

**НАУКОВІ ТА ПРАКТИЧНІ ПРОБЛЕМИ ВИРОБНИЦТВА  
ПРИЛАДІВ ТА СИСТЕМ**

DOI: 10.20535/1970.68(2).2024.318282

УДК 681.518.5

**ОЦІНЮВАННЯ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ ПАРАМЕТРІВ ГАЗУ В  
ПОШКОДЖЕНОМУ ГАЗОПРОВОДІ НА ОСНОВІ МОДЕЛІ  
СТАЦІОНАРНОГО РУХУ ГАЗУ***Матіко Ф. Д., Джигирей В. О., Костик І. В.**Національний університет «Львівська політехніка», Львів, Україна**E-mail: [fedir.d.matiko@lpnu.ua](mailto:fedir.d.matiko@lpnu.ua)*

Виявлення витоків газу внаслідок пошкоджень газопроводів та визначення об'єму втрат природного газу є важливим завданням для зменшення дисбалансу в газопровідних системах та підвищення їх надійності. Об'єм втраченого газу може бути визначений на основі значень тиску і температури газу у місці пошкодження та геометричних характеристик пошкодження. Оскільки параметри газу в місці пошкодження газопроводу можуть значно відрізнятися від виміряних значень параметрів газу у вузлових точках, то їх слід визначати на основі математичних моделей руху газу. Під час визначення об'єму втраченого газу важливим є також оцінити невизначеність цього об'єму, що потребує оцінити також невизначеність тиску та температури газу у місці пошкодження.

Ця стаття присвячена розробленню аналітичних залежностей для оцінювання невизначеності розрахункових значень тиску та температури газу в місці пошкодження газопроводу, отриманих на основі математичної моделі стаціонарного режиму руху газу. Розглядається методика оцінювання невизначеності тиску та температури газу у місці пошкодження газопроводу із врахуванням різних чинників, таких як тиск, температура газу на початку газопроводу, витрата та склад газу, а також геометричні характеристики газопроводу. Дослідження спирається на стандартизовані процедури та методи аналізу невизначеностей представлені в JCGM 100:2008 та ISO 5168:2013. В результаті дослідження отримано рівняння відносної стандартної невизначеності тиску та температури природного газу в місці пошкодження та знайдено коефіцієнти впливу складників невизначеності, що дає можливість оцінити невизначеність цих параметрів із врахуванням невизначеностей геометричних характеристик газопроводу та газодинамічних параметрів потоку.

Наведено приклади обчислення відносної стандартної невизначеності тиску та температури газу в місці пошкодження газопроводу для випадку повного розриву газопроводу. Отриманні рівняння невизначеності тиску та температури газу в місці пошкодження стануть основою для методики оцінювання невизначеності об'єму газу, втраченого через пошкодження.

**Ключові слова:** втрати газу; пошкодження газопроводу; математична модель; параметри газу; невизначеність; коефіцієнт впливу.

**Вступ. Постановка проблеми**

Однією з головних проблем, що виникає під час експлуатації газопроводів, є витoki газу, які можуть призвести до значних економічних втрат газотранспортних та газорозподільних організацій і екологічних катастроф. Виявлення місць пошкоджень та точне оцінювання обсягів втрат газу є критично важливими для забезпечення надійної роботи системи та мінімізації негативних наслідків.

У процесі визначення параметрів газу в місці пошкодження враховується багато чинників, таких як тиск і температура у вузлових точках, витрата у пошкодженому газопроводі та склад газу, геометричні характеристики та умови експлуатації газопроводів.

Розробка та вдосконалення методик аналізу, які дозволяють точно оцінити вплив кожного з цих чинників на загальну невизначеність параметрів газу, є ключем до створення точних систем моніторингу газопроводів та визначення об'єму втраченого газу. Тому оцінювання невизначеності параметрів газу під час пошкоджень ділянок газопровідних мереж є актуальною проблемою сучасної газової промисловості. Складність та розгалуженість газопроводів, а також підвищення вимог до безпеки таких систем та екологічної відповідальності, ставлять перед дослідниками завдання розроблення методів точного визначення параметрів газу в умовах непередбачуваних пошкоджень.

**Аналіз останніх досліджень**

Витрату та об'єм природного газу часто вимірюють за допомогою непрямих методів вимірювання, коли витрату чи об'єм визначають за рівнянням методу вимірювання. Тобто витрата (об'єм) є функціональними залежностями від вимірюваних параметрів природного газу. У такому випадку невизначеність витрати чи об'єму газу обчислюють за рівняннями, що отримані на основі відомого підходу до оцінювання невизначеності функції декількох аргументів [1, 2].

