

Ф.Д. Матіко, Б.І. Прудніков*, М.І. Олійник
Національний університет “Львівська політехніка”,
*ПАТ “Івано-Франківськгаз”

МЕТОД ВИЯВЛЕННЯ ВИТОКІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ІЗ ДІЛЯНОК ГАЗОРОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ЗА УМОВИ ЗМІНИ ТИСКУ ГАЗУ

© Матіко Ф.Д., Прудніков Б.І., Олійник М.І., 2013

Запропоновано метод виявлення витоків природного газу із ділянок газорозподільних мереж без припинення газопостачання та виконано аналіз можливості застосування цього методу на ділянках газорозподільних мереж низького та середнього тисків.

Ключові слова: витік газу, газорозподільна мережа, моделювання.

The method of the leaks detection in natural gas distribution systems without the stopping of gas transportation is proposed in the paper. Analysis of application of the method in gas distribution systems with low and medium pressure of gas is carried out.

Key words: gas leak, gas distribution system, modeling.

Постановка проблеми

Значна частка газорозподільних мереж, якими газ постачають до кінцевих споживачів, експлуатується тривалий час і потребує реконструкції, або її заміни. Внаслідок незадовільного стану таких ділянок зростає об'єм витоків (втрат) газу, а також зростають дисбаланси об'єму газу в газорозподільних мережах. У сучасних умовах, коли ціна природного газу невпинно збільшується, розроблення методів виявлення витоків газу є надзвичайно актуальним завданням.

Аналіз відомих технічних рішень

Відомі методи виявлення витоків із припиненням газопостачання, які передбачають відімкнення ділянок газорозподільних мереж та аналіз зниження тиску в цих ділянках протягом певного часу. Однак ці методи потребують залучення значної кількості людей для виконання операцій відімкнення газопроводів та відновлення газопостачання, а також тривалого часу для виявлення витоків. Відомі також “балансові” методи виявлення витоків із застосуванням мобільних [1], або стаціонарних витратомірів [2]. Ці методи можуть бути застосовані без припинення газопостачання, однак вимагають виконання аналізу всіх складових рівняння балансу: вимірювання витрати газу на вході ділянки, вимірювання витрат на виході (до споживачів), визначення об'єму технологічних втрат, що також потребує залучення великої кількості спеціалістів.

Ще одним методом виявлення витоків є метод аналізу градієнта тиску по довжині газопроводу [2]. Відомо, що, коли з'являється витік газу із газопроводу, розподіл тиску по довжині газопроводу змінюється, причому точка “зламу” профілю тиску вказує на точку витoku газу. Однак цей метод можна застосовувати лише на ділянках газопроводів без відборів газу, тому його не вдається застосувати на газопроводах, що прокладені у населених пунктах.

Метою роботи є розроблення методу виявлення витоків із застосуванням мобільного витратовимірювального комплексу, що не потребує припинення газопостачання та здебільшого застосування є менш трудомістким порівнянно із балансними методами і апробація цього методу шляхом математичного моделювання ділянки газорозподільної мережі.

Виклад основного матеріалу

Автори пропонують метод, що передбачає зміну тиску газу у досліджуваній ділянці мережі, тому його автори назвали “метод зміни тиску”.

Суть методу та особливості його застосування пояснимо на прикладі тупикової ділянки газорозподільної мережі, зображеної спрощено на рис. 1. Газ надходить з виходу газорегуляторного пункту (ГРП) із витратою $Q_{ГРП}$ у досліджувану ділянку мережі. Витрату $Q_{ГРП}$ вимірюють при закритій вихідній засувці КР1 за допомогою мобільного витратовимірювального комплексу (МВК). На ділянці наявний витік газу $Q_{В}$, який може бути зумовлений як механічними чи корозійними пошкодженнями, так і нещільностями з'єднань елементів газопроводів та обладнання, що виникають під час експлуатації.

