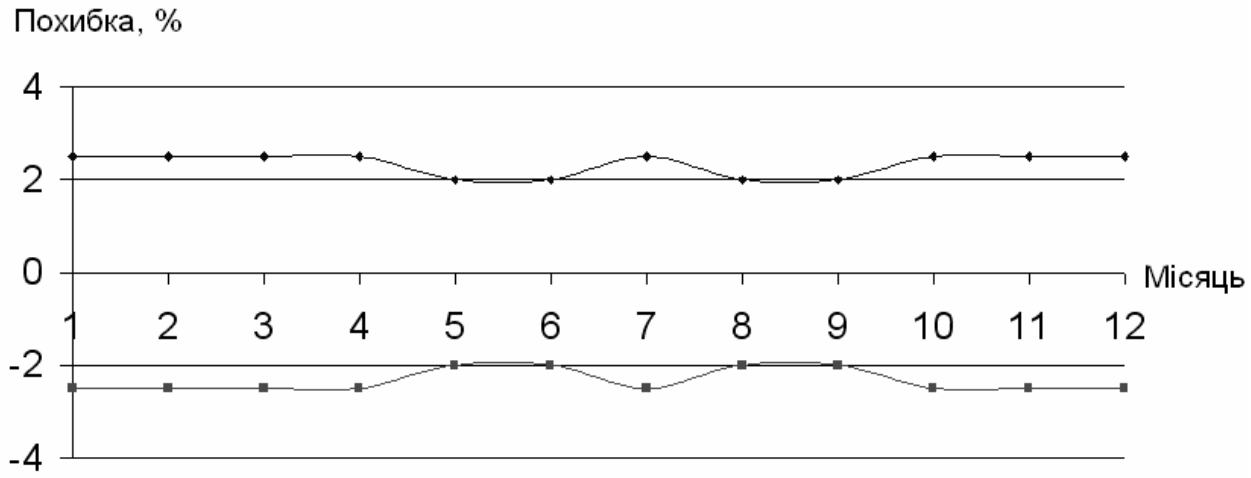


Рисунок 5.12 – Границі похибки обліку газу лічильником з термокомпенсатором, що встановлений надворі або в неопалювальному приміщенні

Якщо порівняти рис. 5.9, рис. 5.10 з рис. 5.11, рис. 5.12 то можна стверджувати, що при встановленні лічильника з термокомпенсатором, у порівнянні з лічильником без термокомпенсатора, похибку обліку, яка пропорційна втратам газопостачальних організацій, можна зменшити на 3,5-6,5% в зимові місяці (саме тоді найбільше обліковується газу). В літні місяці похибки обліку лічильниками з термокомпенсаторами та без них, практично, співрозмірні незалежно від місця встановлення лічильників. Однак, заміна всіх лічильників, що не містять пристроїв корекції на лічильники з термокомпенсаторами, неможлива із-за вищої ціни других та великої кількості перших.

Для вирішення цієї проблеми, в [134-136] розроблений компенсатор температури газу (рис. 5.13), який є новим конструктивним елементом в системі обліку газу, що забезпечує пряму корекцію об’єму газу і компенсацію впливу температури на вимірюваний об’єм, що дозволяє підвищити точність і достовірність обліку газу за рахунок усунення методичної похибки вимірювань.

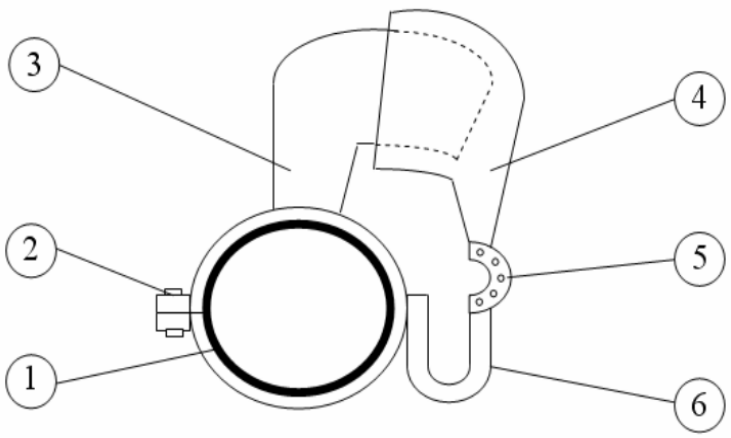


Рисунок 5.13 – Компенсатор температури газу

Компенсатор встановлюється на трубі газопроводу (1) перед лічильником газу та містить 2 – хомут (або аналогічний елемент кріплення компенсатора до труби), 3 – пластини теплообмінника, 4 – термоізолюючі чохли, 5 – регулювальну пластину, 6 – біметалічну пластину.

Поверхня труби газопроводу набуває температури природного газу, що рухається в ній. Біметалічна пластина, прикріплена за допомогою хомута одним кінцем до труби газопроводу, в залежності від значення температури газу змінює положення другого (вільного) кінця, внаслідок чого термоізолюючі чохли закривають або відкривають пластини теплообмінника, збільшуючи чи зменшуючи таким чином площу теплообміну. Ступінь перекриття термоізолюючими чохлами пластин теплообмінника настроюється за допомогою регулювальної пластини. Завдяки збільшенню чи зменшенню площі теплообміну досягається, відповідно, збільшення або зменшення інтенсивності теплообміну між газом, що протікає в газопроводі та повітрям в приміщенні, де встановлений лічильник газу.

Таким чином, температура газу, що поступає в лічильник, досягає значення температури повітря в приміщенні, яке, в свою чергу, практично дорівнює значенню температури за стандартних умов.

Введення в систему обліку газу механічного компенсатора дозволить без заміни існуючого лічильника газу компенсувати вплив температури газу на обліковані об’єми газу, тобто привести величину облікованого об’єму газу до стандартних умов. Такий пристрій дозволить підвищити точність обліку газу лічильниками, в найхолодніші місяці року, до 5 %.

Встановлення компенсатора не потребує додаткової зміни конструкції газопроводу, на який він встановлюється, та не відбувається втручання в роботу лічильника газу (його не потрібно навіть розпломбовувати).

Висновки до п’ятого розділу

1. Запропонована модернізація робочих еталонів, що працюють в дискретно-динамічному режимі, шляхом розроблення пристрою компенсації пневмоударів. Введення даного пристрою в конструкцію робочих еталонів забезпечує псевдо-динамічний режим роботи робочого еталона. Завдяки такій модернізації складова похибки відтворення об’єму газу, від впливу коливання тиску, зменшилась з 0,27% до 0,08%.

2. Розроблене нове патентозахищене конструктивне рішення підвищення точності відтворення одиниці об’єму газу повірочними установками дзвонового типу. В розробленій повірочній установці градієнт температури повітря під дзвоном вдвічі менший, а, отже, і удвічі менший вплив температурного параметру на СКВ передачі розміру одиниці об’єму газу.

3. Розроблені нові технічні принципи побудови повірочних установок з використанням електронного пристрою переривання сигналу, які забезпечують можливість повірки, крім лічильників і витратомірів газу, вимірювальних комплексів об’єму газу.

4. Знайшло подальше застосування розроблення технічного патентозахищеного пристрою компенсації абсолютного тиску природного газу на точність його обліку мембранними лічильниками газу, що дозволить усунути вплив цього фактору та зменшити похибку вимірювання об’єму газу до 2,9%.

5. Розроблений патентозахищений компенсатор температури газу, який є новим конструктивним елементом в системі обліку газу, що забезпечує пряму корекцію об’єму газу і компенсацію впливу температури на вимірюваний об’єм, чим дає змогу підвищити точність і достовірність обліку газу, за рахунок усунення методичної похибки вимірювань.

Основні наукові результати розділу опубліковані у працях [39, 40, 125-127, 129, 130, 132, 134-136].

РОЗДІЛ 6 РОЗВИТОК НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧНОЇ І ОРГАНІЗАЦІЙНОЇ ОСНОВ МЕТРОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИМІРЮВАНЬ ОБ'ЄМУ ТА ОБ'ЄМНОЇ ВИТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

6.1 Розвиток Державної повірочної схеми для засобів вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу

Стандарт на державну повірочну схему [20] в Україні був впроваджений в 1996 році, в 2006 році він був переглянутий та перевиданий в 2007 році [104] (див. дод. Г).

Повірочну схему очолює Державний первинний еталон одиниці об'єму та об'ємної витрати газу (рис. 6.1).

Рисунок 6.1 – Поле державного еталона

Принциповою відмінністю розробленої редакції стандарту [104] від попередньої є наявність в ній вторинних еталонів (рис. 6.2).

Як вторинні еталони можуть застосовуватися, відповідно до [104], установки повірочні дзвонового типу, гравіметричні, установки еквівалентного витіснення, PVTt-типу, поршневого типу з діапазоном вимірювання об'єму газу від 0,05 до 20 $м^3$ та об'ємної витрати газу від $4{,}44 \cdot 10^{-6}$ $м^3/с$ до $6{,}94 \cdot 10^{-1}$ $м^3/с$.

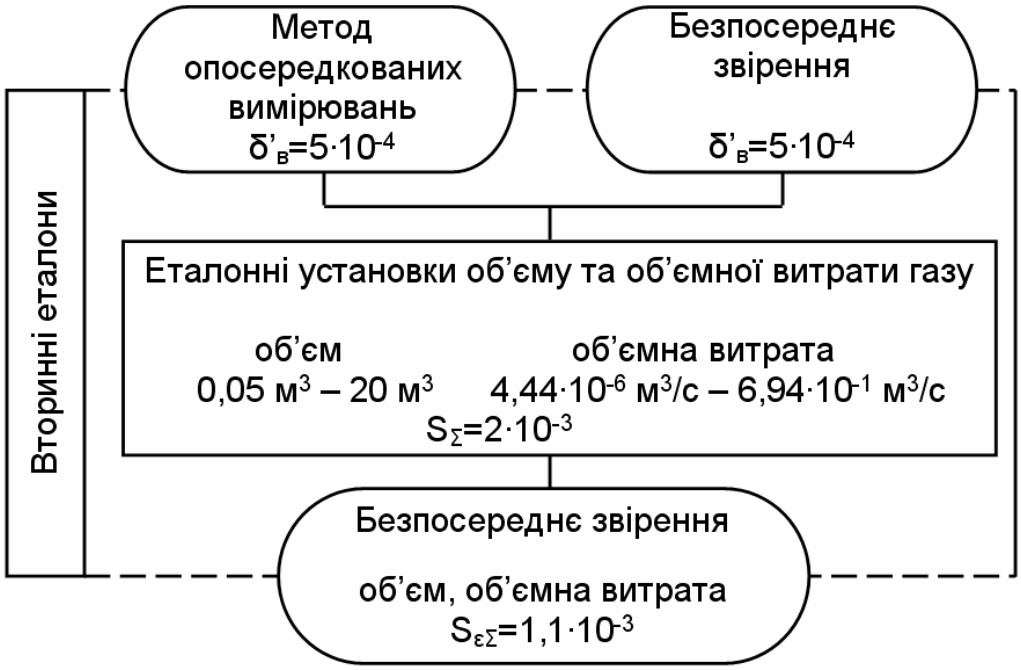


Рисунок 6.2 – Поле вторинних еталонів

Враховуючи те, що робочі еталони є в кожній області України, в [104] введено нове поле „Еталони передавання” (рис. 6.3).

Еталони передавання застосовують для взаємного звірення еталонів та передавання розміру одиниць об’єму та об’ємної витрати газу вторинним еталонам: дзвонового типу, гравіметричним, еквівалентного витіснення, PVTt-типу, поршневого типу та робочим еталонам: повірочним установкам дзвонового типу, повірочним установкам з еталонними лічильниками та еталонними критичними соплами, PVTt-типу і наборам еталонних витратомірів безпосереднім звіренням.

Як еталони передавання можуть застосовуватись набори еталонних лічильників та витратомірів об’ємної витрати газу в діапазоні від $1{,}1\cdot10^{-3}$ м^3/с до $6{,}94\cdot10^{-1}$ м^3/с.

Сумарний середній квадратичний відхил результатів звірення $S_{\varepsilon\Sigma}$ вторинних еталонів та робочих еталонів з еталонами передавання не повинен перевищувати $1{,}5\cdot10^{-3}$.

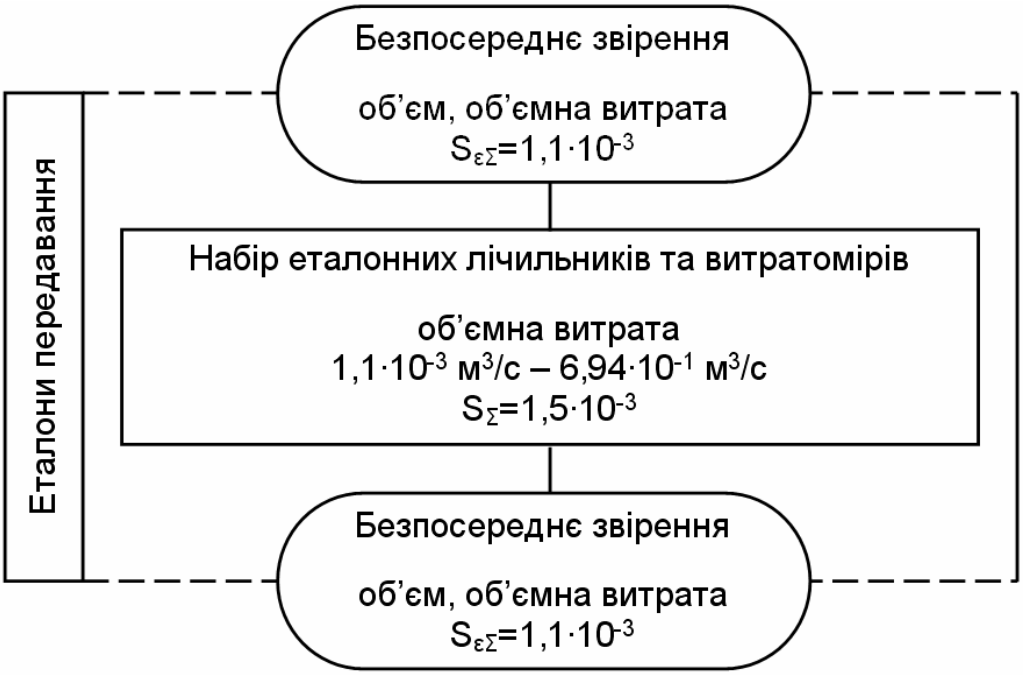


Рисунок 6.3 – Поле еталонів передавання

На даний час в повірочній практиці використовуються еталони передавання на базі еталонних лічильників Delta S-Flow (діапазон витрат від $2,2\cdot10^{-4}$ м^3/с до $4,4\cdot10^{-2}$ м^3/с) та TZ Fluxi 2200 (діапазон витрат від $4,4\cdot10^{-2}$ м^3/с до 0,7 м^3/с). Повторюваність результатів вимірювань цими еталонами становить ±0,05%.

Вітчизняні виробники робочих еталонів об'єму та об'ємної витрати газу за останні роки освоїли виробництво нових видів еталонів та повірочних установок. Тому в повірочній схемі [104] замість двох видів повірочних установок "Повірочні установки" (вважалося, що ними є повірочні установки трубного типу із робочими еталонами роторного та турбінного типу) та "Дзвонові витратомірні установки" введено узагальнений тип "Повірочні установки", які охоплюють всі види установок, які виробляються, експлуатуються чи будуть розроблені в майбутньому.

Як робочі еталони можуть використовуватись повірочні установки дзвонового типу з діапазоном вимірювання об'єму газу від 0,05 до 20 м^3 та об'ємної витрати газу $4,44\cdot10^{-6}$ до 1 м^3/с, повірочні установки з еталонними лічильниками з діапазоном вимірювання об'ємної витрати газу від $4,44\cdot10^{-6}$ до 2,78 м^3/с, повірочні установки PVTt-типу з діапазоном вимірювання об'єму газу від 0,02 до 0,2 м^3, та об'ємної витрати газу $4,44\cdot10^{-6}$ до $4,44\cdot10^{-3}$ м^3/с, повірочні установки з еталонними критичними соплами з діапазоном вимірювання об'ємної витрати газу від $4,44\cdot10^{-6}$ до $6,94\cdot10^{-1}$ м^3/с і

набори еталонних витратомірів з діапазоном вимірювання об'ємної витрати газу від $4{,}44\cdot10^{-6}$ до 2,78 $м^3/с$.

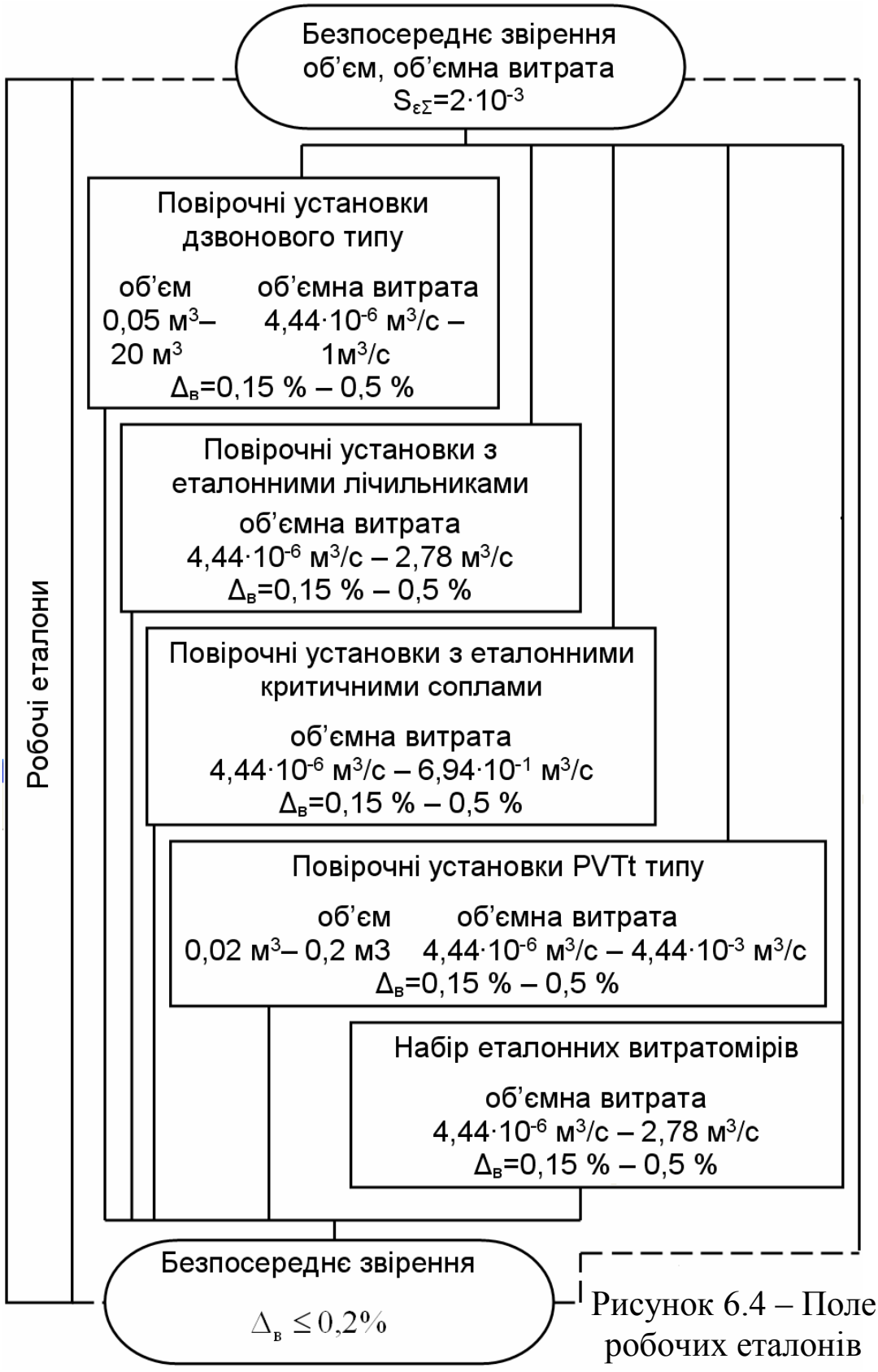


Рисунок 6.4 – Поле робочих еталонів

Межі допустимих відносних похибок Δ_B робочих еталонів повинні становити від 0,15 % до 0,5 %.