Стандарт [3] надає керівні принципи для оцінювання невизначеностей при вимірюванні витрати або кількості плинного середовища, включаючи природний газ. Стандарт зосереджений на встановленні послідовних процедур оцінювання невизначеності вимірювань, забезпечуючи надійність та єдність вимірювань у різних галузях. Він описує методики оцінювання невизначеностей вимірювання витрати плинного середовища, що включає виявлення всіх потенційних джерел невизначеності, їх класифікацію та кількісну оцінку впливу на результати вимірювань. Також стандарт [3] розрізняє невизначеності типу А (статистичні) та типу В (нестатистичні), надаючи рекомендації щодо оцінювання кожного типу та їх об'єднання для отримання загальної міри невизначеності. Стандарт [3] застосовують до широкого спектру методів вимірювання витрати плинного середовища, включаючи метод змінного перепаду тиску, напірні трубки та об'ємні витратоміри. Також стандарт [3] надає керівництво щодо документування та звітування про невизначеності вимірювань, забезпечуючи прозорість та простежуваність, що вимагає вказувати рівень довіри та методи, застосовані для оцінювання невизначеностей. Розуміння та застосування принципів, викладених в [3], дозволяє фахівцям забезпечити більш точні та надійні вимірювання витрати та об'єму плинного середовища, що призводить до кращих оперативних рішень та підвищеної ефективності систем.

В методичному документі [4] описані стандартизовані процедури для вимірювання витрати та об'єму природного газу за допомогою непрямих методів. Цей документ забезпечує єдині підходи та методи, що застосовуються для оцінки точності та достовірності вимірювань у газопостачанні та газорозподільних системах. Також він визначає процедури для оцінки невизначеностей вимірювань, враховуючи всі можливі джерела похибок, що можуть вплинути на точність результатів. Описуються вимоги до документування та звітування результатів вимірювань, включаючи оформлення протоколів та звітів про виконані вимірювання та оцінку їх невизначеностей.

Для оцінювання невизначеності в практичних задачах вимірювання витрати та об'єму дослідники часто застосовують підходи викладені в [1, 3] або оптимізаційні методи, зокрема метод Монте-

Карло [5]. Оптимізаційні методи застосовують для підтвердження коректності аналітичних рівнянь оцінювання невизначеності. Однак як практичний інструмент для складання бюджету невизначеності вимірювання витрати та об'єму, а також оцінювання комбінованої стандартної невизначеності вимірюваного значення витрати та об'єму, основними є аналітичні рівняння [5 – 7].

У статті [8] розглянуто два підходи до оцінювання невизначеності вимірювання витрати за допомогою стандартної діафрагми: за аналітичними рівняннями та за методом Монте-Карло. Автори навели приклади оцінювання невизначеності для застосування конкретних витратомірів та представили детальну методику оцінювання невизначеності на основі підходів визначених в [1, 3].

Під час пошкодження газопроводу та визначення параметрів газу у місці пошкодження на основі математичної моделі руху газу, тиск та температура газу є також функціональними залежностями від конструктивних характеристик газопроводу та параметрів потоку. Тому для оцінювання невизначеності тиску та температури газу у місці пошкодження тут теж потрібно застосувати підхід [1, 2], що зроблено авторами у цій роботі.

Отже, у відомих джерелах викладено загальні підходи та методики оцінювання невизначеності результату вимірювання витрати та об'єму, однак не запропоновано методики оцінювання невизначеності параметрів природного газу, отриманих розрахунковим шляхом для довільної точки вздовж газопроводу, зокрема і у випадку його пошкодження. Тому розроблення аналітичних залежностей для оцінювання невизначеності розрахункових значень тиску та температури газу в місці пошкодження газопроводу, а також методики застосування цих залежностей, що дасть можливість розробити методику оцінювання невизначеності втраченого об'єму газу, є важливими завданнями для забезпечення балансування газопровідних мереж.

**Метою** цієї роботи є розроблення аналітичних залежностей для оцінювання невизначеності розрахункових значень тиску та температури газу в місці пошкодження газопроводу, отриманих у результаті розв'язування математичної моделі стаціонарного режиму руху газу в газопроводі.

**Оцінювання невизначеності розрахункових значень тиску та температури газу в місці пошкодження газопроводу**

Під час пошкодження газопроводів виникає зміна профілів тиску та температури вздовж газопроводів [9]. Тому параметри газу у точці пошкодження можуть суттєво відрізнятися від значень цих параметрів в точках їх контролю.

Для визначення цих параметрів авторами запропоновано [10] застосовувати удосконалену ма-

тематичну модель руху природного газу в газопроводах.