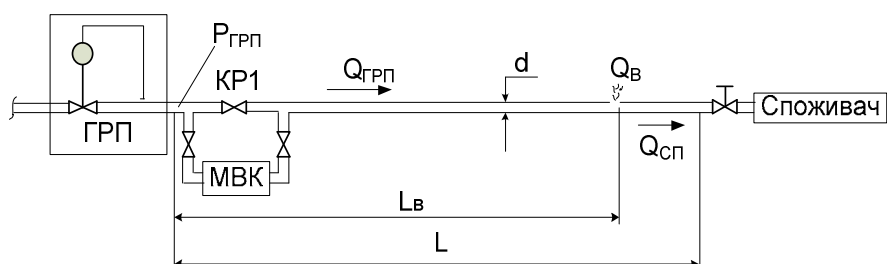


Рис. 1. Спрощена схема ділянки газорозподільної мережі із невиявленими витокami

Для застосування методу необхідно, щоб кількість газу, яку відбирає споживач (споживачі) із газопроводу, була постійною ($Q_{СП} = \text{const}$). Ця умова на практиці може бути виконана для невеликого інтервалу часу вимірювання навіть у разі зміни тиску газу в мережі. Промислові чи великі комунальні споживачі одержують газ через власні ГРП, газорегуляторні установки (ГРУ), шафні газорегуляторні пункти (ШРП), які підтримують тиск постійним для їх внутрішньої мережі, а отже, витрата газу до таких споживачів визначається тільки технологічними вимогами. Протягом інтервалу вимірювання технологічні відбори можна утримувати постійними. При увімкненні до ділянки мережі побутових споживачів необхідно вибрати період часу упродовж доби коли загальна витрата споживання є відносно постійною, або припинити газопостачання побутових споживачів.

Витрата газу з ГРП визначається двома складовими: сумарною витратою споживання $G_{СП}$ та втратами внаслідок невиявлених витоків $G_{В}$. Тоді, згідно із законом збереження маси

$$G_{ГРП} = G_{СП} + G_{В}, \quad (1)$$

де $G_{ГРП}$ – масова витрата газу з виходу ГРП, кг/с; $G_{СП}$ – масова витрата газу до споживача, кг/с; $G_{В}$ – масова витрата витоків газу через пошкодження, кг/с.

У газовій промисловості користуються об'ємними одиницями вимірювання, тому необхідно перетворити рівняння (1) до об'ємної форми. Враховуючи, що масова витрата може бути визначена як добуток об'ємної витрати за стандартних умов та густини газу за стандартних умов $G = Q_c \times \rho_c$, отримуємо рівняння

$$Q_{ГРПc} = Q_{СПc} + Q_{Вc}, \quad (2)$$

де $Q_{ГРПc}$, $Q_{СПc}$, $Q_{Вc}$ – витрати відповідно з виходу ГРП, до споживача та витоків газу через пошкодження зведені до стандартних умов.

За умови, що на виході ГРП встановлений тиск P_1 , витрата газу з виходу ГРП визначається рівнянням

$$Q_{ГРП1c} = Q_{СПc} + Q_{В1c}. \quad (3)$$

Якщо переналагодити регулятор тиску на ГРП для підтримування нового значення тиску газу в мережі P_2 , то через деякий час, на виході ГРП буде встановлено тиск P_2 і нове значення витрати газу $Q_{ГРП2c}$, що відповідає цьому тиску

$$Q_{ГРП2c} = Q_{СПc} + Q_{В2c}. \quad (4)$$

Очевидно, що зміна тиску газу може виконуватись в допустимих межах. Межі зміни визначаються вимогами “Правил безпеки ...” [3] та особливостями настроювання регулюючої і запобіжної арматури в конкретній мережі.

Оскільки забезпечено стабільність витрати споживання $Q_{СП}$, то зміна витрати з виходу ГРП зумовлена зміною витрати витоків, яка залежить від тиску газу в трубопроводах. Віднявши від рівняння (5) рівняння (4), отримаємо

$$Q_{ГРП2c} - Q_{ГРП1c} = Q_{В2c} - Q_{В1c}. \quad (5)$$

Тобто зміна витрати на виході ГРП визначається зміною витрати газу через наявні нещільності та пошкодження газопроводів, або навпаки: за відсутності нещільностей та пошкоджень газопроводів зміна витрати газу при зміні тиску газу в мережі повинна бути незначною. Вимірюючи витрату на виході ГРП витратовимірювальним комплексом (мобільним, як показано на рис. 1, або стаціонарним), можемо зробити висновок про наявність та об’єм витоків на досліджуваній ділянці за різницею витрат газу при тиску P_1 та P_2

$$\Delta Q_{МВК} = Q_{МВК2} - Q_{МВК1} = Q_{ГРП2c} - Q_{ГРП1c} = Q_{В2c} - Q_{В1c}. \quad (6)$$

Висновок про наявність нещільностей та пошкоджень на досліджуваній ділянці мережі слід робити із врахуванням того, що для всіх елементів газорозподільних мереж властива умовна герметичність. Тобто навіть у стані повної працездатності ділянка не є абсолютно герметичною і певний об’єм газу, що вважається допустимим для технології побудови цієї ділянки, витікає із нещільностей елементів ділянки. Граничний нормативний об’єм витоків газу із досліджуваної ділянки може бути визначений за методикою [4].

