

АВТОМАТИЗАЦІЯ

УДК 681.121.84

Ф.Д. Матіко, Р.М. Федоришин

Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра автоматизації теплових та хімічних процесів

АУДИТ ВУЗЛІВ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ ЇХ ТОЧНОСТІ

© Матіко Ф.Д., Федоришин Р.М., 2006

Визначені основні засади виконання аудиту систем обліку природного газу на основі методу змінного перепаду тиску. Вказано можливості підвищення точності систем обліку природного газу за результатами аудиту діючої системи обліку.

The principles of performing audit of natural gas accounting systems based on pressure differential method of measurement are defined in the paper. The possibilities of accuracy improvement in natural gas accounting systems are presented on the basis of results of audit of an operating accounting system.

Постановка проблеми. У зв'язку із зростанням цін на енергоносії, зокрема на природний газ, в нашій державі стали першочерговими завдання впровадження енергозберігаючих технологій та економного використання енергоносіїв. Відомо, що ці завдання можна розв'язати тільки за умови налагодження точного обліку енергоносіїв.

Одним із стратегічно важливих для України енергоносіїв є природний газ. Облік природного газу у вітчизняній промисловості ведеться в переважній більшості витратомірами змінного перепаду тиску, тому питання підвищення точності саме цих витратомірів заслуговують на першочерговий детальний розгляд.

Аналіз останніх досягнень. У зв'язку із підвищеною увагою газотранспортуючих та газорозподільних організацій до використання та точного обліку природного газу, авторами проведено аудит великої кількості діючих систем обліку природного газу. Результати аудиту показують, що під час проектування та експлуатації систем обліку на основі методу змінного перепаду тиску не застосовується низка відомих способів підвищення точності цих витратомірів. Хоча застосування цих способів не суперечить вимогам чинних нормативних документів [1, 2, 3], а, навпаки, значно підвищує точність систем обліку на основі методу змінного перепаду тиску.

Формулювання цілі статті. Метою роботи є сформулювати основні засади виконання аудиту систем обліку природного газу та показати на конкретному прикладі можливості підвищення точності систем обліку природного газу на основі методу змінного перепаду тиску.

Виклад основного матеріалу. Враховуючи досвід аудиту багатьох систем обліку, автори рекомендують виконувати аудит у декілька етапів. Перший етап – огляд системи обліку, ознайомлення із технічною документацією на цю систему, порівняння даних технічної документації та технічних характеристик системи і її складових. Встановлення дійсних технічних (метрологічних) характеристик складових системи обліку можна здійснити внаслідок перевірки засобів вимірювання за допомогою взірцевого обладнання. На цьому етапі можливе виявлення невідповідностей, які вимагають корекції технічної документації, заміни окремих елементів, або й реконструкції системи. Рекомендації, сформовані під час виконання першого етапу, дають змогу усунути “грубі” недоліки системи, привести її у відповідність до вимог нормативних документів.

Другий етап – аналіз можливості підвищення точності обліку в тих технологічних умовах, в яких працює система, що повністю відповідає вимогам чинних нормативних документів та технічній документації. Результати другого етапу аудиту показують ефективність застосування того чи іншого способу підвищення точності в умовах роботи конкретної системи та дають змогу прийняти рішення про впровадження запропонованих способів.

У роботі автори розглядають другий етап виконання аудиту системи обліку на прикладі системи на основі методу змінного перепаду тиску, технічні характеристики якої наведені в табл. 1.

Важливим кроком для підвищення точності вимірювання витрати природного газу методом змінного перепаду тиску є застосування пристроїв звуження, оптимальних за точністю вимірювання витрати. У нормативних документах [1, 2, 3] вибір відносної площі (діаметра отвору) пристрою звуження потоку строго не регламентований і тому при його визначенні виникає велика свобода у виборі його значення. У складі систем обліку природного газу як пристрої звуження застосовують діафрагми, тому під час проектування систем обліку природного газу ставиться питання про вибір оптимальної за точністю вимірювання витрати діафрагми. Основні засади розрахунку оптимальної діафрагми розроблені у деяких роботах, зокрема у працях [4, 5]. Методика розрахунку викладена в [6], де наведені аналітичні залежності, які дозволяють обчислити модуль (відносну площу) оптимальної за точністю вимірювання витрати діафрагми. Однак на практиці набула поширення спрощена методика розрахунку оптимальних пристроїв звуження, яка базується на застосуванні атестованих Держспоживстандартом України програм розрахунку витратомірів змінного перепаду тиску, розроблених на базі [1]. Ця спрощена методика теж базується на ідеях, викладених в [4, 5, 6], і полягає ось у чому:

1) задаються початковим значенням граничного номінального перепаду тиску на пристрої звуження $\Delta p_{сп}$, вибравши його із стандартного ряду;

2) для заданих параметрів природного газу, трубопроводу, витратомірної дільниці, метрологічних характеристик засобів вимірювання, заданого максимального значення витрати газу та вибраного значення граничного номінального перепаду тиску обчислюють значення діаметра отвору d_{20} (здійснюють прямий розрахунок), відносної площі пристрою звуження m та значення граничної похибки вимірювання витрати δ_q ;

3) беруть наступне значення граничного номінального перепаду тиску на пристрої звуження $\Delta p_{сп}$ із стандартного ряду;

4) повторюють виконання пп. 2, 3 декілька разів до побудови залежності граничної похибки вимірювання витрати δ_q (чи відносної середньоквадратичної похибки вимірювання витрати σ_q) від відносної площі пристрою звуження m та виявлення мінімуму цієї залежності;

5) значення відносної площі пристрою звуження m , за якого похибка вимірювання витрати є мінімальною, приймають за оптимальне значення.

