

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

УДК 681.518.5

**АЛГОРИТМ ВИЗНАЧЕННЯ ОБСЯГІВ ВТРАТ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЗА  
УМОВИ ВИМІРЮВАННЯ ЙОГО ПАРАМЕТРІВ НА ВИХОДІ  
ГАЗОПРОВОДУ**

*Матіко Ф. Д., Джигирей В. О., Костик І. В., Данильців Б. М.  
Національний університет «Львівська політехніка», Львів, Україна  
E-mail: [fedir.d.matiko@lpnu.ua](mailto:fedir.d.matiko@lpnu.ua)*

*Газопровідні мережі є складними розподіленими системами, які складаються з сотень кілометрів трубопроводів різної конфігурації. Забезпечення усіх ділянок газопроводів засобами обліку газу та вимірювання параметрів газу, які б дали можливість швидко виявляти пошкодження газопроводів та визначати обсяги втрат газу, вимагає великих коштів, внаслідок чого значна частина газопроводів і транспортних, і розподільних не обладнані засобами вимірювання. Тому розроблення алгоритмів, які дозволять оцінити обсяги втрат газу на основі інформації з наявних вимірювальних станцій без реконструкції газотранспортних мереж є надзвичайно важливим завданням.*

*В роботі представлено удосконалену авторами математичну модель стаціонарного режиму руху природного газу в газопроводах, яка враховує зміну швидкості потоку по довжині газопроводу. Цю модель доповнено рівнянням для обчислення витрати газу, що витікає в атмосферу через отвір пошкодження надземного газопроводу. Для визначення коефіцієнта витрати застосовано розроблене авторами рівняння, яке для діапазону тиску в газопроводі від 0,1 до 1,2 МПа забезпечує обчислення коефіцієнта витрати з методичною похибкою не більше 1,7 %. На основі отриманих математичних моделей розроблено алгоритм розрахунку обсягу втраченого через пошкодження газу для конфігурацій газопроводу з пунктами вимірювання параметрів газу на виході газопроводу. Виконано апробацію розробленого алгоритму та представлено приклад його застосування для аналізу розподілів тиску та температури газу у газопроводі з наявним пошкодженням. Представлено результати моделювання процесу витікання газу через пошкодження газопроводу та ітераційного уточнення параметрів газу в місці пошкодження газопроводу, а також результати обчислення витрати газу через пошкодження.*

*Застосування розробленого алгоритму дає можливість підвищити точність визначення обсягів втрат газу через пошкодження газопроводів, а його апаратна реалізація в перспективі дасть можливість зменшити час виявлення пошкоджень, їх локалізації та усунення.*

**Ключові слова:** алгоритм розрахунку; втрати газу; пошкодження газопроводу; математична модель; конфігурація газопроводу.

**Вступ. Постановка проблеми**

Газотранспортна мережа України є одною з найрозвиненіших та найстаріших у Європі. Велика кількість газопроводів збудована у 70-х – 80-х роках під час масштабної газифікації України. Частина цих газопроводів перевищила термін експлуатації та втратила свою надійність під впливом техногенних та природних факторів. Збільшення терміну експлуатації газопроводу збільшує ймовірність виникнення аварійних ситуацій з витокami природного газу.

Газорозподільні мережі являють собою складну мережу з сотень кілометрів трубопроводів різної конфігурації. Вимірювання параметрів газу, здебільшого здійснюють на початку газопроводу,

в кінці газопроводу, або на відгалуженнях від газопроводу. У таких випадках неможливо розрахувати втрати газу на основі рівняння балансу. Також варто відмітити, що забезпечення усіх ділянок газопроводів засобами обліку вимагає значних коштів, тому розроблення алгоритмів, які дозволять оцінити обсяги втрат газу на основі інформації з вимірювальних станцій без реконструкції газотранспортних мереж є надзвичайно важливим завданням. Залежно від конфігурації газопроводу необхідно розробити окремі алгоритми, який дозволить отримати найкращий результат.

Отже, для визначення втрат газу внаслідок пошкоджень ділянок транспортних магістральних газопроводів чи розподільних газопроводів важли-

во розробити алгоритми визначення обсягів втраченого газу. Потрібно відзначити, що для різних конфігурацій газопроводів та різної кількості точок вимірювання параметрів газу, а також їх локацій, алгоритми визначення обсягів втраченого газу також будуть різними.

#### **Аналіз останніх досліджень**

У діючих в Україні нормативних документах з визначення втрат природного газу в газорозподільних мережах [1], а також в газотранспортних мережах [2] представлено методики визначення об'єму втрат газу за умовної нормативної герметичності газопроводів та іншого обладнання, однак у цих документах немає методики визначення об'єму втрат газу внаслідок пошкодження газопроводів чи інших елементів мережі.

У роботах [3, 4] запропоновано математичні моделі та алгоритми для розрахунку втрат природного газу внаслідок пошкодження газопроводу. У роботі [3] розглянуто різні варіанти розташування вимірювальних станцій відносно місця пошкодження. Однак представлені моделі мають низку недоліків, а опис алгоритмів визначення об'єму втрат газу наведено тільки у словесній формі без їх детального розгляду.

Робота [5] присвячена розробленню методики визначення кількості природного газу у ділянках газопроводів складної конфігурації. Для визначення кількості газу в цій роботі запропоновано математичні моделі, які можуть бути застосовані також і для визначення параметрів газу в довільному перерізі газопроводу. Однак тут не розглянуто проблему визначення обсягів газу, втраченого внаслідок пошкодження газопроводу.