За умови, що граничний нормативний об’єм витоків на досліджуваній ділянці становить $Q_{НВ}$, а абсолютна похибка вимірювання витрати за допомогою витратовимірювального комплексу $\Delta_{МВК}$, висновок про наявність витоків можна сформулювати так:

- якщо $\Delta Q_{МВК} > Q_{НВ} + \Delta_{МВК}$, то можна стверджувати, що на досліджуваній ділянці газопроводу є нещільності та пошкодження; ділянку необхідно детально обстежити і виконати заходи для усунення витоків;

- якщо $\Delta Q_{МВК} \leq Q_{НВ} - \Delta_{МВК}$ – значних витоків газу на ділянці немає і газопровід умовно герметичний.

Для перевірки можливості застосування методу у ділянках газорозподільних мереж, які експлуатуються при середньому ($0,05 < P \leq 3$ кгс/см²) або низькому ($P \leq 0,05$ кгс/см²) тиску автори виконали моделювання тупикової ділянки газорозподільної мережі, зображеної на рис. 1.

Модель ділянки газорозподільної мережі, зображеної на рис. 1, побудована на основі рівняння (2), рівнянь руху газу у газопроводах та витікання через пошкодження газопроводів.

Витрата газу з виходу ГРП може бути визначена на основі залежності швидкості потоку газу на виході ГРП $v_{ГРП}$ від різниці тисків на початку та в кінці ділянки [5]:

$$\frac{P_{ГРП}^2 - P_{СП}^2}{2P_{ГРП}} = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\rho_{ГРП} \cdot v_{ГРП}^2}{2}, \quad (7)$$

де $P_{ГРП}$ – абсолютний тиск газу на початку ділянки, Па; $P_{СП}$ – абсолютний тиск газу в кінці ділянки, Па; $\rho_{ГРП}$ – густина газу за робочих умов на початку ділянки, кг/м³; $v_{ГРП}$ – швидкість руху газу на початку ділянки, м/с; L , d – довжина та діаметр ділянки газопроводу, м; λ – коефіцієнт гідравлічного тертя.

Рівняння (7) отримане для ізотермічного протікання газу у горизонтальному газопроводі. Однак вказані спрощення цілком прийнятні для умов досліджуваного завдання. За умови підземного прокладання газопроводу температура газу в ньому близька до температури ґрунту і зміна її по довжині розподільного газопроводу є незначною. Відхилення положення газопроводу від горизонтального для природного газу також незначно впливає на пропускну здатність газопроводу. Зокрема, відхилення пропускну здатності горизонтального та вертикального газопроводу не перевищує 5–6 % [5].

Для аналізу залежності швидкості потоку $v_{ГРП}$ від різниці тисків рівняння (7) доцільно подати у такому вигляді:

$$\Delta P = \frac{2}{2 - \frac{\Delta P}{P_{ГРП}}} \cdot \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\rho_{ГРП} \cdot v_{ГРП}^2}{2}, \quad (8)$$

ΔP – перепад тиску на досліджуваній ділянці газопроводу $\Delta P = P_{ГРП} - P_{СП}$, Па.

Із (8) видно, що за умови, коли відносне значення різниці тисків на ділянці газопроводу $\Delta P/P_{ГРП}$ є незначним, вираз $2/(2-\Delta P/P_{ГРП})$ прямує до одиниці і рівняння (8) перетворюється у рівняння Дарсі-Вайсбаха. Застосування цього рівняння для моделювання втрат тиску обґрунтоване тим, що для переважної більшості ділянок газорозподільних мереж режим руху газу є турбулентним. Це підтверджено результатами досліджень режимів протікання природного газу в газопроводах низького, середнього, високого тисків [5], виконаних за проектами газопостачань у містах Запоріжжя, Слов'янськ, Київ та Дніпропетровськ. Розподіл газопроводів за режимами протікання газу у них, отриманий за результатами цих досліджень, наведений у табл. 1.

Таблиця 1

Розподіл газопроводів за режимами протікання газу у них

| Режим руху газу | Частка газопроводів (у %) із відповідним режимом руху | | |
|---------------------------------|---|------------------|----------------|
| | низького тиску | середнього тиску | високого тиску |
| Ламінарний режим | 8 | - | - |
| Перехідний режим | 13 | - | - |
| Турбулентний режим: | | | |
| - зона гідравлічно гладких труб | 59 | 1 | - |
| - зона перехідна | 20 | 86 | 24 |
| - зона квадратичного опору | - | 13 | 76 |

Як видно із табл. 1, режим руху газу в мережах розподільних газопроводів переважно турбулентний. Тільки у газопроводах низького тиску режим протікання газу може змінитись до перехідного та ламінарного.

