

ВПЛИВ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМУ ГАЗОПРОВОДУ НА ТОЧНІСТЬ ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ МЕТОДОМ ЗМІННОГО ПЕРЕПАДУ ТИСКУ

О Матіко Ф.Д., Федоришин Р.М., 2008

Наведено результати моделювання температурного режиму газопроводів та досліджено вплив похибки визначення температури природного газу на похибку вимірювання витрати газу за методом змінного перепаду тиску.

Results of natural gas pipeline temperature regime modeling are presented in the paper. The effect of gas temperature measurement error upon natural gas flow rate measurement error by means of the pressure differential method is studied.

Постановка проблеми. Під час транспортування та розподілу природного газу його параметри 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. У результаті цього в газопроводах виникають ділянки нестабільності параметрів потоку, зокрема виникають ділянки із змінною температурою газового потоку по довжині трубопроводу. До таких ділянок належить газопроводи після редукторів ГРС, ділянки виходу газопроводів із підземних сховищ, чи виходу з-під ґрунту на поверхню. Поширеним є те, що саме на цих ділянках часто встановлюють системи обліку природного газу. Температурний режим таких ділянок, як правило, не враховується. Зокрема не враховуються такі фактори, як різниця температур газу та конструктивних елементів вузла обліку, зміна температури газу по довжині трубопроводу. Крім того, не враховується той факт, що у разі значного зниження температури газу на окремих ділянках відбувається конденсація вологи та деяких складових природного газу. Всі зазначені фактори у сукупності можуть спричинити значні спотворення результатів обліку газу.

Аналіз останніх досліджень. Викладені в багатьох працях (наприклад [1, 2]) результати теоретичних та експериментальних досліджень температурних режимів газопроводів стосуються, як правило, магістральних газопроводів великої довжини, в яких істотною може бути зміна температури газу внаслідок його дроселювання по довжині трубопроводу. Проблеми виникнення змінних температурних режимів у газопроводах різного призначення (не тільки магістральних) та їх впливу на точність обліку газу розглянуті останнім часом, зокрема в [3, 4, 5], у зв'язку із аналізом причин виникнення дисбалансів у газових організаціях. В цих роботах аналізуються причини виникнення режимів перетікання газу із змінною температурою потоку. У роботі [6] проаналізовано термодинамічні процеси, які відбуваються під час протікання газу через пристрої звуження, та визначено сферу застосування рівнянь різних термодинамічних процесів для розрахунку зміни температури газу під час його перетікання через пристрої звуження. У [7] досліджено причини виникнення та поведінку додаткових похибок визначення температури газу, зумовлених відхиленнями вимірюваного значення температури газу від його дійсного значення перед діафрагмою. Однак, у всіх названих роботах не запропоновано аналітичного способу дослідження впливу похибки визначення температури газу на похибку вимірювання його витрати.

Формулювання цілі статті. До додаткових похибок визначення температури газу у витратомірах змінного перепаду тиску потрібно зарахувати як похибки, що безпосередньо

впливають на вимірюване значення температури (похибка, зумовлена теплообміном між гільзою термоперетворювача та стінкою трубопроводу), так і похибки, що виникають внаслідок відмінності температури потоку у точці вимірювання від температури потоку перед пристроєм звуження (наприклад, похибка, зумовлена теплообміном стінки трубопроводу з повітрям).

Мета роботи – оцінити значення додаткових похибок визначення температури газу, а також встановити якісний і кількісний вплив похибки визначення температури газу на похибку вимірювання його витрати розробленням аналітичної залежності похибки вимірювання витрати від похибки визначення температури.

Виклад основного матеріалу. Додаткова систематична похибка визначення температури газу (ΔT), яка виникає в системах обліку встановлених на ділянках газопроводів із змінними параметрами потоку, містить три явно виражені складові:

- похибка, зумовлена теплообміном між гільзою термоперетворювача та стінкою трубопроводу (ΔT_T);
- похибка, зумовлена теплообміном стінки трубопроводу з повітрям (ΔT_x);
- похибка, зумовлена дроселюванням газу під час його протікання через пристрій звуження (ΔT_{op}).