В [104] також розширене поле робочих засобів вимірювальної техніки шляхом введення витратомірів-лічильників газу до наявних в попередній редакції витратомірів газу та лічильників газу (рис. 6.5).

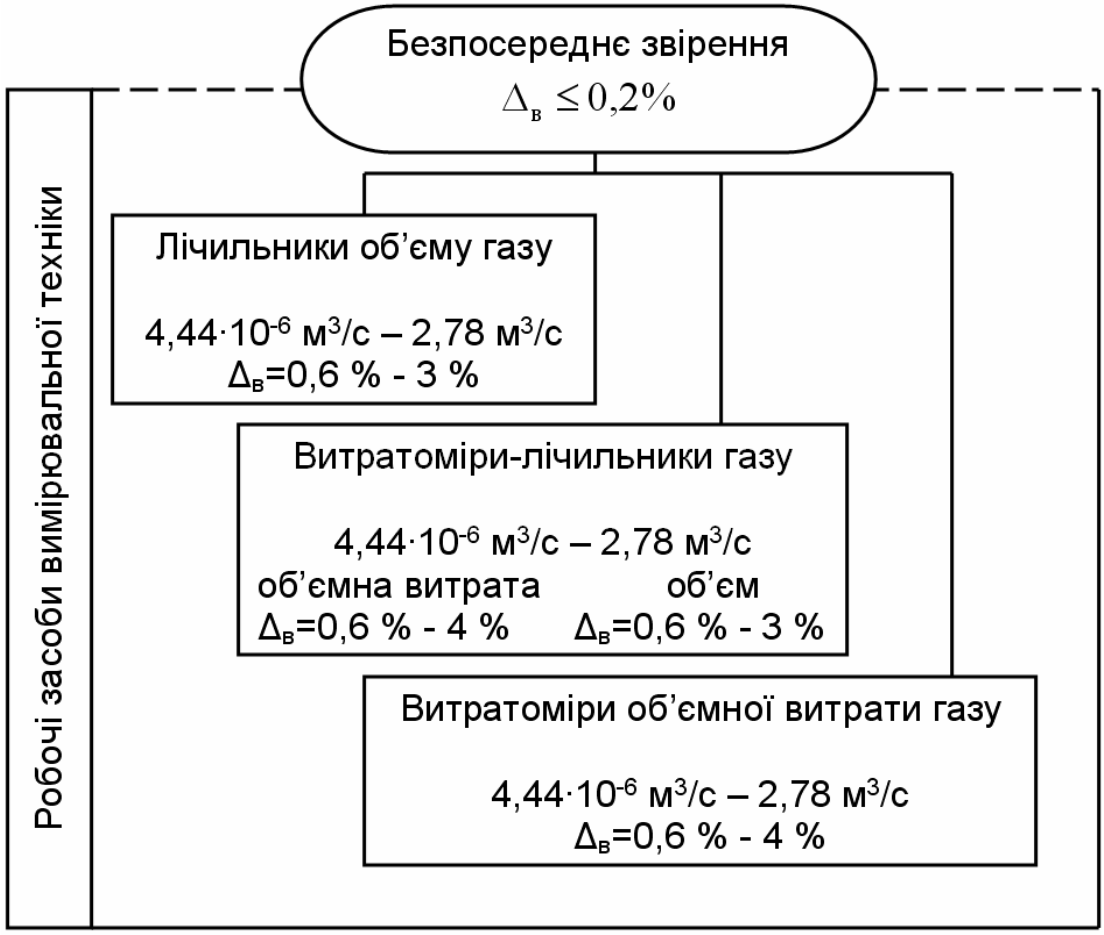


Рисунок 6.5 – Поле робочих засобів вимірювальної техніки

Як робочі засоби вимірювальної техніки можуть застосовуватись лічильники об'єму газу, витратоміри об'ємної витрати газу та витратоміри-лічильники газу з діапазоном вимірювань об'ємної витрати газу від $4{,}44\cdot10^{-6}$ м^3/с до 2,78 м^3/с.

Межі допустимих відносних похибок Δ_B робочих засобів вимірювальної техніки об'єму газу повинні становити від 0,6 % до 3 %, об'ємної витрати газу – від 0,6 % до 4 %.

6.2 Нормативне та методичне забезпечення вимірювальних комплексів об’єму газу

Природний газ є одним із найважливіших енергетичних ресурсів України і ефективне витрачання даного енергоносія можливе лише за умови точного його обліку. Результати вимірювань об’єму газу, згідно з [9], можуть бути використані за умови, якщо відомі відповідні характеристики похибок вимірювань, вимоги до яких та методики їх визначення повинні наводитися в нормативних та методичних документах.

Вимірювання об’єму природного газу в Україні здійснюється: в комунально-побутовій сфері побутовими лічильниками газу, в промисловості – вимірювальними комплексами. Відповідно до [128], вимірювальний комплекс – це сукупність засобів вимірювальної техніки та допоміжних засобів, яка вимірює тиск та температуру газу, що протікає по вимірювальному трубопроводу, перетворює вихідні сигнали від вимірювального перетворювача об’єму газу за робочих умов (лічильника газу тощо) і обчислює об’єм газу за стандартних умов. Технічно вимірювальний комплекс реалізується на основі лічильника газу та коректора (обчислювача) об’єму газу. Вимоги до метрологічних та технічних характеристик лічильників газу наводяться в нормативних документах [6, 7, 123, 5], до коректорів – в [8]. Нормативний документ, який встановлював би вимоги до вимірювального комплексу в цілому, на даний час, в Україні відсутній. Крім того, немає державної повірочної схеми, дія якої би поширювалася на коректори чи обчислювачі об’єму газу як окремі засоби вимірювальної техніки, але, всупереч цьому, кожен коректор і обчислювач забезпечений чинними методиками повірки.

За своїм типом вимірювальні комплекси відносяться до витратомірів-лічильників газу [128] і тому підпадають під дію повірочної схеми [104] (рис. 6.5). Таким чином, необхідність розроблення Державної повірочної схеми для коректорів і обчислювачів об’єму газу відпадає. Натомість, ці засоби вимірювальної техніки, виходячи із вище наведеного, не повинні перевірятися автономно, а тільки комплектно [39, 40], тобто в складі вимірювального комплексу. Але для розроблення методики повірки, спочатку, треба встановити нормативні вимоги до метрологічних характеристик вимірювальних комплексів.

Похибка лічильника в абсолютних одиницях, відповідно до [6, 7], не повинна перевищувати границі допустимої похибки, зазначені в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Границі допустимої похибки лічильників

Витрата газу q_V	Границі допустимої похибки
$q_{V\min} \le q_V < q_{Vt}$	$\pm$ 2 %
$q_{Vt} \le q_V \le q_{V\max}$	$\pm$ 1 %
Примітка. $q_{V\min}$ – мінімальне значення витрати газу; q_{Vt} – перехідна витрата газу, значення якої наведені в [29, 30]; $q_{V\max}$ – максимальне значення витрати газу.	

Границі допустимої похибки коректорів, відповідно до [8], становлять $\pm$ 1 % (для умов відмінних від стандартних) при умові, що похибкою лічильника газу нехтують. Похибка вимірювального комплексу $\delta_{ВК}$ визначається за формулою:

$$\delta_{ВК} = \sqrt{\delta_Л^2 + \delta_К^2}\,, \qquad (6.1)$$

де $\delta_Л$, $\delta_К$ – границі допустимої похибки лічильника газу та коректора об’єму газу, відповідно.

Визначені за формулою (6.1) границі допустимої похибки вимірювальних комплексів (із заокругленням до меншого значення) наведені в табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Границі допустимої похибки вимірювальних комплексів об’єму та об’ємної витрати газу

Витрата газу q_V	Границі допустимої похибки
$q_{V\min} \le q_V < q_{Vt}$	$\pm$ 2,2 %
$q_{Vt} \le q_V \le q_{V\max}$	$\pm$ 1,4 %

Перевагою комплектної повірки вимірювальних комплексів є відсутність необхідності визначення метрологічних характеристик вимірювальних каналів коректора (обчислювача) об’єму газу.

Методика визначення метрологічних характеристик вимірювальних комплексів полягає в наступному [137].

Для кожного вимірювання за певних значень витрат, які вказані в експлуатаційній документації, обчислюють значення об’єму $V_П$,

приведеного до стандартних умов, що пройшов через вимірювальний комплекс, за формулою:

$$V_{\text{П}} = V_{\text{е}} \cdot \frac{p_{\text{е}}}{p_{\text{с}}} \cdot \frac{T_{\text{с}}}{T_{\text{е}}} = V_{\text{е}} \cdot \frac{p_{\text{е}}}{101325} \cdot \frac{293{,}15}{T_{\text{е}}} = \frac{V_{\text{е}} \cdot p_{\text{е}}}{345{,}64 \cdot T_{\text{е}}}, \tag{6.2}$$

де $V_{\text{е}}$ – об'єм газу, відтворений робочим еталоном; $p_{\text{е}}$ і $T_{\text{е}}$ – тиск і температура робочого середовища в робочому еталоні, відповідно; $p_{\text{с}} = 101325$ Па і $T_{\text{с}} = 293{,}15\,^{\circ}\text{К}$ – тиск і температура газу за стандартних умов, відповідно.

Границі невилученої систематичної похибки (НСП) вимірювального комплексу обчислюють за формулою [138]:

$$\Theta = \pm \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{\partial F}{\partial Y_i} \cdot \Delta Y_i \right), \tag{6.3}$$

де ΔY_i – НСП вимірювання величини Y_i при i-му спостереженні; n – кількість спостережень; $\frac{\partial F}{\partial Y_i}$ – коефіцієнти впливу величини Y_i на величину F, що виражається частковою похідною функції:

$$F = f(Y_1, Y_2, ..., Y_n). \tag{6.4}$$

Середнє квадратичне відхилення (СКВ) результату непрямих вимірювань величин обчислюють за формулою [138]:

$$S = \sqrt{\left(\frac{\partial F}{\partial Y_1} \right)^2 \cdot S_1^2 + \left(\frac{\partial F}{\partial Y_2} \right)^2 \cdot S_2^2 + ... + \left(\frac{\partial F}{\partial Y_n} \right)^2 \cdot S_n^2}, \tag{6.5}$$

де $S_1 ... S_n$ – СКВ результатів прямих вимірювань величин $Y_1 ... Y_n$ з багатьма спостереженнями, яке обчислюють за формулою:

$$S_i = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} \left(Y_i - \overline{Y} \right)^2}{n(n-1)}}, \tag{6.6}$$

де $\overline{Y}$ – результат вимірювань, обчислений як середнє арифметичне результатів спостережень.

Для обчислення границі НСП та СКВ вимірювань об'єму газу розраховують коефіцієнти впливу, що є похідними об'єму по змінних V_e, p_e, T_e.

$$\frac{\partial V_П}{\partial V_e} = \frac{p_e}{345{,}64 \cdot T_e}, \tag{6.7}$$

$$\frac{\partial V_П}{\partial p_e} = \frac{V_e}{345{,}64 \cdot T_e}, \tag{6.8}$$

$$\frac{\partial V_П}{\partial T_e} = -\frac{V_e \cdot P_e}{345{,}64 \cdot T_e^2}. \tag{6.9}$$

Границі НСП вимірювального комплексу $\Theta_{V_П}$ визначається за формулою:

$$\Theta_{V_П} = \pm\left(\frac{\partial V_П}{\partial V_e} \cdot \Delta_{V_e} + \frac{\partial V_П}{\partial p_e} \cdot \Delta_{p_e} + \frac{\partial V_П}{\partial T_e} \cdot \Delta_{T_e}\right), \tag{6.10}$$

де Δ_{V_e}, Δ_{p_e}, Δ_{T_e} – похибки вимірювальних каналів робочого еталону, визначені при їх атестації.

СКВ результатів непрямих вимірювань вимірювальним комплексом об'єму газу $S_{V_П}$ розраховують за наступною формулою:

$$S_{V_П} = \sqrt{\left(\frac{\partial V_П}{\partial V_e}\right)^2 \cdot S_{V_e}^2 + \left(\frac{\partial V_П}{\partial p_e}\right)^2 \cdot S_{p_e}^2 + \left(\frac{\partial V_П}{\partial T_e}\right)^2 \cdot S_{T_e}^2}, \tag{6.11}$$

де S_{V_e}, S_{p_e}, S_{T_e} – СКВ результатів вимірювань об'єму V_e, тиску p_e і температури T_e, відповідно, контрольного об'єму газу, відтвореного робочим еталоном, визначені за формулою (6.6).

Відносну похибку вимірювального комплексу обчислюють за формулою:

$$\delta_{V_П} = \frac{\sqrt{S_{V_П}^2 + \frac{\Theta_{V_П}}{3}}}{V_П} \cdot 100\%, \tag{6.12}$$

Вимірювальний комплекс вважається таким, що пройшов повірку, якщо відносна похибка, визначена за формулою (6.12) за будь-якого значення витрати, не перевищує значення вказані в табл. 6.2.

Розроблене нормативне та методичне забезпечення вимірювальних комплексів об’єму газу може служити основою для розроблення нормативних документів з технічними вимогами та методичних документів на метрологічну атестацію і повірку цих засобів вимірювальної техніки.

6.3 Методика коригування кривої похибки побутових лічильників газу в експлуатації

Більшість побутових лічильників в Україні, що обліковують природний газ, мембранного типу, не містять приладів для вимірювання температури та тиску газу. Тому похибка обліку газу цими лічильниками, відповідно до [5], повинна визначатися як відношення у відсотках різниці між об’ємами газу за показами лічильника газу до об’єму газу, що фактично пройшов через лічильник:

$$\delta = \frac{V_i - V_c}{V_c} \cdot 100\%, \qquad (6.13)$$

де δ – відносна похибка лічильника у відсотках, V_i – об’єм газу, що показує лічильник, V_c – об’єм газу, що фактично пройшов через лічильник (за стандартних умов).

В роботі [133] запропоновано приводити, визначений лічильником, об’єм газу до стандартних умов за допомогою номограм. Перевагою такого методу є висока швидкість обчислень, недоліком – низька точність визначення об’єму газу за стандартних умов. Цей метод може ефективно використовуватися для експрес-контролю витрат газу в побутовому секторі.

Чинний нормативно-правовий документ [17] встановлює методику приведення об'єму природного газу, який вимірюється побутовими лічильниками газу в робочих умовах, до стандартних умов за результатами вимірювання об'єму газу низького тиску лічильниками, що не мають спеціальних пристроїв для автоматичного приведення до стандартних умов їх показів у разі зміни температури та тиску газу. Розрахунки об'єму газу, приведеного до стандартних умов, здійснюються з урахуванням коефіцієнтів коригування показів лічильників, визначених у цій методиці

$$V_{\text{с}} = V_{\text{л}} \cdot K_{\text{кр}}, \qquad (6.14)$$

де $V_{\text{л}}$ – покази побутового лічильника газу в робочих умовах, $K_{\text{кр}}$ – чисельне значення коефіцієнта коригування показів лічильника газу.

Документ [18] визначає методику та порядок розрахунків питомих втрат природного газу, що виникають при вимірюваннях об'єму природного газу побутовими лічильниками, за допомогою аналогічних коефіцієнтів коригування показів лічильників газу. Дана методика дозволяє тільки оцінити втрати облікованих побутовими лічильниками об’ємів газу, але не може бути основою для розрахунків між споживачами та постачальниками природного газу, оскільки оплата за спожитий газ повинна визначатися за показами лічильників газу.

Вирішенням цієї проблеми може бути зміна передавального відношення шестерень відлікового пристрою лічильника газу [58]. Передавальне відношення повинно бути таким, щоб річний обсяг спожитого природного газу даним лічильником був рівним об’єму газу за стандартних умов. Зміна передавального відношення призведе до зміщення кривої похибки лічильника на певну величину.

В нормативному документі [5] регламентовані границі похибок мембранних лічильників газу при випуску лічильників з виробництва та при черговій повірці (табл. 6.3).

Таблиця 6.3 – Границі допустимої похибки

Витрата, $м^3$/год	Границі допустимої похибки	
	початкові	ресурсні
$q_{\min} \le q < 0{,}1q_{\max}$	± 3 %	від мінус 6 % до 3 %
$0{,}1q_{\max} \le q \le q_{\max}$	± 1,5 %	± 3 %

Типова крива залежності відносної похибки мембранного лічильника газу (на прикладі побутового лічильника газу Gallus при випуску його з виробництва) від витрати наведена на рис. 6.6.