У роботі [6] нами розглянуто математичні моделі стаціонарного руху газу в ділянці газопроводу, а також виконано порівняння відомої математичної моделі з удосконаленою моделлю, що враховує зміну швидкості потоку вздовж газопроводу. Для моделювання процесу витікання газу через пошкодження застосовано рівняння витрати та коефіцієнта витікання із [7]. У роботі розроблено алгоритми визначення обсягів втрат газу через пошкодження газопроводу для конфігурацій газопроводу, для яких вимірювання параметрів потоку відбувається на вході в газопровід. Однак у [6] не розглянуто алгоритмів для конфігурацій газопроводу, коли вимірювання параметрів газу виконують на виході ділянки газопроводу.

У роботі [8] запропоновано виявлення та локалізацію витоків газу виконувати за результатами аналізу зв'язку між потоком в газопроводі та потоком газу, що витікає. Проводяться декілька тестів різної інтенсивності для розв'язання основних рівнянь, що зв'язують параметри потоку, з метою оцінювання обсягу витікання газу. Запропонований метод дає можливість виявити та оцінити один витік в системі газопроводів. Однак газопро-

відні мережі, які знаходяться в експлуатації, можуть бути дуже складними, і в них може бути дві або більше точок витоків в одному газопроводі або в різних газопроводах в системі.

У статті [9] представлено робота для інспекції газопроводу, який виявляє виток за допомогою електронних давачів тиску. Стаття презентує аспекти проєктування такого робота, включаючи механічну та електричну частини. Результати показують, що робот здатний виявляти одиночні або кілька витоків в газопроводі.

Крім того, дані з різних тестів, пов'язаних із різними видами витоків, використовувалися засоби нейромережевого фреймворку для підтвердження витоків. Результати показують, що навчений нейромережевий фреймворк може визначити наявність витоків в газопроводі. Очевидно, що такий спосіб аналізу потребує виконання трудомістких операцій застосування у газопроводах робота та обладнання газопроводів достатньою кількістю електронних давачів тиску, щоб на основі результатів вимірювань виконувати аналіз за допомогою нейромережі.

У роботі [10] представлено математичну модель, яка надає можливість отримати профіль зміни тиску вздовж газопроводу та локалізувати місце витікання газу. У роботі підтверджено високу точність математичної моделі. Однак у цій роботі не розглядається завдання визначення обсягу втрат газу через пошкодження.

У статті [11] запропонована модифікована методологія для виявлення витоків у газопроводах із змінними умовами на основі моделі Гаммерштейна. Застосування цієї моделі на основі моніторингу сигналів тиску та масової витрати дає можливість локалізувати навіть невеликі витоків газу в довгих газопроводах із змінними умовами. Автори дійшли висновку, що в перспективі ця модель може бути доопрацьована для визначення обсягів втрат газу внаслідок витікання із газопроводу.

Автори роботи [12], використовуючи методи хвильового перетворення та кепстрального аналізу, показали, що місце витікання газу може бути ідентифіковане та локалізоване за піком, який видно на графіку після аналізу. Даний підхід має низку недоліків, такі як невисока точність і залежність від конструктивних особливостей труб.

У роботі [13] запропоновано застосувати розроблену авторами модель поширення акустичних хвиль в трубопроводі з врахуванням в'язкості газу для ідентифікації дефектів трубопроводу. Дана робота пропонує використовувати алгоритми розпізнавання шаблонів для виявлення та локалізації пошкоджень в газовому трубопроводі за допомогою фізичного пристрою на основі акустичної емісії. Однак у роботі не надано конкретних результатів щодо використання цього підходу.

У роботі [14] представлено метод моніторингу витоків газу на основі математичної моделі не-

стаціонарного потоку газу в трубопроводі. Алгоритм виявлення витіку ґрунтується на порівнянні вимірних значень зі значеннями, отриманими зі симуляційної моделі трубопроводу. Представлений алгоритм потребує вимірювання параметрів потоку, тиску і температури на вході та виході з трубопроводу. У запропонованому алгоритмі обсяги втрат витіку оцінюють на основі відхилення виміряного значення витрати газового трубопроводу від модельованого значення. Обсяг витікання газу обчислюють з моменту перевищення відхилення витрати потоку допустимого значення похибки вимірювання. Потрібно відзначити, що у цій роботі не розглянуто конфігурації газопроводу, коли параметри газу вимірюють тільки на початку, або тільки в кінці газопроводу.

У роботі [15] розроблені математичні моделі для визначення тиску газу в точці пошкодження газопроводу. Газопроводи реагують на витікання зміною тиску, який визначається профілем тиску. Зміни тиску, спричинені витіканням газу призводять до різниці в профілі тиску в газопроводі для цілісного і пошкодженого газопроводу. У цій роботі представлено метод побудови профілів параметрів газу для виявлення та локалізації витіку, але цей метод не дає можливості визначити обсяги газу, втраченого через пошкодження трубопроводу.

З результатів виконаного аналізу публікацій видно, що завдання розроблення математичних моделей руху газу у газопроводах та розроблення на їх основі алгоритмів визначення обсягів втрат природного газу внаслідок пошкодження газорозподільних мереж різних конфігурацій є актуальними.

**Метою** цієї роботи є розроблення алгоритму визначення обсягів втрат природного газу внаслідок пошкодження газопроводів на основі вимірюваних значень параметрів газу на виході газопроводу за умови недостатньої чи відсутньої інформації про вимірювані значення параметрів газу на початку газопроводу.

#### Розроблення математичної моделі витікання газу із пошкодженого газопроводу

Визначення обсягу втрат природного газу внаслідок пошкодження газопроводу потребує визначення параметрів газу (тиску, температури та фактора стисливості) в місці пошкодження. Для цього необхідно розробити математичну модель розподілу параметрів газу по довжині газопроводу.