Коефіцієнт гідравлічного тертя λ , застосований у формулах (7), (8), для різних режимів руху газу може бути визначений за формулами [5]:

– для ламінарного режиму потоку ($Re \leq 2000$) $\lambda = \frac{64}{Re} \quad (9)$

– для перехідного режиму потоку ($2000 < Re \leq 4000$) $\lambda = 0.0025 \cdot \sqrt[3]{Re} \quad (10)$

– для турбулентного режиму потоку ($Re > 4000$) $\lambda = 0.11 \left(\frac{k_E}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0.25} \quad (11)$

k_E – еквівалентна абсолютна шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу, м; Re – число Рейнольдса.

Враховуючи, що швидкість потоку $v_{ГРП}$ зв'язана із витратою газу за робочих умов $Q_{ГРП}$ таким співвідношенням:

$$v_{ГРП} = \frac{Q_{ГРП}}{S} = \frac{4Q_{ГРП}}{\pi d^2}, \quad (12)$$

де S – площа поперечного перерізу трубопроводу, із (9) отримаємо рівняння

$$\Delta P = \frac{2}{2 - \frac{\Delta P}{P_{ГРП}}} \cdot \lambda \cdot \frac{16L}{\pi^2 d^5} \cdot \frac{\rho_{ГРП}}{2} \cdot Q_{ГРП}^2, \quad (13)$$

звідки витрата газу з виходу ГРП за робочих умов

$$Q_{ГРП} = \sqrt{\frac{\frac{\Delta P}{2 - \frac{\Delta P}{P_{ГРП}}} \cdot \lambda \cdot \frac{16L}{\pi^2 d^5} \cdot \frac{\rho_{ГРП}}{2}}{\Delta P}} \cdot \quad (14)$$

Для моделювання процесу витікання через пошкодження підземного газопроводу автори розробили математичну модель [6] на основі дресельної структури та рівняння Дарсі [7]. Розроблена модель дозволяє визначити значення витрат по всій площі витікання газу із підземного газопроводу і враховує неоднорідність структури ґрунту по площі витікання. Сумарна витрата витоку газу із підземного газопроводу знаходиться як сума витрат, зведених до стандартних умов по всій площі витікання.

Застосування моделі витікання із підземного газопроводу можливе за умови, що відомий коефіцієнт газопроникності ґрунту. Автори запропонували методику визначення газопроникності ґрунту, яка дозволяє визначити газопроникність сипких порід, та отримані значення коефіцієнта газопроникності для деяких зразків ґрунту [8]. Однак застосування моделі витікання на основі дресельної структури значно ускладнює модель ділянки газорозподільної мережі, тому автори розробили спрощене рівняння витоку газу із підземного газопроводу на основі закону Дарсі [7]. Рівняння має вигляд

$$Q_B = \frac{K_B \cdot S_{П}}{\mu \cdot H} (P_B - P_{АТМ}), \quad (15)$$

де Q_B – витрата газу через пошкодження за робочих умов, м³/с; K_B – коефіцієнт витоку газу через шар ґрунту, м²; H – глибина прокладання газопроводу, м; μ – динамічна в'язкість газу, Па·с; P_B – абсолютний тиск у місці виникнення пробоїни, Па; $S_{П}$ – сумарна площа пошкоджень газопроводу, м.

Коефіцієнт витоку газу через шар ґрунту K_B автори обчислили для умов поставленого завдання за математичною моделлю на основі дресельної структури [6] та експериментальними значеннями коефіцієнта газопроникності із [7].

За рівняннями (14), (15) можна обчислити витрату газу за робочих умов, однак для застосування цих залежностей у рівнянні (2) необхідно отримати витрату за стандартних умов, застосувавши відоме рівняння

$$Q_C = Q_P \cdot \frac{P_P}{P_C} \cdot \frac{T_C}{T_P \cdot K}. \quad (16)$$

Тут індекс p відноситься до робочих умов, c – до стандартних умов ($P_C = 101325$ Па, $T_C = 293,15$ °К), K – коефіцієнт стисливості газу.

Отже, за умови, що виконані заходи для того, щоб кількість газу, яку відбирають споживачі із газопроводу, була постійною $Q_{СПС} = const$, отримуємо систему рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{ГРПc} = Q_{СПС} + Q_{Bc} \\ Q_{ГРП} = \sqrt{\frac{\frac{\Delta P}{2 - \frac{\Delta P}{P_{ГРП}}} \cdot \lambda \cdot \frac{16L}{\pi^2 d^5} \cdot \frac{\rho_{ГРП}}{2}}{\Delta P}}, \quad Q_{ГРПc} = Q_{ГРП} \cdot \frac{P_{ГРП}}{P_C} \cdot \frac{T_C}{T_{ГРП} \cdot K} \\ Q_B = \frac{K_B \cdot S_{П}}{\mu \cdot H} (P_B - P_{АТМ}), \quad Q_{Bc} = Q_B \cdot \frac{P_B}{P_C} \cdot \frac{T_C}{T_B \cdot K} \\ Q_{СПС} = const \end{array} \right. \quad (17)$$

Система рівнянь (17) є математичною моделлю досліджуваної ділянки газопроводу і дозволяє визначити тиск у точці пошкодження газопроводу, витрату через пошкодження і загальну витрату з виходу ГРП, тобто витрату через витратовимірювальний комплекс.