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{dp}{dx} &= -\frac{\frac{Mg\Delta y p^2}{zRTL} + \frac{8\lambda q_m^2 zRT}{M\pi^2 D^5}}{p - \frac{16q_m^2 zRT}{pM\pi^2 D^4}}; \\ z &= f(p, T, w_a, w_y, \rho_c); \\ \frac{dT}{dx} &= -\left[ \frac{k_i \pi D_z}{q_m c_p} (T - T_{cp}) - \left( D_i + \frac{16q_m^2 z^2 R^2 T^2}{c_p M^2 \pi^2 D^2 p^3} \right) \frac{dp}{dx} + \frac{g\Delta y}{c_p L} \right], \end{aligned} \right. \quad (1)$$

де  $p$  – тиск природного газу в газопроводі;  $T$  – абсолютна температура природного газу;  $T_{cp}$  – абсолютна температура ґрунту;  $q_m$  – масова витрата природного газу;  $g$  – прискорення вільного падіння;  $\Delta y$  – різниця кінцевої  $y_2$  та початкової  $y_1$  висот розміщення газопроводу;  $L$  – довжина газопроводу;  $D$  – внутрішній діаметр газопроводу;  $D_z$  – зовнішній діаметр газопроводу;  $R$  – газова стала;  $z$  – фактор стисливості природного газу;  $\rho_c$  – густина природного газу за стандартних умов;  $M$  – молярна маса природного газу;  $w_a$  – молярна частка азоту;  $w_y$  – молярна частка діоксиду вуглецю;  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору;  $c_p$  – ізобарна теплоємність природного газу;  $k_i$  – коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту;  $D_i$  – коефіцієнт Джоуля–Томсона.

Ця модель є системою нелінійних диференціальних рівнянь, тому для отримання розподілів тиску та температури газу вздовж газопроводу її розв'язують числовими методами. Для окремих спрощених випадків, наприклад, для горизонтальної ділянки газопроводу та за умови застосування деяких припущень, система рівнянь (1) може мати аналітичний розв'язок, який має вигляд:

$$p_x = \sqrt{p_1^2 + 2W_u \cdot q_c^2 \cdot \rho_c^2 \cdot z \cdot T \cdot x}; \quad (2)$$

$$T_x = T_{cp} + (T_1 - T_{cp}) e^{-\frac{k_i \cdot \pi \cdot D_z \cdot x}{q_c \cdot \rho_c \cdot c_p}} = T_{cp} + (T_1 - T_{cp}) e^{-a \cdot x}, \quad (3)$$

де  $p_x$  – тиск природного газу в місці пошкодження;  $p_1$  – тиск природного газу на початку газопроводу;  $T_x$  – температура природного газу в місці пошкодження;  $T_1$  – температура природного газу на початку газопроводу;  $q_c$  – об'ємна витрата газу, приведена до стандартних умов;  $x$  – довжина ділянки газопроводу від пункту РПС до пошкодження.

Коефіцієнт  $W_u$  залежить від постійних величин, а саме:

$$W_u = -\frac{\lambda R}{2DMF^2}, \quad (4)$$

де  $F$  – площа поперечного перерізу магістрального газопроводу.

У цій статті аналіз невизначеності тиску  $p_x$  та температури  $T_x$  газу в місці пошкодження газопро-

воду виконано на основі спрощеного розв'язку системи (1), тобто на основі рівнянь (2), (3).

Для того, щоб отримати рівняння невизначеності результату обчислення тиску в місці пошкодження за рівнянням (2), слід розглянути це рівняння як функціональну залежність

$$Y = f(p_1, q_c, \rho_c, z, T, x) \quad (5)$$

та застосувати відоме рівняння для визначення комбінованої відносної стандартної невизначеності функції  $Y$  [1, 2, 4, 11]

$$u'_c(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^N \mathfrak{G}_{x_i}^2 u'(x_i)^2}, \quad (6)$$

де  $u'(x_i)$  – складник невизначеності параметра  $x_i$ ,  $x_i = [p_1, q_c, \rho_c, z, T, x]$ ;  $\mathfrak{G}_{x_i}$  – коефіцієнт впливу невизначеності параметра  $x_i$  на невизначеність тиску газу, який слід визначати за формулою [1, 2, 3, 11]

$$\mathfrak{G}_{x_i} = \frac{\partial f}{\partial x_i} \cdot \frac{x_i}{Y}, \quad (7)$$

де  $Y = f(x_i)$ .

При цьому вважаємо, що параметри функції  $Y$  є некорельованими величинами.

Застосовуючи (6), отримуємо рівняння відносної стандартної невизначеності тиску природного газу в місці пошкодження газопроводу:

$$u'_p = \sqrt{\mathfrak{G}_{p_1}^2 u_{p_1}^2 + \mathfrak{G}_{q_c}^2 u_{q_c}^2 + \mathfrak{G}_{\rho_c}^2 u_{\rho_c}^2 + \mathfrak{G}_z^2 u_z^2 + \mathfrak{G}_T^2 u_T^2 + \mathfrak{G}_x^2 u_x^2}, \quad (8)$$

де  $u'_{x_i}$  – відносна стандартна невизначеність вимірюваного значення параметра, що входить до множини  $x_i = [p_1, q_c, \rho_c, z, T, x]$ .