Диференціальне рівняння для визначення розподілу тиску природного газу в газопроводі при стаціонарному ізотермічному режимі руху газу отримане на основі закону збереження маси та закону збереження енергії:

$$\begin{cases} \rho \cdot u \cdot F = const; \\ \frac{dp}{\rho \cdot g} + dy + \frac{du^2}{2 \cdot g} + dh_x = 0, \end{cases} \quad (1)$$

де  $\rho$  – густина природного газу;  $u$  – швидкість руху природного газу в газопроводі;  $F$  – площа поперечного перерізу газопроводу;  $p$  – тиск природного газу в газопроводі;  $g$  – прискорення вільного падіння;  $dy$  – зміна висоти розміщення газопроводу;  $dh_x$  – втрати тиску по довжині газопроводу внаслідок тертя.

Під час значних пошкоджень газопроводу, коли різниця тиску на початку та в місці пошкодження може бути значною, необхідно врахувати зміну швидкості по довжині трубопроводу в рівнянні збереження механічної енергії системи (1). Враховуючи, що густина природного газу можна виразити з рівняння стану Клапейрона, швидкість руху газу в газопроводі запишемо у наступному вигляді:

$$u = \frac{q_m}{\rho F} = \frac{q_m z R T}{p M F}, \quad (2)$$

де  $q_m$  – масова витрата природного газу;  $z$  – фактор стисливості природного газу;  $M$  – молярна маса природного газу;  $R$  – газова стала;  $T$  – абсолютна температура природного газу;  $F$  – площа трубопроводу.

Тоді зміну швидкості природного газу виразимо у вигляді:

$$du = \frac{q_m z R T}{M F} d\left(\frac{1}{p}\right) = -\frac{q_m z R T}{M F p^2} dp. \quad (3)$$

Застосувавши рівняння стану реального газу, рівняння Дарсі-Вейсбаха, що описує втрати тиску по довжині трубопроводу внаслідок тертя, та рівняння зміни швидкості газу вздовж трубопроводу, отримано диференціальне рівняння зміни тиску газу по довжині газопроводу із значним пошкодженням у наступному вигляді [6]:

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{\frac{M \cdot g \cdot \Delta y \cdot p^2}{z \cdot R \cdot T \cdot L} + \frac{8 \cdot \lambda \cdot q_m^2 \cdot z \cdot R \cdot T}{M \cdot \pi^2 \cdot D^5}}{\left(p - \frac{16 \cdot q_m^2 \cdot z \cdot R \cdot T}{p \cdot M \cdot \pi^2 \cdot D^4}\right)}, \quad (4)$$

де  $\Delta y$  – різниця кінцевої  $y_2$  та початкової  $y_1$  висот розміщення газопроводу;  $L$  – довжина газопроводу;  $D$  – внутрішній діаметр газопроводу;  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору.

Диференціальне рівняння для визначення розподілу температури природного газу в газопроводі отримано на основі першого закону термодинаміки для стаціонарного потоку газу. Зміна внутрішньої енергії природного газу рівна зміні ентальпії, куди входить коефіцієнт Джоуля-Томсона, що враховує зміну температури при зміні тиску по довжині газопроводу [6]:

$$\begin{aligned} dH &= q_m \cdot c_p \cdot D_i \cdot dT - q_m \cdot c_p \cdot D_i \cdot dp = \\ &= q_m \cdot c_p \cdot (dT - D_i dp), \end{aligned} \quad (5)$$

де  $D_i$  – коефіцієнт Джоуля-Томсона;  $c_p$  – ізобарна теплоємність природного газу.

Кількість теплоти, що надана системі, дорівнює сумі зовнішньої теплоти, яка підводиться або відводиться від трубопроводу, та теплоти в трубопроводі. Внутрішня теплота формується внаслідок виконання роботи. При течії природного газу робота, що витрачається на подолання сил тертя, повністю перетворюється на тепло, яке сприймає потік. Отже, ці складові (внутрішня теплота та робота газу на подолання сил тертя) взаємно компенсують одна одну.

Тепловий потік, зумовлений зовнішнім теплообміном між ґрунтом і газом, рівний добутку площі теплообміну, рушійної сили теплообміну і коефіцієнта теплопередачі:

$$dQ_{\text{зовн}} = -k_t \cdot \pi \cdot D_z (T - T_{cp}) dx, \quad (6)$$

де  $T_{cp}$  – абсолютна температура ґрунту;  $k_t$  – коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту;  $D_z$  – зовнішній діаметр газопроводу.

Враховавши (5) та (6), а також зміну швидкості газу по довжині газопроводу із рівняння першого закону термодинаміки, записаного для стаціонарного потоку газу, після нескладних перетворень отримано диференціальне рівняння для визначення розподілу температури природного газу вздовж газопроводу [6]:

$$\frac{dT}{dx} = - \left[ \frac{k_t \cdot \pi \cdot D_z}{q_m \cdot c_p} (T - T_{cp}) - \left( D_i + \frac{16 \cdot q_m^2 \cdot z^2 \cdot R^2 \cdot T^2}{c_p \cdot M^2 \cdot \pi^2 \cdot D^2 \cdot p^3} \right) \frac{dp}{dx} + \frac{g \cdot \Delta y}{c_p \cdot L} \right]. \quad (7)$$

Таким чином, математична модель руху природного газу в газопроводі зі значним пошкодженням є системою диференціальних рівнянь зміни тиску та температури газу вздовж газопроводу, що доповнена рівнянням стану реального газу та має вигляд:

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

де  $\rho_c$  – густина природного газу за стандартних умов;  $w_a$  – молярна частка азоту;  $w_y$  – молярна частка діоксиду вуглецю.

