

результаті спрощується алгоритм аналізу та зменшується кількість обчислювальних операцій. Отже, запропонований метод є універсальним, оскільки ґрунтується на неявних методах числового інтегрування і оптимальним за обсягом обчислень.

1. Бондаренко В.М. Методы и алгоритмы анализа статических и динамических режимов нелинейных цепей. – К., 1974. – 105 с. – (Препринт / АН УССР: Ин-т электродинамики, № 66).
2. Борзюк В.Л. Неявный метод численного расчета переходных процессов в суммированных электрических машинах // Электротехника и электромеханика. – 2003. – № 3. – С. 17 – 18.
3. Васильковский Ю.Н. Перспектива моделирования динамических режимов электромеханических преобразователей на основе ценно-полевых методов // Электротехника и электромеханика. – 2003. – № 1. – С. 23 – 25.
4. Глухивский Л. И. Расчет периодических процессов электротехнических устройств. – Львов: Вища школа, 1984. – 164 с.
5. Мерабишвили П.Ф., Случанко Е.И. Исследование переходных и установившихся процессов в трехфазных мостовых выпрямителях с помощью коммутационных функций // Электричество. – 1973. – № 4. – С. 21 – 26.
6. Новак И.В. Об использовании неявных методов численного решения дифференциальных уравнений в расчетах электромагнитных переходных процессов // Изв. вузов. Энергетика. – 1994. – № 1–2. – С. 44 – 48.
7. Чабан В.И., Самотый В.В. Применение экстраполяционного метода в задачах ускоренного поиска стационарных процессов электромагнитных устройств // Изв. вузов. Электромеханика. – 1987. – № 8. – С. 13 – 17.
8. Чуа Л.О., Лин Пен Мин. Машинный анализ электронных схем. – М.: Энергия, 1980. – 640 с.
9. Aprille T.I., Triek T.N. A computer algorithm to determine the steady-state response of non-linear oscillator // IEEE Trans. Circuit Theory. – 1972. – V. c-19. – P. 354 – 360.

УДК 681.121.84

Ф.Д. Матіко, Р.М. Федоришин

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

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМУ ПОТОКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА ТОЧНІСТЬ ВИМІРЮВАННЯ ЙОГО ВИТРАТИ МЕТОДОМ ЗМІННОГО ПЕРЕПАДУ ТИСКУ

© Матіко Ф.Д., Федоришин Р.М., 2007

Висвітлено джерела виникнення додаткових похибок вимірювання температури газу під час його обліку, наведено аналітичні залежності для їх розрахунку та запропоновано заходи для усунення цих похибок.

The sources of additional errors of temperature measurement at natural gas accounting are revealed in this paper. The formulae are given for calculation of these errors and measures are proposed to eliminate these errors.

Постановка проблеми

У зв'язку із зростанням цін на енергоносії, зокрема на природний газ, у нашій державі стали першочерговими завдання впровадження енергоощадних технологій та економного використання енергоносіїв. Відомо, що ці завдання можна вирішити 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.

Негативним фактором, що впливає на точність обліку природного газу витратомірами змінного перепаду тиску, є виникнення додаткових похибок вимірювання температури газу. Ці похибки виникають внаслідок різниці температур газу на вимірювальній ділянці газопроводу та навколишнього середовища, а також внаслідок коливань температури потоку газу. Причинами виникнення різниці температур газу і навколишнього середовища є такі. Параметри природного газу при його транспортуванні багаторазово змінюються як в результаті виконання над газом роботи (стиск на компресорних станціях, редукування на ГРС, підігрів на ГРС), так і внаслідок зміни конструктивних параметрів газопроводу чи умов його прокладання. Значні коливання температури газового потоку також виникають, коли витратомір встановлено після нагрівача газу, в якому температура регулюється за позиційним законом. Внаслідок усіх цих причин похибка вимірювання витрати природного газу в згаданих умовах може суттєво зрости, якщо не вжито заходів для зменшення додаткових похибок вимірювання температури.

Аналіз останніх досліджень

У зв'язку із підвищеною увагою газотранспортних та газорозподільних організацій до точності обліку природного газу, авторами проведено аудит великої кількості діючих систем обліку природного газу. Значну увагу було приділено визначенню впливу теплового режиму потоку газу на обчислене значення його витрати. Результати аудиту показують, що при проектуванні та експлуатації систем обліку на основі методу змінного перепаду тиску не вживаються заходи для усунення додаткових похибок вимірювання температури газу. Хоча ці заходи не суперечать вимогам діючих нормативних документів [1] а, навпаки, значно підвищують точність систем обліку на основі методу змінного перепаду тиску. Це враховано розробниками нових Міждержавних стандартів [2, 3], в яких передбачено виконання деяких заходів для усунення додаткової похибки вимірювання температури газу.

Формулювання цілі статті

Метою цієї роботи є встановити якісний та кількісний вплив теплового режиму потоку газу на вимірне значення його витрати та об'єму, визначити залежності для розрахунку додаткових похибок вимірювання температури та відповідних їм похибок вимірювання витрати, а також сформулювати рекомендації для усунення цих додаткових похибок та підвищення точності обліку природного газу.