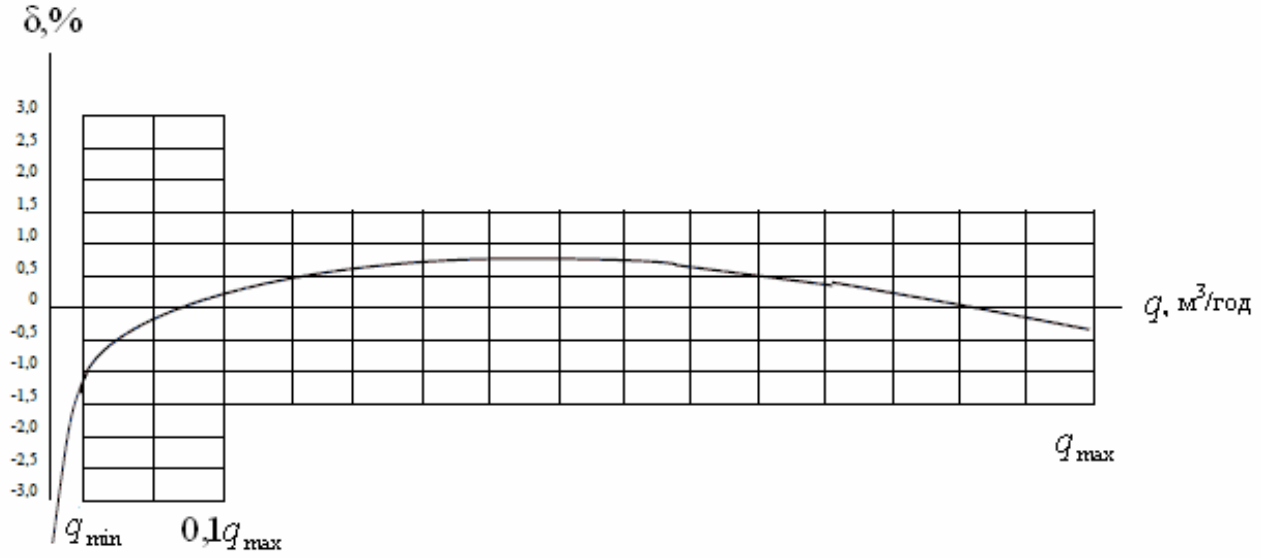


Рисунок 6.6 – Типова крива залежності відносної похибки лічильника Gallus 2002 від величини витрати газу

В деяких країнах практикується коригування кривої похибки мембранних побутових лічильників газу в сторону, як правило, збільшення для того, щоб зменшити втрати газу, облікованого цими лічильниками.

В роботах [17] та [18] наводяться помісячні коефіцієнти коригування показів лічильників газу. Використання цих коефіцієнтів для коригування кривої похибки лічильників газу, шляхом зміни передавального відношення шестерень відлікового механізму, неможливе, оскільки ні фізично це неможливо, ні нормативно-правові аспекти не дозволяють це робити щомісяця. Зважаючи на те, що документи [17] та [18], крім місячного, встановлюють ще й річний звітний період, можна визначити річний поправочний коефіцієнт до показів побутових лічильників газу. В такому випадку ці лічильники будуть точніше обліковувати природний газ протягом їх терміну експлуатації без додаткової необхідності корекції передавального відношення шестерень.

Оскільки, об’єм газу виміряний лічильником повинен приводитися до стандартних умов, відповідно до [41], з врахуванням тиску і температури газу за формулою

$$V_{\text{c}} = V \frac{T_{\text{c}}}{p_{\text{c}}} \frac{p}{T}, \qquad (6.15)$$

де V_c – об'єм природного газу приведений до стандартних умов, м^3; V – об'єм газу облікований лічильником при реальних значеннях тиску та температури газу, м^3; T_c=293,15 ºК – значення температури газу за стандартних умов; T – реальна температура газу, облікованого лічильником, ºК, p_c=101325 Па – значення абсолютного тиску газу за стандартних умов; p – реальний абсолютний тиск газу, облікованого лічильником (Па); то і корекцію похибки побутових лічильників необхідно здійснювати для різних регіонів України по різному, в залежності від місця встановлення лічильника газу для обліку.

Документи [17] та [18] також наводять коефіцієнти коригування показів лічильників газу для різних регіонів України (областей) враховуючи, крім цього, ще й відстань між місцем виходу газопроводу із землі до вхідного штуцера лічильника (у випадку розміщення лічильника зовні приміщень, або в разі розміщення лічильника в неопалюваному приміщенні) чи відстань між місцем входу газопроводу в приміщення до вхідного штуцера лічильника (у випадку розміщення лічильника в опалюваному приміщенні).

Тому, для об'єктивного визначення величини зміщення кривої похибки лічильників, необхідно враховувати такий аспект, як місце розташування лічильника для здійснення ним обліку природного газу. Для прикладу, використаємо дані про обсяги споживання природного газу жителями Івано-Франківська (за даними управління статистики в Івано-Франківській області), які наведені в колонці 2 табл. 6.4.

Таблиця 6.4 – Дані для визначення коефіцієнта коригування кривої похибки побутових лічильників газу

Місяць	Обсяги споживання газу, м^3	Питома частка споживання газу, %	Вагові коефіцієнти	Коефіцієнти коригування показів
1	2	3	4	5
Січень	83073070	14,6	0,146	1,04
Лютий	81834064	14,4	0,144	1,04
Березень	82973069	14,6	0,146	1,02
Квітень	34035101	6,0	0,060	0,99
Травень	29907078	5,3	0,053	0,99
Червень	17109101	3,0	0,030	0,99

Кінець таблиці 6.4

Липень	13437426	2,4	0,024	0,99
Серпень	13517064	2,4	0,024	0,99
Вересень	21836765	3,8	0,038	1,00
Жовтень	38193678	6,7	0,067	1,00
Листопад	70472359	12,4	0,124	1,02
Грудень	82924412	14,6	0,146	1,04

Питома частка споживання природного газу в певному місяці року визначається за формулою:

$$h_n = \frac{O_n}{\sum_{n=1}^{12} O_n}, \tag{6.16}$$

де O_n – обсяг споживання природного газу в певному місяці року, n – номер місяця в році ($n = 1...12$). Обчислені за формулою (6.16) значення питомих часток споживання газу наведені в колонці 3 табл. 6.4 та на рис. 6.7.

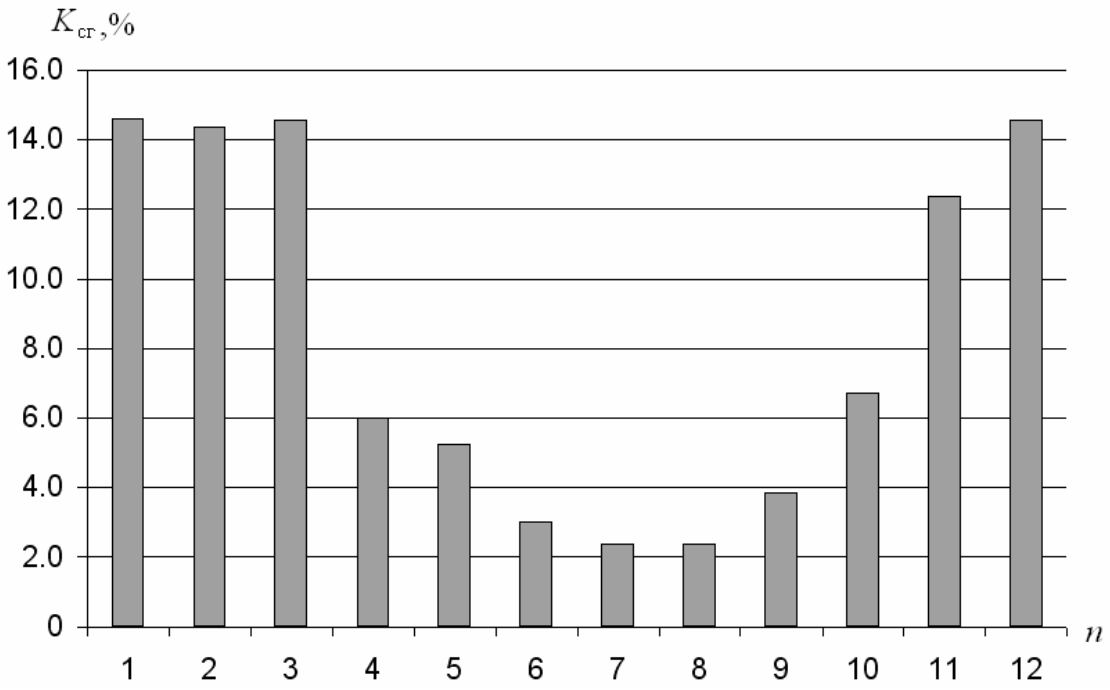


Рисунок 6.7 – Питомі частки споживання природного газу в м. Івано-Франківську

На основі обчислених значень про питомі частки споживання природного газу пропонується визначати вагові коефіцієнти споживання газу за формулою:

$$V_n = \frac{h_n}{100\%}. \tag{6.17}$$

Сума вагових коефіцієнтів приймається рівною 1:

$$\sum_{n=1}^{12} V_n = const = 1. \tag{6.18}$$

Результати обчислень вагових коефіцієнтів наведені в колонці 4 табл. 6.4.

Коефіцієнти коригування показів в разі розміщення лічильників в опалюваному приміщенні на відстані від місця входу газопроводу в приміщення до вхідного штуцера лічильника, яка дорівнює або менше ніж 0,5 м, наведені в [17], [18] та в колонці 5 табл. 6.4, помножимо на визначені вагові коефіцієнти:

$$K_{\text{зкр}} = \sum_{n=1}^{12} \left(K_{\text{кр}n} \cdot V_n \right), \tag{6.19}$$

де $K_{\text{зкр}}$ – зважений річний коефіцієнт коригування показів лічильника газу, $K_{\text{кр}n}$ – чисельне значення коефіцієнта коригування показів лічильника газу в певному місяці року.

З врахуванням формул (6.16) і (6.17) формула (6.19) набуде вигляду:

$$K_{\text{зкр}} = \sum_{n=1}^{12} \left(K_{\text{кр}n} \cdot \frac{O_n}{100\% \cdot \sum_{n=1}^{12} O_n} \right). \tag{6.20}$$

Значення визначеного за формулою (6.20) зваженого річного коефіцієнту коригування показів лічильника газу, для даного варіанту встановлення лічильника для м. Івано-Франківська, становить 1,021, тобто, криву похибки мембранного лічильника газу треба змістити на плюс 2,1% (рис. 6.8).

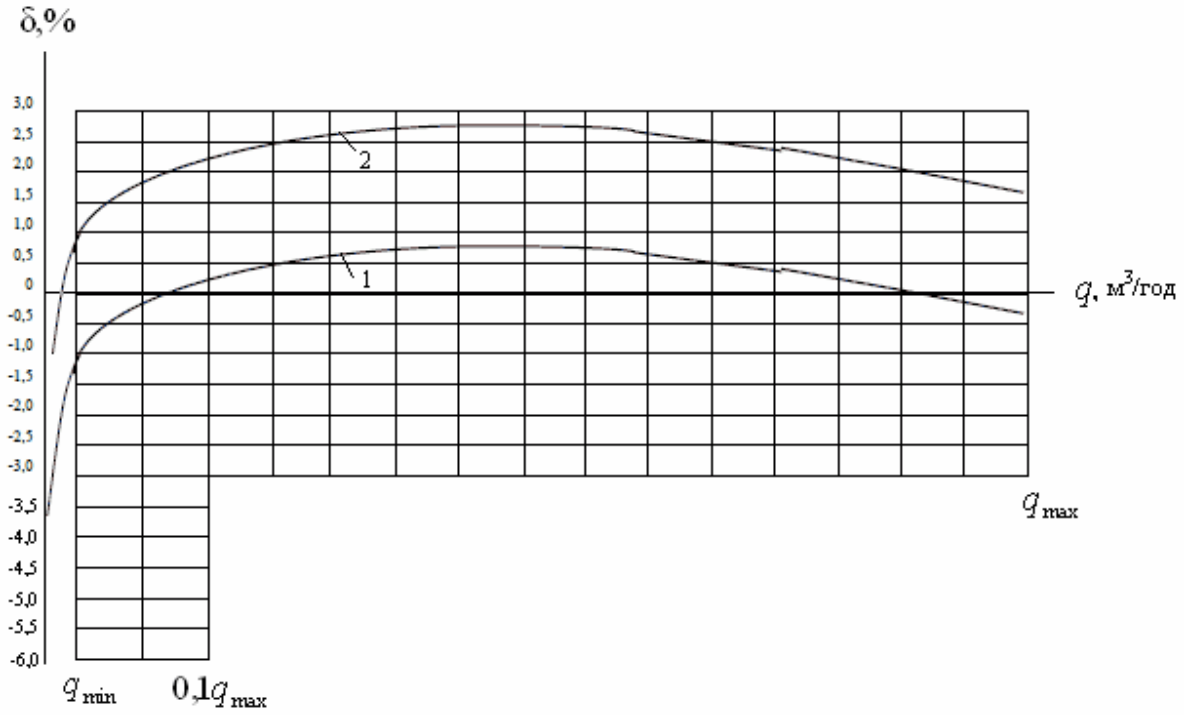


Рисунок 6.8 – Коригування кривої похибки побутового лічильника газу: 1- реальна крива похибки, 2 – відкоригована крива

Таке коригування можливо здійснити завдяки тому, що границі ресурсних похибок побутових лічильників газу значно розширені у порівнянні з початковими похибками (див. табл. 6.3).

6.4 Організаційна схема здійснення державного метрологічного контролю еталонів, лічильників та витратомірів газу на основі діаграм станів

Нормативний документ [104] встановлює кількість ступенів передавання одиниць об’єму та об’ємної витрати газу від державного еталона до робочих засобів вимірювальної техніки, типи вторинних, робочих еталонів, еталонів передавання та типи робочих засобів вимірювань. Кількість ступенів передавання, при розробленні повірочної схеми, вибиралась виходячи із кількості робочих еталонів та засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу, що експлуатуються та виготовляються в Україні чи завозяться з-за кордону з метою охоплення державним метрологічним контролем цих приладів протягом міжповірочного інтервалу. Однак, за час дії стандарту [104] ця кількість змінюється. З другої сторони, міжповірочний інтервал може також мінятися. При випуску з

виробництва чи завезенні з-за кордону для засобів вимірювальної техніки міжповірочний інтервал встановлюється актом державних випробувань. В процесі експлуатації цей інтервал може піддаватися коригуванню, що викликається рядом факторів, наприклад, старіння чи знос деталей, внаслідок чого проходять зміни метрологічних характеристик засобів вимірювань чи еталонів. Сукупність цих двох чинників (кількість ступенів передавання одиниць об'єму та об'ємної витрати газу та величина міжповірочного інтервалу засобів вимірювань цих величин) можуть призвести до того, що певна кількість робочих еталонів чи робочих засобів вимірювальної техніки не будуть вчасно повірені.

Найгірша ситуація склалася із своєчасною повіркою побутових лічильників газу. Для вирішення цієї проблеми документом [139] збільшено міжповірочний інтервал побутових лічильників газу. Однак, і даний крок не суттєво покращив ситуацію. В роботі [140] запропоноване більш радикальне рішення: не проводити періодичну повірку побутових лічильників газу, а здійснювати їх заміну на нові, більш досконалі. Але вирішення проблеми таким шляхом фінансово неможливе із-за великої кількості лічильників газу, що знаходяться в експлуатації та повинні би підлягати заміні.

В роботі [141] пропонується вирішення проблеми охоплення повіркою всіх робочих еталонів і робочих засобів вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу шляхом розроблення заходів з управління організацією формування графіків повірки засобів вимірювальної техніки та гнучким реагуванням на ризики недотримання цих графіків.

Першим організаційним заходом є формування основних етапів повірочних робіт, на основі даних з повірочної схеми [104], з наведенням послідовності та пріоритетності їх проведення (табл. 6.5).

Таблиця 6.5 – Основні етапи повірочних робіт

Етапи робіт	Статус засобу вимірювань	Залежність від попередніх етапів
E1	ДЕТУ	
E2	ЕП	E1
E3	РЕІПС	
E4	ВЕТУ	E1,E3
E5	РЕ	E1,E2,E3,E4
E6	РЗВТ	E5

Позначення в табл. 6.5 наступні: ДЕТУ – державний еталон, ЕП – еталони передавання, РЕІПС – робочі еталони, запозичені з інших повірочних схем, ВЕТУ – вторинні еталони, РЕ – робочі еталони, РЗВТ – робочі засоби вимірювальної техніки.

На основі даних, наведених в табл. 6.5, будується діаграма станів основних повірочних робіт (рис. 6.9).

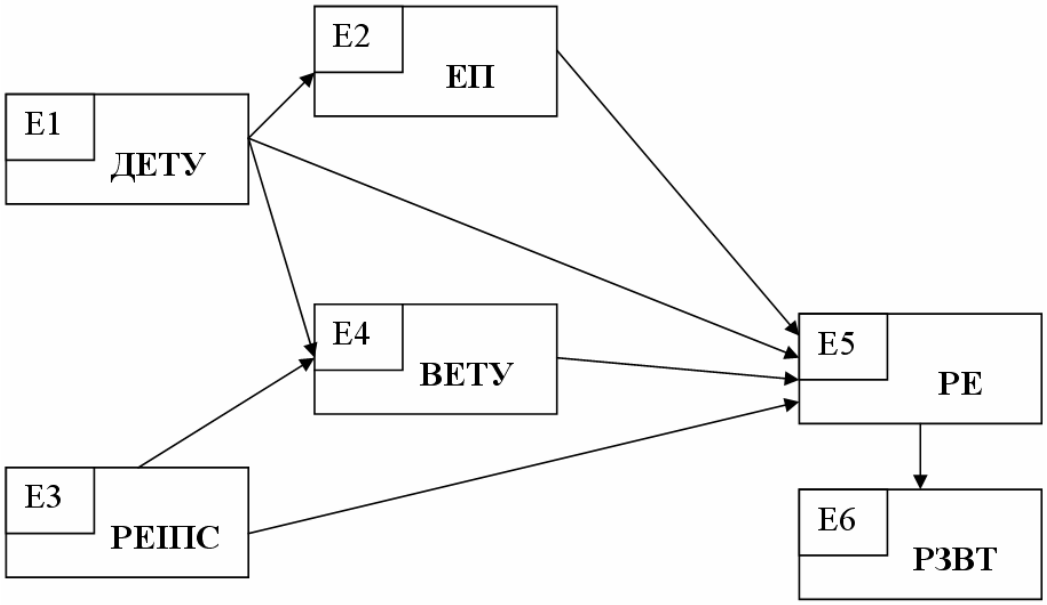


Рисунок 6.9 – Діаграма станів основних повірочних робіт

Як видно із рис. 6.9, робочі еталони (РЕ) можуть повірятися на державному еталоні (ДЕТУ), за допомогою еталонів передавання (ЕП), на вторинному еталоні (ВЕТУ) та з використанням робочих еталонів з інших повірочних схем (РЕІПС). Тому, доцільно буде зобразити більш розширену діаграму станів з наведенням конкретних типів робочих еталонів, які будуть розподілені для повірки на вище перелічених еталонах. Аналогічно, треба закріпити робочі засоби вимірювальної техніки (РЗВТ), вказавши їх типи, за конкретними типами робочих еталонів.