Похибка ΔT_T виникає внаслідок різниці температур зануреного кінця гільзи термоперетворювача та стінки трубопроводу, що призводить до теплообміну між ними за допомогою теплопровідності та випромінювання (рис. 1). В результаті аналізу даного теплообміну встановлено, що за температур газového потоку, характерних для процесів транспортування та розподілення природного газу, теплообмін випромінюванням має набагато меншу інтенсивність, ніж теплообмін теплопровідністю. Теплообмін між гільзою термоперетворювача та стінкою трубопроводу має значний вплив на виміряне значення температури газу у разі встановлення термоперетворювача у трубопроводах малих діаметрів, оскільки довжина зануреної частини термоперетворювача, а отже, й віддаль чутливого елемента від стінки трубопроводу, тут є меншою. Величина похибки ΔT_T залежить від таких факторів, як різниця температур газу та навколишнього повітря, витрата і тиск (густина) газу в трубопроводі, товщина стінки гільзи термоперетворювача та глибина занурення термоперетворювача в трубопровід.

На основі дослідження теплообміну між гільзою термоперетворювача та стінкою трубопроводу за допомогою теплопровідності та випромінювання отримано [5] таку математичну модель похибки ΔT_T :

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

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

$$\Delta T_{TB} = -\frac{c_0 \cdot \varepsilon_T}{\alpha_T} \cdot \left(\left(\frac{T_{PT}}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_{cm.г}}{100} \right)^4 \right), \quad (3)$$

де ΔT_{TT} – похибка, зумовлена теплообміном за допомогою теплопровідності; ΔT_{TB} – похибка, зумовлена теплообміном за допомогою випромінювання; T_{PT} – температура, зареєстрована термоперетворювачем; $T_{cm.г}$ – температура внутрішньої поверхні стінки трубопроводу; L_{T3} – глибина занурення термоперетворювача в трубопровід; L_{T4} – довжина чутливого елемента термоперетворювача; b – допоміжний коефіцієнт, який залежить від конструктивних характеристик гільзи термоперетворювача та режиму теплообміну між потоком газу та гільзою термоперетворювача; $c_0=5,67 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}^4)$ – коефіцієнт теплового випромінювання абсолютно чорного тіла; ε_T – ступінь чорноти зовнішньої поверхні гільзи термоперетворювача.

Похибка ΔT_{TB} , зумовлена теплообміном за допомогою випромінювання, в умовах експлуатації газопроводів є незначною. Однак похибка ΔT_{TT} , зумовлена теплообміном за допомогою теплопровідності може істотно спотворювати результати вимірювання температури газу. За результатами аудиту вузлів обліку природного газу встановлено, що для систем обліку з невеликим

діаметром трубопроводу ($D_0 \leq 100$ мм) за значних різниць температур навколишнього повітря та потоку газу значення похибки ΔT_T може досягати $-1,5$ °С в зимових умовах роботи і $+3$ °С в літніх умовах роботи.

Похибка, зумовлена теплообміном стінки трубопроводу з повітрям ΔT_x , виникає внаслідок різниці температур потоку газу та навколишнього повітря, що призводить до теплообміну між ними та зміни температури газу по довжині трубопроводу (рис. 1). Величина похибки ΔT_x крім таких факторів впливу, як різниця температур газу та навколишнього повітря, витрата і тиск газу, істотно залежить від місця встановлення термоперетворювача (відстані між термоперетворювачем і пристроєм звуження). Під час встановлення термоперетворювача після діафрагми ця відстань, згідно з вимогами чинних нормативних документів [9,10,12], є меншою, ніж під час його встановлення до діафрагми, відповідно абсолютна величина цієї похибки теж буде меншою.