Виклад основного матеріалу

У системах обліку, встановлених після редукторів, після підігрівачів на ГРС, після компресорів, на ділянках виходу газопроводів із підземних сховищ чи виходу з-під ґрунту на поверхню виникає додаткова похибка вимірювання витрати газу, зумовлена додатковою похибкою вимірювання температури газу (ΔT). Ця похибка вимірювання температури газу містить такі складові:

- похибка, зумовлена теплообміном між гільзою термоперетворювача і стінкою трубопроводу (ΔT_T);
- похибка, зумовлена теплообміном стінки трубопроводу з повітрям (ΔT_x);
- похибка, зумовлена дроселюванням газу при протіканні крізь пристрій звуження потоку (ΔT_{dp});
- похибка, зумовлена інерційністю термоперетворювача при періодичній зміні температури газу (ΔT_i).

Похибка вимірювання температури газу, зумовлена теплообміном між гільзою термоперетворювача і стінкою трубопроводу (ΔT_T) виникає через те, що температура зануреного кінця гільзи термоперетворювача відрізняється від температури стінки трубопроводу і внаслідок цієї різниці температур (температурного напору) відбувається теплообмін між ними. Цей теплообмін здійснюється теплопровідністю та випромінюванням (див. рис. 1).

При температурах газового потоку, характерних для процесів транспортування та розподілу природного газу, теплообмін випромінюванням має малу інтенсивність і незначно впливає на величину похибки ΔT_T . Теплообмін теплопровідністю має значний вплив на вимірне значення температури у випадку його застосування у трубопроводах малих діаметрів, оскільки довжина зануреної частини термоперетворювача, а отже, й віддаль чутливого елемента від стінки трубо-

проводу тут є меншою. Величина похибки ΔT_T суттєво залежить від різниці температур газу та навколишнього повітря, витрати і тиску (густини) газу в трубопроводі, товщини стінки гільзи термоперетворювача та глибини занурення термоперетворювача в трубопровід.

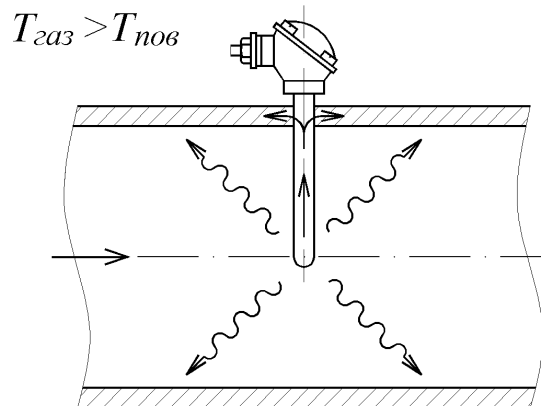


Рис. 1. Теплообмін між гільзою термоперетворювача та стінкою трубопроводу

Метою цієї роботи є оцінка впливу обох складових похибки ΔT_T , незважаючи на різні порядки їх значень. Тоді значення похибки вимірювання температури ΔT_T визначається таким рівнянням:

$$\Delta T_T = \Delta T_{TT} + \Delta T_{TB}, \quad (1)$$

де ΔT_{TT} – похибка вимірювання температури, зумовлена теплообміном між гільзою термоперетворювача і стінкою трубопроводу теплопровідністю; ΔT_{TB} – похибка вимірювання температури, зумовлена теплообміном між гільзою термоперетворювача і стінкою трубопроводу випромінюванням.

Похибка вимірювання температури газу, зумовлена теплообміном між гільзою термоперетворювача і стінкою трубопроводу теплопровідністю, визначається за формулою [4]:

$$\Delta T_{TT} = -\frac{T_{PT} - T_{cm.g}}{\text{ch}(b \cdot L_{T3})} \cdot \frac{\text{sh}(b \cdot L_{T4})}{b \cdot L_{T4}}, \quad (2)$$

де $T_{cm.g}$ – температура внутрішньої поверхні стінки трубопроводу; T_{PT} – температура, зареєстрована термоперетворювачом; L_{T3} – глибина занурення термоперетворювача в трубопровід; L_{T4} – довжина чутливого елемента термоперетворювача; b – допоміжний коефіцієнт, який визначається так [4]:

$$b = \sqrt{\frac{d_{T.3} \cdot \alpha_T}{(d_{T.3}^2 - d_{T.g}^2) \cdot \lambda_T}}, \quad (3)$$

де $d_{T.3}$ і $d_{T.g}$ – зовнішній та внутрішній діаметр гільзи термоперетворювача; α_T – коефіцієнт конвективної тепловіддачі від газу до гільзи термоперетворювача; λ_T – теплопровідність матеріалу гільзи термоперетворювача.

Коефіцієнт конвективної тепловіддачі від газу до гільзи термоперетворювача можна обчислити на основі критеріального рівняння [5] для випадку обтікання однієї гладкої труби потоком газу, куди входять критерії Nu, Re, Pr і яке враховує кут атаки між напрямом потоку і віссю гільзи термоперетворювача.

Похибка вимірювання температури, зумовлена теплообміном між гільзою термоперетворювача і стінкою трубопроводу випромінюванням, визначається за формулою [4]:

$$\Delta T_{TB} = -\frac{c_0 \cdot \varepsilon_T}{\alpha_T} \cdot \left(\left(\frac{T_{PT}}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_{cm.g}}{100} \right)^4 \right), \quad (4)$$

де $c_0=5,67 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}^4)$ – коефіцієнт теплового випромінювання абсолютно чорного тіла; ε_T – ступінь чорноти зовнішньої поверхні гільзи термоперетворювача.