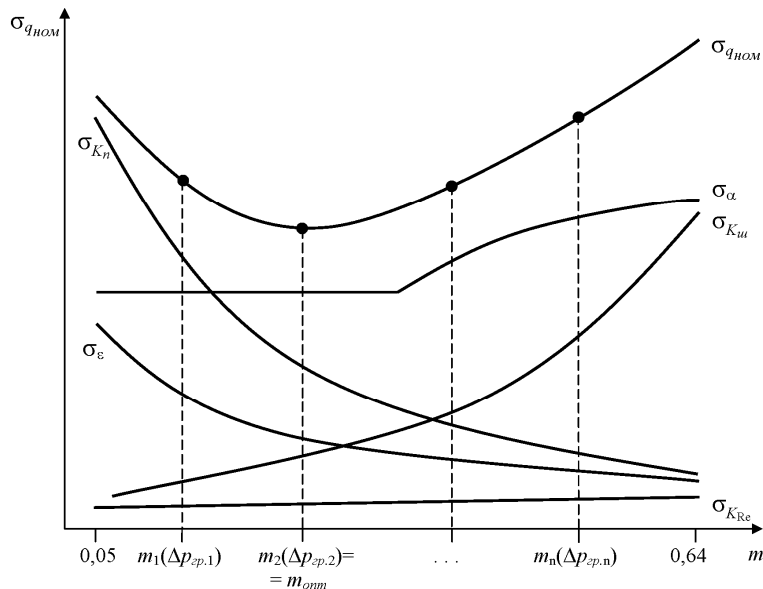


Рис. 1. Залежності складових похибки вимірювання витрати від відносної площі пристрою звуження m : $\sigma_{qном}$ – відносна середньоквадратична похибка (похибка) вимірювання витрати; σ_{α} – похибка визначення коефіцієнта витрати; σ_{ϵ} – похибка визначення коефіцієнта розширення природного газу при його проходженні через діафрагму; $\sigma_{K_{ш}}$ – похибка визначення поправного коефіцієнта на шорсткість трубопроводу; σ_{K_n} – похибка визначення поправного коефіцієнта на притуплення вхідного канту отвору діафрагми; $\sigma_{K_{Re}}$ – похибка визначення поправного коефіцієнта K_{Re}

Графічно спрощена методика розрахунку оптимальної діафрагми зображена на рис. 1. Наявність мінімуму залежності граничної похибки вимірювання витрати $\delta_{q_{ном}}$ (чи відносної середньоквадратичної похибки вимірювання витрати $\sigma_{q_{ном}}$) від відносної площі пристрою звуження m пояснюється характером зміни деяких складових похибки вимірювання витрати (див.рис.1). Залежності складових похибки вимірювання витрати від відносної площі пристрою звуження m , показані на рис. 1, побудовані на основі залежностей РД 50-213-80 [1].

Продемонструємо дієвість методики на прикладі розрахунку, виконаного для умов діючої системи обліку природного газу, технічні характеристики якої наведені в табл. 1.