Залежність для обчислення витрати газу через пошкодження надземного газопроводу отримано на основі формули швидкості газу під час його

адіабатичного витікання через насадку (формули Сен-Венана-Ванцеля) із врахуванням умов докритичного ( $p_0/p > 0.54$ ) та критичного ( $p_0/p \leq 0.54$ ) режиму витікання газу [8]:

$$Q_x = \begin{cases} 0,1564 \mu_p F_{om} P \sqrt{\frac{1}{\rho_c T K} \left[ \left( \frac{p_0}{p} \right)^{1.53} - \left( \frac{p_0}{p} \right)^{1.77} \right]}, & \text{для } \left( \frac{p_0}{p} \right) > 0,54; \\ 0,0359 \mu_p F_{om} \cdot \frac{P}{\sqrt{T \cdot K \cdot \rho_c}}, & \text{для } \left( \frac{p_0}{p} \right) \leq 0,54. \end{cases} \quad (9)$$

де  $Q_x$  – витрата газу через пошкодження газопроводу, зведена до стандартних умов, м<sup>3</sup>/с (за с.у.);  $\mu_p$  – коефіцієнт витрати;  $F_{om}$  – площа отвору витікання газу, м<sup>2</sup>;  $p$  – абсолютний тиск газу, Па;  $p_0$  – барометричний тиск, Па;  $K$  – коефіцієнт стисливості газу;  $\rho_c$  – густина газу за стандартних умов, кг/м<sup>3</sup>.

Значення коефіцієнта витрати газу  $\mu_p$ , яке необхідне для розрахунку витрати газу через пошкодження газопроводів та обладнання, для діапазону тиску газу у газопроводі від 0,1 до 1,2 МПа пропонується обчислювати за рівнянням [8]:

$$\mu_p = 0,588 \left( \frac{p_0}{p} \right)^3 - 0,983 \left( \frac{p_0}{p} \right)^2 + 0,163 \left( \frac{p_0}{p} \right) + 0,843. \quad (10)$$

Методична похибка обчислення коефіцієнта витрати за рівнянням (10) із врахуванням похибки довідкових даних, на основі яких розроблено це рівняння, становить  $\delta_m = 1,7\%$  [8].

Тоді обсяг газу, втраченого газу внаслідок пошкодження, знайдемо інтегруванням витрати протягом часу витікання газу.

#### Розроблення алгоритму визначення обсягу втраченого газу та його апробація

Алгоритм визначення обсягу газу, втраченого із пошкодженого газопроводу, залежить від способу вимірювання, реалізованого на об'єкті. Зокрема, необхідно врахувати розміщення вимірювальних станцій відносно місця виникнення аварії. Під аварією слід розуміти виникнення розриву певного розміру на ділянці газопроводу.

У роботі [6] розглянуто конфігурації газопроводів, де пункти реєстрації параметрів стану (РПС) розміщені на початку та в кінці пошкодженої ділянки газопроводу, або тільки на початку пошкодженої ділянки. Але можливі варіанти, коли пункт РПС розміщений в кінці ділянки газопроводу, або на відгалуженнях від пошкодженого газопроводу.

Розглянемо варіант, коли відомі параметри газу (тиск, температура та витрата) на виході газопроводу (за рухом газу).

Всі інші дані про параметри газу вважаємо відсутніми (рис.1).

У такому разі на першому етапі необхідно знайти наближені параметри газу в точці витікання. Для цього проінтегруємо диференціальні рівняння розподілу тиску і температури, але за умови, що ділянка трубопроводу є горизонтальною і ви-

трата є умовно постійною для окремих режимів експлуатації газопроводу. Тоді диференціальне рівняння розподілу тиску матиме такий вигляд

$$\frac{dp}{dx} = - \left[ \frac{8 \cdot \lambda \cdot q_m \cdot R \cdot z \cdot T}{M \cdot \pi^2 \cdot D^5 \cdot p} \right]. \quad (11)$$

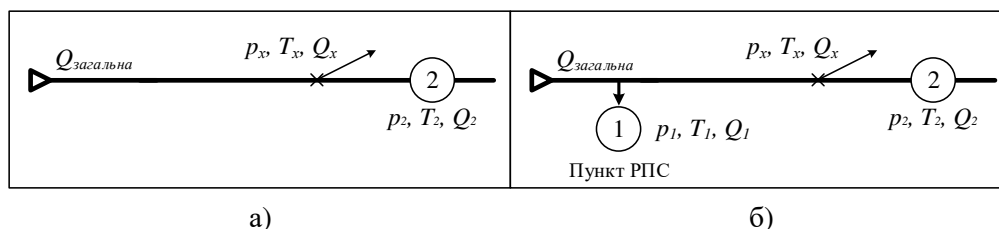


Рис.1. Схеми конфігурації газопроводу з вимірюванням параметрів стану природного газу: а) в кінці газопроводу; б) на відгалуженні на початку газопроводу та в кінці газопроводу

Для розрахунку розподілу фактора стисливості природного газу  $z$  застосуємо метод SGERG88 зі стандарту ДСТУ ISO 12213. Враховуючи, що фактор стисливості є функцією тиску та температури газу, запишемо формальну залежність  $z = f_{\text{SGERG88}}(p, T)$ . Постійні величини рівняння (11) звели в один коефіцієнт ( $W$ ). Змінні відокремили множенням на  $p$  та  $dx$ .

Проінтегрувавши обидві частини рівняння від 0 до  $p$ , та від 0 до  $L_n$  отримали:

$$\int_0^p p dp = \int_0^{L_n} W \cdot z \cdot T dx \Rightarrow \frac{p^2}{2} = W \cdot z \cdot T \cdot L_n + C. \quad (12)$$

Коли  $x=0$ ,  $p=p_0 \rightarrow C = p_0^2/2$ . Тоді рівняння (12) набуде наступного вигляду:

$$p = \sqrt{p_0^2 + 2 \cdot W \cdot z \cdot T \cdot L_n}. \quad (13)$$

Диференціальне рівняння розподілу температури по довжині газопроводу, враховуючи прийнятті умови, матиме наступний вигляд:

$$dT = D_1 dp - \alpha (T - T_{sp}) dx, \quad (14)$$

де  $\alpha = k_i \cdot \pi \cdot D_z / (q_m \cdot c_p)$ .