На основі дослідження процесу теплообміну між потоком газу та навколишнім повітрям у [5, 7] запропоновано математичну залежність для визначення похибки ΔT_x :

$$\Delta T_x = (T_{PT} - \Delta T_T - T_{нов}) \cdot \left(1 - e^{-\frac{K \cdot L_T}{q_{m,газ} \cdot c_{p,газ}}} \right), \quad (4)$$

де $T_{нов}$ – температура навколишнього повітря; K – коефіцієнт теплопередачі від потоку газу до навколишнього повітря; L_T – відстань між діафрагмою та місцем встановлення термоперетворювача з врахуванням алгебраїчного знака: плюс, коли термоперетворювач встановлений після діафрагми, мінус, коли термоперетворювач встановлений до діафрагми; $q_{m,газ}$ – масова витрата газу в трубопроводі; $c_{p,газ}$ – теплоємність газу за робочих умов.

За результатами моделювання температурного режиму газопроводів для діючих систем обліку встановлено, що похибка ΔT_x для різних систем обліку може досягати ± 3 °С.

Похибка, зумовлена дроселюванням газу під час його протікання через діафрагму $\Delta T_{др}$, існує під час встановлення термоперетворювача після діафрагми і виникає внаслідок зниження температури та втрати тиску газу на діафрагмі під час його протікання через діафрагму (див.рис.1). Втрати тиску на діафрагмі відбувається внаслідок наявності мертвих зон і внаслідок тертя. Величина втрати тиску та похибка $\Delta T_{др}$ залежить від відносного діаметра діафрагми та перепаду тиску на ній.

За умови, що процес часткового відновлення температури газу закінчився на ділянці до термоперетворювача, похибку $\Delta T_{др}$ можна знайти за інтегральним рівнянням дросельного ефекту (ефекту Джоуля-Томсона):

$$\Delta T_{др} = - \int_{p_{газ} - \Delta \varpi}^{p_{газ}} \mu_{JT} dp_{газ}, \quad (5)$$

де $p_{газ}$ – абсолютний тиск газу в трубопроводі; $\Delta \varpi$ – втрата тиску газу на діафрагмі; μ_{JT} – коефіцієнт Джоуля-Томсона, розрахунок якого виконується за формулою, отриманою на основі відомих термодинамічних залежностей із врахуванням вигляду рівняння стану, що застосовується для знаходження часткових похідних:

$$\mu_{JT} = \frac{R \cdot T_{газ}^2}{p_{газ} \cdot c_{p,газ}} \cdot \frac{\partial Z_{газ}}{\partial T_{газ}}, \quad (6)$$

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

За результатами розрахункового визначення похибки $\Delta T_{др}$ встановлено, що її значення може досягати в певних гідродинамічних режимах $-0,5$ °С. Однак необхідно ще раз зазначити, що наведене значення характеризує кінцеве зниження температури після відновлення параметрів потоку (тиску, температури) за діафрагмою. Багато дослідників приймають допущення, що довжина ділянки відновлення параметрів є меншою, ніж відстань від діафрагми до термоперетворювача. Однак для систем обліку, які працюють за значного відношення перепаду тиску до тиску газу, це припущення може бути хибним. Адіабатне зниження температури газу в отворі тут може досягати

10 °C і більше [6], а довжина ділянки відновлення температури, на думку авторів, може бути більшою, ніж відстань до термоперетворювача.

Необхідно звернути увагу на ще одну додаткову складову похибки вимірювання температури, яка може існувати у вузлах обліку розміщених на невеликій відстані після редукторів ГРС ($\Delta T_{ред}$). Внаслідок значного перепаду тиску на редукторах ГРС зниження температури газу під час дроселювання може становити 10–20 °C або й більше. Термодинамічний процес відновлення температури газу після редуктора може відбуватися вздовж усієї вимірювальної ділянки витратоміра змінного перепаду тиску. У разі, якщо термоперетворювач розміщений перед діафрагмою, а отже, близько до редуктора, вплив цього процесу на вимірне значення температури газу може бути особливо значним. Відомі експериментально підтверджені факти, коли різниця температури газу у двох перерізах вимірювального газопроводу перед діафрагмою, віддаль між якими становила 15–20 діаметрів газопроводу, досягала 4–6 °C. Уточнення значень похибки вимірювання температури $\Delta T_{ред}$ внаслідок впливу процесу редукування на регуляторах тиску є предметом подальших теоретичних та експериментальних досліджень.