Формулу коефіцієнта впливу невизначеності тиску газу на початку газопроводу  $p_1$  на невизначеність тиску у місці пошкодження газопроводу отримано із застосуванням (7) у такому вигляді:

$$\mathfrak{G}_{p_1} = \frac{\partial f}{\partial p_1} \cdot \frac{p_1}{p_x} = \frac{p_1}{\sqrt{p_1^2 + 2W_u \cdot q_c^2 \cdot \rho_c^2 \cdot z \cdot T \cdot x}} \cdot \frac{p_1}{p_x}. \quad (9)$$

Враховуючи рівняння (2), формула (9) набуде вигляду:

$$\mathfrak{G}_{p_1} = \frac{p_1^2}{p_x^2}. \quad (10)$$

Формулу коефіцієнта впливу невизначеності об'ємної витрати газу за стандартних умов  $q_c$  після нескладних перетворень отримаємо у наступному вигляді:

$$\begin{aligned} \mathfrak{G}_{q_c} &= \frac{\partial f}{\partial q_c} \cdot \frac{q_c}{p_x} = \frac{4W_u \cdot q_c \cdot \rho_c^2 \cdot z \cdot T \cdot x}{2\sqrt{p_1^2 + 2W_u \cdot q_c^2 \cdot \rho_c^2 \cdot z \cdot T \cdot x}} \cdot \frac{q_c}{p_x} = \\ &= \frac{2W_u \cdot q_c^2 \cdot \rho_c^2 \cdot z \cdot T \cdot x}{p_1^2 + 2W_u \cdot q_c^2 \cdot \rho_c^2 \cdot z \cdot T \cdot x} = 1 - \left( \frac{p_1}{p_x} \right)^2. \end{aligned} \quad (11)$$

Аналогічно знайдемо формулу коефіцієнта впливу невизначеності густини газу за стандартних умов  $\rho_c$ :

$$\vartheta_{\rho_c} = \frac{\partial f}{\partial \rho_c} \cdot \frac{\rho_c}{p_x} = \frac{2W_u \cdot q_c^2 \cdot \rho_c^2 \cdot z \cdot T \cdot x}{p_1^2 + 2W_u \cdot q_c^2 \cdot \rho_c^2 \cdot z \cdot T \cdot x} = 1 - \left( \frac{p_1}{p_x} \right)^2. \quad (12)$$

Вирази для обчислення коефіцієнтів впливу невизначеності фактора стисливості  $z$ , абсолютної температури газу  $T$  та довжини ділянки газопроводу від місця вимірювання тиску  $p_1$  до пошкодження  $x$  запишемо у наступному вигляді:

$$\vartheta_z = \frac{\partial f}{\partial z} \cdot \frac{z}{p_x} = \frac{2W_u \cdot q_c^2 \cdot \rho_c^2 \cdot T \cdot x}{2\sqrt{p_1^2 + 2W_u \cdot q_c^2 \cdot \rho_c^2 \cdot z \cdot T \cdot x}} \cdot \frac{z}{p_x} = \frac{W_u \cdot q_c^2 \cdot \rho_c^2 \cdot z \cdot T \cdot x}{p_1^2 + 2W_u \cdot q_c^2 \cdot \rho_c^2 \cdot z \cdot T \cdot x} = \frac{p_x^2 - p_1^2}{2p_x^2}; \quad (13)$$

$$\vartheta_T = \frac{\partial f}{\partial T} \cdot \frac{T}{p_x} = \frac{p_x^2 - p_1^2}{2p_x^2}; \quad (14)$$

$$\vartheta_x = \frac{\partial f}{\partial x} \cdot \frac{x}{p_x} = \frac{p_x^2 - p_1^2}{2p_x^2}. \quad (15)$$

Формули коефіцієнтів впливу складників невизначеності, що входять у рівняння (8), представлено у таблиці 1.