Відповідно до [104], робочі еталони бувають наступних типів: повірочні установки дзвонового типу (ПУДТ), повірочні установки з еталонними лічильниками (ПУЕЛ), повірочні установки з еталонними критичними соплами (ПУЕКС), повірочні установки PVTt типу (ПУРТ) та набори еталонних витратомірів (НЕВ). Перелічені типи робочих еталонів можуть повірятися на будь-яких еталонах вищої точності (ДЕТУ, ВЕТУ, ЕП, РЕІПС) крім повірочних установок дзвонового типу (ПУДТ), які повіряються тільки на

вторинних еталонах (ВЕТУ) з використанням робочих еталонів з інших повірочних схем (РЕПС).

За даними [26], в Україні експлуатується біля 200 повірочних установок різних типів:

- повірочні установки дзвонового типу – 21;
- повірочні установки з еталонними лічильниками – 154 (з них 37 промислових);
- повірочні установки з еталонними критичними соплами – 11;
- повірочні установки PVTt типу – 5;
- набір еталонних витратомірів – 1.

Одиницю об’єму та об’ємної витрати газу робочі еталони отримують від сімох еталонів вищої точності: одного державного еталона, двох еталонів передавання та чотирьох вторинних еталонів. Крім того, одиниці цих фізичних величин еталони передавання та вторинні еталони отримують від державного еталона. Оптимальним буде, коли ці еталони будуть завантажені повірочними роботами рівномірно.

Етапи повірочних робіт робочих еталонів об’єму та об’ємної витрати газу з наведенням послідовності та пріоритетності їх проведення наведені в табл. 6.6.

Таблиця 6.6 – Етапи повірочних робіт робочих еталонів з контрольними точками

Етапи робіт	Статус засобу вимірювань	Залежність від попередніх етапів
E1	ДЕТУ	
E2	ЕП	E1
E4	ВЕТУ	E1
E5-1	ПУДТ	E4
E5-2	ПУЕЛ	E2,E4
E5-3	ПУЕКС	E1
E5-4	ПУРТ	E1
E5-5	НЕВ	E1

На основі табл. 6.6 розроблена діаграма станів повірочних робіт робочих еталонів з контрольними точками, які зображаються у вигляді еліпсів з вказанням дати початку (перед етапом) та завершення (після етапу) виконання повірочних робіт (рис. 6.10). На полі етапів, в кружечку, вказана кількість еталонів наведеного в етапі типу.

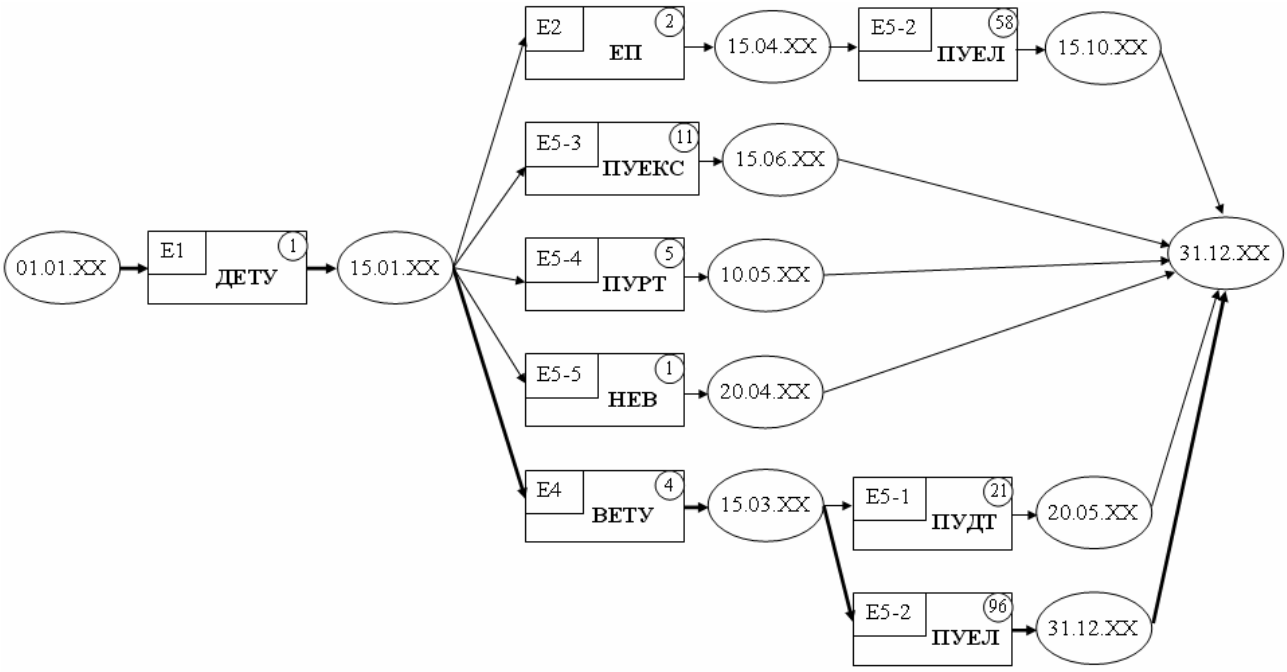


Рисунок 6.10 – Діаграма станів повірочних робіт робочих еталонів з контрольними точками

Наявність контрольних точок на діаграмі (рис. 6.10) дозволяє контролювати своєчасність виконання етапів робіт. Темнішим кольором на діаграмі станів наведена лінія E1→E4→E5-2, на яку витрачається найбільше часу на повірочні роботи, тому контролювання терміну виконання робіт в рамках цієї лінії є найважливішим. Інші лінії, по відношенню до даної, можуть бути резервними у випадку несвоєчасного виконання робіт на цій лінії. При виникненні такого випадку частина робочих еталонів повинна бути піддана повірці з використанням інших еталонів вищої точності, наприклад, на лінії E1→E5-5, на якій контрольна точка „20.04.XX" свідчить про найшвидше завершення робіт на даній лінії.

Наступним заходом є формування графіків повірки еталонів об'єму та об'ємної витрати газу (табл. 6.7) на основі діаграми станів (рис. 6.10).

Таблиця 6.7 – Шаблон графіка повірки еталонів об'єму та об'ємної витрати газу

№ п/п	Тип еталона	Терміни перевірки
1	ДЕТУ	01.01.XX – 15.01.XX
2	ЕП 1	15.01.XX – ...
3	ЕП 2	... – 15.04.XX

Кінець таблиці 6.7

4	ВЕТУ 1	15.01.ХХ – ...
...	...	...
7	ВЕТУ 4	... – 15.03.ХХ
8	НЕВ	15.01.ХХ – 20.04.ХХ
9	ПУРТ 1	15.01.ХХ – ...
...	...	...
13	ПУРТ 5	... – 10.05.ХХ
14	ПУЕКС 1	15.01.ХХ – ...
...	...	...
24	ПУЕКС 11	... – 15.06.ХХ
25	ПУДТ 1	15.03.ХХ – ...
...	...	...
45	ПУДТ 21	... – 20.05.ХХ
46	ПУЕЛ 1	15.03.ХХ – ...
...	...	...
199	ПУЕЛ 154	... – 31.12.ХХ

Робочі засоби вимірювальної техніки (РЗВТ), згідно з [104], бувають трьох типів: лічильники об’єму газу (ЛОГ), витратоміри-лічильники газу (ВЛГ) та витратоміри об’ємної витрати газу (ВОВГ). Лише останні з перелічених типів (ВОВГ) можуть повірятися на будь-якому робочому еталоні, інші два типи (ЛОГ та (ВЛГ) – на чотирьох з п’яти типів робочих еталонів (за винятком НЕВ). Діаграма станів повірочних робіт засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу наведена на рис. 6.11.

В Україні встановлено та експлуатується близько 147 тис. промислових та 8,24 млн. побутових робочих засобів вимірювання об’єму та об’ємної витрати газу [142]. На кожному робочому еталоні, для охоплення повіркою всіх РЗВТ, необхідно повіряти 3-4 засоби вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу в день. Для забезпечення їх своєчасної повірки потрібно складати відповідні щорічні графіки (аналогічні, як в табл. 6.7) для кожного конкретного робочого еталона, на якому будуть повірятися ці РЗВТ.

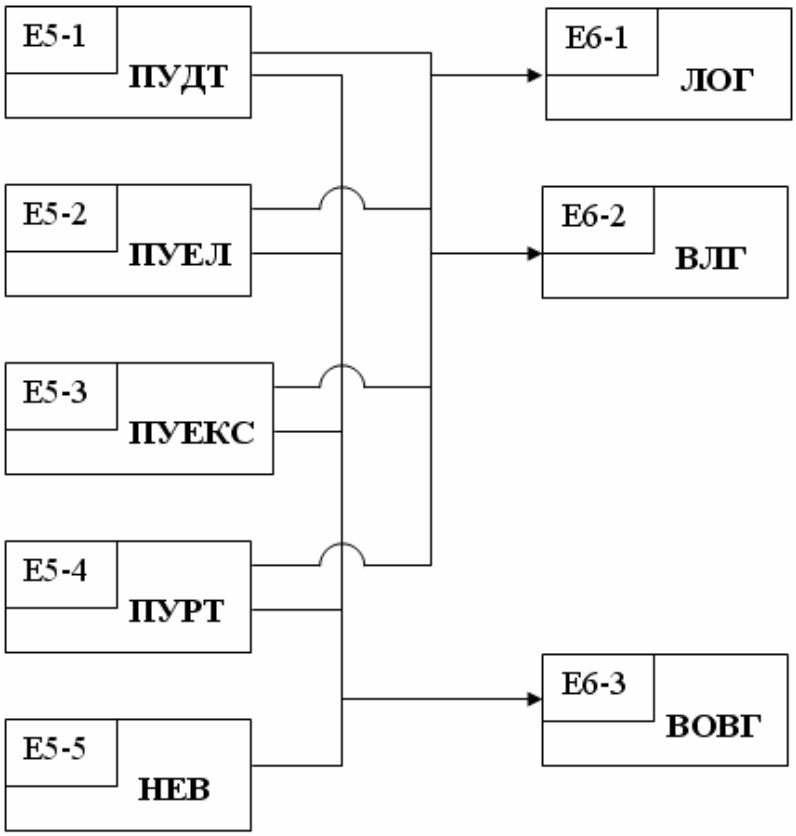


Рисунок 6.11 – Діаграма станів повірочних робіт засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу

6.5 Інформативний параметр для діагностики лічильників газу в експлуатації

Міжповірочний інтервал всіх типів побутових лічильників газу, крім мембранних, становить 5 років. Для мембранних лічильників газу, які належать фізичним особам і застосовуються для комерційного обліку газу у побуті, спільним наказом трьох відомств [139] встановлений міжповірочний інтервал 8 років, рахуючи з дати їх випуску. Цей крок зумовлений не покращенням метрологічних характеристик лічильників газу, а неможливістю газових служб охопити повіркою весь парк побутових лічильників газу, що знаходяться в експлуатації. Збільшення міжповірочного інтервалу призводить до збільшення ймовірності погіршення метрологічних характеристик чи їх невідповідності встановленим вимогам [123, 5] лічильників газу під час їх експлуатації.

Краща ситуація з промисловими лічильниками газу, які мають значно менший міжповірочний інтервал (2 роки) і, практично вчасно, піддаються повірці. Але це не гарантує стовідсоткову ймовірність

збереження їх метрологічних характеристик у встановлених межах на протязі міжповірочного інтервалу.

Під час проведення повірки лічильників газу крім метрологічної характеристики (похибки) визначається ще технічна характеристика лічильника газу: втрата тиску – різниця між тиском, виміряним на вході і виході лічильника, коли через нього проходить газ [5].

Втрати тиску мембранних лічильників, усереднені протягом циклу вимірювання, під час пропускання повітря густиною 1,2 кг/м^3 з витратою $q_{v\max}$ не повинні перевищувати значень [5], наведених у таблиці 6.8.

Таблиця 6.8 – Втрата тиску в мембранних лічильниках газу

$q_{v\max}$, м^3/год	Максимально допустимі середні значення втрат тиску	
	початкові, Па	з експлуатації, Па
від 1 до 10 включно	200	220
від 16 до 65 включно	300	330
100 і 160	400	440

Допустимі втрати тиску на побутових лічильниках газу [123] наведені в табл. 6.9.

Таблиця 6.9 – Втрата тиску в побутових лічильниках газу

Позначення типорозміру лічильників	Середня втрата тиску за $q_{v\max}$ (початкова), Па, не більше ніж	Середня втрата тиску за $q_{v\max}$ (з експлуатації), Па, не більше ніж	Максимальна втрата тиску за $q_{v\min}$, Па, не більше ніж
G1,6	200	220	60
G2,5	200	220	60
G4	200	220	60
G6	200	220	60
G10	300	330	60

Допускається виконання роторних і турбінних побутових лічильників [123] з втратами тиску, наведеними в табл. 6.10.

Таблиця 6.10 – Втрата тиску в роторних і турбінних побутових лічильниках газу

Позначення типорозміру лічильників	Середня втрата тиску за $q_{v\max}$ (початкова), Па, не більше ніж	Середня втрата тиску за $q_{v\max}$ (з експлуатації), Па, не більше ніж
G1,6	300	330
G2,5	300	330
G4	300	330
G6	300	330
G10	300	330

Втрати тиску в нових промислових турбінних лічильниках [6] мають бути меншими, ніж значення, наведені в табл. 6.11, з повітрям, яке застосовують як випробувальне середовище за атмосферних умов і витрати, що дорівнює $q_{v\max}$.

Таблиця 6.11 – Максимальне значення втрат тиску в турбінних лічильниках за витрати $q_{v\max}$ з повітрям, яке застосовують як випробувальне середовище

Номінальні діаметри	Втрата тиску, Па
згідно з C	1000
згідно з B	1500
згідно з A	2500
A — варіант для великої швидкості. B — варіант для нормальної швидкості (переважно). C — варіант для малої швидкості.	

Що стосується промислових роторних лічильників газу, то нормативний документ [7] не встановлює максимальних значень втрат тиску, а тільки вказано, що виробник повинен зазначити ці втрати тиску за витрати $q_{v\max}$, з використанням повітря з густиною 1,2 кг/м^3. В описах типу промислових роторних лічильників газу виробниками вказуються втрати тиску, що наведені в табл. 6.12.

Таблиця 6.12 – Втрати тиску в роторних промислових лічильниках газу

Позначення типорозміру лічильників	Втрата тиску за $q_{v\max}$, Па, не більше ніж
DKZ G16-G250	400
ТЕМП G65-G160	400-650
РГА, РГА-Ex G16-G1000	500-1050
IRM G16-G250	120-600

Оскільки, технічний параметр – втрата тиску лічильника газу – визначається при проведенні як первинної так і періодичних повірок, то його можна використати як інформативний параметр для діагностики лічильників газу в експлуатації [143]. В роботі [144] є розроблений порядок застосування цього інформативного параметру для контролю величини похибки лічильників газу на протязі міжповірочного інтервалу.

На рис. 6.12 зображені границі втрат тиску в лічильниках газу за мінімальних та максимальних витрат газу, які побудовані на основі даних, наведених в табл. 6.8 – табл. 6.12.

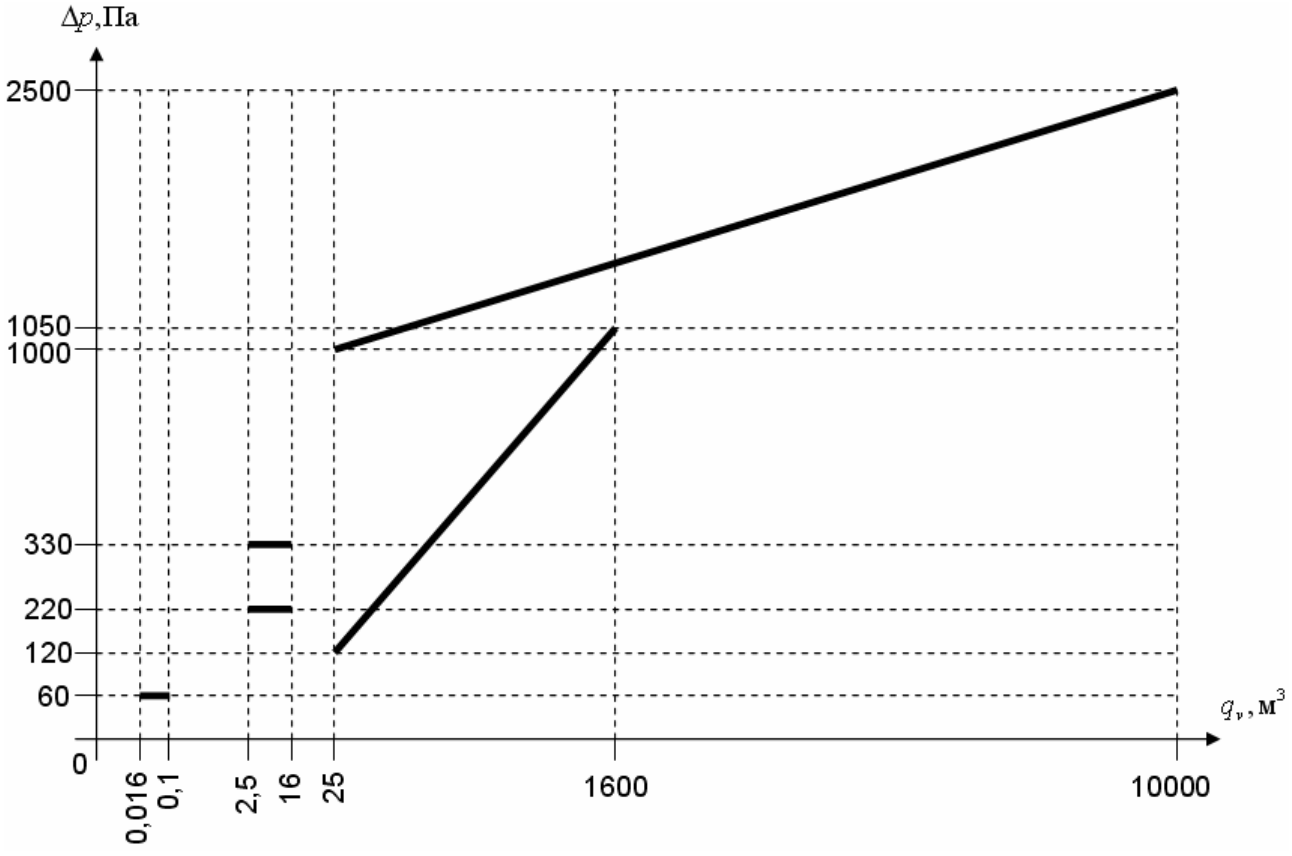


Рисунок 6.12 – Границі втрат тиску в лічильниках газу

У способі діагностики лічильників газу [143], при проведенні первинної повірки додатково визначають номінальну характеристику залежності втрат тиску газу в лічильнику від витрати, а впродовж експлуатації лічильника за допомогою засобів вимірювань тиску контролюють її шляхом визначення реальної характеристики і порівнюють її із номінальною характеристикою, отриманою при первинній повірці і по відхиленню від допустимих значень роблять висновок про придатність лічильника для подальшої експлуатації.