Сумарну додаткову похибку визначення температури газу ΔT визначаємо за формулою

$$\Delta T = \Delta T_T + \Delta T_x + \Delta T_{др} + \Delta T_{ред} . \quad (7)$$

Якщо врахувати наведені вище значення кожної складової, що входить у рівняння (7), то очевидно, що сумарна додаткова похибка визначення температури може досягати граничних значень 5–10 °C.

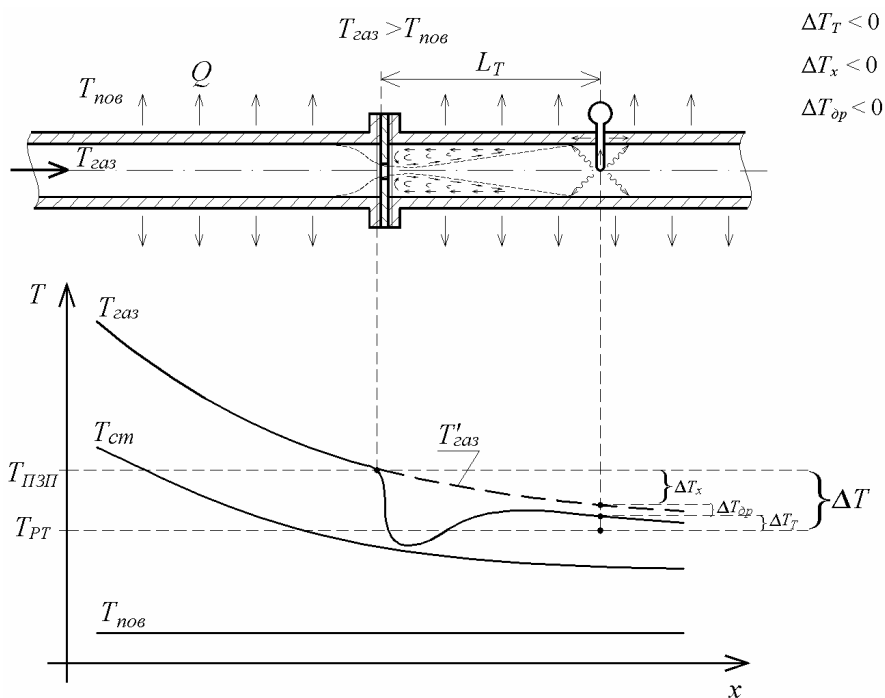


Рис.1. Схема виникнення похибки вимірювання температури ΔT та її складових

Отже, на ділянках із змінними параметрами потоку по довжині газопроводу, можуть виникати додаткові похибки визначення температури газу, внаслідок чого вимірне значення температури газу може істотно відрізнятися від температури перед пристроєм звуження ($T_{ПЗП}$).

Нехай вимірне значення температури $T_{вим}$ відрізняється від дійсного значення T_D температури газу перед пристроєм звуження на величину ΔT . Ця додаткова систематична похибка ΔT буде визначатись всіма зазначеними вище складовими: складовою, зумовленою теплообміном між гільзою термометра і стінкою трубопроводу, складовою, зумовленою теплообміном стінки трубопроводу з повітрям, а у разі встановлення термоперетворювача після діафрагми і складовою зумовлена дроселюванням газу під час протікання через діафрагму.

Дослідження впливу похибки визначення температури ΔT на похибку вимірювання витрати, доцільно виконати аналітично. Для цього запишемо рівняння розрахунку витрати за методом змінного перепаду тиску для двох випадків: вимірне значення температури газу дорівнює дійсній температурі газу ($T_{\text{вим}} = T_D$) та вимірне значення відрізняється від дійсного на величину ΔT ($T_{\text{вим}} = T_D + \Delta T$). При тому необхідно врахувати зміну діаметра отвору діафрагми, який обчислюється згідно з рівнянням [9]:

$$d = d_{20} \cdot [1 + \beta(T - 293.15)], \quad (8)$$

де d_{20} – діаметр отвору діафрагми при температурі 20 °C; α_{tCV} – коефіцієнт теплового розширення матеріалу діафрагми, K^{-1} , T – температура, К.