Моделювання витoku природного газу на ділянці мережі низького тиску ($P \leq 0,05$ кгс/см²) виконане для таких параметрів ділянки:

- початковий та кінцевий тиски, на які настроюють регулятор ГРП, становлять відповідно 290 та 340 мм.вод.ст. ;
- довжина підземної ділянки газопроводу – 900 м, глибина прокладання газопроводу – 1,0 м;
- діаметр трубопроводу – 100 мм;
- кількість газу, яку відбирають споживачі, є постійною і становить 100 м³/год (за ст.ум.).

Результати моделювання для умов прокладання газопроводу у піщаному ґрунті (коефіцієнт газопроникності якого $C = 2,06 \cdot 10^{-10}$ м²), та для умов прокладання у глинистому ґрунті (коефіцієнт газопроникності $C = 2,68 \cdot 10^{-12}$ м²), наведені у табл. 2. Еквівалентний діаметр пошкодження, значення якого наведені у табл. 2, зв'язаний із площею пошкодження співвідношенням $d_{\Pi} = (4S/\pi)^{0,5}$. Залежності зміни витрати газу $\Delta Q_{\text{МВК}}$, м³/год (за ст.ум.) від відстані від ГРП до місця пошкодження для умов прокладання газопроводу у піщаному ґрунті наведені на рис. 2.

Таблиця 2

Зміна витрати газу $\Delta Q_{\text{МВК}}$ на виході ГРП при зміні тиску газу від 290 до 340 мм.вод.ст. та наявності пошкоджень підземного газопроводу

| Еквівалентний діаметр пошкодження, мм | Зміна витрати газу $\Delta Q_{\text{МВК}}$, м ³ /год (за ст.ум.) для відстані від ГРП до місця пошкодження, м | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|---|-------|-------|-------|-------|-----------------|-------|-------|-------|-------|
| | піщаний ґрунт | | | | | глинистий ґрунт | | | | |
| | 50 | 200 | 400 | 600 | 800 | 50 | 200 | 400 | 600 | 800 |
| 1 | 0,145 | 0,145 | 0,144 | 0,144 | 0,143 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 |
| 2 | 0,291 | 0,289 | 0,288 | 0,287 | 0,286 | 0,011 | 0,011 | 0,011 | 0,011 | 0,011 |
| 5 | 0,725 | 0,721 | 0,715 | 0,709 | 0,703 | 0,029 | 0,028 | 0,028 | 0,028 | 0,028 |
| 10 | 1,448 | 1,432 | 1,411 | 1,391 | 1,372 | 0,057 | 0,057 | 0,057 | 0,057 | 0,056 |
| 15 | 2,169 | 2,133 | 2,088 | 2,046 | 2,006 | 0,085 | 0,085 | 0,085 | 0,085 | 0,084 |
| 20 | 2,886 | 2,823 | 2,745 | 2,673 | 2,606 | 0,114 | 0,114 | 0,113 | 0,113 | 0,113 |
| 25 | 3,600 | 3,502 | 3,382 | 3,273 | 3,174 | 0,142 | 0,142 | 0,142 | 0,141 | 0,141 |