Таблиця 1

Технічні характеристики системи обліку природного газу

№ з/п	Назва параметра	Значення параметра
1	Тип витратоміра	З автоматичним обчислювачем ОVK
2	Вимірюване середовище	Сухий природний газ
3	Метод відбору перепаду тиску на діафрагмі	Кутовий
4	Внутрішній діаметр трубопроводу перед звужуючим пристроєм при температурі 20 °С, мм	401,85
5	Максимальна витрата газу в трубопроводі, приведена до стандартних умов, м ³ /год	320000
6	Середній абсолютний тиск вимірюваного середовища, кгс/см ²	44,500
7	Середня температура вимірюваного середовища, °С	25,0
8	Густина вимірюваного газу за стандартних умов, кг/м ³	0,699
9	Гранична абсолютна похибка вимірювання густини газу за стандартних умов, кг/м ³	0,005
10	Вміст азоту в вимірюваному газі, %	0,850
11	Вміст вуглекислого газу в вимірюваному газі, %	0,250
12	Гранична абсолютна похибка вимірювання вмісту азоту, %	0,005
13	Гранична абсолютна похибка вимірювання вмісту вуглекислого газу, %	0,005
14	Величина абсолютної еквівалентної шорсткості внутрішніх стінок трубопроводу, мм	0,20
15	Матеріал трубопроводу	Сталь 20
16	Матеріал діафрагми	Ст1Х18Н10Т
17	Товщина діафрагми при температурі 20 °С, мм	6,00
18	Довжина прямої ділянки L1 (між ЗП і МО1), мм	8900
19	Довжина прямої ділянки L2 (між ЗП і МО), мм	4000
20	Довжина прямої ділянки L3 (між МО1 і МО2), мм	6100
21	Діаметр трубопроводу на ділянці L3, мм	402,30
22	Місце встановлення гільзи термометра	Після діафрагми
23	Довжина Lt2 від ЗП до гільзи термометра, встановленої після ЗП, мм	3200
24	Тип першого перед ЗП місцевого опору - МО1	Кульовий кран діаметром 402 мм
25	Тип першого після ЗП місцевого опору - МО	Кульовий кран діаметром 402 мм
26	Тип другого перед ЗП місцевого опору - МО2	Коліно
27	Тип дифманометра	ROSEMOUNT 3051
28	Градувальна характеристика дифманометра	Лінійна
29	Клас точності дифманометра	0,15
30	Тип манометра	ROSEMOUNT 3051 СА
31	Верхня межа вимірювання манометра, кгс/см ²	70
32	Клас точності манометра	0,15
33	Тип термометра	ППС.2-Т
34	Нижня межа вимірювання термометра, °С	-20,0
35	Верхня межа вимірювання термометра, °С	80,0
36	Клас точності термометра	0,50
37	Середньоквадратична відносна похибка АЦП обчислювача, %	0,02

Внаслідок застосування спрощеної методики розрахунку оптимальних пристроїв звуження, отримана залежність граничної похибки вимірювання витрати від відносної площі отвору діафрагми, яка наведена в табл. 2.

Таблиця 2

Результати розрахунку діаметра отвору діафрагми

Δp_{sp} , кгс/м ²	4000	6300	10000	16000
d_{20} , мм	271,89	247,43	223,73	201,26
m	0,4578	0,37912	0,30996	0,25083
втрата тиску на ЗП, кгс/м ²	2107,64	3802,18	6712,27	11678,51
δ_{q_0} , %	1,054	0,819	0,866	1,000

З отриманих результатів видно, що відносна похибка вимірювання витрати приймає найменше значення для діафрагми із діаметром отвору $d_{20}=247,43$ мм. Граничний номінальний перепад тиску на цій діафрагмі становить 6300 кгс/м². Застосування в умовах роботи аналізованої системи діафрагми, яка відповідає іншому номінальному значенню перепаду тиску, наприклад 4000 кгс/м², призведе до збільшення похибки вимірювання витрати на 0,23 %. Отже, вибір оптимальної діафрагми за наведеним алгоритмом дає змогу істотно зменшити похибку вимірювання витрати.

Наступним заходом для підвищення точності вимірювання витрати газу методом змінного перепаду тиску є застосування алгоритму переключення діапазонів вимірювання перепаду тиску / тиску в обчислювачах витрати та кількості газу. Застосування цього алгоритму можливе у системах обліку, побудованих на основі обчислювачів витрати та сучасних високоякісних давачів перепаду тиску. Застосування алгоритму дозволяє розширити діапазон вимірювання витрати до 10:1 і при цьому забезпечити у вказаному діапазоні похибку вимірювання витрати в межах 1–2 %. Методологічні основи цього алгоритму викладені в [7]. Перевагою цього способу розширення діапазону вимірювання витрати щодо інших способів є те, що вказані метрологічні характеристики забезпечуються у системах обліку на основі одного давача перепаду тиску [7].

Таблиця 3

Похибка вимірювання витрати та її складові, при застосуванні алгоритму розбиття діапазону вимірювання перепаду тиску на піддіапазони

Назва похибки	Значення							
Відносна середньоквадратична похибка (похибка) визначення коефіцієнта витрати, %	0,327							
Похибка визначення абсолютного тиску, %	0,118							
Похибка визначення температури газу, %	0,084							
Похибка розрахунку коефіцієнта стисливості, %	0,258							
Похибки, які залежать від величини вимірюваної витрати								
Витрата, %	100	70	50	40	30	20	10	
Похибка вимірювання перепаду тиску, %	0,0753	0,1543	0,0910	0,1423	0,0816	0,1837	0,5753	
Похибка визначення коефіцієнта розширення, %	0,0465	0,0226	0,0115	0,0074	0,0041	0,0018	0,0005	
Гранична відносна похибка вимірювання витрати, %	0,8117	0,8188	0,8083	0,8154	0,8070	0,8236	0,9876	

Застосування алгоритму переключення діапазонів вимірювання перепаду тиску у системі обліку, характеристики якої наведені в табл. 1, дає залежність граничної похибки вимірювання витрати від витрати, наведена в табл. 3.