Таблиця 1. Коефіцієнти впливу складників невизначеності, що входять у рівняння (8)

№ з/п	Коефіцієнт впливу складника невизначеності	
	Позначення	Формула
1	$\vartheta_{p_1}$	$\frac{p_1^2}{p_x^2}$
2	$\vartheta_{q_c}, \vartheta_{\rho_c}$	$1 - \left( \frac{p_1}{p_x} \right)^2$
3	$\vartheta_z, \vartheta_T, \vartheta_x$	$\frac{p_x^2 - p_1^2}{2p_x^2}$

Рівняння відносної стандартної невизначеності температури природного газу в місці пошкодження газопроводу, значення якої розраховано за рівнянням (3), буде мати такий вигляд:

$$u'_x = \sqrt{\vartheta_{T_{ep}}^2 u_{T_{ep}}'^2 + \vartheta_{T_1}^2 u_{T_1}'^2 + \vartheta_{q_c}^2 u_{q_c}'^2 + \vartheta_{\rho_c}^2 u_{\rho_c}'^2 + \vartheta_x^2 u_x'^2}, \quad (16)$$

де  $u'_x$  – відносна стандартна невизначеність вимірюваного значення параметра, що входить до множини  $x_i = [T_{ep}, T_1, q_c, \rho_c, x]$ .

Формулу коефіцієнта впливу невизначеності температури ґрунту  $T_{ep}$  на невизначеність температури газу у місці пошкодження отримано у такому вигляді:

$$\vartheta_{T_{ep}} = \frac{\partial f}{\partial T_{ep}} \cdot \frac{T_{ep}}{T_x} = (1 - e^{-ax}) \cdot \frac{T_{ep}}{T_x}. \quad (17)$$

Застосовуючи рівняння (7), отримано формулу коефіцієнта впливу невизначеності температури природного газу на початку ділянки газопроводу  $T_1$  на невизначеність температури газу у місці по-

шкодження:

$$\vartheta_{T_1} = \frac{\partial f}{\partial T_1} \cdot \frac{T_1}{T_x} = e^{-ax} \cdot \frac{T_1}{T_x}. \quad (18)$$

Коефіцієнт впливу невизначеності довжини ділянки газопроводу від місця вимірювання температури  $T_1$  до пошкодження  $x$  потрібно визначати за рівнянням:

$$\vartheta_x = \frac{\partial f}{\partial x} \cdot \frac{x}{T_x} = -\frac{ax}{T_x} \cdot (T_1 - T_{ep}) e^{-ax}. \quad (19)$$

Формулу коефіцієнта впливу невизначеності об'ємної витрати газу за стандартних умов  $q_c$  після нескладних перетворень отримаємо у такому вигляді:

$$\vartheta_{q_c} = \frac{\partial f}{\partial q_c} \cdot \frac{q_c}{T_x} = (T_1 - T_{ep}) e^{-ax} \cdot \left( \frac{k_t \cdot \pi \cdot D_z \cdot x}{\rho_c \cdot c_p} \right) \frac{1}{q_c \cdot T_x}. \quad (20)$$

Аналогічно отримаємо формулу коефіцієнта впливу невизначеності густини газу за стандартних умов  $\rho_c$ :

$$\vartheta_{\rho_c} = \frac{\partial f}{\partial \rho_c} \cdot \frac{\rho_c}{T_x} = (T_1 - T_{ep}) e^{-ax} \cdot \left( \frac{k_t \cdot \pi \cdot D_z \cdot x}{q_c \cdot c_p} \right) \frac{1}{\rho_c \cdot T_x}. \quad (21)$$

Формули коефіцієнтів впливу складників невизначеності, що входять у рівняння (16), подано у таблиці 2.

Для прикладу обчислимо відносну стандартну невизначеність тиску та температури газу в місці пошкодження газопроводу за умови, що відбувся повний розрив газопроводу. Для цього необхідно розрахувати значення коефіцієнтів впливу складників невизначеності, формули для обчислення яких наведено в табл. 1 і табл. 2. Розрахунок проведено для ділянки газопроводу, характеристики якої представлено в таблиці 3.

Застосовуючи формули з таблиці 1 на основі характеристик пошкодженої ділянки газопроводу з таблиці 3, отримано значення коефіцієнтів впливу складників невизначеності у рівнянні (8) для обчислення невизначеності тиску газу в місці пошкодження, представлені у таблиці 4. Значення складників невизначеності, що входять у рівняння (8), оцінено на основі метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки, застосованих в точках вимірювання параметрів газу, та на основі даних про похибки методів визначення фізичних властивостей газу, що подані у відповідних стандартах (див. таблицю 5).