Температуру внутрішньої поверхні стінки трубопроводу в місці розташування термоперетворювача пропонується визначати на основі математичної моделі [6], за якою можна розв'язувати

одновимірні задачі теплообміну для коротких ділянок газопроводів. Математична модель [6] враховує двошарову гідродинамічну структуру потоку, що виділяє турбулентне ядро потоку та пристінний ламінарний прошарок. На основі цієї моделі отримане таке рівняння для розрахунку температури внутрішньої поверхні стінки трубопроводу:

$$T_{cm.6} = T_{газ.Т} + \frac{dQ}{dl} \cdot (R_{a.газ} + R_{\lambda.газ}), \quad (5)$$

де $T_{газ.Т}$ – температура газу в місці встановлення термоперетворювача; dQ/dl – питомий тепловий потік на одиницю довжини трубопроводу між газом та навколишнім повітрям; $R_{a.газ}$ – термічний опір тепловіддачі від турбулентного ядра потоку газу до пристінного ламінарного шару; $R_{\lambda.газ}$ – термічний опір теплопровідності через пристінний ламінарний шар.

Температура газу в місці встановлення термоперетворювача визначається як різниця температури, зареєстрованої термоперетворювачем та похибки внаслідок теплообміну між гільзою термоперетворювача і стінкою трубопроводу:

$$T_{газ.Т} = T_{PT} - \Delta T_T. \quad (6)$$

Питомий тепловий потік між газом та навколишнім повітрям визначається за відомим рівнянням [5, 7, 8]:

$$\frac{dQ}{dl} = (T_{нов} - T_{газ.Т}) \cdot K, \quad (7)$$

де $T_{нов}$ – температура навколишнього повітря; K – коефіцієнт теплопередачі від потоку газу до повітря, значення якого обчислюється за формулою [5, 8]:

$$K = \frac{A}{\sum R}, \quad (8)$$

де $A=1,05...1,2$ – коефіцієнт додаткового теплообміну, який залежить від конструкції вимірювальної ділянки трубопроводу [9]; $\sum R$ – сумарний термічний опір теплопередачі від потоку газу до навколишнього повітря, який для неізолизованого трубопроводу визначається за рівнянням, побудованим на основі залежностей [5, 8]:

$$\sum R = R_{a.газ} + R_{\lambda.газ} + R_{\lambda.ст} + R_{a.нов}, \quad (9)$$

де $R_{\lambda.ст}$ – термічний опір теплопровідності через стінку трубопроводу; $R_{a.нов}$ – термічний опір тепловіддачі від зовнішньої поверхні стінки трубопроводу до навколишнього повітря.

Термічні опори тепловіддачі та теплопровідності розраховуються за такими формулами [5, 8]:

$$R_{a.газ} = \frac{1}{\pi \cdot \alpha_{газ.с} \cdot (D_6 - 2 \cdot \Delta)}; \quad (10)$$

$$R_{\lambda.газ} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{газ}} \cdot \ln \frac{D_6}{D_6 - 2 \cdot \Delta}; \quad (11)$$

$$R_{\lambda.ст} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{ст}} \cdot \ln \frac{D_3}{D_6}; \quad (12)$$

$$R_{a.нов} = \frac{1}{\pi \cdot \alpha_{нов.с} \cdot D_3}, \quad (13)$$

де $\alpha_{газ.с}$ – сумарний коефіцієнт тепловіддачі конвекцією і випромінюванням від турбулентного ядра потоку газу до пристінного ламінарного шару; D_6, D_3 – внутрішній та зовнішній діаметри трубопроводу; Δ – товщина пристінного ламінарного шару (може бути обчислена згідно з [6]); $\lambda_{газ}$ – коефіцієнт теплопровідності природного газу; $\lambda_{ст}$ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу стінки трубопроводу; $\alpha_{нов.с}$ – сумарний коефіцієнт тепловіддачі конвекцією і випромінюванням від зовнішньої поверхні стінки трубопроводу до навколишнього повітря.

Сумарний коефіцієнт тепловіддачі конвекцією і випромінюванням від турбулентного ядра потоку газу до пристінного ламінарного шару розраховується за формулою [5]:

$$\alpha_{газ.с} = \alpha_{газ.к} + \alpha_{газ.нр}. \quad (14)$$

де $\alpha_{газ.к}$ – коефіцієнт конвективної тепловіддачі від турбулентного ядра потоку до пристінного ламінарного шару газу, який розраховують на основі критеріального рівняння (Nu, Re, Pr) [5] для

випадку течії газу в прямій трубі; $\alpha_{газ.пр}$ – коефіцієнт променевої тепловіддачі від турбулентного ядра потоку до внутрішньої поверхні стінки трубопроводу, який може бути розрахований згідно з [5].

Сумарний коефіцієнт тепловіддачі конвекцією і випромінюванням від зовнішньої поверхні стінки трубопроводу до навколишнього повітря визначається за формулою [5]:

$$\alpha_{нов.с} = \alpha_{нов.к} + \alpha_{нов.пр}. \quad (15)$$

де $\alpha_{нов.к}$ – коефіцієнт конвективної тепловіддачі від зовнішньої поверхні стінки трубопроводу до навколишнього повітря, який розраховують на основі критеріального рівняння (Nu, Re, Pr, (Gr)) [5] для випадку обтікання одиначної гладкої труби повітря, коли трубопровід обдувається повітряними масами, або для випадку вільної конвекції в необмеженому просторі, коли трубопровід не обдувається повітряними масами; $\alpha_{нов.пр}$ – коефіцієнт променевої тепловіддачі від зовнішньої поверхні стінки трубопроводу до навколишнього повітря, може бути розрахований згідно з [5].