Під час обчислення витратоміра для застосованого давача перепаду тиску Rosemount 3051, введені такі додаткові параметри:

- граничний перепад перетворювача, (Діапазон 2 згідно з [8]), $\Delta p_{sp} = \Delta p_{URL} = 6300$ кгс/м²;
- граничне значення відкаліброваного діапазону вимірювання, $\Delta p_{SPAN} = 6300$ кгс/м²;
- клас точності перетворювача в основному діапазоні, $S_{\Delta p} = 0,15$ % [8];
- задане граничне значення похибки вимірювання перепаду тиску при розбитті на піддіапазони, $\delta_{зАд} = 0,5$ %.

У розглянутому прикладі давач перепаду тиску відкалібрований для роботи в межах від нуля до граничного значення перетворювача Δp_{URL} (Upper Right Limit). Поділ діапазону вимірювання перепаду тиску на піддіапазони виконано так, щоб відносна похибка вимірювання перепаду тиску не перевищувала $\delta_{зАд} = 0,5\%$ ($\sigma_{зАд} = 0,25\%$). Як видно із рис. 2, для цього необхідно реалізувати три піддіапазони. Верхня границя кожного піддіапазону визначена за аналітичними залежностями, наведеними в [7]. Гранична похибка вимірювання витрати, у разі застосування в обчислювачі алгоритму переключення діапазонів вимірювання перепаду тиску, змінюється залежно від витрати, як показано на рис. 3. Із рис. 3 видно, що діапазон вимірювання, в якому похибка вимірювання витрати не перевищує 1%, для умов аналізованої системи, розширено від 36% до 10% $q_{макс}$.

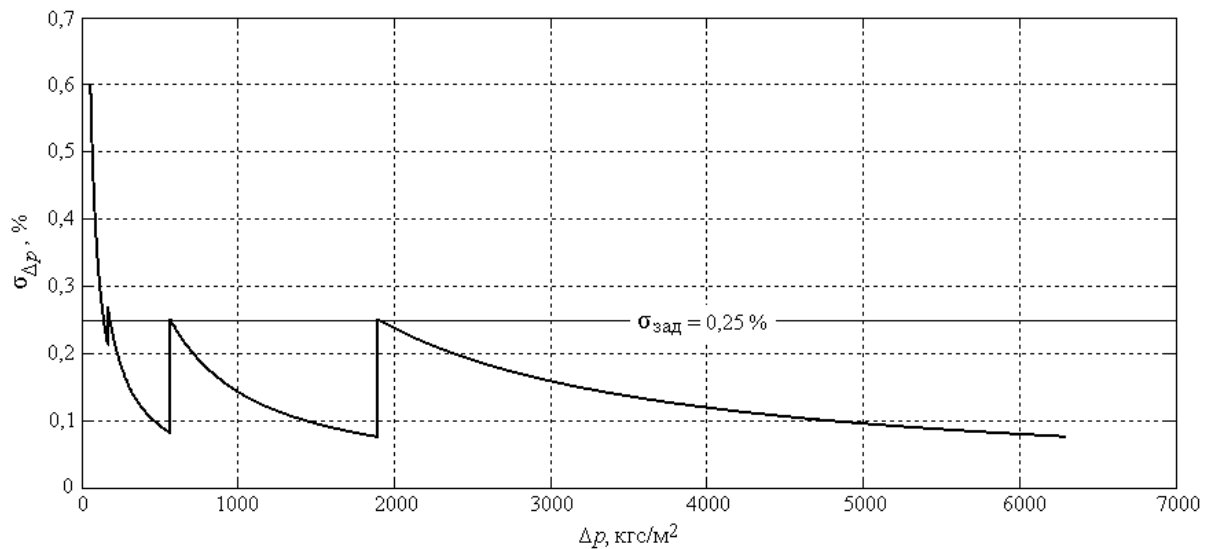


Рис. 2. Залежність відносної середньоквадратичної похибки вимірювання перепаду тиску $\sigma_{\Delta p}$ від перепаду тиску Δp у разі застосування алгоритму переключення діапазонів вимірювання перепаду тиску