Застосовавши представлені у таблиці 4 та таблиці 5 значення коефіцієнтів впливу та складників невизначеності з рівняння (8), отримано значення відносної стандартної невизначеності тиску природного газу в місці пошкодження газопроводу:

$$u'_p = 1,7544 \%. \quad (18)$$

Розширену відносну невизначеність тиску природного газу в місці пошкодження газопроводу відповідно до положень [1] для рівня довіри 95 %, слід визначати за формулою

$$U'_{p_x} = 2u'_p. \quad (22)$$

Таблиця 2. Коефіцієнти впливу складників невизначеності, що входять у рівняння (16)

№ з/п	Коефіцієнт впливу складника невизначеності	
	Позначення	Формула
1	$\vartheta_{T_{ep}}$	$(1 - e^{-a \cdot x}) \cdot \frac{T_{ep}}{T_x}$
2	$\vartheta_{T_1}$	$e^{-a \cdot x} \cdot \frac{T_1}{T_x}$
3	$\vartheta_x$	$-\frac{a \cdot x}{T_x} \cdot (T_1 - T_{ep}) e^{-a \cdot x}$
4	$\vartheta_{q_c}$	$(T_1 - T_{ep}) \cdot e^{-a \cdot x} \cdot \left( \frac{k_t \cdot \pi \cdot D_z \cdot x}{\rho_c \cdot c_p} \right) \frac{1}{q_c \cdot T_x}$
5	$\vartheta_{\rho_c}$	$(T_1 - T_{ep}) \cdot e^{-a \cdot x} \cdot \left( \frac{k_t \cdot \pi \cdot D_z \cdot x}{q_c \cdot c_p} \right) \frac{1}{\rho_c \cdot T_x}$

Таблиця 3. Характеристики пошкодженої ділянки газопроводу

Параметр	Позначення	Значення	Розмірність
Внутрішній діаметр трубопроводу	$D_{вн}$	0.7	м
Зовнішній діаметр трубопроводу	$D_{зов}$	0.72	м
Тиск природного газу на початку газопроводу	$p_1$	210840	Па
Температура природного газу на початку газопроводу	$T_1$	275.15	К
Тиск природного газу в місці пошкодження газопроводу	$p_x$	108192	Па
Температура природного газу в місці пошкодження газопроводу	$T_x$	274.0	К
Температура ґрунту	$T_{ep}$	277.15	К
Довжина трубопроводу від початкової точки (точки визначення тиску) до пошкодження	$x$	2800	м
Об'ємна витрата газу, приведена до стандартних умов	$q_c$	122073	м <sup>3</sup> /год

Таблиця 4. Коефіцієнт впливу складників невизначеності, що входять у рівняння (8)

№ з/п	Коефіцієнт впливу складника невизначеності	
	Позначення	Значення
1	$\vartheta_{p_1}$	3,7977
2	$\vartheta_{q_c}, \vartheta_{\rho_c}$	-2,7977
3	$\vartheta_z, \vartheta_T, \vartheta_x$	-1,3988

Тоді розширена відносна невизначеність тиску природного газу в місці пошкодження для розглянутого прикладу повного розриву газопроводу становить  $U'_{p_x} = 3,051\%$ .

Застосовуючи формули з таблиці 2 на основі характеристик пошкодженої ділянки газопроводу з таблиці 3, отримано значення коефіцієнтів впливу складників невизначеності рівняння (16), предста-

влені у таблиці 6. Значення складників невизначеності, що входять у рівняння (16), оцінено на основі метрологічних характеристик засобів виміральної техніки, застосованих в точках вимірювання параметрів газу, та на основі даних про похибки методів визначення фізичних властивостей газу, що подані у відповідних стандартах (див. табл. 7).

Таблиця 5. Складники невизначеності рівняння (8) для обчислення невизначеності тиску газу у місці пошкодження газопроводу

№ з/п	Складник стандартної невизначеності		Джерело оцінювання складника невизначеності
	Позначення	Значення	
1	$u'_{p1}$	0,075%	На основі основної приведенної похибки вимірювального перетворювача тиску, встановленого на початку газопроводу, $\delta_p = 0,15\%$
2	$u'_{qc}$	0,5%	На основі основної приведенної похибки витратоміра, встановленого на початку газопроводу, $\delta_{qc} = 1,0\%$
3	$u'_{pc}$	0,36%	На основі абсолютної граничної похибки вимірювання густини газу за стандартних умов, $\Delta_{pc} = 0,005 \text{ кг/м}^3$
4	$u'_z$	0,05%	За даними стандарту ДСТУ ISO 12213.3 [12]
5	$u'_T$	0,05%	На основі абсолютної граничної похибки вимірювального перетворювача температури газу, встановленого на початку газопроводу, $\Delta_T = 0,25 \text{ }^\circ\text{C}$
6	$u'_x$	0,09%	З урахуванням допуску на відхилення фактичного значення довжини від проектного значення, $\Delta_{\text{доп}} = 5 \text{ м}$

Таблиця 6. Коефіцієнти впливу складників невизначеності, що входять у рівняння (16)

№ з/п	Коефіцієнт впливу складника невизначеності	
	Позначення	Значення
1	$\vartheta_{T,p}$	0,1949
2	$\vartheta_{T_1}$	0,8085
3	$\vartheta_x$	0,0013
4	$\vartheta_{qc}$	-0,0013
5	$\vartheta_{pc}$	-0,0013