Витрату газу за стандартних умов Q_c для першого випадку ($T_{\text{вим}} = T_D$) визначаємо з рівняння

$$Q_c(T_D) = \frac{\pi \cdot d_{20}^2 [1 + \beta(T_D - 293.15)]^2}{4} \cdot \alpha \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{2T_c}{\rho_c P_c}} \cdot \sqrt{\frac{P \cdot \Delta P}{T_D \cdot K(P, T_D)}}.$$

Для випадку, коли вимірне значення температури відрізняється від дійсного на величину ΔT ($T_{\text{вим}} = T_D + \Delta T$), рівняння витрати має вигляд

$$Q_c(T_{\text{вим}}) = \frac{\pi \cdot d_{20}^2 [1 + \beta(T_D + \Delta T - 293.15)]^2}{4} \cdot \alpha \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{2T_c}{\rho_c P_c}} \cdot \sqrt{\frac{P \cdot \Delta P}{(T_D + \Delta T) \cdot K(P, T_D + \Delta T)}}.$$

Очевидно, що зміна розрахункової температури приводить, крім зміни розрахункового значення діаметра отвору діафрагми, що враховано рівнянням (8), також до зміни розрахункового значення внутрішнього діаметра трубопроводу та відносної площі отвору пристрою звуження. Однак за умови, що коефіцієнти температурного розширення матеріалів трубопроводу та діафрагми близькі, зміна відносної площі є незначною, а отже, і зміною коефіцієнтів α та ε , які є функцією відносної площі, можна знехтувати. Тоді отримаємо такий вираз відношення витрат $Q_c(T_{\text{вим}})$ до $Q_c(T_D)$

$$\frac{Q_c(T_{\text{вим}})}{Q_c(T_D)} = \frac{[1 + \beta(T_D + \Delta T - 293.15)]^2}{[1 + \beta(T_D - 293.15)]^2} \cdot \sqrt{\frac{1}{(1 + \Delta T / T_D)} \cdot \frac{K(P, T_D)}{K(P, T_D + \Delta T)}}. \quad (9)$$

Як очевидно із (9) на відношення витрат впливають дві складові: складова зміни діаметра отвору діафрагми $s_d = \frac{[1 + \beta(T_D + \Delta T - 293.15)]^2}{[1 + \beta(T_D - 293.15)]^2}$ та складова зміни густини газу

$s_p = \sqrt{\frac{1}{(1 + \Delta T / T_D)} \cdot \frac{K(P, T_D)}{K(P, T_D + \Delta T)}}$. Відносна зміна діаметра отвору діафрагми у разі зміни температури на величину ΔT дорівнює $\delta_d = (s_d - 1) \cdot 100\%$, відносна зміна густини газу – $\delta_p = (s_p - 1) \cdot 100\%$.

На рис. 2 показані графіки залежностей відносної зміни діаметра отвору діафрагми δ_d та відносної зміни густини газу δ_p від абсолютної похибки визначення температури ΔT для температури газу $T_D = 293$ К та тиску $P = 1.3$ МПа. Оскільки в діапазоні зміни аргументу $|\Delta T| \leq 10$ К функції δ_d , δ_p близькі до лінійних непарних, то на рис. 2 зображено тільки додатну півплощину системи координат. Графіки функцій δ_d , δ_p є симетричні щодо початку координат і значення δ_d , δ_p в діапазоні $\Delta T < 0$ відрізняються тільки знаком. Як зрозуміло з рис.2, зміна отвору діафрагми від зміни температури є порівняно невеликою і вплив складової δ_d на похибку вимірювання витрати буде незначним порівняно із впливом зміни густини газу δ_p .