Похибку ΔT_T можна суттєво зменшити або й усунути взагалі за допомогою теплоізолюючої вставки між гільзою термперетворювача та стінкою трубопроводу, а також встановивши теплоізоляцію на вимірювальній ділянці трубопроводу, що приведе до зменшення різниці температур термперетворювача та стінки трубопроводу.

Похибка вимірювання температури газу, зумовлена теплообміном стінки трубопроводу з повітрям (ΔT_x). В основному рівнянні розрахунку витрати природного газу [1, 2, 3], отриманому на основі законів збереження енергії та маси [10], однією з вхідних величин є температура газу перед пристроєм звуження потоку (ПЗП). Термперетворювач для вимірювання температури газу безпосередньо перед ПЗП встановити неможливо, оскільки це буде вносити суттєві збурення в структуру потоку, що, своєю чергою, впливатиме на покази давачів тиску та перепаду тиску, тому його встановлюють на деякій відстані від ПЗП. Відповідно до вимог нових Міждержавних стандартів [2, 3] відстань, на якій встановлення термперетворювача з $0,03 \cdot D_e < d_{T,з} \leq 0,13 \cdot D_e$ не вносить додаткової невизначеності коефіцієнта витікання, становить: $20 \cdot D_e \dots 30 \cdot D_e$, при встановленні термперетворювача перед ПЗП, або $5 \cdot D_e \dots 15 \cdot D_e$, при його встановленні після ПЗП. Внаслідок теплообміну між потоком газу та навколишнім повітрям температура газу по довжині трубопроводу змінюється (наближається до температури навколишнього повітря), тому температура газу в місці встановлення термперетворювача відрізняється від температури газу в місці встановлення ПЗП. Ця різниця являє собою похибку вимірювання температури газу, зумовлену теплообміном стінки трубопроводу з повітрям (ΔT_x). Величина похибки ΔT_x крім таких факторів впливу, як різниця температур газу та навколишнього повітря, витрата і тиск газу, суттєво залежить від місця встановлення термперетворювача (відстані між термперетворювачем і ПЗП). Значення похибки ΔT_x пропонується визначати так:

$$\Delta T_x = T_{газ.Т} - T_{ПЗП}, \quad (16)$$

де $T_{ПЗП}$ – температура газу в місці встановлення ПЗП.

Зміну температури газу за довжиною трубопроводу (див. рис. 2) можна обчислити за формулою Шухова [11]:

$$T_x = T_{нов} + (T_0 - T_{нов}) \cdot e^{-\frac{K \cdot x}{q_{m,газ} \cdot c_{p,газ}}}, \quad (17)$$

де T_x – температура газу на відстані x від початку трубопроводу; T_0 – температура газу на початку трубопроводу; x – відстань від початку трубопроводу; $q_{m,газ}$ – масова витрата газу в трубопроводі; $c_{p,газ}$ – теплоємність газу в робочих умовах.

Із застосуванням формули (17) отримане таке рівняння для розрахунку похибки ΔT_x :

$$\Delta T_x = (T_{газ.Т} - T_{нов}) \cdot \left(1 - e^{-\frac{K \cdot L_T}{q_{m,газ} \cdot c_{p,газ}}} \right), \quad (18)$$

де L_T – відстань між ПЗП та місцем встановлення термперетворювача з врахуванням алгебраїчного знаку: плюс, коли термперетворювач встановлений після ПЗП, мінус, коли термперетворювач встановлений до ПЗП (див. рис. 3).