Для визначення наближеного значення температури в точці витікання газу приймаємо, що явище дроселювання при русі природного газу відсутнє. Тоді рівняння (14) інтегруємо по температурі від  $T_1$  до  $T_2$  та по довжині трубопроводу від 0 до  $L_n$ :

$$\int_{T_1}^{T_2} \frac{dT}{(T - T_{sp})} = -\alpha \int_0^{L_n} dx. \quad (15)$$

В результаті отримано:

$$\ln \left( \frac{T_2 - T_{sp}}{T_1 - T_{sp}} \right) = -\alpha \cdot L_n. \quad (16)$$

З рівняння (16) отримано вираз для обчислення значення температури  $T_1$ :

$$T_1 = T_{sp} + (T_2 - T_{sp}) \cdot e^{\alpha L_n}. \quad (17)$$

Оскільки при отриманні рівнянь (13) та (17) прийнято деякі спрощення, то ці рівняння дають можливість обчислити наближені значення параметрів газу в місці пошкодження. Отримані наближені значення тиску і температури в місці пошкодження ( $p_x, T_x$ ) необхідно уточнювати.

Для розрахунку об'єму втрат природного газу внаслідок пошкодження трубопроводу для даного варіанту розроблено такий алгоритм:

- 1) локалізація пошкодження та визначення його параметрів (віддалі від станцій вимірювання параметрів газу, площі пошкодження);
- 2) ввід даних, отриманих з пункту РПС №2 ( $p_2, T_2, Q_2$ ), а також даних про температуру газу з проектної документації ( $T_{\text{проектне}}$ ) і дані про абсолютну похибку вимірювального перетворювача температури ( $\Delta T_{\text{приладу}}$ );
- 3) розрахунок наближених параметрів газу (тиску та температури) в місці пошкодження газопроводу за формулами (13) та (17);
- 4) побудова розподілу температури по довжині газопроводу;
- 5) перевірка правильності розподілу температури за умовою

$$|T_{\text{проектне}} - T_1| > |T_{\text{проектне}} - T_2|; \quad (18)$$

у випадку виконання умови – коригуємо значення температури за формулою:

$$T_2 = T_2 + \text{sign}(T_{\text{проектне}} - T_2) \cdot \Delta T_{\text{приладу}}/2 \quad (19)$$

та повертаємось до виконання п.3; при невиконанні умови переходимо до наступного пункту алгоритму;

- 6) побудова розподілу тиску та температури по довжині газопроводу;
- 7) перевірка умови відповідності розподілу результатам вимірювання тиску газу на пункті РПС ( $|\Delta p| > (p_2 / 10^6)$ ); у випадку виконання умови – уточнюємо значення тиску й температури у

місці пошкодження на  $\Delta p = p_2 - p_{2\text{розрах.}}$ , та  $\Delta T = T_2 - T_{2\text{розрах.}}$  за формулами:

$$p_x = p_x + \Delta p; \quad T_x = T_x + \Delta T;$$

та повертаємось до виконання п.б; при невиконанні умови переходимо до наступного пункту алгоритму;

- 8) обчислення коефіцієнта витрати газу в місці пошкодження газопроводу за рівнянням (10);
- 9) обчислення витрати газу через пошкодження за залежністю (9);
- 10) обчислення об'єму газу, що витікає через пошкодження.

Блок-схема запропонованого алгоритму розрахунку об'єму втраченого газу, зображена на рисунку 2. Характеристики газопроводу, потрібні для моделювання пошкодженої ділянки, подані в таблиці 1.

Моделювання виконано для пошкодження площею 0.01%, 0.02% та 0.05% від площі поперечного перерізу трубопроводу. Для кожного значення площі пошкоджень та значень параметрів, що наведені у табл. 1, за результатами моделювання отримано значення об'ємної витрати газу через пошкодження (див. табл. 2) та графіки розподілу тиску й температури по довжині ділянки газопроводу, що представлені на рис. 3.