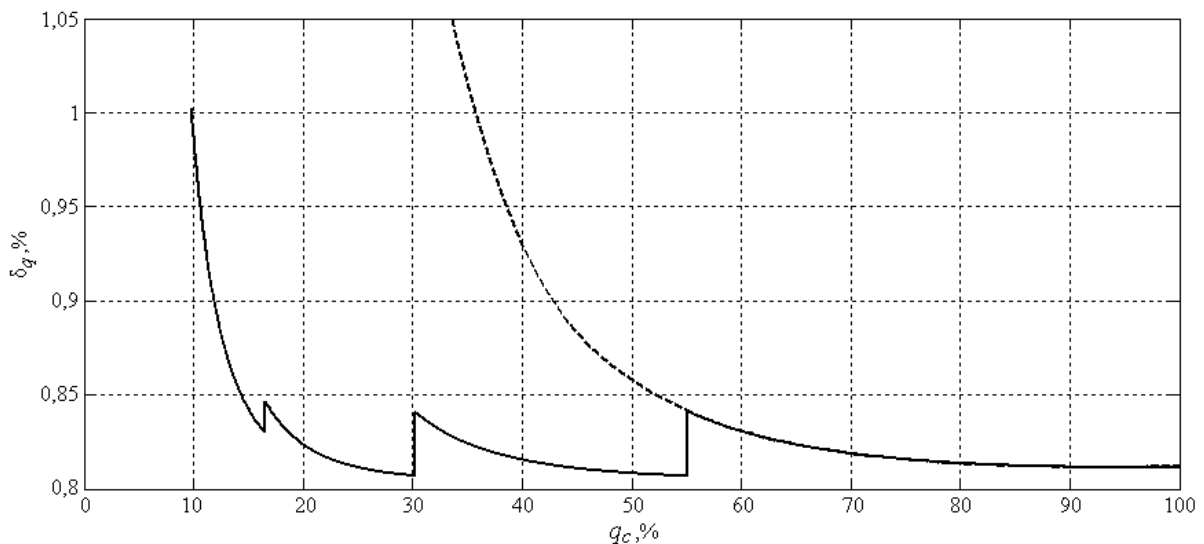


Рис. 3. Залежність граничної відносної похибки вимірювання витрати газу δ_q від витрати газу q_c у разі застосування алгоритму переключення діапазонів вимірювання перепаду тиску (—) та без застосування цього алгоритму (-----).

Ще одним фактором, що негативно впливає на точність обліку природного газу є виникнення додаткових похибок вимірювання температури газу, внаслідок різниці температури газу у вимірювальній ділянці та температури навколишнього середовища. Причини виникнення цієї різниці температур такі. Параметри природного газу під час його транспортування багаторазово змінюються як внаслідок виконання над газом роботи (стиск на компресорних станціях,

редукування на ГРС), так і внаслідок зміни конструктивних параметрів газопроводу чи умов його прокладання. Через це в газопроводах виникають ділянки із змінною температурою газового потоку по довжині трубопроводу. До таких ділянок належать газопроводи після редукторів ГРС, після компресорів, ділянки виходу газопроводів із підземних сховищ, чи виходу з-під ґрунту на поверхню. У системах обліку, встановлених на цих ділянках, виникає додаткова похибка вимірювання витрати газу, зумовлена додатковою похибкою вимірювання температури газу (ΔT). Ця похибка вимірювання температури газу містить три явно виражені складові:

- похибка, зумовлена теплообміном між гільзою термометра і стінкою трубопроводу (ΔT_T);
- похибка, зумовлена теплообміном стінки трубопроводу з повітрям (ΔT_x);
- похибка зумовлена дроселюванням газу під час протікання через діафрагму.

Для розрахунку додаткових похибок вимірювання температури нами пропонується методика, побудована на основі моделі стаціонарного теплообміну в газопроводах, запропонованої в [9], на основі рівняння Шухова [10], яке описує зміну температури газу по довжині газопроводу, на основі рівнянь теплообміну між гільзою термометра і стінкою трубопроводу [11] та на основі рівняння дросельного ефекту Джоуля-Томсона [10].

На рис. 4 якісно показано зміну температури газу у вимірювальній ділянці газопроводу та відзначені складові додаткової похибки вимірювання температури для випадку, коли температура газу є вищою від температури навколишнього повітря. Такі умови характерні для роботи системи обліку, характеристики якої наведені в табл. 1, в осінньо-зимовий період. Результати розрахунку окремих складових та загальна додаткова похибка вимірювання температури газу для аналізованої системи наведені в табл. 4. Їх розрахунок виконано для середньої та мінімальної витрат газу. Для виконання розрахунку введено такі додаткові параметри:

- середня витрата газу в трубопроводі, приведена до стандартних умов $q_c=192000$ м³/год.
- перепад тиску на діафрагмі при середній витраті газу в трубопроводі $\Delta p_{cp}=2254$ кгс/м².
- мінімальна витрата газу в трубопроводі, приведена до стандартних умов $q_c=41600$ м³/год.
- перепад тиску на діафрагмі при мінімальній витраті газу в трубопроводі $\Delta p_{min}=106$ кгс/м².
- зовнішній діаметр трубопроводу $D_s=421,85$ мм;
- зовнішній діаметр гільзи термометра $d_{T.зовн}=18$ мм;
- внутрішній діаметр гільзи термометра $d_{T.внутр}=12$ мм;
- глибина занурення термометра в трубопровід $L_T=200$ мм;
- температура зовнішнього повітря $T_n=-20$ °С;
- швидкість руху повітря $\omega_n=5$ м/с.

Перша складова ΔT_T додаткової похибки вимірювання температури виникає через те, що монтаж термоперетворювача опору в системах обліку газу здійснюється без теплоізолюючих елементів, тобто гільза термометра має безпосередній контакт із трубопроводом. Теплообмін між гільзою термометра і стінкою трубопроводу (ΔT_T) здійснюється теплопровідністю та випромінюванням. При температурах газового потоку, характерних для процесів транспортування та розподілу природного газу, теплообмін випромінюванням має малу інтенсивність і практично не впливає на величину цієї похибки. Теплообмін теплопровідністю має значний вплив на значення температури, виміряне термоперетворювачем у разі його застосування у трубопроводах малих діаметрів, оскільки довжина зануреної частини термоперетворювача, а отже, й віддаль чутливого елемента від стінки трубопроводу тут є меншою.