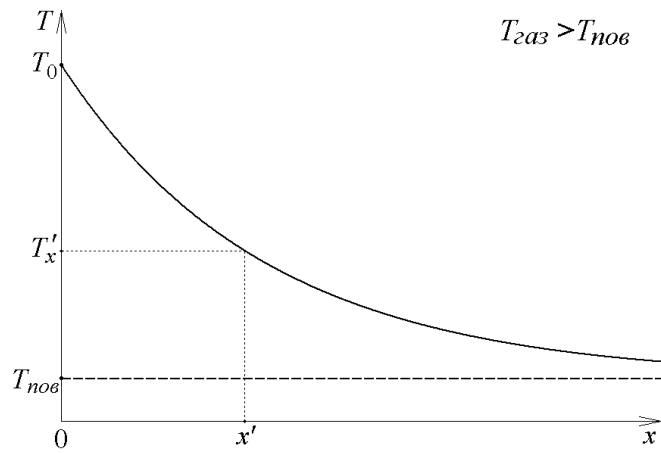


Рис. 2. Зміна температури газу за довжиною трубопроводу

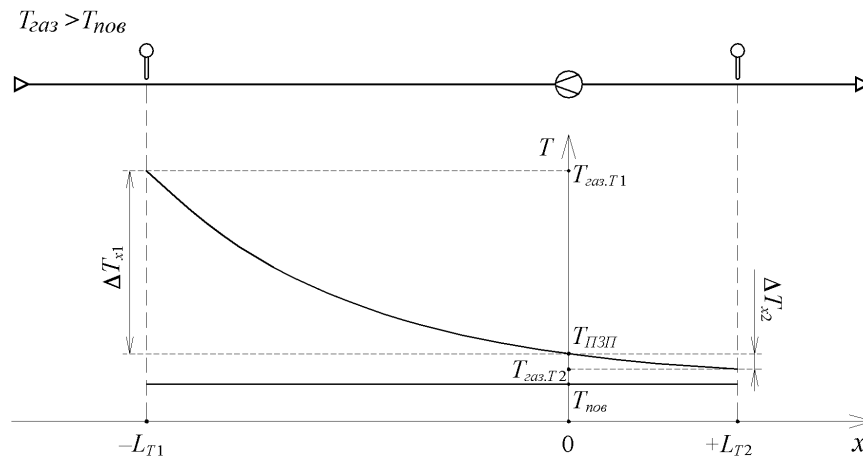


Рис. 3. Зміна температури газу на вимірювальній ділянці трубопроводу

Формула (18) справедлива для розрахунку похибки ΔT_x лише в місці встановлення термоперетворювача, оскільки містить два взаємозалежні параметри, які є відомими для кожної системи обліку: L_T і $T_{газ,Т}$. На стадії проектування систем обліку часто ставиться задача аналізу різних варіантів встановлення термоперетворювача за довжиною вимірювальної ділянки трубопроводу. Для цього нами отримано залежність для розрахунку похибки ΔT_x для перерізу вимірювального трубопроводу, розташованого на будь-якій відстані від ПЗП:

$$\Delta T_x = (T_{газ,Т} - T_{нов}) \cdot \left(e^{\frac{K \cdot (L_T - x)}{q_{m,газ} \cdot c_{p,газ}}} - e^{\frac{K \cdot L_T}{q_{m,газ} \cdot c_{p,газ}}} \right), \quad (19)$$

де x – відстань між ПЗП та перерізом вимірювального трубопроводу з врахуванням алгебраїчного знаку: плюс, для перерізів, розташованих після ПЗП, мінус, для перерізів, розташованих до ПЗП.

Похибка ΔT_x може бути усунена шляхом встановлення теплової ізоляції на вимірювальній ділянці трубопроводу. Це зменшить тепловий потік від газу до навколишнього повітря і, відповідно, зменшить зміну температури газу за довжиною трубопроводу.

Похибка вимірювання температури газу, зумовлена дроселюванням газу при протіканні через ПЗП ($\Delta T_{др}$), виникає у випадку встановлення термоперетворювача після ПЗП. Температура газу на ділянці від ПЗП до термометра замінюється внаслідок двох процесів: зниження температури газу внаслідок звуження струменя потоку газу під час його протікання крізь ПЗП (ділянка 1–2 кривої зміни температури газу на рис. 4) та часткове відновлення температури газу внаслідок розширення струменя потоку (ділянка 2–3 кривої зміни температури газу на рис. 4). Стан газу між перерізами 1–1 та 2–2 наближено описують рівнянням ізоентропійного (адіабатного) процесу [12].

Відновлення температури газу внаслідок відновлення структури потоку відбувається протягом деякої ділянки 2–3 газопроводу. Відновлення тиску та температури газу протягом ділянки 2–3 газопроводу є частковим за рахунок втрат тиску на ПЗП. Багатьма дослідниками приймається допущення, що довжина цієї ділянки є меншою ніж відстань від ПЗП до термоперетворювача. Однак для систем обліку, які працюють при значному відношенні перепаду тиску до тиску газу (мереж середнього тиску), це припущення може бути хибним.

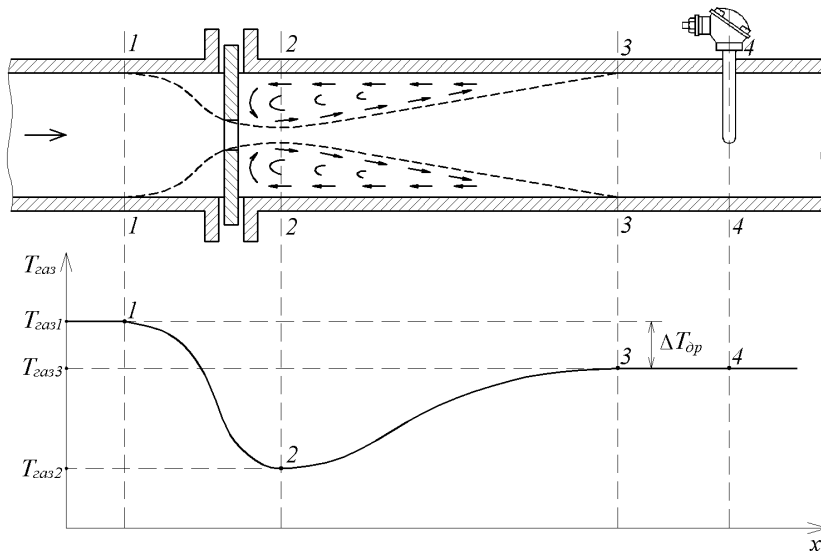


Рис. 4. Зміна температури газу при протіканні через діафрагму

За умови, що процес відновлення температури закінчився на ділянці до термоперетворювача, складова зниження температури газу $\Delta T_{оп}$ між перерізами 1–1 та 3–3 може бути знайдена за рівнянням дросельного ефекту (ефекту Джоуля–Томсона) [12]. Із врахуванням того, що різниця тиску газу в перерізах 1–1 та 3–3 дорівнює втраті тиску на ПЗП, інтегральне рівняння дросельного ефекту має вигляд:

$$\Delta T_{оп} = - \int_{p_{газ} - \Delta \sigma}^{p_{газ}} D_h dp_{газ} , \quad (20)$$

де $p_{газ}$ – абсолютний тиск газу в трубопроводі; $\Delta \sigma$ – втрата тиску на ПЗП; D_h – коефіцієнт Джоуля–Томсона.