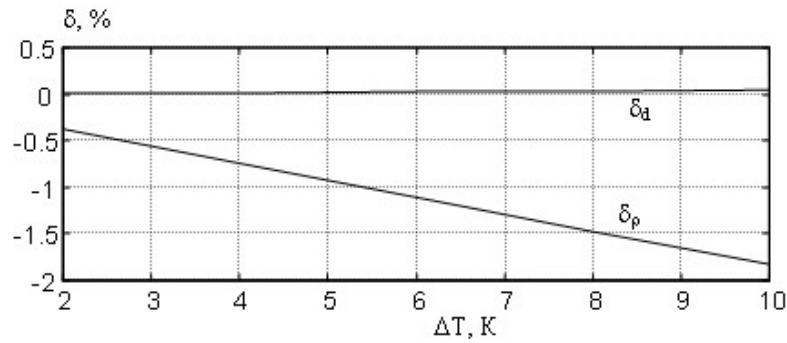


Рис. 2. Залежність відносної зміни діаметра отвору діафрагми δ_d та відносної зміни густини газу δ_ρ від абсолютної похибки визначення температури

Для того, щоб спростити вираз (9), доцільно подати рівняння коефіцієнта стискуваності як залежність від $P, T, \Delta T$. Пропонуємо таке рівняння:

$$K(P, T + \Delta T) = K(P, T)(1 + \alpha_K \cdot \Delta T), \quad (10)$$

де $\alpha_K = 3.8 \cdot 10^{-4} P - 4 \cdot 10^{-5}, K^{-1}$.

Перевірку рівняння (10) виконували порівнянням результатів розрахунку за (10) із результатами розрахунку за методом GERG91 мод. [14]. Встановлено, що для природних газів із густиною в стандартних умовах $\rho_c = 0,68 \dots 0,75 \text{ кг/м}^3$ в діапазоні температури $T = 250 \dots 290 \text{ K}$ та тиску до 3 МПа за відхилень температури $\Delta T \leq \pm 10 \text{ K}$ відхилень між значеннями, отриманими за (10), та значеннями, отриманими як $K(P, T_d + \Delta T)$ за методом GERG91 мод., не перевищують $\pm 0,2 \%$.

З врахуванням рівняння (10) вираз відношення витрат набуває вигляду

$$\frac{Q_c(T_{вим})}{Q_c(T_d)} = \frac{[1 + \alpha_{i,cy}(T_d + \Delta T - 293.15)]^2}{[1 + \alpha_{i,cy}(T_d - 293.15)]^2} \cdot \frac{1}{\sqrt{(1 + \Delta T / T_d)(1 + \alpha_K \Delta T)}}. \quad (11)$$

Відносна похибка вимірювання витрати

$$\delta_Q = \left(\frac{Q_c(T_{вим})}{Q_c(T_d)} - 1 \right) \cdot 100\%. \quad (12)$$

На рис. 3 показані результати розрахунку відносної похибки δ_Q за формулою (12) для різних значень похибки вимірювання температури ΔT за значень абсолютного тиску природного газу 0,4 МПа (газотранспортні мережі середнього тиску), 1,3 МПа та 3,0 МПа (газотранспортні мережі високого тиску). Як очевидно із рис.3, функція $\delta_Q = f(\Delta T)$ близька до лінійної непарної в діапазоні зміни аргументу $|\Delta T| \leq 10 \text{ K}$, значення $\delta_Q(-\Delta T)$ та $\delta_Q(\Delta T)$ дуже незначно відрізняються за модулем.

З рис. 3 зрозуміло, що, якщо вимірне значення температури відрізняється від дійсного на величину $|\Delta T| < 10 \text{ }^\circ\text{C}$, то обчислене системою обліку значення витрати буде відрізнитись від дійсного значення на величину до 2,5 %. У разі збільшення тиску природного газу вплив похибки ΔT на відносну похибку обчислення витрати зростає. Це зв'язано із збільшенням чутливості коефіцієнта стискуваності до зміни температури dK/dT під час зростання тиску природного газу в діапазоні від 0,1 МПа до 10 МПа.

Знак сумарної додаткової похибки вимірювання температури газу залежить від місця розміщення термоперетворювача (до чи після пристрою звуження), від знака температурного градієнта ($T_{газ} - T_{пов}$) і може бути як додатним, так і від'ємним. Наприклад, для вузла обліку, який працює в умовах, зображених на рис.1, сумарна додаткова похибка буде від'ємною за розміщення термоперетворювача після діафрагми і додатною – у разі його розміщення перед діафрагмою. Це, як бачимо із рис.3, призведе до зниження вимірюваного значення витрати у першому випадку і до його завищення у другому.