Таблиця 7. Складники невизначеності рівняння (16) для обчислення невизначеності температури газу у місці пошкодження газопроводу

№ з/п	Складник стандартної невизначеності		Джерело оцінювання складника невизначеності
	Позначення	Значення	
1	$u'_{T1}$	0,05%	На основі абсолютної граничної похибки вимірювального перетворювача температури газу, встановленого на початку газопроводу, $\Delta_T = 0,25 \text{ }^\circ\text{C}$
2	$u'_{Tzp}$	0,18%	На основі довідкових даних [13]
3	$u'_{qc}$	0,5%	На основі основної приведенної похибки витратоміра, встановленого на початку газопроводу, $\delta_{qc} = 1,0\%$
4	$u'_{pc}$	0,36%	На основі абсолютної граничної похибки вимірювання густини газу за стандартних умов, $\Delta_{pc} = 0,005 \text{ кг/м}^3$
5	$u'_x$	0,09%	З урахуванням допуску на відхилення фактичного значення довжини від проектного значення, $\Delta_{\text{доп}} = 5 \text{ м}$

Застосувавши представлені в таблиці 6 та таблиці 7 значення коефіцієнтів впливу та складників невизначеності з рівняння (16), отримано значення відносної стандартної невизначеності температури природного газу в місці пошкодження газопроводу:

$$u'_T = 0,0535\% .$$

Тоді розширена відносна невизначеність температури природного газу в місці пошкодження

газопроводу для наведеного прикладу становить  $U'_{Tx} = 0,107\%$  .

### Висновки

Оцінювання невизначеностей параметрів газу під час пошкоджень газопроводів є важливою задачею для подальшого оцінювання невизначеності втраченого об'єму газу. Це дає можливість використати обчислене значення об'єму втраченого

газу для уточнення балансу об'єму газу в газотранспортних чи газорозподільних підприємствах.

У статті проаналізовані підходи до оцінювання невизначеностей вимірювань витрати та об'єму природного газу під час пошкоджень газорозподільних мереж. Оцінювання невизначеностей при вимірюванні витрати та об'єму газу здійснюється за допомогою підходу, викладеного в JCGM 100:2008 та ISO 5168:2013.

На основі математичної моделі стаціонарного руху природного газу в газопроводі та її аналітичних розв'язків для окремих спрощених випадків проведено аналіз невизначеностей тиску та температури газу в місці пошкодження газопроводу. Отримано рівняння відносної стандартної невизначеності тиску та температури природного газу в місці пошкодження та знайдено коефіцієнти впливу складників невизначеності, що дає можливість оцінити невизначеність цих параметрів із врахуванням невизначеностей геометричних характеристик газопроводу та газодинамічних параметрів потоку.

Представлено приклад оцінювання невизначеності тиску та температури для конкретного пошкодження газопроводу. Для цього виконано оцінку складників невизначеності тиску та температури в місці пошкодження газопроводу та розраховано значення коефіцієнтів впливу. Для технологічних умов, визначених в таблиці 3, розраховано значення комбінованої відносної стандартної невизначеності тиску та температури природного газу в місці пошкодження. Значення розширеної відносної стандартної невизначеності тиску та температури природного газу в місці пошкодження для розглянутого прикладу становлять, відповідно:  $U'_{p_x} = 3,051\%$ ,  $U'_{T_x} = 0,107\%$ .