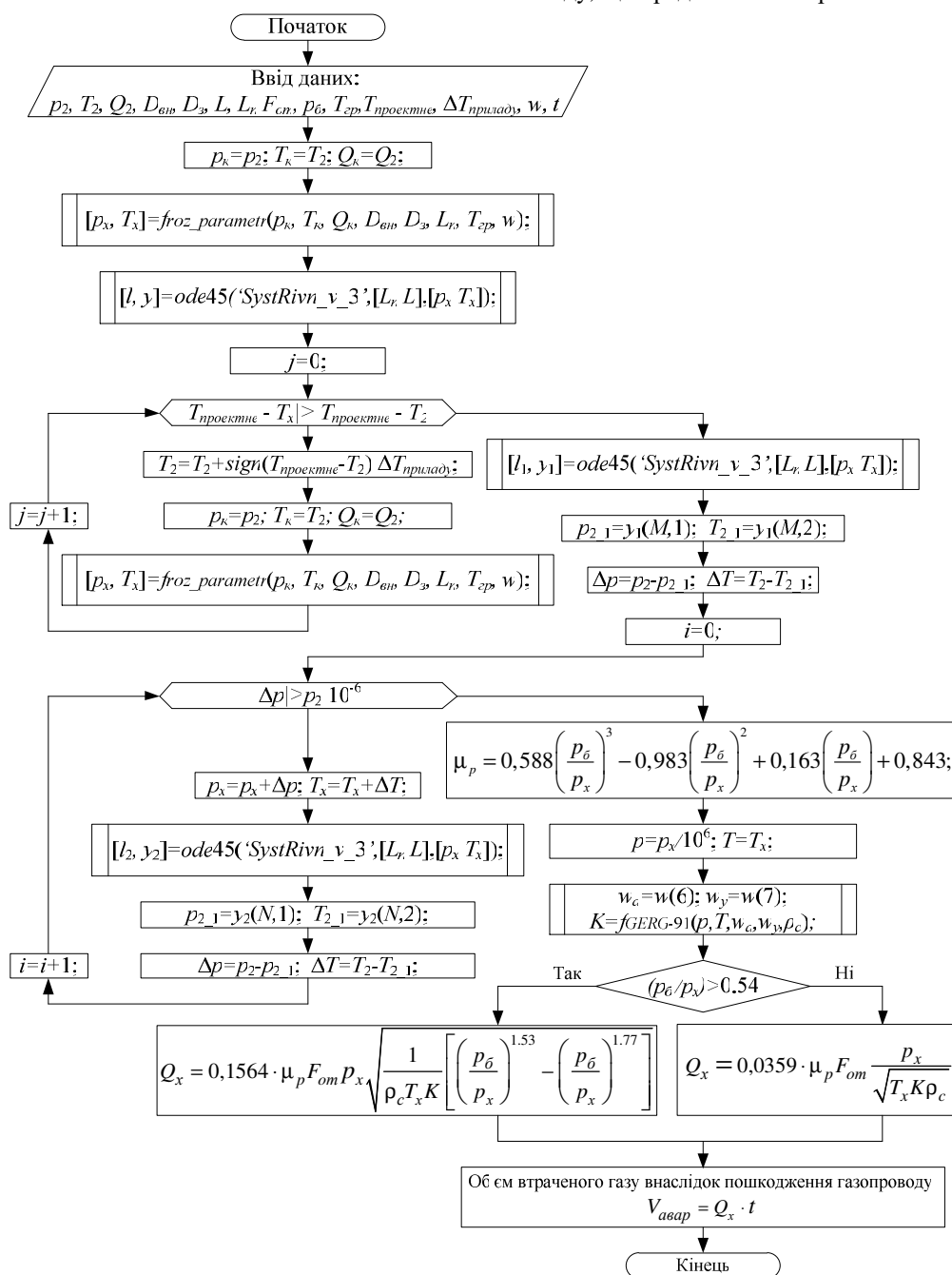


Рис. 2. Блок-схема алгоритму розрахунку об'єму втраченого природного газу

Таблиця 1. Параметри потоку газу та характеристика газопроводу

Параметр	Позначення	Значення	Розмірність
Внутрішній діаметр трубопроводу	$D_{вн}$	0.3	м
Зовнішній діаметр трубопроводу	$D_{зов}$	0.33	м
Тиск на виході з трубопроводу	$p_2$	1172399	Па
Температура природного газу на виході з трубопроводу	$T_2$	287.05	К
Температура ґрунту	$T_{гр}$	287.15	К
Проектна температура газу	$T_{проектна}$	295.15	К
Витрата газу на виході з трубопроводу	$Q_2$	10000	м <sup>3</sup> /год за с.у.
Абсолютна похибка ВП температури	$\Delta T_{приладу}$	0.25	°С
Довжина ділянки трубопроводу	$L$	10000	м
Відстань до пошкодження	$L_n$	5000	м

Таблиця 2. Результати моделювання витікання газу для пошкоджень різної площі

Параметр	Розмірність	0.01 %	0.02 %	0.05 %
Площа отвору витікання	мм <sup>2</sup>	706.8	1400	3500
Об'ємна витрата газу через пошкодження	м <sup>3</sup> /год (за с.у.)	6475.6	12951	32378
Загальна витрата газу	м <sup>3</sup> /год (за с.у.)	16475.6	22951	42378

З рисунка 3, а видно, що початковий розподіл температури вздовж ділянки газопроводу за пошкодженням, який відповідно до алгоритму (див. рис. 2) будемо на основі наближеного значення  $T_x$ , отриманого за формулою (17), може мати низький ступінь адекватності. Однак уточнення вимірюваного значення температури  $T_2$  за формулою (20) в межах похибки її вимірювання дає можливість отримати розподіл температури 2 (див. рис. 3, а), який якісно відповідає суті фізичних процесів у газопроводі. Під час подальшого ітераційного уточнення отримуємо кінцевий розподіл температури 3 (див. рис. 3, б). Значення температури  $T_x = 287,56$  К у початковій точці розподілу 3 ( $L = 5000$  м) відповідає температурі газу в місці пошкодження газопроводу. Це значення температури є вихідним для побудови розподілу температури від початку газопроводу до точки пошкодження. На рис. 3 збережено наскрізну нумерацію розподілів температури (на рис. 3, а, рис. 3, б, рис. 3 в).

Застосовуючи розроблений алгоритм для ділянки від початку газопроводу до точки пошкодження побудовано розподіл температури та тиску у цій ділянці газопроводу (див. рис. 3, в, рис. 3, г). Об'єднуючи отримані розподіли тиску та температури для двох ділянок газопроводу (від входу до місця пошкодження та від пошкодження до виходу), отримуємо розподіл цих параметрів уздовж усього досліджуваного газопроводу. Як видно з рис. 3, в та рис. 3, г, витікання газу через пошкодження газопроводу призводить до зміни нахилу кривої розподілу тиску, а також кривої розподілу температури. За зміною нахилу розподілу тиску можна локалізувати місце пошкодження на початковому етапі виявлення пошкодження газопроводу. Застосовуючи формули (9), (10), за обчисленими параметрами газу у точці витікання обчислюють витрату газу  $Q_x$  через пошкодження газопро-

воду. Обсяг газу, втраченого за час витікання, пропонується обчислювати інтегруванням витрати газу через пошкодження протягом цього часу.

Для схеми конфігурації газопроводу рис. 1, б, значення тиску, температури та витрати отримані з пункту РПС №1, що розміщений на відгалуженні від пошкодженої ділянки газопроводу, можна використати для уточнення розподілу тиску та температури по довжині ділянки газопроводу.