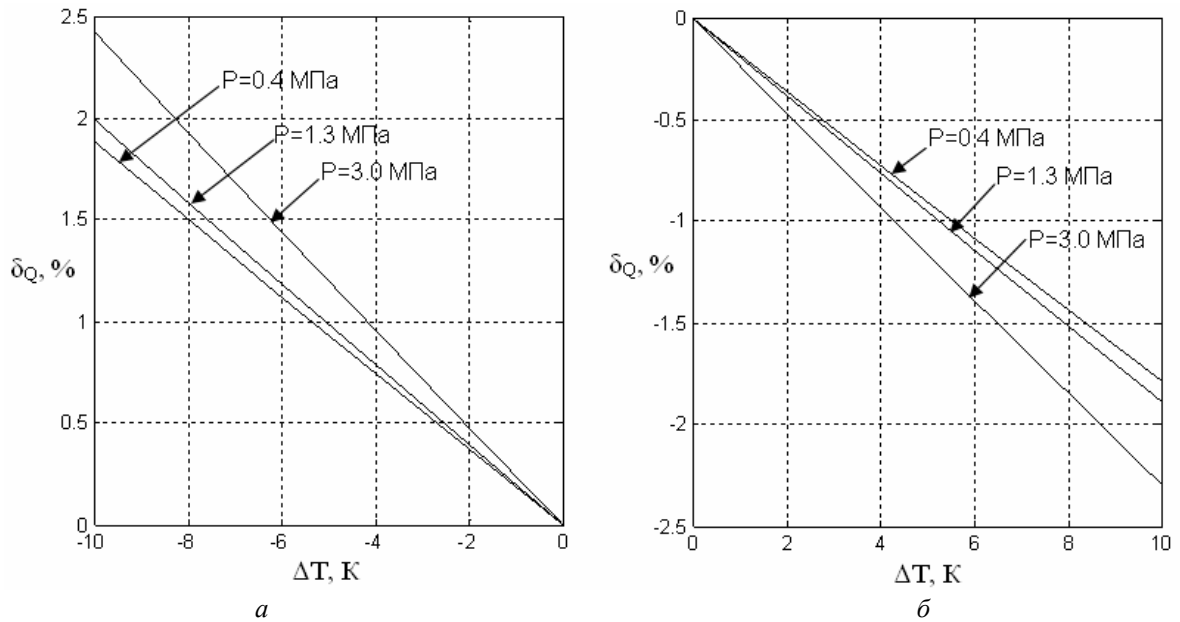


Рис. 3. Залежність відносної похибки d_Q від значень похибки вимірювання температури газу:

$a - \Delta T < 0$, $b - \Delta T > 0$

Варто відмітити декілька поширених у практиці обліку природного газу типових умов застосування витратомірів змінного перепаду тиску, у яких знак сумарної додаткової похибки вимірювання температури газу не змінюється протягом тривалого періоду вимірювання, що спричиняє спотворення облікованого об'єму газу за цей період:

- вимірювальна ділянка витратоміра встановлена після редукторів ГРС, термоперетворювач розміщений на великій відстані перед діафрагмою. Термоперетворювач знаходиться в зоні зниженої температури ($\Delta T < 0$), що зумовлює завищення вимірюваного значення витрати (див.рис.3а);

- вимірювальна ділянка витратоміра встановлена у приміщенні із підвищеною температурою (котельня) близько до входу газопроводу в приміщення, термоперетворювач встановлений до діафрагми. У зимовий період термоперетворювач знаходиться в зоні зниженої температури ($\Delta T < 0$), що спричиняє завищення вимірюваного значення витрати;

- вимірювальна ділянка витратоміра встановлена у приміщенні із підвищеною температурою (котельня) близько до входу газопроводу в приміщення, термоперетворювач встановлений після діафрагми. У зимовий період термоперетворювач знаходиться в зоні підвищеної температури ($\Delta T > 0$), що призводить до заниження вимірюваного значення витрати

Висновки. Отже, сумарна додаткова похибка визначення температури може досягати граничних значень 5 ... 10 °С. Для визначення додаткової складової похибки вимірювання витрати δ_Q за відомої абсолютної похибки вимірювання температури газу ΔT пропонується застосовувати аналітичні залежності (10), (11) і (12). Однак поза областю параметрів, визначеною для застосування рівняння (12), для розрахунку відношення витрат необхідно застосовувати рівняння (9).