Для аналізованої системи обліку внутрішній діаметр трубопроводу є порівняно великим (відношення діаметра гільзи термометра до діаметра трубопроводу $18/401,85=0,045$), тому похибка, зумовлена теплообміном між гільзою термометра і стінкою трубопроводу є незначною і становить $\Delta T_T=-0,081$ °С для мінімальної вимірюваної витрати (див. табл.4).

Складова додаткової похибки, зумовлена теплообміном стінки трубопроводу з повітрям крім таких факторів впливу, як різниця температур газу та навколишнього повітря і витрата газу, істотно залежить від місця встановлення термометра (відстані між термометром і діафрагмою). У разі встановлення термометра після діафрагми ця відстань, згідно з вимогами чинних нормативних документів [1, 2, 3], є меншою, ніж при його встановленні до діафрагми, відповідно абсолютна

величина цієї похибки теж буде меншою. Наприклад, для аналізованої системи обліку похибка, зумовлена теплообміном стінки трубопроводу з повітрям дорівнює

– при встановленні термоперетворювача опору після діафрагми (зображено на рис. 4) на відстані 3200 мм – $\Delta T_x = -0,49$ °С;

– при встановленні термоперетворювача опору до діафрагми на відстані 6800 мм – $\Delta T_x = +1,024$ °С.