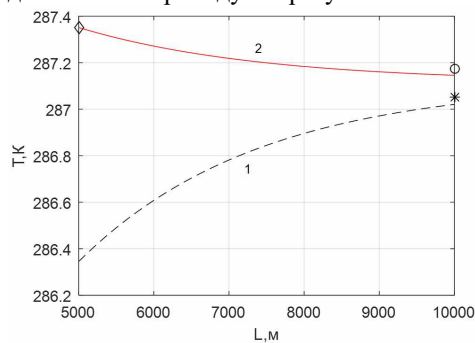
### Висновки

Результати виконаних досліджень дають можливість зробити такі висновки:

- 1) запропонована авторами удосконалена математична модель стаціонарного руху газу надає можливість обчислити параметри газу (тиск, температуру) вздовж газопроводу, зокрема і у місці пошкодження; доповнення математичної моделі руху газу в газопроводі рівняннями для обчислення витрати газу під час його витікання через отвір у повітря формують математичну базу для визначення обсягу втрат газу під час пошкоджень газопроводів;
- 2) за умови вимірювання параметрів газу на вході та виході газопроводу обчислення витрати газу через пошкодження може бути виконане внаслідок прямого застосування математичної моделі; однак у випадку, коли параметри газу вимірюють тільки на виході газопроводу необхідно застосувати спеціальний ітераційний алгоритм розв'язуванням математичної моделі, що представлений у цій роботі;
- 3) авторами виконано апробацію розробленого алгоритму та представлено приклад його застосування для аналізу розподілів тиску та температури газу в газопроводі з наявним пошкодженням; представлено результати ітераційного уточнення параметрів газу в місці по-

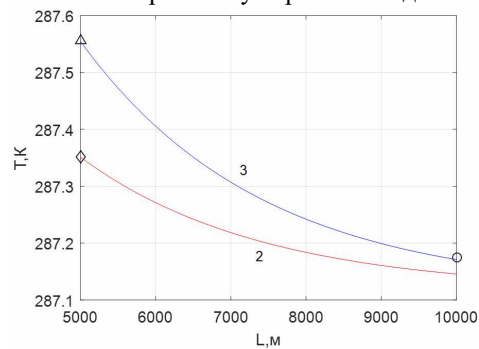


шкодження газопроводу та результати обчис-

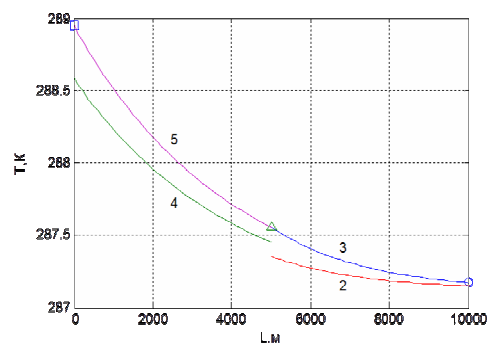


а) початковий розподіл температури вздовж ділянки за пошкодженням: 1 – за вимірним значенням  $T_2$ ; 2 – за коректованим значенням  $T_2$

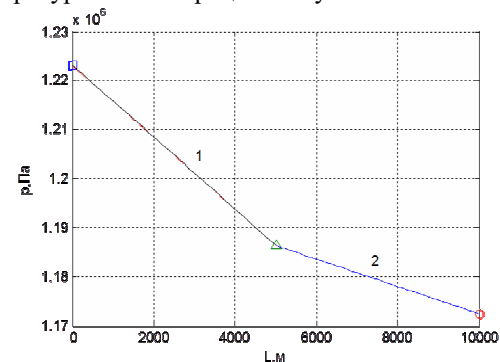
лення витрати газу через пошкодження.



б) уточнення розподілу температури: 2 – розподіл за коригованим значенням  $T_2$ ; 3 – розподіл температури після ітераційного уточнення



в) розподіл температури по довжині газопроводу: 4 – початковий розподіл температури до пошкодження; 5 – розподіл температури до пошкодження після ітераційного уточнення



г) розподіл тиску по довжині газопроводу: 1 – розподіл тиску вздовж ділянки до пошкодження; 2 – розподіл тиску вздовж ділянки за пошкодженням

Рис. 3. Розподіл тиску (г) та температури (а, б, в) по довжині газопроводу:  $\Delta$  – значення тиску та температури в місці пошкодження, \* – вимірне значення температури на виході газопроводу, o – кориговані значення тиску та температури

Запропонований у цій роботі алгоритм визначення обсягів втрат природного газу разом з алгоритмами, розробленими авторами для конфігурацій газопроводів з вимірюванням параметрів газу на початку пошкодженої ділянки, є основою для розроблення методики визначення втрат газу внаслідок пошкоджень газопроводів.

Застосування цих алгоритмів надає можливість підвищити точність визначення обсягів втрат, а їх апаратна реалізація в перспективі дасть можливість зменшити час виявлення пошкоджень, їх локалізації та усунення.

### Література

- [1] Методика визначення розмірів нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу при здійсненні розподілу природного газу. Затверджено постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 06.11.2020 № 2033.
- [2] Методика визначення виробничо-технологічних витрат природного газу на його видобування, транспортування магістральними газопроводами та експлуатування підземних

сховищ газу. Частина II. Технологічний газ. Затверджено наказом Мін. палива та енергетики України від 03.03.2011 р. №43.