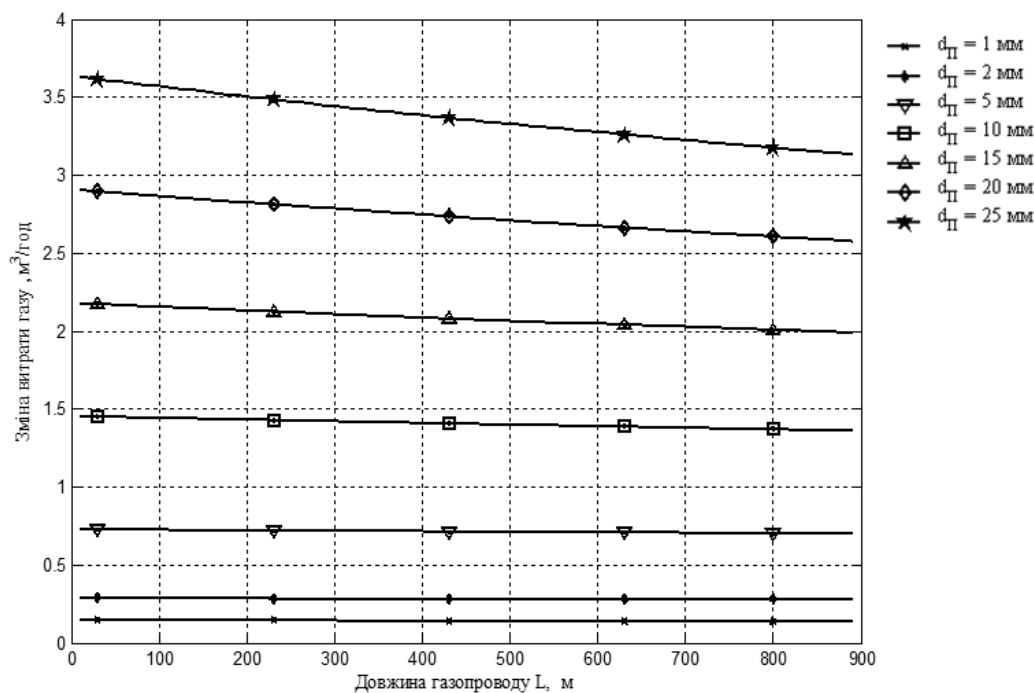


Рис. 2. Графік залежності різниці витрат $\Delta Q_{\text{МВК}}$ від місця виникнення пробойни та умовного діаметра цієї пробойни для прокладання газопроводу у піщаному ґрунті

Як видно із рис. 2, навіть за умови прокладання газопроводу у піщаному ґрунті, який має коефіцієнт газопроникності на два порядки вищий, ніж глинистого ґрунту, зміна витрати газу $\Delta Q_{\text{МВК}}$ досягає значення $3.6 \text{ м}^3/\text{год}$ (60 л/хв) при еквівалентному діаметрі пробоїни 25 мм . За умови, що сумарна витрата споживачів є значною (як у розглянутому прикладі), зробити висновок про наявність витоків на досліджуваній ділянці складно. По-перше, більшість значень $\Delta Q_{\text{МВК}}$, наведених у табл. 2, знаходяться в зоні похибки витратовимірювального комплексу, по-друге, найбільші значення $\Delta Q_{\text{МВК}}$, отримані для умов прокладання газопроводу у піщаному ґрунті, співвимірні із нормативним об'ємом витоків на досліджуваній ділянці $Q_{\text{НВ}}$. У такому випадку застосування методу можливе тільки за умови відімкнення споживачів та аналізу не тільки зміни витрати $\Delta Q_{\text{МВК}}$, а й абсолютних значень витрати $Q_{\text{МВК}}$, як це запропоновано у [9]. Однак застосування методу можливе при зміні тиску на величину, більшу, ніж у розглянутому прикладі. Крім того, під час виконання обстеження газопроводів та виявлення витоків автори неодноразово наражалися на корозійні пошкодження підземних газопроводів низького тиску, сумарна площа яких значно перевищує розглянуту у прикладі. У такому випадку метод може бути ефективно застосований для виявлення витоків.

Моделювання витоку природного газу на ділянці мережі середнього тиску ($0,05 < P \leq 3 \text{ кгс/см}^2$) виконане для таких параметрів ділянки:

- початковий та кінцевий тиски, на які настроюють регулятор ГРП, становлять 1.9 та 2.1 кгс/см^2 ;

- довжина ділянки газопроводу – 1000 м , глибина прокладання газопроводу – $1,0 \text{ м}$;

- діаметр трубопроводу – 150 мм ;

- кількість газу, яку відбирають споживачі із газопроводу, становить $1000 \text{ м}^3/\text{год}$ (за ст.ум.).

Результати моделювання для газопроводу середнього тиску, наведені у табл. 3. Залежності зміни витрати газу $\Delta Q_{\text{МВК}}$, $\text{м}^3/\text{год}$ (за ст.ум.) від відстані від ГРП до місця пошкодження для умов прокладання газопроводу у піщаному ґрунті наведені на рис. 3.

Із наведених результатів видно, що навіть при невеликих пошкодженнях газопроводу середнього тиску зміна витрати газу при вказаній зміні тиску є значною для прокладання газопроводу і в піщаному і в глинистому ґрунті. Для модельованої ділянки газопроводу зміна витрати $\Delta Q_{\text{МВК}}$ досягає значення $26,4 \text{ м}^3/\text{год}$ для прокладання газопроводу в глинистому ґрунті та $660 \text{ м}^3/\text{год}$ – для прокладання в піщаному ґрунті при умовному діаметрі пробоїни 25 мм . Така зміна витрати може бути зафіксована витратовимірювальним комплексом і виявлена навіть за умови наявності значної витрати споживання.