Розрахунок коефіцієнта Джоуля–Томсона виконаний нами за формулою, отриманою на основі відомих термодинамічних залежностей [7] із врахуванням вигляду рівняння стану, що застосовується для знаходження часткових похідних:

$$D_h = \frac{R \cdot T_{газ}^2}{p_{газ} \cdot c_{p,газ}} \cdot \frac{\partial z_{газ}}{\partial T_{газ}} , \quad (21)$$

де R – універсальна газова стала; $T_{газ}$, $z_{газ}$ – температура та фактор стисливості газу.

Необхідно наголосити, що зниження температури, отримане за формулою (20) характеризує стан потоку газу після повного відновлення структури потоку. Таке відновлення структури потоку і особливо його температури для багатьох вузлів не досягається у місці розміщення термоперетворювача (після ПЗП). Тому значення, отримане за (20), не можна вважати кінцевою характеристикою додаткової похибки вимірювання температури внаслідок дроселювання газу на ПЗП.

Похибки $\Delta T_{оп}$ можна уникнути шляхом вибору відповідного місця встановлення термоперетворювача. При встановленні термоперетворювача перед ПЗП похибка $\Delta T_{оп}$ відсутня, а при встановленні термоперетворювача після ПЗП ця похибка матиме найменше значення на відстані, на якій процес відновлення структури потоку завершився.

Похибка, зумовлена інерційністю термоперетворювача при періодичній зміні температури газу (ΔT_i) виникає, коли на вимірювальній ділянці трубопроводу відбувається періодична зміна температури газу. Такі коливання температури газу зустрічаються на автоматизованих газорозподільних станціях (АГРС) після нагрівача газу, який працює за позиційним законом регулювання температури та після регулятора тиску газу в перехідних режимах його роботи. Тому на витратомірних вузлах, встановлених після нагрівачів та після регуляторів тиску може виникати додаткова динамічна похибка вимірювання температури, зумовлена інерційністю термоперетворювача (ΔT_i).

Графіки зміни температури газу в трубопроводі ($T_{газ.Т}$), виміряного значення температури газу ($T_{РТ}$) та відповідної похибки вимірювання температури (ΔT_i) показано на рис. 5.

Величина динамічної похибки ΔT_i залежить від швидкості зміни температури газу, інерційності термоперетворювача, товщини стінки гільзи термоперетворювача та параметрів газу (тиск, температура, витрата). Досвід авторів у проведенні аудиту вузлів обліку природного газу на основі методу змінного перепаду тиску показав, що миттєве значення похибки ΔT_i може досягати 2 °С.