Як видно із рис. 6.12, нормативний документ [123] регламентує визначення втрат тиску в побутових лічильниках газу (діапазон об'ємних витрат газу від 0,016 до 16 м^3/год) як за мінімального так і за максимального значення витрати газу. Натомість, для діапазону роботи промислових лічильників газу втрати тиску в цих лічильниках визначаються, відповідно до [5-7], тільки за максимального значення витрати ($q_{v\max}$ від 25 до 10000 м^3/год). Тому розглянемо два варіанти реалізації способу [143].

Для побутових лічильників газу даний спосіб ілюструється прикладом, зображеним на рис. 6.13.

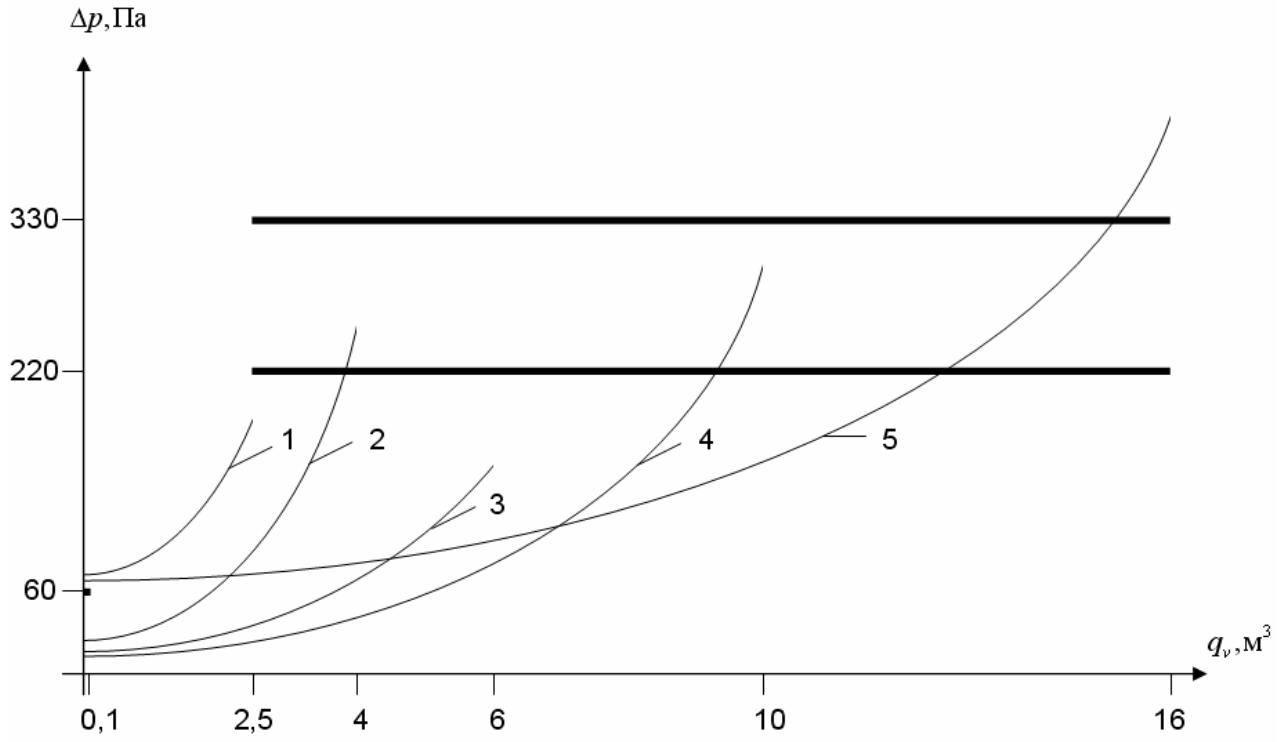


Рисунок 6.13 – Приклади втрат тиску в побутових лічильниках газу: 1-3 – мембранних, 4,5 – роторних (турбінних)

Як видно із рис. 6.13, криві 1 та 2 свідчать, що лічильники газу, які мають такі втрати, є непридатними для експлуатації, оскільки в них є перевищення втрат тиску газу на мінімальній та максимальній витраті, відповідно. Натомість, мембранний лічильник газу, втрати тиску в якому описуються кривою 3, є придатним до експлуатації. Придатним також є роторний (турбінний) лічильник, втрати тиску в якому описуються кривою 4. Крива 5 описує перевищення втрат тиску газу за мінімального та максимального значення витрати газу, тому лічильник, з такими втратами, є також непридатним до експлуатації.

Для промислових лічильників газу спосіб [143] ілюструється прикладом, зображеним на рис. 6.14.

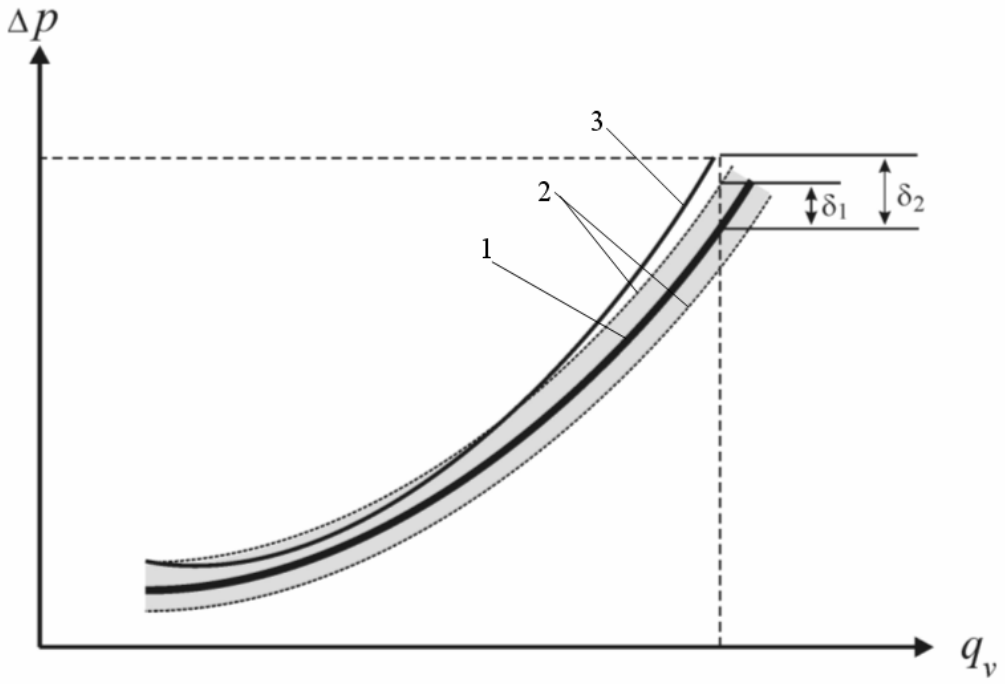


Рисунок 6.14 – Приклад втрат тиску газу в промислових лічильниках газу: 1 – номінальна характеристика залежності втрат тиску газу в лічильнику від витрати, 2 – границі похибки δ_1, 3 – характеристика залежності втрат тиску газу, визначена в експлуатації лічильника газу

В експлуатації визначають характеристику втрати тиску газу (крива 3) та відносну похибку δ_2 лічильника газу. Якщо $\delta_2 > \delta_1$, то лічильник вважається непридатним для подальшої експлуатації, якщо $\delta_2 \le \delta_1$, то лічильник вважається придатним. В даному випадку (рис. 6.14) лічильник є непридатним, оскільки $\delta_2 > \delta_1$. По характеру

кривої 3 прогнозують можливі причини виходу з ладу. З характеристики, зображеної на рис. 6.14, слідує, що відмова має механічний характер, а саме в лічильнику, ймовірно, зазнали зносу деякі рухомі елементи з'єднань (наприклад, підшипники в роторних лічильниках газу), оскільки втрата тиску збільшилася, а це говорить про те, що механічний опір став більшим. Причиною цього може бути збільшення тертя в рухомих елементах (наприклад зношення підшипників).

Промислові лічильники газу завжди оснащуються електронними коректорами (обчислювачами) об'єму газу, за допомогою яких можна вести контроль втрат тиску в даних лічильниках. У побуті електронні коректори не знайшли застосування із-за на порядок вищої за лічильники вартості. Тому для побутових лічильників газу пропонується наступна схема контролю втрат тиску газу, яка формується наступним чином: між вхідними штуцерами лічильника газу та під'єднювальними патрубками газопроводу розміщується вставка, що містить засіб вимірювання або індикатор втрат тиску. При щомісячному зніманні показів лічильника газу інспектором газового господарства записуються і покази манометра, що вимірює втрати тиску газу, за мінімального та максимального значення витрати газу. Якщо неможливо реалізувати мінімальну чи максимальну витрату газу, то покази манометра фіксують, наприклад, за трьох витрат: близької до мінімальної, близької до максимальної та номінальної. Ці результати порівнюються із номінальною характеристикою, отриманою при первинній повірці та робиться висновок про придатність лічильника газу до подальшої експлуатації і необхідність його позачергової повірки.

Визначення реальної характеристики залежності втрат тиску газу в лічильнику від витрати впродовж його експлуатації і порівняння її із номінальною характеристикою, отриманою при первинній повірці, дозволить вести безперервну діагностику і зафіксувати не тільки відмову лічильника, а і момент її виникнення, що є дуже важливим, так як з даного моменту облік газу вважається недостовірним і лічильник підлягає черговій повірці.

Висновки до шостого розділу

1. Розроблено та впроваджено нову редакцію Державної повірочної схеми для засобів вимірювання об'єму та об'ємної

витрати газу, що дасть можливість охопити повіркою, за допомогою еталонів передавання, робочі еталони, які експлуатуються в різних регіонах України.

2. Розроблене нормативне та методичне забезпечення вимірювальних комплексів об'єму газу, яке може служити основою для розроблення нормативних документів з технічними вимогами та методичних документів на метрологічну атестацію і повірку цих засобів вимірювальної техніки.

3. Розроблена методика коригування кривої похибки побутових мембранних лічильників газу на основі зважених річних коефіцієнтів коригування показів лічильників, яка може бути використана сервісними службами з ремонту та обслуговування лічильників газу для зміни передавального відношення шестерень відлікових механізмів лічильників газу. Така процедура дозволить підвищити точність обліку природного газу мембранними побутовими лічильниками.

4. Запропоновано вирішення проблеми охоплення повіркою всіх робочих еталонів і робочих засобів вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу шляхом розроблення заходів з управління організацією формування графіків повірки засобів вимірювальної техніки та гнучким реагуванням на ризики недотримання цих графіків. Для контролю своєчасності проведення повірочних робіт розроблена діаграма станів з контрольними точками. Використання діаграм станів для складання графіків повірки робочих еталонів та робочих засобів вимірювань об'єму газу дозволить своєчасно охоплювати їх повірочними роботами та гнучко реагувати на ситуації, коли виникає ризик недотримання графіку повірки певного засобу вимірювань.

5. Виокремлений, з ряду технічних характеристик лічильників газу, інформативний параметр – втрата тиску газу, за допомогою якого можна здійснювати діагностику лічильників газу в експлуатації. Запатентований спосіб діагностики лічильників газу з використанням цього параметру.

Основні наукові результати опубліковані в працях [58, 104, 137, 141, 143, 144, 150].

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

Отримані нові науково обґрунтовані теоретичні і експериментальні результати, що в сукупності є значним досягненням для розвитку науково-прикладної проблеми у галузі метрології – забезпечення єдності вимірювань об’єму та об’ємної витрати природного газу умовах експлуатації шляхом розвитку теорії і розроблення нових та вдосконалення існуючих методів та засобів вимірювання об’єму та об’ємної витрати природного газу, що має важливе значення для метрологічної практики України при вирішенні проблеми раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів.

На основі проведених аналізу та досліджень отримані такі наукові та практичні результати:

1. Встановлено, що для ефективного розвитку основ метрологічного забезпечення єдності вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу в умовах експлуатації, потребує вдосконалення нормативна основа метрологічного забезпечення, зокрема необхідно розробити методичні документи: методики державної метрологічної атестації, методики виконання вимірювань, які на сьогодні складають 15 % та 25 %, відповідно, від необхідної кількості; потребують модернізації робочі еталони та робочі засоби вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу з метою зменшення впливових факторів на їхні метрологічні характеристики; необхідно розробити нові методи для належного функціонування організаційної основи метрологічного забезпечення.

2. Вперше теоретично і експериментально обґрунтована методологія комплексного обліку енергоносіїв (електроенергії, води) та природного газу в побутовому секторі на основі взаємних кореляційних коефіцієнтів між обсягами споживання енергоносіїв, яка забезпечує зменшення втрат газу та підвищення достовірності його обліку.

3. Вперше теоретично і експериментально обґрунтована методологія розрахунку зведених до стандартних умов об’ємів газу, виміряних побутовими лічильниками газу за результатами вимірювань температури газу без необхідності вимірювання абсолютного тиску газу, що дозволить підвищити точність вимірювань об’єму газу у побутовій сфері.

4. Вперше теоретично обґрунтовано і експериментально проведене звірення Державного первинного еталона одиниці об’єму

та об’ємної витрати газу з національними еталонами шести країн, що дало можливість оцінити рівень еквівалентності Державного первинного еталона одиниці об’єму та об’ємної витрати газу України у порівнянні з аналогічними еталонами країн-учасниць проведених звірень (100 % успішності).

5. Вперше розроблена узагальнена метрологічна модель програмного забезпечення еталонів одиниць об’єму та об’ємної витрати газу, що є основою при розробці методичних документів для метрологічної атестації і повірки обчислювальних компонентів державного первинного, вторинних і робочих еталонів об’єму газу.

6. Здійснено технічне патентозахищене вдосконалення еталонних та робочих засобів вимірювання об’єму та об’ємної витрати газу та проведені поглиблені метрологічні дослідження складових похибки робочих еталонів об’єму і об’ємної витрати газу та лічильників газу, що дозволило підвищити точність вимірювання об’єму газу.

7. Набула подальшого розвитку методологія прогнозного моделювання метрологічних характеристик еталонних лічильників та промислових і побутових лічильників газу під час експлуатації, що дозволить теоретично оцінити динаміку зміни стабільності метрологічних характеристик лічильників, спрогнозувати їх метрологічну стабільність і забезпечити відповідність характеристик цих засобів вимірювальної техніки до нормативних документів впродовж міжповірочного інтервалу.

8. Запропоновані наукові аспекти розвитку Державної повірочної схеми для засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу, чим досягається її покращення за рахунок введення в неї еталонів передавання, що дозволить провести звірення всіх повірочних установок, що експлуатуються в Україні, з Державним первинним еталоном одиниць об’єму та об’ємної витрати газу. Розроблена та введена в дію нова редакція Національного стандарту України на Державну повірочну схему для засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу.

9. Запропонована нова організаційна схема реалізації повірки еталонів, лічильників та витратомірів газу на основі діаграм станів з контрольними точками, що забезпечить охоплення своєчасною повіркою засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу, які знаходяться в експлуатації.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. НАК „Нафтогаз України”: (офіційний сайт) [Електронний ресурс] – Режим доступу до сайту: http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/74B2346ABA0CBC69C22570D80031A365?OpenDocument.
2. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України: (офіційний веб-сайт) [Електронний ресурс] – Режим доступу до сайту: http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=216629&cat_id=35081.
3. Постанова від 21 серпня 2001 р. N 1089 Про Концепцію створення єдиної системи обліку природного газу. Офіційний вісник України від 07.09.2001, 2001 р., № 34, стор. 80, стаття 1588, код акту 19811/2001.
4. ДК „Газ України”: (офіційний сайт) [Електронний ресурс] – Режим доступу до сайту: ttp://www.gasukraine.com.ua/clients/gasukraine/gasukraine.nsf/%28documents%29/AE93C36CB32404D4C2257457004D4806.
5. Лічильники газу мембранні. Загальні технічні умови: ДСТУ EN 1359:2006 – [Чинний від 2007-01-01]. – К: Держспоживстандарт України 2007. – 45 с. – (Національний стандарт України).
6. Лічильники газу турбінні. Загальні технічні умови: ДСТУ EN 12261:2006. - [Чинний від 2007-01-01]. – К: Держспоживстандарт України 2007. – 32 с. – (Національний стандарт України).
7. Лічильники газу роторні. Загальні технічні умови: ДСТУ EN 12480:2006. - [Чинний від 2007-01-01]. – К: Держспоживстандарт України 2007. – 25 с. – (Національний стандарт України).
8. Коректори до лічильників газу електронні. Загальні технічні умови: ДСТУ EN 12405:2006.- [Чинний від 2007-01-01]. – К: Держспоживстандарт України 2007. – 37 с. – (Національний стандарт України).
9. Закон України “Про метрологію та метрологічну діяльність” [від 11.02.98 р. № 113: у редакції від 15.06.04 р. № 1765-IV] // Відомості Верховної Ради України. – Офіц. вид. – К.: Парлам. вид-во. – 2004. – №37. – Ст.449. – С.1434-1453.
10. Кузь М.В. Методи та пристрої зменшення впливу кліматичних факторів на облік газу в комунально-побутовій сфері: Дис. канд. техн. наук: 05.11.01. – Львів, 2006. – 157 с.
11. Закон України „Про нафту і газ” [від 12.07.2001 р. № 2665-14: у редакції від 05.12.2012 р. № 2665-III] // Відомості Верховної Ради