Результати застосування рівнянь (10), (11), (12) показують, що додаткова складова похибки вимірювання витрати за рахунок неправильного вимірювання температури газу може досягати 2 % і більше як в бік завищення, так і в бік заниження значень витрати.

Усунути додаткову похибку вимірювання витрати δ_Q , зумовлену похибкою вимірювання температури, можна усуненням усіх складових похибки ΔT . Для усунення похибки ΔT_T рекомендується: а) встановлення термоперетворювача з теплоізоляційною вставкою. Це призведе до усунення теплообміну між гільзою термоперетворювача та стінкою трубопроводу за допомогою

теплопровідності; б) здійснення теплоізоляції ділянки трубопроводу в місці встановлення термоперетворювача, що призведе до зменшення різниці температур зануреного кінця гільзи термоперетворювача та стінки трубопроводу.

Для усунення похибки ΔT_x необхідно встановити теплоізоляцію на вимірювальній ділянці трубопроводу. Розрахунок товщини шару теплоізоляції необхідно виконувати на основі [13].

Для зменшення похибки ΔT_{op} необхідно правильно вибрати місце встановлення термоперетворювача: у разі встановлення термоперетворювача до діафрагми похибка ΔT_{op} відсутня, а за встановлення термоперетворювача після діафрагми ця похибка матиме найменше значення на відстані, на якій процес відновлення структури потоку завершився. Однак, відповідно до вимог [10] відстань між діафрагмою та термоперетворювачем, встановленим після неї, не повинна перевищувати $15 \cdot D_6$.

1. Кривошеин Б.Л. Теплофизические расчеты газопроводов. – М.: Недра, 1982. – 168 с. 2. Ходанович И.Е. и др. Тепловые режимы магистральных газопроводов. – М.: Недра, 1971. – 216 с. 3. Пистун Е.П., Учитель И.Л. Проблемы учета природного газа в газораспределяющих организациях // Материалы III-го Междунар. науч.-практ. форума „Совершенствование измерений расхода, регулирование и коммерческий учет энергоносителей” – Санкт-Петербург, 2003. – С. 143-149. 4. Пистун Е.П., Учитель И.Л. Сучасні проблеми обліку природного газу // Матеріали III-ої Всеукраїнської наук.-техн. конф. “Вимірювання витрати та кількості газу і нафтопродуктів” – Івано-Франківськ, 2003. – С.11. 5. Матіко Ф. Д., Федоришин Р. М. Дослідження впливу температурного режиму потоку природного газу на точність вимірювання його витрати методом змінного перепаду тиску // Вісник Національного університету „Львівська політехніка”: Автоматика, вимірювання та керування. – 2007. – № 574. – С. 29-38.. 6. Ф. Матіко, І. Учитель. Моделювання температурного режиму газового потоку при його протіканні через пристрої звуження // Теплоенергетика. Інженерія доквілля. Автоматизація: Вісник НУ “ЛП”. – 2003. – № 476. – С. 27-32. 7. Федоришин Р. М. Підвищення точності вимірювання об’єму природного газу за допомогою пристроїв звуження потоку в системах з підігрівом газу: автореф. дис. к.т.н.: 05.11.01 / НУ“ЛП” – Львів, 2007 – 20 с. 8. Поршаков Б.П. Термодинамика и теплопередача (в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности): Учебник для вузов. – М.: Недра, 1987. – 349 с. 9. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. – М.: Изд-во стандартов, 1982. 10. ГОСТ 8.586.1-2005 Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования. 11. ГОСТ 8.586.2-2005 Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования. 12. ГОСТ 8.586.5-2005 Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений. 13. СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. 14. ГОСТ 30319.2-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 53 с.