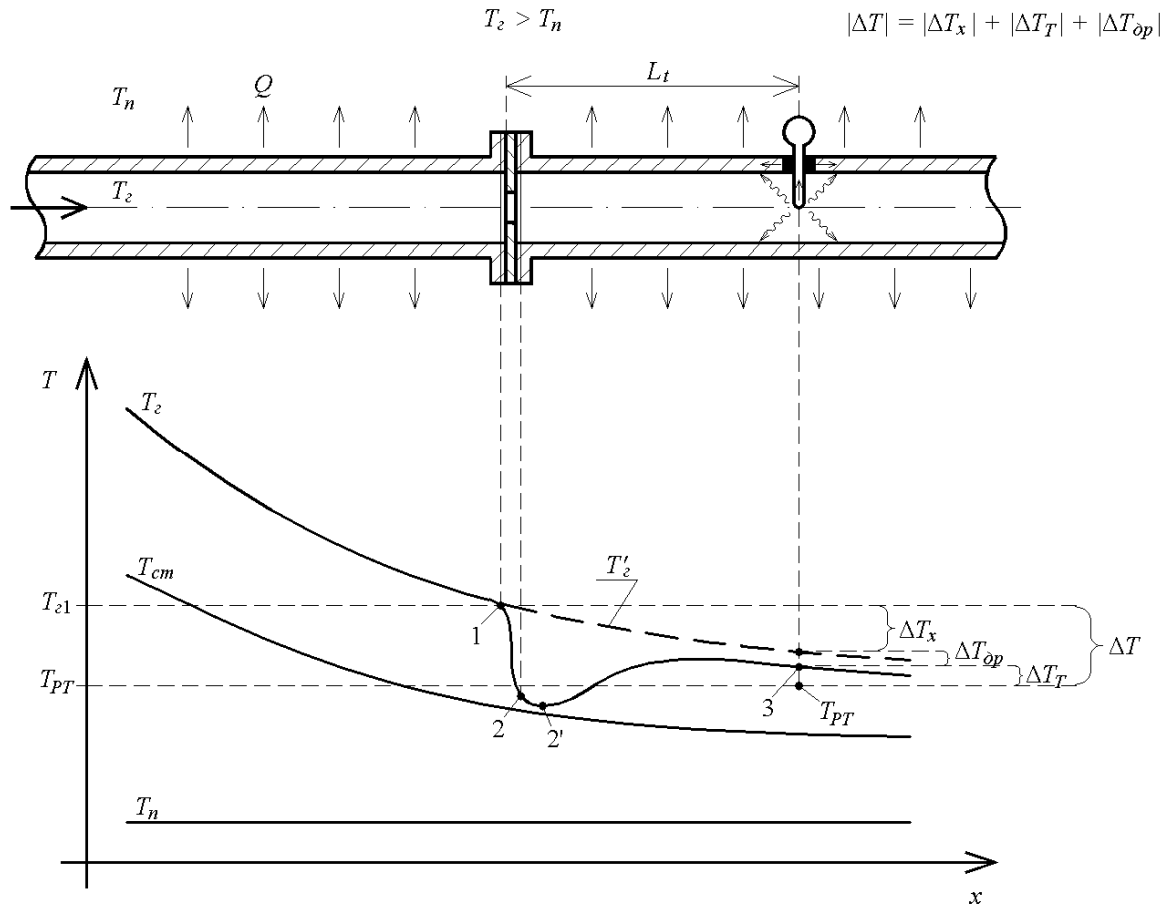


Рис. 4. Причини виникнення похибки вимірювання температури газу на вимірювальній ділянці.
 T_2 – температура газу в трубопроводі; T_n – температура зовнішнього повітря; Q – тепловий потік від газу до повітря; T_2' – температура незбуреного потоку (у разі відсутності діафрагми); T_{cm} – температура стінки трубопроводу; L_t – відстань від діафрагми до гільзи термометра; T_{z1} – значення температури газу в місці встановлення діафрагми; T_{PT} – значення температури газу, зареєстроване термоперетворювачем (виміряне значення); ΔT_x – абсолютна похибка вимірювання температури газу, зумовлена теплообміном стінки трубопроводу з повітрям; ΔT_{op} – абсолютна похибка вимірювання температури газу, зумовлена зниженням температури при дроселюванні газу на діафрагмі; ΔT_T – абсолютна похибка вимірювання температури газу, зумовлена теплообміном між гільзою термометра і стінкою трубопроводу;
 ΔT – загальна абсолютна похибка вимірювання температури газу

У разі встановлення термоперетворювача після діафрагми, крім інших складових, виникає додаткова похибка вимірювання температури, зумовлена зниженням температури під час дроселювання газу на діафрагмі (ΔT_{op}). Зміна температури газу на ділянці від вхідного торця діафрагми до термоперетворювача відбувається внаслідок двох процесів: зниження температури газу при його протіканні через діафрагму (ділянка 1-2-2' кривої T_2 на рис. 4) та відновлення його температури внаслідок відновлення структури потоку (ділянка 2'-3 кривої T_2). Стан газу між перерізами 1 – 2, близькими до торців діафрагми, наближено описують рівнянням ізоентропійного (адіабатного) процесу [12]. Для умов роботи досліджуваної системи та граничного перепаду тиску на діафрагмі 6300 кгс/м² зниження температури газу між перерізами 1 – 2, отримане за рівнянням

адіабати, становить 1,04 °С. Зниження температури на ділянці 2-2' пов'язане із подальшим звуженням газового потоку за діафрагмою. Оцінювання цього додаткового зниження температури ускладнене тим, що невідоме положення найвужчого перерізу потоку і, відповідно, зміна тиску на ділянці 2-2'. Однак, очевидно, що зміна температури на ділянці 2-2' є набагато меншою, ніж на ділянці 1-2 і якісно не впливає на течію газу після діафрагми.

Відновлення температури газу внаслідок відновлення структури потоку відбувається протягом деякої ділянки газопроводу. Багато дослідників прийняли допущення, що довжина цієї ділянки є меншою, ніж відстань від діафрагми до термоперетворювача. З огляду на невелике зниження температури газу на діафрагмі в цій роботі теж прийняте таке припущення. Однак для систем обліку, які працюють при значному відношенні перепаду тиску до тиску газу (систем середнього тиску), це припущення може бути хибним. Адіабатне зниження температури тут може досягати 10 °С і більше [12], а довжина ділянки відновлення температури, на думку авторів, може бути більшою, ніж відстань до термоперетворювача.

Таблиця 4

Результати розрахунку похибок вимірювання температури

№ з/п	Назва розрахованої величини	Умовне позначення	Значення розрахованої величини	
			Для середньої витрати	Для мінімальної витрати
1	Питомий тепловий потік на одиницю довжини трубопроводу, Вт/м	dQ/dl	1267	968
2	Температура внутрішньої поверхні стінки трубопроводу, °С	$T_{ст.внутр}$	22,08	14,68
3	Температура зовнішньої поверхні стінки трубопроводу, °С	$T_{ст.зовн}$	21,87	14,52
4	Втрата тиску на діафрагмі, кгс/м ²	Δp	1360	64
5	Абсолютна похибка вимірювання температури газу, зумовлена теплообміном стінки трубопроводу з повітрям, °С	ΔT_x	-0,138	-0,49
6	Абсолютна похибка вимірювання температури газу, зумовлена теплообміном між гільзою термометра і стінкою трубопроводу, °С	ΔT_T	-0,003	-0,081
7	Абсолютна похибка вимірювання температури газу, зумовлена зниженням температури при дроселюванні газу на діафрагмі, °С	$\Delta T_{др}$	-0,054	-0,003
8	Загальна абсолютна похибка вимірювання температури газу, °С	ΔT	-0,195	-0,574

За умови, що відновлення температури закінчилось на ділянці до термоперетворювача, складову зниження температури $\Delta T_{др}$ газу між перерізами 1 – 3 можна знайти за рівнянням дросельного ефекту (ефекту Джоуля-Томсона) [12]. Різниця тиску газу у перерізах 1 – 3, необхідна для обчислення $\Delta T_{др}$, дорівнює втраті тиску на діафрагмі. Втрату тиску на діафрагмі можна обчислити за залежностями, наведеними в [1].