України. – Офіц. вид. – К.: Парлам. вид-во. – 2001. – №50. – Ст.262.
12. Закон України „Про засади функціонування ринку природного газу” [від 08.07.2010 р. № 2467-17: у редакції від 01.01.2013 р. № 2467-VI] // Відомості Верховної Ради України. – Офіц. вид. – К.: Парлам. вид-во. – 2010. – №48. – Ст.566. – С. 1724.
13. Закон України „Про забезпечення комерційного обліку природного газу” [від 16.06.2011 р. № 3533-17: у редакції від 16.06.2011 р. № 3533-VI] // Відомості Верховної Ради України. – Офіц. вид. – К.: Парлам. вид-во. – 2012. – №5. – Ст.28. – С. 235.
14. Закон України „Про енергозбереження” [від 01.07.1994 р. № 74/94-вр: у редакції від 01.01.2013 р. № 4318-17] // Відомості Верховної Ради України. – Офіц. вид. – К.: Парлам. вид-во. – 1994. – №30. – Ст.283.
15. Постанова Кабінету Міністрів України „Про затвердження норм споживання природного газу у населення у разі відсутності газових лічильників” [від 08.06.1996 р. № 619-96-п: у редакції від 29.10.2002 р. № 1632-2002-п] // Урядовий кур’єр. – Офіц. вид. – К. – 13.06.1996.
16. Наказ Міністерства палива та енергетики України „Про затвердження Методики визначення обсягів природного газу, які використовуються для виробництва теплової енергії для населення в разі, якщо суб’єкти господарювання здійснюють постачання теплової енергії різним категоріям споживачів” [від 15.07.2010 р. № 288: у редакції від 18.01.2013 р. № z0671-10] // Офіційний вісник України. – Офіц. вид. – К. – 2010. – №63. – Ст.2214. – С. 239.
17. Наказ Міністерства палива та енергетики України „Про затвердження Методики приведення об’єму природного газу до стандартних умов за показами побутових лічильників у разі відсутності приладів для вимірювання температури та тиску газу” [від 26.02.2004 р. № 116: у редакції від 26.02.2004 р. № z0346-04] // Офіційний вісник України. – Офіц. вид. – К. – 2004. – №12, том 1. – Ст.772. – С. 234.
18. Наказ Міністерства палива та енергетики України „Про затвердження Методики визначення питомих втрат природного газу при його вимірюваннях побутовими лічильниками у разі неприведення об’єму газу до стандартних умов” [від 21.10.2003 р. № 595: у редакції від 21.10.2003 р. № z1224-03] // Офіційний

вісник України. – Офіц. вид. – К. – 2003. – №52, том 2. – Ст.2876. – С. 716.
19. Забезпечення відтворення та зберігання одиниць об'єму та об'ємної витрати газу, що відтворюються державним еталоном: Звіт про НДР (заключний)/ ДП „Івано-Франківськстандарт-метрологія". – Івано-Франківськ., 2006. – 111 с.
20. Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу: ДСТУ 3383-96. – [Чинний від 1999-01-01]. – К.: Держстандарт України, 1996. – ІІ, 5 с. – (Державний стандарт України).
21. Реєстр методичних документів з метрології [Електронний ресурс] – Режим доступу до реєстру: http://www.ukrcsm.kiev.ua/index.php/uk/2009-02-05-07-58-31/2009-02-06-11-56-16/101.
22. Андріїшин М.П. Облік природного газу: Довідник/ М.П. Андріїшин, О.М. Карпаш, О.Є. Середюк та ін. – Івано-Франківськ: ПП „Сімик", 2008. – 180 с.: іл.
23. Положення про державний реєстр методик виконання вимірювань та реєстр організаційно-методичних документів з метрології [Електронний ресурс] – Режим доступу до положення: http://uazakon.com/document/fpart55/idx55206.htm.
24. Установка комп'ютеризована для визначення та контролю метрологічних характеристик побутових лічильників газу „ТЕМПО-3" МР. Настанова з експлуатації: 562. М.Т.407368.024-24 НЕ. – Івано-Франківськ: Інженерно-впровадницька фірма „Темпо". – 55 с.
25. Метрологія. Лічильники газу побутові. Методи та засоби повірки: Р50-071-98. – [Чинний від 1998-03-27]. – К.: Держстандарт України, 1998. – ІІІ, 20 с. – (Рекомендації).
26. Стан метрологічного забезпечення обліку газу в Україні// [Електронний ресурс]. – Івано-Франківськстандартметрологія. – 2012. – Режим доступу до ресурсу: http://ifdcsms.com.ua/index.php?id=3&mhnews_id=380&mhnews_newsid=27110&mhnews_page=1.
27. Метрологія. Установки повірочні дзвонового типу. Типова програма та методика державної метрологічної атестації: МДУ 025/03-2006. – [Чинний від 2006-05-18]. – Івано-Франківськ: Івано-Франківськстандартметрологія 2006. – 47 с. – (Методичний документ з метрології).
28. Середюк О.Є. Основи проектування рухомих рідинних компенсаторів еталонних установок обліку природного газу / О.Є.

Середюк, А.Г. Винничук // Приладобудування 2005: стан і перспективи: 4-а наук.–техн. конф., 26–27 квітня 2005 р., Київ: зб. наук. праць – Київ: ПБФ, НТУУ "КПІ",2005. – С. 275–276.
29. Пат. 51391 U Україна, МПК (2006) G01 F25/00. Газовимірювальний пристрій для градуювання та вивіряння витратомірів і лічильників газу/ Петришин І.С., Середюк О.Є.; заявник і патентовласник – Державне підприємство „Івано-Франківський науково-виробничий центр стандартизації, метрології та сертифікації". - № 2002031956; заявл. 12.03.02; опубл. 15.01.07, Бюл. №1/2007.
30. Петришин І.С. Науково-методологічні та технічні засади забезпечення точності вимірювань витрати природного газу: Дис. докт. техн. наук: 05.11.01. – Львів, 2007. – 380 с.
31. Пат.56740 С2 Україна, МПК 7 G01F25/00. Дзвонова дискретно-динамічна установка для точного відтворення та вимірювання об'єму і витрати газу / Мельничук С.І.; заявник і патентовласник Мельничук С.І. – №2002087028; заявл.28.08.02; опубл. 15.12.04, Бюл. №12. – 3с.
32. Мельничук С.І. Представлення параметрів лінійних переміщень квазітрійковою маніпуляцією елементів псевдовипадкових кодових послідовностей/ С.І. Мельничук // Методи та прилади контролю якості. - Івано-Франківськ - 2001.-№7.-с.58–60.
33. Мельничук С.І. Підвищення точності визначення лінійних переміщень на основі застосування квазітрійкових М-послідовностей/ С.І. Мельничук // Матеріали науково-технічної конференції „Приладобудування 2002: підсумки і перспективи": Збірник тез доповідей. – Київ, 2002. – с. 97.
34. Мельничук С.І. Перспективи використання псевдовипадкових М-послідовностей в газомірних еталонних установках для точного вимірювання лінійних переміщень/ С.І. Мельничук // Автоматизація виробничих процесів у машинобудуванні та приладобудуванні. - Львів – 2003.- №37.-с. 85-89.
35. Руденко М.В. Засоби вимірювальної техніки об'єму газу інженерно-впровадницької фірми „Темпо"/ М.В. Руденко // Методи та прилади контролю якості. – 2007. – №18. – с. 71-73.
36. Середюк О.Є. Метрологічне забезпечення відтворення і передавання одиниць об'єму та об'ємної витрати природного газу: Дис. докт. техн. наук: 05.01.02. – Львів, 2009. – 384 с.
37. Локотош Б.Н. Объемно-динамические колокольные установки для точного воспроизведения и измерения расхода и количества

газа / Б.Н. Локотош, И.С. Бродин, С.А. Чеховский // Методы и устройства сбора и обработки измерительной информации: Сб. статей. – Киев: Техника. – 1976. – с. 62– 66.
38. Новгородцева Л.П. Метрологічні аспекти організації обліку природного газу в Дніпропетровському регіоні / Л.П. Новгородцева, О.Є. Середюк, С.А. Чеховський // Приладобудування 2003: стан і перспективи: 2–а наук.–техн. конф., 22–23 квітня 2003 р, Київ: зб. тез доповідей – Київ: НТУУ "КПІ". – 2003. – с. 181–182.
39. Кузь М.В. Комплектна повірка вимірювальних комплексів об'єму та об'ємної витрати природного газу/ М.В. Кузь // Збірник тез доповідей сьомої всеукраїнської науково-технічної конференції „Вимірювання витрати та кількості газу": Збірник тез доповідей. – Івано-Франківськ. – 2011. – с. 59.
40. Кузь М.В. Метрологічне забезпечення повірки вимірювальних комплексів об'єму газу/ М.В. Кузь // Збірник тез доповідей XI міжнародної науково-технічної конференції „Приладобудування: стан і перспективи". – Київ, 2012 – С. 96-97.
41. Газы. Условия для определения объема: ГОСТ 2939-63. – [Чинний від 1964-01-01]. – М: Издательство стандартов 1988. – 2 с. – (Міждержавний стандарт).
42. Дослідження впливу температурного фактора навколишнього та робочого середовища на достовірність обліку газу в комунально-побутовій сфері: Звіт про НДР (заключний)/ ДП „Івано-Франківськметрологія". – Івано-Франківськ, 2001 – 28 с.
43. Кузь М.В. Результати експериментальних досліджень впливу атмосферного тиску на достовірність обліку газу в побуті/ М.В. Кузь// Методи та прилади контролю якості. – 2004. - №12. – С. 63-65.
44. Organization Internationale de Metrologie Legale: International recommendation No. 31 Diaphragm Gas Meters, July 1987.
45. Кузь М.В. Методичні аспекти зменшення втрат природного газу при проектуванні внутрішньобудинкових газових мереж/ М.В. Кузь, М.В. Гайдук// Нафтова і газова промисловість. – 2008.- №5. – С. 45-46.
46. Кузь М.В. Ефективність врахування теплообмінних процесів та зміни барометричного тиску на стадії проектування внутрішньобудинкових газових мереж/ М.В. Кузь// Матеріали звітної викладацької та студентської науково-практичної

конференції „Освіта і наука XXI століття”. - Івано-Франківськ, 2012 – с. 382-383.
47. Исаченко В.П. Теплопередача. Учебник для вузов, Изд. 3-е, перераб. и доп./ В.П. Исаченко и др. – М.: „Энергия”, 1975. – 488 с.: с ил.
48. Кузь М.В. Дослідження процесів теплообміну в газопроводах малих діаметрів систем внутрішньобудинкового обліку газу/ М.В. Кузь, С.І. Мельничук, М.В. Гайдук// Матеріали шостої міжнародної науково-технічної конференції „Метрологія та вимірювальна техніка (Метрологія 2008)”: Наукові праці конференції у 2-х томах. - Т.2, - Харків, 2008. – С. 180-182.
49. Кузь М.В. Використання аналогії з законом Ома для оцінки моделі процесів теплообміну в газопроводах малих діаметрів/М.В. Кузь, В.І. Лемішка// Нафтова і газова промисловість. – 2010. - №2. – С.40-42.
50. Архівні дані Управління статистики в Івано-Франківській області за 2007 рік.
51. Кузь М.В. Моделювання взаємообліку енергоносіїв та природного газу в побутовому секторі/М.В. Кузь, М.В. Гайдук// Наукові вісті Галицької Академії. – 2009.- №1. – С. 41-44.
52. Кузь М.В. Взаємні коефіцієнти енергоспоживання в побутовому секторі/ М.В. Кузь // Матеріали VII Міжнародної науково-практичної конференції „Спецпроект: Аналіз наукових досліджень”. – Дніпропетровськ, 2012 – с. 35-39.
53. Пат. 70683 Україна, МПК 7G01 F1/00 G01 F5/00. Спосіб приведення об’єму газу до стандартних умов / Петришин І.С., Кузь М.В., Гончарук М.І., Панасюк В.Л.; заявник і патентовласник Державне підприємство „Івано-Франківський регіональний науково-виробничий центр стандартизації, метрології та сертифікації”. - № 20031212122; заявл. 23.12.2003; опубл. 15.02.2006, Бюл. №2. – 8 с.
54. Архівні дані Гідрометеоцентру України вимірювань атмосферного тиску (1960-1990 рр.) та температури повітря (1988-2001 рр.).
55. Кузь М.В. Дослідження взаємозв’язків між середньомісячними значеннями тиску природного газу та температурою повітря для умов обліку побутовими лічильниками/ М.В. Кузь, О.Є. Середюк // Нафтогазова енергетика. – 2012. – № 2 (18). – с. 117-126.
56. Кузь М.В. Експериментальні дослідження залежності середньомісячних значень атмосферного тиску від температури

повітря навколишнього середовища/ М.В. Кузь, О.Є. Середюк// Наукові вісті Галицької Академії. – 2011.- №1. – С. 94-99.
57. Вимірювання тиску. Навчальний посібник/ І.С. Петришин, Б.М. Сафронов – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 269 с.
58. Кузь М.В. Методика коригування кривої похибки побутових лічильників газу/ М.В. Кузь // Метрологія та прилади. – 2012. – №4. – С. 12-15.
59. Gas supply systems. Natural gas measuring stations. Functional requirements: EN 1776:1998. – [Чинний від 1998-12-06]. - 44 с. – (Європейський стандарт).
60. Кузь М.В. Зведення балансу витрат газу в комунально-побутовій сфері/ М.В. Кузь, О.Є. Середюк // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2013. – № 1 (34). – с. 172-178.
61. Единая система программной документации. Виды программ и программных документов: ГОСТ 19.101 – 77. – [Чинний від 1980-01-01]. – М.: Издательство стандартов 1977. – 5 с. – (Міждержавний стандарт).
62. Единая система программной документации. Программа и методика испытаний. Требования к содержанию и оформлению: ГОСТ 19.301-79. - [Чинний від 1981-01-01]. – М.: Издательство стандартов, - 2 с. – (Міждержавний стандарт).
63. Единая система программной документации. Техническое задание. Требования к содержанию и оформлению: ГОСТ 19.201-78. – [Чинний від 1980-01-01]. – М.: Издательство стандартов 1987. – 4 с. – (Міждержавний стандарт).
64. Единая система программной документации. Спецификация. Требования к содержанию и оформлению ГОСТ 19.202-78. – [Чинний від 1980-01-01]. – М.: Издательство стандартов 1987. – 3 с. – (Міждержавний стандарт).
65. Единая система программной документации. Текст программы. Требования к содержанию и оформлению: ГОСТ 19.401-78. – [Чинний від 1980-01-01]. – М.: Издательство стандартов 1987. – 1 с. – (Міждержавний стандарт).
66. Единая система программной документации. Описание программы: ГОСТ 19.402-78. – [Чинний від 1980-01-01]. – М.: Издательство стандартов 1987. – 2 с. – (Міждержавний стандарт).
67. Единая система программной документации. Ведомость держателей подлинников: ГОСТ 19.403-79. – [Чинний від 1980-07-

01]. – М.: Издательство стандартов 1987. – 4 с. – (Міждержавний стандарт).
68. Единая система программной документации. Пояснительная записка. Требования к содержанию и оформлению ГОСТ 19.404-79. – [Чинний від 1981-01-01]. – М.: Издательство стандартов 1987. – 2 с. – (Міждержавний стандарт).
69. Единая система программной документации. Формуляр. Требования к содержанию и оформлению: ГОСТ 19.501-78. – [Чинний від 1980-01-01]. – М.: Издательство стандартов 1987. – 6 с. – (Міждержавний стандарт).
70. Единая система программной документации. Описание применения. Требования к содержанию и оформлению: ГОСТ 19.502-78. – [Чинний від 1980-01-01]. – М.: Издательство стандартов 1987. – 2 с. – (Міждержавний стандарт).
71. Единая система программной документации. Руководство системного программиста. Требования к содержанию и оформлению: ГОСТ 19.503-79. – [Чинний від 1980-01-01]. – М.: Издательство стандартов 1987. – 2 с. – (Міждержавний стандарт).
72. Единая система программной документации. Руководство программиста. Требования к содержанию и оформлению: ГОСТ 19.504-79. – [Чинний від 1980-01-01]. – М.: Издательство стандартов 1987. – 2 с. – (Міждержавний стандарт).
73. Единая система программной документации. Руководство оператора. Требования к содержанию и оформлению: ГОСТ 19.505-79. – [Чинний від 1980-01-01]. – М.: Издательство стандартов 1987. – 2 с. – (Міждержавний стандарт).
74. Единая система программной документации. Описание языка. Требования к содержанию и оформлению: ГОСТ 19.506-79. – [Чинний від 1980-01-01]. – М.: Издательство стандартов 1987. – 2 с. – (Міждержавний стандарт).
75. Единая система программной документации. Ведомость эксплуатационных документов: ГОСТ 19.507-79. – [Чинний від 1980-07-01]. – М.: Издательство стандартов 1987. – 5 с. – (Міждержавний стандарт).
76. Единая система программной документации. Руководство по техническому обслуживанию. Требования к содержанию и оформлению: ГОСТ 19.508-79. – [Чинний від 1981-01-01]. – М.: Издательство стандартов 1987. – 2 с. – (Міждержавний стандарт).

77. Оценка качества программных средств. Общие положения: ГОСТ 28195-99. – [Чинний від 2000-03-01]. – М.: Издательство стандартов 2000. – 20 с. – (Міждержавний стандарт).
78. Розроблення комплекту програмної і експлуатаційної документації та проведення випробувань програмних засобів еталонних повірочних установок. Звіт про НДР (заключний)/ ПВНЗ "Галицька академія". – Івано-Франківськ, 2010. – 86 с.
79. Кузь М.В. Дослідження ефективності стандартизації програмних засобів повірочних установок лічильників газу/ М.В. Кузь, В.М. Андрейко, М.В. Руденко // Наукові вісті Галицької Академії. – 2010.- №2. – С. 26-30.
80. Кузь М.В. Дослідження ефективності випробувань програмних засобів робочих еталонів об'єму газу/ М.В. Кузь, О.Є. Середюк // Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля. – 2012. - №12(183), ч.2. – с. 211-216.
81. Кузь М.В. Аналіз впливу алгоритму оброблення даних програмним забезпеченням на метрологічні характеристики повірочних установок лічильників газу/ М.В. Кузь, В.М. Андрейко // Матеріали X міжнародної науково-технічної конференції „Приладобудування 2011: стан і перспективи": Збірник тез доповідей. – Київ, 2011. – С. 228-229.
82. Кузь М.В. Оцінка складових похибки обчислювальних компонентів засобів вимірювань об'єму газу на основі якісних показників програмного забезпечення/ М.В. Кузь // Методи та прилади контролю якості. – 2012. – №2 (29). – с. 77-83.
83. Кузь М.В. Метрологічне ранжування якісних показників програмного забезпечення повірочних установок лічильників газу/ М.В. Кузь // Нафтова і газова промисловість. – 2012. - №1. - с. 52-54.
84. Кузь М.В., Методика визначення метрологічних показників програмних засобів у сфері обліку газу на базі якісних показників/ М.В. Кузь, В.М. Андрейко // Збірник наукових праць міжнародної проблемно-наукової міжгалузевої конференції „Інформаційні проблеми комп'ютерних систем, юриспруденції, енергетики, економіки, моделювання та управління (ПНМК-2012))". – Бучач, 2012 – С.307-312.
85. Прикладная статистика. Правила оценки анормальности результатов наблюдений: ГОСТ 11.002-73. - [Чинний від 1974-01-01]. – М.: Издательство стандартов, - 26 с. – (Міждержавний стандарт).