- [3] Wojciech KOSTOWSKI, Janusz SKOREK, *Modyfikacja algorytmów do wyznaczania ilości gazu uchodzącego do atmosfery w przypadku awarii – badania eksperymentalne*. M.: Gliwice, 2010.
- [4] Dong Yuhu, Gao Huilin, Zhou Jing'en, Feng Yaorong, "Mathematical modeling of gas release through holes in pipelines", *Chemical Engineering Journal*, vol. 92, is. 1-3, pp. 237–241, 2003. DOI:10.1016/S1385-8947(02)00259-0.
- [5] Ф. Д. Матіко, "Визначення кількості природного газу у ділянках газопроводів складної конфігурації", *Методи та прилади контролю якості*, № 1(32), С. 54–63, 2014.
- [6] Ф. Д. Матіко, Л. В. Лесовой, В. О. Джиги рей, "Удосконалення математичних моделей руху природного газу під час його витікання із пошкодженого газопроводу", *Вісник Інженерної Академії України*, Вип. 1, с. 224–230, 2016.
- [7] Ф. Д. Матіко, "Методологічні засади визначення об'єму втрат природного газу та мінімізації його дисбалансів в системах транспортування та розподілу", автореф. дис. докт. тех.



- наук: 05.11.01, НУ “Львівська політехніка”, Львів, 2015.
- [8] Kegang Ling, Guoqing Han and Xiao Ni, Chunming Xu, Jun He, Peng Pei and Jun Ge. A New Method for Leak Detection in Gas Pipelines, Oil and Gas Facilities, p. 97-106, April 2015.
- [9] D. Waleed et al., "An In-Pipe Leak Detection Robot With a Neural-Network-Based Leak Verification System," in *IEEE Sensors Journal*, vol. 19, no. 3, pp. 1153-1165, 1 Feb.1, 2019. DOI: 10.1109/JSEN.2018.2879248.
- [10] A. Ch. Igbojionu, U. Ju. Obibuike, M. Udechukwu, Ch. D. Mbakaogu, S. Tooohukwu Ekwueme, "Hydrocarbon Spill Management Through Leak Localization in Natural Gas Pipeline", *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*, vol. 8, is. 6, pp. 137-142, 2020. DOI: [10.11648/j.ogce.20200806.13](https://doi.org/10.11648/j.ogce.20200806.13)
- [11] S. M. Mujtaba, T. A. Lemma, S. A. A. Taqvi, T. N. Ofei, and S. K. Vandurangi, "Leak Detection in Gas Mixture Pipelines under Transient Conditions Using Hammerstein Model and Adaptive Thresholds," *Processes*, vol. 8, is. 4, 474, pp. 1-21, Apr. 2020, DOI: 10.3390/pr8040474.
- [12] P. Gigih and M. F. Ghazali, "Leak Detection in Pipelines Using Wavelet Transform and Cepstrum Analysis Methods", *IJEPPSE*, vol. 4, no. 2, pp. 159-162, Jun. 2021. DOI: 10.31258/ijeepse.4.2.159-162
- [13] Jesus Peralta, Cristina Verde, Fermín Delgado, "Wave propagation patterns in gas pipelines for fault location", in *21st IFAC World Congress*, Berlin, Germany, pp. 198-203, July 12-17, 2020.
- [14] Małgorzata Amanda Kwęstarcz, Andrzej Janusz Osiańczak, Łukasz Kotyński, "Method for leak detection and location for gas networks", *Archives of Mining Sciences*, vol. 64, no. 1, pp.131-150, 2019. DOI: 10.24425/ams.2019.126276
- [15] Ubanozie Julian Obibuike, Anthony Kerunwa, Mathew Udechukwu, Remmy Chindu Eluagu, Anthony Chemazu Igbojionu, Stanley Tooohukwu Ekwueme. "Mathematical Approach to Determination of the Pressure at the Point of Leak in Natural Gas Pipeline", *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*, vol. 8, is. 1, pp. 22-27, 2020. DOI: 10.11648/j.ogce.20200801.14

UDC 681.518.5

**F. D. Matiko, V. O. Dzhyhyrei, I. V. Kostyk, B. M. Danyltsiv***Lviv Polytechnic National University, Lviv, Ukraine***ALGORITHM FOR DETERMINING THE VOLUME OF NATURAL GAS LOSSES UNDER CONDITIONS OF MEASURING ITS PARAMETERS AT THE GAS PIPELINE OUTLET**

Gas pipeline networks are complex distributed systems consisting of hundreds of kilometers of pipelines of various configurations. Equipping all sections of the gas pipelines with gas accounting and gas parameter metering devices that would allow for the quick detection of pipeline damages and the determination of gas loss volumes requires significant funds. As a result, many transportation and distribution pipelines are not equipped with metering devices. Therefore, it is important to develop algorithms that can estimate the volume of gas losses based on information from existing metering units without the reconstruction of gas networks.

The paper proposes an improved mathematical model for the stationary flow of natural gas in pipelines which considers the flow velocity changes along the pipeline. This model is supplemented with an equation for calculating the flowrate of gas flowing into the atmosphere through a hole in the damaged above-ground gas pipeline. The authors have developed an equation to determine the discharge coefficient for a pressure range in the pipeline from 0.1 to 1.2 MPa with a methodological error of no more than 1.7%. Based on the obtained mathematical models, an algorithm has been developed to calculate the gas volume lost because of damage for pipeline configurations with gas parameter metering units at the pipeline outlet. The developed algorithm has been validated, and an example of its application for analyzing the distributions of gas pressure and temperature in a pipeline with existing damage is presented. The paper presents the simulation results for gas leakage through pipeline damage and the iterative determination of gas parameters at the damage point, as well as the results of calculating the gas flowrate through the damage.

The application of the developed algorithm allows for increased accuracy in determining the volume of gas losses through pipeline damage. Its hardware implementation in the future will reduce the time for damage detection, localization, and elimination.

**Keywords:** calculation algorithm; gas losses; pipeline damage; mathematical model; pipeline configuration.

*Ндійшла до редакції  
19 жовтня 2023 року*

*Рецензовано  
22 листопада 2023 року*



© 2023 Copyright for this paper by its authors.  
Use permitted under Creative Commons License Attribution 4.0 International (CC BY 4.0).