Зокрема, для системи обліку за табл. 1 втрата тиску на діафрагмі при середній витраті газу становить 1360 кгс/м², відповідне їй зниження температури газу, обчислене за рівнянням Джоуля-Томсона – -0,054 °С (див. табл. 4). Зниження температури газу, яке відповідає максимальній витраті газу, дорівнює -0,150 °С.

З проведеного аналізу видно, що найзначнішою складовою додаткової похибки вимірювання температури газового потоку є похибка, зумовлена теплообміном стінки трубопроводу з повітрям. Теплова ізоляція вимірювальної ділянки трубопроводу дозволяє зменшити тепловий потік від газу до повітря і, отже, істотно зменшити цю складову похибки. Ізоляція вимірювальної ділянки, крім того, дає можливість зменшити додаткову похибку, зумовлену теплообміном між гільзою термометра і стінкою трубопроводу, оскільки значно зменшує різницю температури трубопроводу

та газового потоку. У нових Міждержавних ГОСТ 8.586.1:5-2005, які готують до впровадження в Україні, враховано вплив похибки вимірювання температури на точність вимірювання витрати і згідно з ГОСТ 8.586.1-2005 [13] вимагається ізолювати вимірювальну ділянку трубопроводу за умови, якщо зміна температури газу на ділянці між термоперетворювачем опору та пристроєм звуження перевищує $\pm 0,3$ °С.

Висновки. Отже, за результатами теоретичного аналізу та на основі результатів аудиту багатьох діючих вузлів обліку природного газу автори пропонують такі заходи щодо підвищення точності систем обліку на основі методу змінного перепаду тиску:

1) застосування методики розрахунку оптимального за точністю вимірювання витрати пристрою звуження під час проектування систем обліку, що дасть змогу отримати мінімально можливу, в умовах конкретного вузла та наявних технічних засобів, похибку вимірювання витрати;

2) застосування алгоритму переключення діапазонів вимірювання перепаду тиску у мікропроцесорних обчислювачах витрати, що дає змогу розширити діапазон вимірювання витрати до 10:1 при похибці вимірювання витрати у вказаному діапазоні в межах 1–2 %. Перевагою цього способу є те, що вказані метрологічні характеристики забезпечуються у системах обліку на основі одного сучасного давача перепаду тиску [7];

3) виконання теплової ізоляції вимірювальної ділянки трубопроводу та гільзи термоперетворювача в місці монтажу для зменшення додаткових похибок вимірювання температури газу і відповідних їм додаткових похибок вимірювання витрати.

Приклад застосування всіх названих заходів до діючої системи обліку, розглянутий в цій роботі, підтверджує ефективність виконання цих заходів.

1. *Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами: РД 50-213-80.* – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 319 с. 2. *ГОСТ 8.563.1 — 97 ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Диафрагмы, сопла ИСА 1932 и трубы Вентури, установленные в заполненных трубопроводах круглого сечения. Технические условия.* 3. *ГОСТ 8.563.2 — 97 ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Методика выполнения измерений с помощью сужающих устройств.* 4. *Пистун Е.П., Крук И.С. Расчет оптимальных по точности стандартных сужающих устройств на ЭЦВМ // Измерительная техника.* – 1980. – № 11. – С. 48–49. 5. *Ковела И.М. Оценка эффективности выбора параметров расходомеров газа из условия минимизации $\sigma_{\text{из}} = \sqrt{\sigma_a^2 + \sigma_e^2}$ // Контрольно-измерительная техника: вып. 29.* – Львов: Высшая школа, 1981. – С. 83–87. 6. *Методика расчета диафрагм оптимальных по точности измерения расхода и количества природного газа / Пистун Е.П., Лесовой Л.В. и др.* М.: Мингазпром СССР, ВНПО "Союзгазавтоматика", 1983. – 30 с. 7. *Пистун Е.П., Дубіль Р.Я., Матіко Ф.Д. Розширення діапазону вимірювання витрати за методом змінного перепаду тиску // Міжсв. наук.-техн. зб. "Вимірювальна техніка та метрологія", № 58, Львів, 2001.* – С. 147–151. 8. *Model 3051S Differential pressure transmitter. Product Data Sheet PDS 00813-0107-4801. Rosemount Inc. 2001.* 9. *Матіко Ф., Учитель І. Дослідження температурного режиму ділянок газопроводу із змінними параметрами потоку // Теплоенергетика. Інженерія довілля. Автоматизація : Вісник НУ "ЛП".* – 2004. - № 506. – С. 245–250. 10. *Поршаков Б.П. Термодинамика и теплопередача (в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности): Учебник для вузов.* – М.: Недра, 1987. – 349 с. 11. *Чистяков С.Ф., Радун Д.В. Теплотехнические измерения и приборы.* – М.: Высшая школа, 1972. 12. *Ф. Матіко, І. Учитель. Моделювання температурного режиму газового потоку при його протіканні через пристрої звуження // Теплоенергетика. Інженерія довілля. Автоматизація: Вісник Нац. ун-ту "Львівська політехніка".* – 2003. - № 476. – С. 27–32. 13. *ГОСТ 8.586.1-2005 Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Ч. 1. Принцип метода измерений и общие требования.*