### Література

- [1] JCGM 100:2008. Evaluation of measurement data – Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM 1995 with minor corrections). Joint Committee for Guides in Metrology, 2008.
- [2] ДСТУ ISO/IEC Guide 98-1:2018. Невизначеність вимірювань. Частина 1. Вступ до подання невизначеності у вимірюванні (ISO/IEC Guide 98-1:2009, IDT). ДП «УкрНДНЦ», Київ, Україна, 2019.
- [3] ДСТУ ISO 5168:2013. Вимірювання витрати плинного середовища. Методики оцінювання невизначеності (ISO 5168:2005, IDT). Київ, Україна: Мінекономрозвитку України. 2014.
- [4] РМУ 037-2015 Рекомендація. Вузли обліку природного газу з лічильниками та коректорами. Метод та основні принципи вимірювань, характеристики та загальні вимоги. Київ, Україна: Укрметртестстандарт, 2015.
- [5] Anna Golijanek-Jędrzejczyk, Andrzej Mrowiec, Robert Hanus, Marcin Zych, Dariusz Świsulski, “Uncertainty of mass flow measurement using centric and eccentric orifice for Reynolds number in the range  $10,000 \leq Re \leq 20,000$ ”, *Measurement*, vol. 160, pp. 1-9, Apr. 2020, DOI: 10.1016/j.measurement.2020.107851.
- [6] Jingya Dong, Chengjun Jing, Yang Peng, Yang Liu, Hongyu Ren, Xianxu Liu, “Study on the measurement accuracy of an improved cemented carbide orifice flowmeter in natural gas pipeline”, *Flow Measurement and Instrumentation*, vol. 59, pp. 52-62, Dec. 2018, DOI: 10.1016/j.flowmeasinst.2017.12.008.
- [7] Amina Bekraoui, Ahmed Hadjadj, Abdelbaki Benmounah, Mohammed Oulhadj, “Uncertainty study of fiscal orifice meter used in a gas Algerian field”, *Flow Measurement and Instrumentation*, vol. 66, pp. 200-208, Mar. 2019, DOI: 10.1016/j.flowmeasinst.2019.01.020.
- [8] Anna Golijanek-Jędrzejczyk, Dariusz Świsulski, Robert Hanus, Marcin Zych, Leszek Petryka, “Uncertainty of the liquid mass flow measurement using the orifice plate”, *Flow Measurement and Instrumentation*, vol. 62, pp. 84-92, Sep. 2018, DOI: 10.1016/j.flowmeasinst.2018.05.012.
- [9] V. Dzhyhyrei, F. Matiko, “Investigation of changes in natural gas parameters along a damaged gas pipeline”, *Energy engineering and control systems*, vol. 10, no. 1, pp. 64–71, June. 2024. DOI: 10.23939/jeecs2024.01.064
- [10] Ф. Д. Матіко, Л. В. Лесовой, В. О. Джигирей, “Удосконалення математичних моделей руху природного газу під час його витікання із пошкодженого газопроводу”, *Вісник Інженерної Академії України*, Вип. 1, с. 224–230, 2016.
- [11] О. М. Васілевський, В. Ю. Кучерук, *Основи теорії невизначеності вимірювань: навчальний посібник*. Вінниця, Україна: ВНТУ, 2012.
- [12] ДСТУ ISO 12213-3:2009. Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 3. Обчислення на основі фізичних властивостей (ISO 12213-3:2006, IDT). Київ, Україна: Держспоживстандарт України, 010.
- [13] ДСТУ 9231:2023. Лічильники газу побутові. Метод перетворення вимірюваного об'єму природного газу до стандартних умов. Київ, Україна: ДП «УкрНДНЦ», 2023.

UDC 681.518.5

**F. D. Matiko, V.O. Dzhyhyrei, I. V. Kostyk***Lviv Polytechnic National University, Lviv, Ukraine***ASSESSMENT OF GAS PARAMETERS UNCERTAINTY IN A DAMAGED GAS PIPELINE  
BASED ON A STEADY-STATE GAS FLOW MODEL**

Detecting gas leaks due to damage to gas pipelines and determining the volume of natural gas losses is important for reducing the imbalance in gas pipeline systems and increasing their reliability. The volume of lost gas can be determined based on the pressure and temperature of the gas at the location of the damage and the geometric characteristics of the damage. Since the gas parameters at the place of damage to the gas pipeline may differ significantly from the measured values of the gas parameters at the nodal points, they should be determined based on mathematical models of gas movement. While determining the volume of lost gas, it is also essential to estimate the uncertainty of this volume, which requires also estimating the uncertainty of the pressure and temperature of the gas at the point of damage.

This article is devoted to developing analytical equations for assessing the uncertainty of gas pressure and temperature at the damage point, obtained using a mathematical model of steady-state gas flow. The methodology for evaluating the uncertainty of gas pressure and temperature at the pipeline damage point is considered, taking into account various factors such as pressure, temperature, flow rate, gas composition, and the geometric characteristics of the pipeline. The research relies on standardized procedures and methods for uncertainty analysis presented in JCGM 100:2008 and ISO 5168:2013. As a result of the study, equations for the relative standard uncertainty of pressure and temperature of natural gas at the damage point were derived, and the influence coefficients of the uncertainty components were found, enabling the assessment of these parameters' uncertainty while considering the uncertainties of the pipeline's geometric characteristics and the flow gas-dynamic parameters.

Examples of calculating the relative standard uncertainty of pressure and temperature of the gas at the damage point are provided for the case of a complete pipeline rupture. The obtained equations for the uncertainty of pressure and temperature of gas at the damage point will serve as the basis for the methodology for estimating the uncertainty of the volume of gas lost due to damage.

**Keywords:** gas losses, pipeline damage, mathematical model, gas parameters, uncertainty, influence coefficient.

*Надійшла до редакції  
01 жовтня 2024 року*

*Рецензовано  
25 жовтня 2024 року*



© 2024 Copyright for this paper by its authors.  
Use permitted under Creative Commons License Attribution 4.0 International  
(CC BY 4.0).