Таблиця 3

Зміна витрати газу $\Delta Q_{\text{МВК}}$ на виході ГРП при зміні тиску газу від $1,9$ до $2,1 \text{ кгс/см}^2$ та наявності пошкоджень підземного газопроводу

| Еквівалентний діаметр пошкодження, мм | Зміна витрати газу $\Delta Q_{\text{МВК}}$, $\text{м}^3/\text{год}$ (за ст.ум.) для відстані від ГРП до місця пошкодження, м | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|---|-------|-------|-------|-------|-----------------|------|------|------|------|
| | піщаний ґрунт | | | | | глинистий ґрунт | | | | |
| | 50 | 200 | 400 | 600 | 800 | 50 | 200 | 400 | 600 | 800 |
| 1 | 26,9 | 26,8 | 26,8 | 26,7 | 26,6 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| 2 | 53,8 | 53,5 | 53,2 | 52,9 | 52,6 | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 2,1 |
| 5 | 133,9 | 132,1 | 129,7 | 127,5 | 125,4 | 5,3 | 5,3 | 5,3 | 5,3 | 5,3 |
| 10 | 265,7 | 255,9 | 244,4 | 234,3 | 225,4 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 |
| 15 | 393,8 | 367,8 | 339,8 | 317,3 | 298,7 | 15,8 | 15,8 | 15,8 | 15,8 | 15,7 |
| 20 | 517,1 | 465,7 | 416,1 | 379,3 | 350,7 | 21,1 | 21,0 | 21,0 | 20,9 | 20,9 |
| 25 | 634,7 | 549,8 | 475,8 | 425,2 | 387,7 | 26,3 | 26,3 | 26,2 | 26,1 | 26,1 |

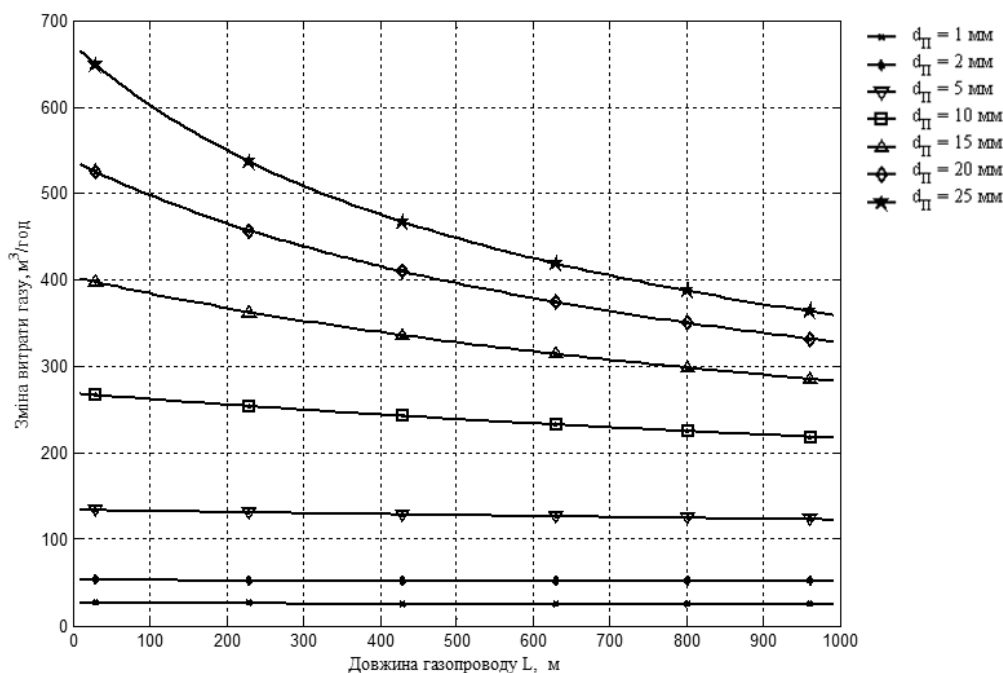


Рис. 3. Графік залежності різниці витрат $\Delta Q_{\text{МБК}}$ від місяця виникнення пробіони та умовного діаметра цієї пробіони для прокладання газопроводу у піщаному ґрунті

Крім того, у газопроводах середнього тиску діапазон можливої зміни тиску є набагато більшим від діапазону зміни тиску у мережах низького тиску, що дозволяє виявити навіть невеликі пошкодження. За участі авторів виконано дослідження газопроводів середнього тиску, під час яких зміна тиску досягала $1,0 \text{ кгс/см}^2$.