86. Метрологія. Робочі еталони об’єму газу типу PVT. Програма і методика державної метрологічної атестації. - [Чинний від 2004-04-27]. – Івано-Франківськ: Івано-Франківськстандартметрологія 2004. – 13 с. – (Методичний документ з метрології).
87. Кузь М.В. Метрологічна модель програмного забезпечення еталонів одиниць об’єму та об’ємної витрати газу/ М.В. Кузь // Український метрологічний журнал. – 2012. – №3. – с. 48-50.
88. Програмні засоби ЕОМ. Показники і методи оцінювання якості: ДСТУ 2850-94 – [Чинний від 1996-01-01]. – К: Держстандарт України 1994. – 20 с. – (Національний стандарт України).
89. Програмні засоби ЕОМ. Підготовлення і проведення випробувань: ДСТУ 2853-94 – [Чинний від 1996-01-01]. – К: Держстандарт України 1994. – 17 с. – (Національний стандарт України).
90. Середюк Д.О. Методика визначення коефіцієнтів вагомості складових комплексного показника якості лічильників газу/ Д.О. Середюк, І.С. Кісіль // Методи та прилади контролю якості. – 2005. - №15. – С. 12-15.
91. Середюк Д.О. Математична модель діагностування технічного стану побутових лічильників газу/ Д.О. Середюк, О.Є. Середюк, В.В. Костинюк // Наукові вісті Галицької Академії. – 2005.- №2(8). – С. 17-22.
92. Петришин І.С. Сертифікаційна модель лічильника газу/ І.С. Петришин // Методи та прилади контролю якості. - 2000. - №5. – С. 54-57.
93. Кричевець О. Метрологічне забезпечення обчислювальних компонентів вимірювальних інформаційних систем/ О. Кричевець // Метрологія та прилади. – 2012. – №2. – С. 37-42.
94. Середюк О.Є. Методологія визначення метрологічних характеристик програмного забезпечення еталонів одиниці об’єму газу/ О.Є. Середюк, М.В. Кузь // Вісник національного технічного університету „ХПІ”. Серія „Автоматика та приладобудування”. – 2012. – вип.№37. – с. 60-71.
95. Енергетична безпека держави: високоефективні технології видобування, постачання і використання природного газу / Є.І.Крижанівський, М.І.Гончарук, В.Я.Грудз та ін. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2006. – 282 с.
96. Домницький Р. Вимірювання кількості та показників якості природного газу як складова енергетичної безпеки країни / Р. Домницький // Метрологія та прилади. – 2006. – №3. – С. 10–11.

97. Указ Президента України „Про Рішення Ради національної безпеки і оборони України від 9 грудня 2005 року „Про стан енергетичної безпеки України та основні засади державної політики у сфері її забезпечення” [від 27.12.05 р. №1863/2005] // Урядовий кур’єр. – 2006. – 04 січн. (№1). – С.6. – (Із змінами, внесеними згідно з Указами Президента від 24.03.06 р. №257/2006 // Урядовий кур’єр. – 2006. – 01 квітн. (№62). – С.12 і від 02.08.07 р. № 678/2007 // Урядовий кур’єр. – 2007.– 07 серпн. (№141). – С.30).
98. Антонюк А.О. Основи захисту інформації в автоматизованих системах: Навч. Посібн. – К.: Видавн. Дім „КМ Академія”, 2003. – 244с. – Бібліогр.: с. 242-243.
99. Кузь М.В. Захист текстової інформації методом образного шифрування даних/ М.В. Кузь // Наукові вісті Галицької Академії. – 2008.- №2. – С. 73-77.
100. Петришин І.С. Технічне забезпечення звіряння еталонів об’єму та об’ємної витрати газу/І.С. Петришин, О.Є. Середюк // Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах. – 2001. – №1. – С.49-51.
101. Петришин І.С. Методологія звіряння еталонів об’єму і об'ємної витрати газу/ І.С. Петришин, О.Є. Середюк //Транспортування, контроль якості та облік енергоносіїв: Матеріали міжнародної науково-практичної конференції, м. Львів 26-29 листопада І997 р.– Львів, – 1998. – С. 206-212.
102. ГСИ. Эталоны. Способы выражения погрешностей: ДСТУ ГОСТ 8.381:2008. - [Чинний від 2008-10-01]. – М.: Издательство стандартов, – 10 с. – (Національний стандарт України).
103. Метрологія. Державний спеціальний еталон одиниці об’єму і об’ємної витрати газу. Програма і методика державної метрологічної атестації: МДУ. – [Чинний від 2004-04-16]. – Івано-Франківськ: ДП “Івано-Франківськстандартметрологія”, 2004. – 16 с. – (Нормативний документ Держспоживстандарту України: Методика).
104. Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювання об’єму та об’ємної витрати газу: ДСТУ 3383: 2007.– [Чинний від 2007-07-01; на заміну ДСТУ 3383-96].– К.: Держспоживстандарт України, 2007. – ІІІ, 9 с. – (Національний стандарт України).
105. Кузь М.В. Експериментальне визначення ступеня еквівалентності національних еталонів одиниць об’єму та об’ємної

витрати газу/ М.В. Кузь // Наукові вісті Галицької Академії. – 2011. - № 2. – с. 3-7.

106. Проект КООМЕТ № 219/Sk-00/A. Окончательный отчет уровень А. Международные сличения в области расхода и объема газа „Обеспечение сличения испытательных установок для поверки мембранных бытовых газосчетчиков в диапазоне расхода (0,12-10) $м^3 \cdot ч^{-1}$”.
107. Проект КООМЕТ № 219/Sk-00/B. Окончательный отчет уровень В. Международные сличения в области расхода и объема газа „Обеспечение сличения испытательных установок для поверки промышленных газосчетчиков в диапазоне расхода (100-1000) $м^3/ч$”.
108. Cox M.G. Evaluation of key comparison data// Metrologia/ M.G. Cox. – 2002. - №39. – P. 589-595.
109. Кузь М.В. Визначення нестабільності первинного та вторинних еталонів одиниць об’єму та об’ємної витрати газу/ М.В. Кузь // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2013. – №2. – с. 26-31.
110. Петришин І.С. Алгоритм оцінки похибок державного спеціального еталона одиниць об’єму та об’ємної витрати газу / І.С. Петришин, А.Г. Бестелесний // Методи та прилади контролю якості. – 1997. – № 1. – С.75– 79.
111. Середюк О.Є. Аналіз впливу робочого тиску еталонних дзвонових 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.
112. Середюк О.Є. Математичне моделювання похибки від непостійності тиску в дзвонових витратовимірювальних установках / О.Є. Середюк // Методи та прилади контролю якості. – 1998. – № 2. – С.23– 27.
113. Метрологія. Еталонні лічильники газу. Методика повірки: – [Чинна від 2004-07-09]. – Івано-Франківськ: ДП „Івано-Франківськстандартметрологія” 2004. - 8 с. – (Методичний документ з метрології).
114. Метрологія. Еталонні лічильники газу. Типова програма та методика державної метрологічної атестації: – [Чинна від 2006-05-18]. – Івано-Франківськ: ДП „Івано-Франківськстандарт-метрологія” 2006. - 11 с. – (Методичний документ з метрології).

115. Кузь М.В. Прогнозне моделювання метрологічних характеристик еталонних лічильників газу/ М.В. Кузь // Український метрологічний журнал. – 2012. – №4. – с. 39-41.
116. ПАТ Івано-Франківський завод „Промприлад”: (офіційний сайт) [Електронний ресурс] – Режим доступу до сайту: http://www.prylad.com.ua/index.php/uk/produktsiia-ua/.
117. ТОВ ВКП „Техноінком”: (офіційний сайт) [Електронний ресурс] – Режим доступу до сайту: http://www.tehnolog.ck.ua/ ua/gazovaya-armatura/ schetchiki-obema-gaza/product-43.html.
118. Николайчук Я.М. Идентификация информационных состояний объектов исследования на основе системы логико-статистических информационных моделей/ Я.М. Николайчук, М.А. Лучук, Л.И. Жуган, Б.М. Шевчук – К. Ин-т кибернетики им.В.М.Глушкова АН УССР, 1998. – (Препринт ИК АН УССР 88-45).
119. Петришин І.С. Визначення поправочного барометричного коефіцієнта до показів побутових лічильників газу графічним методом/ І.С. Петришин, М.В. Кузь // Прилади та методи контролю якості. – 2005. – №13. – С. 59-61.
120. Кузь М.В. Методичні аспекти підвищення точності обліку природного газу лічильниками з електронними пристроями температурної компенсації/ М.В. Кузь, О.Є. Середюк // Прилади та методи контролю якості. – 2012. - № 1. – с. 113-119.
121. Погода на Gismeteo: (Архів погоди) [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://www.gismeteo.ru/diary/4952/2011.
122. Метрологія. Установки повірочні з еталонними лічильниками газу. Методика повірки: МПУ 168/03-2006. – [Чинний від 2006-05-18]. – Івано-Франківськ: Івано-Франківськстандартметрологія 2006. – 12 с. – (Методичний документ з метрології).
123. Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги: ДСТУ 3336-96. – [Чинний від 1996-07-01]. – К.: Держстандарт України, 1996. – 28 с. – (Державний стандарт України).
124. Лічильники газу побутові. Правила приймання та методи випробувань: ДСТУ 3607-97. – [Чинний від 1998-07-01]. – К.: Держстандарт України, 1997. – 24 с. – (Державний стандарт України).
125. Кузь М.В. Реалізація псевдо-динамічного режиму роботи робочих еталонів об’єму газу/ М.В. Кузь // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2013. – №1. – с. 23-26.
126. Кузь М.В. Зменшення впливу градієнта температури повітря на точність відтворення одиниці об’єму газу повірочними

установками дзвонового типу/ М.В. Кузь// Український метрологічний журнал. – 2010. - №2. – С. 32-34.
127. Пат. 91228 С2 Україна, МПК (2009) G01F 5/00 G01F 25/00. Еталонна установка дзвонового типу/ Кузь М.В., Безгачнюк Я.В., Середюк Д.О.; заявники і патентовласники Кузь М.В., Безгачнюк Я.В., Середюк Д.О. – № а200800139; заявл. 02.01.2008; опубл. 12.07.2010, Бюл. № 13.
128. Газ природний горючий. Вимірювання витрати. Терміни та визначання понять: ДСТУ 4313:2004 - [Чинний від 2005-07-01]. – К. : Держспоживстандарт України, 2005. — III, 38с. — (Національний стандарт України).
129. Середюк О.Є. Робочий еталон для комплектної повірки вимірювальних комплексів об'єму газу/ О.Є. Середюк, М.В. Кузь // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2012. – №6. – с. 11-13.
130. Пат. 76805 Україна, МПК (2006) G 01 F 3/00. Лічильник газу / І.С. Петришин, М.В. Кузь. – № 20040605007; заявл. 24.06.2004; опубл. 15.09.2006, Бюл. № 9.
131. Посудини, що працюють під тиском. Клапани запобіжні. Вимоги щодо безпеки: ДСТУ ГОСТ 12.2.085:2007.– [Чинний від 2008-04-01].– К.: Держспоживстандарт України, 2008. – 19 с. – (Національний стандарт України).
132. Кузь М.В. Компенсація впливу абсолютного тиску природного газу на точність його обліку мембранними лічильниками газу/ М.В. Кузь // Український метрологічний журнал. – 2011. - №4. – С. 35-37.
133. Пат. 70683 С2 Україна, МПК 7 G01 F5/00. Спосіб приведення об'єму газу до стандартних умов/ І.С. Петришин, М.В. Кузь, М.І. Гончарук, В.Л. Панасюк; заявник і патентовласник ДП „Івано-Франківськстандартметрологія". - № 20031212122. - заявл. 23.12.2003. - опубл. 15.02.2006. - Бюл. №2. – 8с.
134. Пат. 89694 С2 Україна, МПК (2009) G01F 5/00. Компенсатор температури газу/ Кузь М.В., Гайдук М.В.; заявники і патентовласники Кузь М.В., Гайдук М.В. - №а200804104. - заявл. 01.04.2008. - опубл. 25.02.2010. - Бюл. № 4. – 6 с.
135. Кузь М.В. Пристрій для компенсації впливу температури природного газу на точність його обліку побутовими лічильниками газу/ М.В. Кузь // Вісник Національного технічного університету України „Київський політехнічний інститут" Серія „Приладобудування". – 2012. – №44. – с. 80-86.

136. Кузь М.В. Компенсатор температури газу для систем внутрішньо-будинкового обліку/М.В. Кузь, М.В. Гайдук // Матеріали VIII міжнародної науково-технічної конференції „Приладобудування 2009: стан і перспективи”: Збірник тез доповідей. – Київ, 2009. – С. 213-214.
137. Кузь М.В. Питання нормативного забезпечення вимірювальних комплексів об’єму газу/ М.В. Кузь, О.Є. Середюк // Збірник тез доповідей II Міжнародної наукової конференції „Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах (ВКДТС -2013)”. – Вінниця, 2013 - с. 24-25.
138. ГСИ. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей: МИ 2083-90.- [Чинний від 1992-01-01]. – М: Издательство стандартов 1991. – 9 с. – (Інструкція).
139. Про врегулювання питання щодо збільшення міжповірочних інтервалів лічильників газу: НАКАЗ від 5 жовтня 2004 року N 218/501/537. – Державний комітет України з питань технічного регулювання та споживчої політики, Міністерство промислової політики України, Національна акціонерна компанія „Нафтогаз України”.
140. Бондаренко В.С. Періодична повірка побутових лічильників газу чи їх заміна?/ В.С. Бондаренко, М.І. Чупрін // Нафтова і газова промисловість. – 2011. - №1. - с. 56-58.
141. Кузь М.В. Організаційна схема повірки еталонів, лічильників та витратомірів газу на основі діаграм станів/ М.В. Кузь // Вісник Хмельницького національного університету. – 2013. – №1. – с. 190-193.
142. Розподіл і споживання// [Електронний ресурс]. – НАК „Нафтогаз України”. – 2012.– Режим доступу до ресурсу: http://www.naftogaz.com/www/2/nakweb.nsf/0/7DDCDC3A61C04C9BC22573FE00442E7F?OpenDocument&Expand=2.2.5&.
143. Пат. 84908 С2, МПК (2006) G01F 25/00 G01 F5/00. Спосіб діагностики лічильників газу в експлуатації/ Петришин І.С., Кузь М.В., Петришин Н.І., Безгачнюк Я.В.; заявник і патентовласник Державне підприємство „Івано-Франківський регіональний науково-виробничий центр стандартизації, метрології та сертифікації” - №а2006 09753. - заявл. 11.09.2006. - опубл. 10.12.2008. - Бюл. № 23. – 6 с.

144. Кузь М.В. Інформативний параметр для самодіагностики лічильників газу в експлуатації/ М.В. Кузь // Метрологія та прилади. – 2012. – №6. – с. 27-30.
145. Середюк О.Є. Оцінка способу представлення похибки передавання одиниці об'єму газу еталонами дзвонового типу/ О.Є. Середюк, М.В. Кузь// Метрологія та прилади. – 2012. - №2. – С.22-24.
146. Кузь М.В. Дослідження стабільності лічильників газу / М.В. Кузь // Вісник Тернопільського національного технічного університету. – 2013. – №2 (70). – с. 196-201.
147. Газ для коммунально-бытового потребления. Методы определения интенсивности запаха: ГОСТ 22387.5-77. – [Чинний від 1978-01-01]. – М.: Издательство стандартов, 1991. – 6 с. – (Міждержавний стандарт).
148. Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювання вмісту компонентів у газових середовищах: ДСТУ 3214-2003. – [Чинний від 2004-01-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2004. – 16 с. – (Національний стандарт України).
149. Пат. 101554 С2, МПК (2013.01) G01F 5/00 G01F 25/00. Установка для повірки вимірювальних комплексів газу/ Кузь М.В., Радиш С.В., Андрейко В.М.; заявники і патентовласники Кузь М.В., Радиш С.В., Андрейко В.М. - №а2011 11126. - заявл. 19.09.2011. - опубл. 10.04.2013. - Бюл. № 7. – 4 с.
150. Кузь М.В. Вимірювальна система об'єму газу та ступеня його одоризації / М.В. Кузь // Збірник тез доповідей XII Міжнародної науково-технічної конференції „Приладобудування: стан і перспективи". – К., 2013 – с. 250-251.
151. Кузь М.В. Методика визначення втрат природного газу в побутовій сфері / М.В. Кузь // Матеріали VIII Міжнародної науково-практичної конференції „Альянс наук: вчений-вченому": Наукові праці конференції у чотирьох томах. - Т.4, – Дніпропетровськ, 2013 – с. 3-6.
152. Кузь М.В. Метод шифрування інформації про метрологічні характеристики компараторів при проведенні звірень національних еталонів / М.В. Кузь // Матеріали VIII Міжнародної науково-практичної конференції „Спецпроект: Аналіз наукових досліджень": Наукові праці конференції у 6 томах. - Т. 3, – Рівне-Київ-Дніпропетровськ, 2013 – с. 41-43.