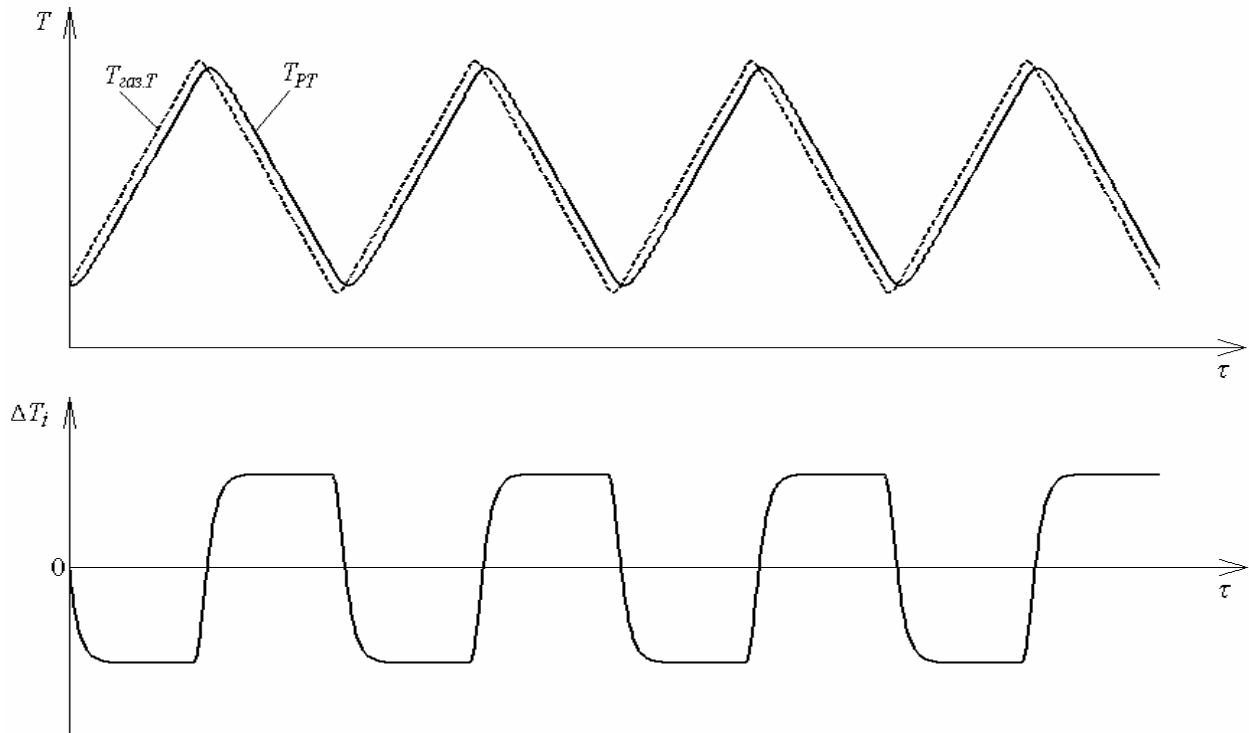


Рис. 5. Зміна температури газу в трубопроводі ($T_{газ.Т}$), виміряного значення температури газу ($T_{РТ}$) та відповідної похибки вимірювання температури газу (ΔT_i)

Похибку ΔT_i в системах обліку природного газу можна усунути шляхом встановлення вузлів обліку на ділянках, де є відсутні коливання температури газу. Наприклад, на АГРС стабільності температури газу на вимірювальній ділянці можна досягти при встановленні витратомірного вузла перед підігрівачем, або й після нього, за умови, що підігрівач працює за неперервним законом регулювання, що забезпечує постійне значення температури на виході підігрівача. При встановленні витратомірного вузла після регулятора тиску газу на АГРС похибка ΔT_i буде виникати лише в перехідних режимах роботи регулятора, коли відбувається коливання тиску та температури на виході регулятора.

Сумарна похибка вимірювання температури газу, зумовлена вказаними вище факторами, розраховується так:

$$\Delta T = \Delta T_T + \Delta T_x + \Delta T_{dp} + \Delta T_i. \quad (22)$$

Похибки ΔT_T , ΔT_x і ΔT_{dp} мають систематичний характер, а похибка ΔT_i – динамічний, тобто вона виникає лише за наявності зміни температури газу.

Похибка вимірювання витрати газу, зумовлена похибкою вимірювання температури газу, може бути розрахована за формулою:

$$\delta_q = \left(\frac{q_c(T_{PT})}{q_c(T_{ПЗП})} - 1 \right) \cdot 100 \%, \quad (23)$$

де $q_c(T_{PT})$ – витрата природного газу, приведена до стандартних умов, розрахована за вимірним значенням температури газу; $q_c(T_{ПЗП})$ – витрата природного газу, приведена до стандартних умов, розрахована за дійсним значенням температури газу в місці встановлення ПЗП.

Дійсне значення температури газу в місці встановлення ПЗП може бути розраховане за формулою:

$$T_{ПЗП} = T_{PT} - \Delta T. \quad (24)$$

Наведемо приклад розрахунку сумарної похибки вимірювання температури газу та відповідної похибки вимірювання витрати газу для діючої системи обліку природного газу за методом змінного перепаду тиску, вимірювальна ділянка трубопроводу якої розміщена на відкритому повітрі. Основні технічні характеристики системи обліку наведено в табл. 1. Результати розрахунку похибок наведено в табл. 2.

Таблиця 1

Основні технічні характеристики системи обліку природного газу

| Назва параметра | Позначення | Значення параметра | |
|--|-----------------|--------------------|-----------------|
| | | Для зимових умов | Для літніх умов |
| Параметри потоку газу | | | |
| Абсолютний тиск газу в трубопроводі, МПа | $p_{газ}$ | 4 | |
| Вимірне термоперетворювачем значення температури газу, °С | T_{PT} | +5 | +10 |
| Витрата газу, приведена до стандартних умов, м ³ /год | q_c | 1500 | 200 |
| Перепад тиску на діафрагмі, кПа | Δp | 21,58 | 0,49 |
| Втрата тиску на діафрагмі, кПа | $\Delta \varpi$ | 20,24 | 0,47 |
| Параметри трубопроводу та термоперетворювача | | | |
| Внутрішній діаметр трубопроводу, мм | $D_в$ | 100 | |
| Зовнішній діаметр трубопроводу, мм | $D_з$ | 110 | |
| Зовнішній діаметр гільзи термоперетворювача, мм | $d_{Г.з}$ | 18 | |
| Внутрішній діаметр гільзи термоперетворювача, мм | $d_{Г.в}$ | 8 | |
| Місце встановлення термоперетворювача | - | Після діафрагми | |
| Відстань між термоперетворювачом і діафрагмою, м | L_T | 1,45 | |
| Параметри навколишнього середовища | | | |
| Температура навколишнього повітря, °С | $T_{пов}$ | -15 | +20 |
| Швидкість руху навколишнього повітря, м/с | $v_{пов}$ | 5 | 5 |