Висновки

Отже, за результатами виконаних досліджень можна зробити такі висновки:

- 1) запропонований метод виявлення витоків із зміною тиску можна ефективно застосовувати в мережах середнього тиску незалежно від геологічних умов прокладання газопроводів; тут метод може бути застосований без припинення газопостачання, що є його істотною перевагою порівняно із іншими методами виявлення витоків;
- 2) в мережах низького тиску застосування методу можливе при зміні тиску газу на 20 – 50%; крім того, у окремих випадках необхідно здійснити вимкнення споживачів та аналізувати не тільки значення зміни витрати $\Delta Q_{\text{МБК}}$, а й абсолютні значення витрати $Q_{\text{МБК}}$;

Застосування запропонованого методу дає змогу виявити витoki у окремих ділянках газорозподільних мереж, а також виконати контроль об'єму витоків та зробити висновок про необхідність їх детального обстеження та ремонту.

1. Чеховський С.А. Дослідження метрологічних характеристик витратомірювального комплексу для виявлення витоків природного газу в газорозподільних мережах / С.А. Чеховський, Б.І. Прудніков, О.Є. Середюк [та ін.] // Системи обробки інформації. – 2011. – Вип. 1 (91). – С. 123–127. 2. Gerhard Geiger. Principles of leak detection. KROHNE Oil & Gas, 2009. 46 p. 3. Правила безпеки систем газопостачання України: ДНАОП 0.00-1.20-98 / Міністерство праці та соціальної політики – Офіц. вид. – К.: Міністерство праці та соціальної політики, 2002. – 166 с. 4. Методика визначення питомих виробничо-технологічних втрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України №264 від 30.05.2003 та зареєстрована в Міністерстві юстиції України 09.07.2003р. за №570/789. 5. Борисов С.Н. Гидравлические расчеты газопроводов / С.Н. Борисов,

В.В. Даточный. – М.: Недра, 1972. – 112 с. 6. Матіко Ф.Д., Матіко Г.Ф. Визначення втрат газу внаслідок пошкоджень підземних газопроводів на основі дросельної моделі витікання // Збірник матеріалів I-го Міжнародного конгресу “Захист навколишнього середовища. Енергоощадність. Збалансоване природокористування”. – Львів, 2009. – С. 126–127. 7. Мала гірнича енциклопедія / [За ред. В. С. Білецького.] – Донецьк: Донбас, 2007 – Т.2: Л-Р – 2007. – 652 с. 8. Матіко Ф.Д. Визначення газопроникності ґрунтів для розрахунку втрат газу внаслідок пошкоджень підземних газопроводів / Ф.Д. Матіко, Г.Ф. Матіко, А.В. Федоришин // Науковий вісник НЛТУ України. – 2009. – Вип.19.13 – С.50–55. 9. Виявлення витоків (втрат) природного газу в газорозподільній мережі з використанням мобільного витратовимірювального комплексу: СОУ 40.2-20077720-040:2011 – К.: НАК “Нафтогаз України”, 2011.

УДК 681.121.84

Є.П. Пістун, Ф.Д. Матіко, Р.М. Федоришин
Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра автоматизації теплових та хімічних процесів

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ДОДАТКОВОЇ ПОХИБКИ ВИМІРЮВАННЯ ТЕМПЕРАТУРИ ПОТОКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

© Пістун Є.П., Матіко Ф.Д., Федоришин Р.М., 2013

Описано результати експериментального дослідження додаткової похибки вимірювання температури потоку природного газу, а також виконано порівняння цих результатів із значеннями, отриманими на основі розроблених математичних моделей.

Ключові слова: потік природного газу, додаткова похибка, математична модель.

The results of experimental investigation of the additional error of natural gas flow temperature measurement are presented in the paper. The experimental results are compared with the values obtained on the basis of the developed mathematical models.

Key words: natural gas flow, additional error, mathematical model.

Постановка проблеми

У зв'язку з підвищенням цін на енергоносії, застосування енергоощадних технологій та збереження енергії є головними пріоритетами. Завдання підвищення енергоефективності можуть бути виконані лише за умови наявності точного обліку енергоносіїв [1].

Одним зі стратегічно важливих енергоносіїв є природний газ, облік якого часто ведеться в умовах, коли температура потоку газу відрізняється від температури навколишнього повітря. У таких умовах обліку може виникати додаткова систематична похибка вимірювання температури потоку газу та відповідна похибка вимірювання витрати і кількості, зумовлена впливом теплообмінних процесів на вимірювальній ділянці трубопроводу. Врахування та усунення цієї додаткової похибки дасть змогу підвищити точність вимірювання витрати та кількості природного газу.

Аналіз останніх досліджень

У зв'язку із підвищеною увагою газотранспортних та газорозподільних організацій до точності обліку природного газу, автори провели аудит великої кількості діючих систем обліку природного газу. Значна увага була приділена визначенню впливу температурного режиму потоку газу на обчислене значення його витрати і кількості. Результати аудиту показують, що під час проектування та експлуатації систем обліку на основі методу змінного перепаду тиску не