Додаток А

Таблиця А.1 – Номенклатура нормативного забезпечення засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу

Тип ЗВТ (з табл. 1.2)	Позначення та назва нормативного документу
1.1	ДСТУ 3383:2007 Державна повірочна схема для засобів вимірювання об’єму та об’ємної витрати газу
2.1	
3.1	
4.1	МДУ 025/03-2006 Метрологія. Установки повірочні дзвонового типу. Типова програма та методика державної метрологічної атестації РМУ 024-2008 Метрологія. Еталони об’єму та об’ємної витрати газу дзвонового типу. Методика звірень
4.2	МПУ 168/03-2008 Метрологія. Установки повірочні з еталонними лічильниками газу. Методика повірки
4.3	
4.4	
4.5	
5.1.1	ДСТУ 3336-96 Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги ДСТУ 3607-97 Лічильники газу побутові. Правила приймання та методи випробувань Р 50-071-98 Лічильники газу побутові. Методи та засоби повірки РМУ 032-2010 Рекомендації. Метрологія. Організація та порядок проведення вибіркового контролю побутових лічильників газу в експлуатації
5.1.2	ДСТУ 3867-99 Лічильники газу турбінні. Загальні технічні умови ДСТУ EN 12261:2006 Лічильники газу турбінні. Загальні технічні умови МВУ 016/03-2003 Інструкція. Метрологія. Об’єм природного газу за стандартних умов. Типова методика виконання вимірювань з використанням лічильника газу, манометра та термометра

Продовження таблиці А.1

Тип ЗВТ (з табл. 1.2)	Позначення та назва нормативного документу
	РМУ 023-2007 Інструкція. Метрологія. Лічильники газу. Методика оцінювання похибок вимірювання об'єму газу лічильниками газу РМУ 025-2008 Метрологія. Лічильники газу. Методика експериментальних досліджень впливу тиску і температури природного газу на метрологічні характеристики
5.1.3	ДСТУ EN 12480:2006 Лічильники газу роторні. Загальні технічні умови МВУ 016/03-2003 Інструкція. Метрологія. Об'єм природного газу за стандартних умов. Типова методика виконання вимірювань з використанням лічильника газу, манометра та термометра РМУ 023-2007 Інструкція. Метрологія. Лічильники газу. Методика оцінювання похибок вимірювання об'єму газу лічильниками газу РМУ 025-2008 Метрологія. Лічильники газу. Методика експериментальних досліджень впливу тиску і температури природного газу на метрологічні характеристики
5.1.4	ДСТУ EN 1359:2006 Лічильники газу мембранні. Загальні технічні умови МПУ 177/03-2008 Інструкція. Метрологія. Лічильники газу мембранні типорозмірів G16, G25, G40. Методика повірки МВУ 016/03-2003 Інструкція. Метрологія. Об'єм природного газу за стандартних умов. Типова методика виконання вимірювань з використанням лічильника газу, манометра та термометра РМУ 023-2007 Інструкція. Метрологія. Лічильники газу. Методика оцінювання похибок вимірювання об'єму газу лічильниками газу РМУ 025-2008 Метрологія. Лічильники газу. Методика експериментальних досліджень впливу тиску і температури природного газу на метрологічні характеристики

Продовження таблиці А.1

Тип ЗВТ (з табл. 1.2)	Позначення та назва нормативного документу
5.1.5	МПУ 288/03-2009 Метрологія. Лічильники газу ультразвукові «КУРС-01». Методика повірки МВУ 016/03-2003 Інструкція. Метрологія. Об'єм природного газу за стандартних умов. Типова методика виконання вимірювань з використанням лічильника газу, манометра та термометра РМУ 023-2007 Інструкція. Метрологія. Лічильники газу. Методика оцінювання похибок вимірювання об'єму газу лічильниками газу РМУ 025-2008 Метрологія. Лічильники газу. Методика експериментальних досліджень впливу тиску і температури природного газу на метрологічні характеристики
5.2	
5.3	
5.4.1	ДСТУ EN 12405:2006 Коректори до лічильників газу електронні. Загальні технічні умови МПУ 037/03-2003 Інструкція. Метрологія. Коректори об'єму газу ЕС-694. Методика повірки МПУ 086/03-2003 Інструкція. Метрологія. Коректори об'єму газу «SEVC-D». Методика повірки
5.4.2	ДСТУ EN 12405:2006 Коректори до лічильників газу електронні. Загальні технічні умови МПУ 039/03-2003 Інструкція. Метрологія. Обчислювачі об'ємної витрати і об'єму газу ОЕ-22. Методика повірки МПУ 143/03-2003 Інструкція. Метрологія. Обчислювачі витрати кількості газів і рідин фірми "OMNI" (США). Методика повірки МДУ 007/03-2003 Метрологія. Обчислювачі витрати кількості газів і рідин фірми "OMNI" (США). Типова програма та методика державної метрологічної атестації
5.5	МПУ 290/03-2009 Інструкція. Метрологія. Комплекси вимірювальні «ФЛОУТЕК», «ФЛОУТЕК-ТМ» ТА «ФЛОУКОР». Методика повірки

Кінець таблиці А.1

Тип ЗВТ (з табл. 1.2)	Позначення та назва нормативного документу
	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 МДУ 010/03-2003 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

Таблиця А2 – Розширена матриця нормативного забезпечення засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу

Статус еталона, ЗВТ	Тип еталонних ЗВТ	Тип робочих ЗВТ	Національні стандарти	Методичні документи			
				МПУ	МВУ	МДУ	РМУ
Державний еталон	Державний первинний еталон одиниці об’єму та об’ємної витрати газу		ДСТУ 3383-96				
Еталони передавання	Набір еталонних лічильників та витратомірів						
Вторинні еталони	Еталонні установки об’єму та об’ємної витрати газу						
Робочі еталони	Повірочні установки дзвонового типу						РМУ 024-2008
	Повірочні установки з еталонними лічильниками						
	Повірочні установки з еталонними критичними соплами						
	Повірочні установки PVTt типу						
	Набір еталонних витратомірів						
Робочі засоби вимірювальної техніки		Побутові лічильники газу	ДСТУ 3336-96 ДСТУ 3607-1997 Р 50-071-98				РМУ 032-2010
		Турбінні лічильники газу	ДСТУ 3867-99 ДСТУ EN 12261:2006		МВУ 016/03-2003		РМУ 023-2007 РМУ 025-2008
		Роторні лічильники газу	ДСТУ EN 12480:2006				
		Мембранні лічильники газу	ДСТУ EN 1359:2006	МПУ 177/03-2008			
		Ультразвукові лічильники газу		МПУ 288/03-2009			
		Витратоміри-лічильники газу					
		Витратоміри об’ємної витрати газу					
		Коректори об’єму газу	ДСТУ EN 12405:2006	МПУ 037/03-2003 МПУ 086/03-2003			
		Обчислювачі об’єму газу		МПУ 039/03-2003 МПУ 143/03-2003		МДУ 007/03-2003	
		Вимірювальні комплекси об’єму та об’ємної витрати природного газу		МПУ 290/03-2009	МВУ 034/03-2008	МДУ 010/03-2003	

Таблиця А3 – Розширена матриця нормативного забезпечення програмного забезпечення засобів вимірювань об’єму та об’ємної витрати газу

Вид програмного забезпечення	Національні стандарти	Методичні документи			
		МПУ	МВУ	МДУ	РМУ
Програмне забезпечення еталонів					
Програмне забезпечення робочих засобів вимірювальної техніки					РМУ 021-2006

Додаток Б

Таблиця Б.1 – Зведена інформація про національні еталони одиниць об'єму та об'ємної витрати газу

№	Країна	Організація, де зберігається еталон	Тип еталона	Характеристики
1	Україна	ДП „Івано-Франківськ-стандарт-метрологія"	Дзвонова установка ДЕТУ 03-01-96	Діапазон витрат: 4 до 200 $м^3$/год; Контрольний об'єм: 1 $м^3$ (0,99842 $м^3$); Повний об'єм: 1,4 $м^3$; Невизначеність: 0,10 %.
2	США	NIST	1) три дзвонові установки (працюють в режимі накопичення повітря)	Об'єми: а) 0,05644 $м^3$; б)0,1139 $м^3$; в)0,3605 $м^3$; Діапазон витрат: а) 0,966 до 13,56 $м^3$/год; б) 1,95 до 27,3 $м^3$/год; в) 6,18 до 86,4 $м^3$/год; Невизначеності: 0,17 %.
			2) три еталони PVTt типу	Об'єми: а) 34 л; б) 677 л; в) 26 $м^3$ Діапазони витрат: а) 0,06 до 6 $м^3$/год; б) 6 до 120 $м^3$/год; в) 54 до 4680 $м^3$/год; Невизначеності: а) і б) 0,02 до 0,05 %; в) 0,13 %.
			3) еталони поршневого типу	Об'єми: а) 130 $см^3$; б) 700 $см^3$; в) 7400 $см^3$; Діапазони витрат: а) 0,002 до 0,030 $м^3$/год; б) 0,012 до 0,170 $м^3$/год; в) 0,127 до 1,782 $м^3$/год; Невизначеності: а) 0,19 %; б) 0,16 %; в) 0,18 %.

Продовження таблиці Б.1

№	Країна	Організація, де зберіга-ється еталон	Тип еталона	Характеристики
3	Нідер-ланди	NMI (NMI-VSL)	1) Установка еквівалентного витіснення (Basic Verification System)	Діапазон витрат: 1 до 4 $м^3$/год; Невизначеність: 0,06 %.
			2) Дві дзвонові установки	Об'єми: а) Повний: 0,5 $м^3$; Контрольні: 0,1 та 0,03 $м^3$; б) 3,5 $м^3$; Діапазони витрат: а) 0,015 до 65 $м^3$/год; б) 0,1 до 400 $м^3$/год; Невизначеності: а) 0,08 %; б) 0,10 %.
			3) Набір поршневих еталонів із ртутним ущільненням	Діапазон витрат: $2 \cdot 10^{-5}$ до 3,5 $м^3$/год; Невизначеності: 0,20 – 0,45 %.
4	Німе-ччина	PTB	Дзвонова установка	Контрольний об'єм: 1$м^3$ Діапазон витрат: 2,02 до 60,01 $м^3$/год; Невизначеність: 0,06 %.
5	Австрія	BEV	Дзвонова установка	Діапазон витрат: 0,04 до 25 $м^3$/год; Контрольний об'єм: 0,5 $м^3$; Невизначеність: 0,15 %.
6	Угор-щина	OMH	Дзвонова установка	Повний об'єм: 0,5 $м^3$; Контрольний об'єм: 0,1 $м^3$; Діапазон витрат: до 64,8 $м^3$/год; Невизначеність: 0,06 %.

Продовження таблиці Б.1

№	Країна	Організація, де зберіга-ється еталон	Тип еталона	Характеристики
7	Чехія	CMI	1) Дзвонова установка	Діапазон витрат: 4 до 400 м^3/год; Контрольний об'єм: 0,3 до 2 м^3; Невизначеність: 0,18 %.
			2) Установка еквівалентного витіснення	Діапазон витрат: 0,15 до 17 м^3/год; Невизначеність: 0,18 %.
8	Швей-царія	METAS	1) Дзвонова установка	Контрольний об'єм: 10 м^3; Діапазон витрат: 1 до 1000 м^3/год; Невизначеність: 0,15 %.
			2) Поршнева установка	Діапазон витрат: 0,006 до 0,6 м^3/год; Невизначеність: 0,05 %.
9	Туре-ччина	UME	Дзвонова установка	Контрольний об'єм: 0,28 м^3; Діапазон витрат: 0,2 до 85 м^3/год; Невизначеність: 0,25 %.
10	Слова-ціка Респуб-ліка	SMU	1) Дзвонова установка	Контрольні об'єми: 0,3; 0,85 м^3; Повний об'єм дзвона: 1,1 м^3; Діапазон витрат: 2 до 65 м^3/год; Невизначеність: 0,07 %.

Кінець таблиці Б.1

№	Країна	Організація, де зберіга-ється еталон	Тип еталона	Характеристики
			2) Установка еквівалентного витіснення	Діапазон витрат: 0,01 до 3 $м^3$/год; Невизначеність: 0,07 %.
11	Литва	VMT/LEI	Дзвонова установка	Діапазон витрат: 0,005 до 16 $м^3$/год; Невизначеність: 0,13 %.
12	Данія	Denmark-FORSE Technology	Дзвонова установка	Діапазон витрат: 0,005 до 10 $м^3$/год; Невизначеність: 0,10 %.
13	Польща	GUM	1) 4 дзвонові установки	Діапазони витрат: а) 0,04-18 $м^3$/год ($V_к$=0,2 $м^3$); б) 0,18 до 90 $м^3$/год; в) 0,9 до 500 $м^3$/год; г) 9 до 7000 $м^3$/год; Невизначеності: а) 0,13 %; б) 0,13 %; в) 0,30 %; г) 0,30 %.
			2) дві поршневих установки	Діапазони витрат: а) 0,002 до 0,2 $м^3$/год; б) 0,0002 до 0,7 $м^3$/год; Невизначеності: а) 0,25 %; б) 0,25 %.

Додаток В

Таблиця В.1 – Середньомісячні температури газу в газопроводах низького тиску

Область	Середньомісячна температура, ºС	
	в січні	в липні
Автономна республіка Крим	-1,0	21,8
Дніпропетровська	-5,4	22,3
Донецька	-6,6	21,6
Запорізька	-4,9	22,8
Кіровоградська	-5,6	20,2
Луганська	-6,6	22,3
Миколаївська	-3,5	23,2
Одеська	-2,5	22,2
Херсонська	-3,2	23,0
Вінницька	-6,0	18,7
Київська	-5,9	19,8
Полтавська	-6,9	20,6
Сумська	-7,9	19,3
Тернопільська	-5,4	18,4
Харківська	-7,3	20,8
Хмельницька	-5,6	18,6
Черкаська	-5,8	20,0
Чернівецька	-5,0	19,3
Волинська	-4,9	18,6
Житомирська	-5,7	18,9
Івано-Франківська	-5,1	18,5
Львівська	-5,0	17,4
Рівненська	-5,4	18,5
Чернігівська	-6,7	19,4
Закарпатська	-3,1	20,5

Додаток Г

Таблиця Д.1 – Середньомісячні абсолютні тиски природного газу (Па) в газопроводах низького тиску

Обласний центр	Місяці					
	1	2	3	4	5	6
Київ	101724,9	101671,5	101591,5	101271,6	101391,6	101218,2
Черкаси	102551,5	102511,5	102431,5	102071,5	102151,5	101964,8
Чернігів	102364,8	102378,1	102271,5	101951,5	101991,5	102071,5
Житомир	101084,9	101044,9	100991,6	100711,6	100831,6	100684,9
Суми	101751,5	101764,9	101684,9	101364,9	101444,9	101218,2
Полтава	101991,5	101951,5	101871,5	101524,9	101591,5	101391,6
Харків	102071,5	102084,8	101964,8	101644,9	101684,9	101458,2
Луганськ	103311,4	103311,4	103178,1	102778,1	102751,4	102498,1
Донецьк	101084,9	101058,3	100991,6	100684,9	100724,9	100525
Запоріжжя	103244,7	103151,4	103058,1	102671,4	102698,1	102511,5
Дніпропетровськ	102151,5	102111,5	102031,5	101684,9	101738,2	101551,5
Кіровоград	101818,2	101751,5	101684,9	101351,6	101431,6	101271,6
Херсон	103418	103311,4	103231,4	102831,4	102898,1	102724,8
Сімферополь	101351,6	101284,9	101231,6	100951,6	101031,6	100964,9
Одеса	103418	103338,1	103271,4	102911,4	102951,4	102804,8
Миколаїв	103418	103311,4	103231,4	102831,4	102898,1	102724,8
Вінниця	100391,6	100311,6	100271,7	99671,7	100151,7	100018,3
Луцьк	101338,2	101284,9	101284,9	100951,6	101084,9	100991,6
Рівне	100951,6	100911,6	100844,9	100591,6	100751,6	100631,6
Львів	99831,68	99685,03	99698,36	99471,71	99645,03	99605,04
Тернопіль	99751,69	99671,7	99631,7	99391,72	99551,71	99485,05
Хмельницький	100111,7	100031,7	99991,67	99725,03	99871,68	99791,69
Івано-Франківськ	100538,3	100498,3	100365	100111,7	100258,3	100205
Чернівці	100924,9	100831,6	100751,6	100471,6	100591,6	100565
Ужгород	102471,5	102284,8	102151,5	101831,5	101991,5	101658,2

Кінець таблиці Д.1

Обласний центр	Місяці					
	7	8	9	10	11	12
Київ	101258,2	101378,2	101591,5	101858,2	101631,5	101511,5
Черкаси	101951,5	102111,5	102378,1	102684,8	102511,5	102378,1
Чернігів	101831,5	101991,5	102204,8	102484,8	102271,5	102151,5
Житомир	100711,6	100858,3	101058,3	101298,2	101044,9	100924,9
Суми	101191,6	101351,6	101591,5	101898,2	101711,5	101551,5
Полтава	101351,6	101511,5	101791,5	102098,2	101938,2	101791,5
Харків	101418,2	101591,5	101884,8	102191,5	102044,8	101898,2
Луганськ	102418,1	102578,1	102938,1	103311,4	103271,4	103151,4
Донецьк	100485	100631,6	100938,3	101244,9	101124,9	100964,9
Запоріжжя	102458,1	102644,8	102938,1	103298,1	103191,4	103058,1
Дніпро-петровськ	101511,5	101671,5	101964,8	102298,1	102151,5	102018,2
Кіровоград	101258,2	101404,9	101684,9	101991,5	101804,9	101671,5
Херсон	102698,1	102831,4	103098,1	103511,4	103351,4	103271,4
Сімферо-поль	100898,3	100991,6	101311,6	101591,5	101471,5	101351,6
Одеса	102791,4	102924,8	103231,4	103564,7	103404,7	103311,4
Миколаїв	102698,1	102831,4	103151,4	103511,4	103351,4	103271,4
Вінниця	100058,3	100178,3	100378,3	100605	100365	100231,7
Луцьк	101031,6	101138,2	101311,6	101511,5	101231,6	101178,2
Рівне	100671,6	100791,6	100951,6	101164,9	100898,3	100804,9
Львів	99671,7	99751,69	99911,68	100071,7	99791,69	99725,03
Тернопіль	99551,71	99645,03	99818,35	99991,67	99711,69	99631,7
Хмель-ницький	99831,68	99938,34	100111,7	100325	100071,7	99991,67
Івано-Франківськ	100285	100365	100551,6	100724,9	100485	100418,3
Чернівці	100605	100711,6	100911,6	101111,6	100871,6	100804,9
Ужгород	102031,5	102111,5	102338,1	102551,5	102378,1	102378,1

Наукове видання

Кузь Микола Васильович

Метрологічне забезпечення вимірювань об’єму та об’ємної витрати природного газу в експлуатації

Монографія

Художнє оформлення І.В. Гребенюк
Комп’ютерна верстка М.В. Кузь

Підп. до друку 11.02.2014 р. Формат 60х84/16.
Папір офс. Друк цифровий. Гарн. Times new Roman.
Умовн. друк. арк. 14,65. Наклад 500 пр.

Видавець і виготівник «Симфонія форте»
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Крайківського, 2
тел. (0342) 77-98-92

Свідоцтво про внесення суб’єкта видавничої справи до державного реєстру видавців та виготівників видавничої продукції: серія ДК № 3312 від 12.11.2008 р.