Таблиця 2

Основні результати розрахунків

| Назва параметра | Позначення | Значення параметра | |
|--|-----------------|--------------------|-----------------|
| | | Для зимових умов | Для літніх умов |
| Середня швидкість газу в трубопроводі, м/с | $v_з$ | 1,17 | 0,16 |
| Питомий тепловий потік між газом та навколишнім повітрям, Вт/м | dQ/dl | -164,19 | +65,90 |
| Температура внутрішньої поверхні стінки трубопроводу, °С | $T_{ст.в}$ | +3,05 | +13,31 |
| Температура зовнішньої поверхні стінки трубопроводу, °С | $T_{ст.з}$ | +3,00 | +13,33 |
| Дійсна температура газу в місці встановлення термоперетворювача ($T_{PT} - \Delta T_T$), °С | $T_{газ.Т}$ | +6,21 | +7,12 |
| Дійсна температура газу в місці встановлення ПЗП ($T_{PT} - \Delta T$), °С | $T_{ПЗП}$ | +6,65 | +6,05 |
| Похибка вимірювання температури газу, зумовлена теплообміном між гільзою термоперетворювача і стінкою трубопроводу, °С | ΔT_T | -1,2137 | +2,8809 |
| Похибка вимірювання температури газу, зумовлена теплообміном стінки трубопроводу з повітрям, °С | ΔT_x | -0,3456 | +1,0752 |
| Похибка вимірювання температури газу, зумовлена дроселюванням газу при протіканні через ПЗП, °С | $\Delta T_{др}$ | -0,0948 | -0,0022 |
| Сумарна похибка вимірювання температури газу, °С | ΔT | -1,6541 | +3,9539 |
| Похибка вимірювання витрати газу за рахунок сумарної похибки вимірювання температури газу, % | δ_q | +0,3979 | -0,9302 |

З результатів розрахунку видно, що описані в цій роботі додаткові похибки вимірювання температури газу істотно впливають на вимірюване значення витрати газу. Сумарна похибка вимірювання температури газу для наведеного прикладу в зимових умовах становить $-1,6541\text{ }^{\circ}\text{C}$, що означає, що виміряне значення температури газу є заниженим, за рахунок сумарної дії похибок ΔT_T , ΔT_x і ΔT_{op} , а це, своєю чергою, приводить до завищення виміряного значення витрати газу на $0,3979\%$. В літніх умовах ці похибки мають більші значення ($+3,9539\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $-0,9302\%$ відповідно), оскільки витрата газу і відповідно швидкість потоку газу є меншою.

Висновки

Як видно із проведених досліджень, додаткова похибка вимірювання температури газу у системі обліку на основі методу змінного перепаду тиску може досягати суттєвого значення, що приводить до спотворення вимірюваного значення витрати газу. Таке спотворення є найбільш значимим для систем обліку, у яких вимірювальна ділянка трубопроводу розміщена на відкритому повітрі. Значення витрати в таких системах може бути завищеним чи заниженим залежно від умов експлуатації системи.

Отримані нами аналітичні залежності дають змогу розрахунковим шляхом визначити значення додаткової похибки вимірювання температури газу та її складових за відомими технічними характеристиками системи та усередненими протягом деякого періоду значеннями параметрів газу. Це, своєю чергою, дає змогу визначити першочергові заходи, які необхідно виконати для усунення окремих складових додаткової похибки вимірювання температури газу. Як видно із результатів досліджень, одним із найефективніших заходів є теплова ізоляція вимірювальної ділянки трубопроводу. Виконання теплової ізоляції дозволяє істотно знизити додаткові похибки внаслідок теплообміну гільзи термоперетворювача з трубопроводом та внаслідок теплообміну трубопроводу з повітрям.

Розроблені аналітичні залежності дають змогу обчислити значення величин, необхідних для визначення товщини теплової ізоляції вимірювальної ділянки трубопроводу і надалі ці залежності слугуватимуть базою для розробки методики розрахунку товщини теплоізоляційного шару.

Загалом виконання запропонованих у цій роботі заходів дає змогу усунути додаткові похибки вимірювання температури газу й істотно підвищити точність обліку природного газу.

1. *Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами*: РД 50-213-80. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 319 с. 2. *ГОСТ 8.586.2-2005 Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования*. 3. *ГОСТ 8.586.5-2005 Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений*. 4. *Чистяков С.Ф., Радун Д.В. Теплотехнические измерения и приборы. Учеб. пособие для вузов*. – М.: Высшая школа, 1972. – 392 с. 5. *Лабай В.Й. Тепломасообмін: Підручник для ВНЗ*. – Львів: Тріада Плюс, 2004. – 260 с. 6. *Матіко Ф., Учитель І. Дослідження температурного режиму ділянок газопроводу із змінними параметрами потоку // Теплоенергетика. Інженерія доквілля. Автоматизація : Вісник Нац. ун-ту “Львівська політехніка”*. – 2004. – № 506. – С. 245–250. 7. *Поршаков Б.П., Бикчентай Р.Н., Романов Б.А. Термодинамика и теплопередача (в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности): Учебник для вузов*. – М.: Недра, 1987. – 349 с. 8. *Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент.: Справочник / Под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина*. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 560 с. 9. *СНиП 23-01-99 Строительная климатология*. 10. *Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества: Справочник*. – 4-е изд., перераб. и доп. – Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1989. – 701 с. 11. *Гужков А.И., Титов Медведев В.Г., Васильев В.Ф., В.А.. Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов. Учебное пособие*. – М.: Недра, 1978. – 405 с. 12. *Ф. Матіко, І. Учитель. Моделивання температурного режиму газового потоку при його протіканні через пристрої звуження // Теплоенергетика. Інженерія доквілля. Автоматизація: Вісник Нац. ун-ту “Львівська політехніка”*. – 2003. – № 476. – С. 27–32.