

УДК 519.6:622.691.4

DOI 10.36910/10.36910/6775-2313-5352-2026-28-7

Матіко Ф. Д., ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0001-6569-2587>Данильців Б. М., ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0002-8811-5189>

Національний університет «Львівська політехніка»

МЕТОДИКА ІДЕНТИФІКАЦІЇ ПАРАМЕТРІВ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ СТАЦІОНАРНОГО РЕЖИМУ РУХУ ГАЗУ НА ОСНОВІ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДАНИХ

У статті обґрунтовано доцільність уточнення параметрів математичної моделі стаціонарного режиму руху природного газу в магістральному газопроводі на основі експериментальних даних. Встановлено, що застосування довідкових значень коефіцієнта гідравлічного опору та коефіцієнта теплопередачі від газу до ґрунту без їх уточнення призводить до значних похибок моделювання. Розроблено методику ідентифікації цих коефіцієнтів як єдиної задачі мінімізації у просторі двох параметрів із цільовою функцією у вигляді суми квадратів нормованих відхилень розрахункових значень тиску і температури на виході газопроводу від їх експериментальних значень. За результатами оптимізації удосконалено формулу для обчислення коефіцієнта гідравлічного опору λ та отримано значення коефіцієнта теплопередачі для умов прокладання досліджуваного газопроводу ($3,71 \text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$). Підтверджено адекватність уточненої моделі шляхом порівняння розрахункових значень тиску і температури на виході газопроводу з експериментальними значеннями: відносне відхилення тиску не перевищує 0,38 %, температури - 0,01 %. Розроблену методику пропонується застосовувати для уточнення параметрів моделей інших газопроводів, а отримані розподіли тиску й температури - як граничні умови для математичної моделі нестационарного режиму руху газу.

Ключові слова: магістральний газопровід, математична модель, стаціонарний режим, коефіцієнт гідравлічного опору, коефіцієнт теплопередачі, ідентифікація параметрів, експериментальні дослідження.

Постановка проблеми. Сучасні методи виявлення та локалізації витоків у газотранспортних мережах базуються на застосуванні математичних моделей нестационарного руху газу [1]. Використання таких моделей дозволяє не лише виявити наявність витоку в режимі реального часу, а й визначити його розташування (з точністю 97-99%) та оцінити величину втрат газу (92-98% точності) [1]. Метод, представлений у роботі [1], демонструє ефективність комплексного підходу до моніторингу газових мереж, який включає три основні етапи: ідентифікацію витоку, визначення його величини та локалізацію місця пошкодження.

Однак практичне застосування моделей нестационарного режиму є складною та трудомісткою задачею, яка потребує значних обчислювальних ресурсів та ретельної попередньої підготовки. Ключовою проблемою є необхідність точної ідентифікації параметрів моделі перед її використанням для ідентифікації витоків. Як зазначається в статті [1], перед виявленням витоку обов'язково має бути виконана ідентифікація моделі на основі трьох основних параметрів: коефіцієнта гідравлічного опору λ , коефіцієнта стисливості z та густини газу ρ .

Серед цих параметрів коефіцієнт гідравлічного опору λ характеризується найбільшою невизначеністю і суттєво впливає на точність розрахунку перепадів тиску вздовж трубопроводу [1]. Дослідження показують, що для сталевих труб, які використовуються в газотранспортних системах, абсолютна шорсткість може варіюватися в широкому діапазоні — від 0,045 мм до 3,0 мм [1], що безпосередньо впливає на величину коефіцієнта гідравлічного опору. Неправильне визначення цього параметра може призвести до значних похибок у розрахунках або навіть до пропуску невеликих витоків [1].

Таким чином, перед застосуванням складних моделей нестационарного режиму для виявлення та локалізації витоків необхідно провести ретельне уточнення параметрів на основі експериментальних даних. Застосування спрощених моделей стаціонарного режиму на етапі калібрування дозволяє ефективно визначити базові параметри системи з меншими обчислювальними витратами. Отримані в результаті такого калібрування параметри можуть бути надалі використані в моделях нестационарного режиму, забезпечуючи їх високу точність та надійність при виявленні витоків.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. У багатьох роботах автори застосовують математичні моделі стаціонарного руху газу для отримання вихідних даних (наприклад, граничних умов) для розв'язування моделей нестационарного режиму руху газу. Зокрема, у роботі [2] подано класичний підхід до моделювання газопровідних мереж у стаціонарному режимі. Автор розглядає чисельні методи для визначення рівноважного розподілу тисків і витрат та підкреслює, що ці результати можуть використовуватися як початкові умови для складніших аналізів нестационарного режиму. Це стало основою для подальших досліджень з перевірки та калібрування параметрів.

У монографії [3] показано фундаментальну різницю між усталеним і нестационарним режимами. Автори пояснюють, які фізичні явища втрачаються при усередненні в часі, і наголошують, що моделі стаціонарного режиму не відображають хвильові процеси, проте можуть використовуватися для контролю вхідних даних перед складними розрахунками.

Автори статті [4] виконали аналіз нестационарних процесів у газопроводах та застосували рішення стаціонарного типу, отримані методом Ньютона–Рафсона, як вихідний стан для нестационарних симуляцій. Показано, що без попередньої стаціонарної ініціалізації чисельна стійкість розрахунків порушується.

У роботі [5] запропоновано об'єктно-просторову модель для нестационарного аналізу. Автори наголошують, що застосування стаціонарних рішень як початкових умов є необхідним для уникнення нестабільності під час інтегрування нестационарних задач. Редукована модель трубопроводів, запропонована у статті [6], ґрунтується на попередньому використанні стаціонарних розрахунків для вирівнювання параметрів перед застосуванням спрощених моделей нестационарного типу, що дозволяє зменшити похибку.

Дослідження [7] об'єднує застосування методів CFD-моделювання у поєднанні з результатами експериментальних вимірювань. Отримані стаціонарні профілі швидкостей та фазових розподілів використовуються як основа для подальшого калібрування динамічних розрахунків. У роботі [8] також представлено результати експериментів за впливу низького тиску. Автори спершу калібрують постійні коефіцієнти на основі стаціонарних вимірів, після чого перевіряють відповідність часових рядів моделі та експерименту.

У статті [9] формалізовано задачу стаціонарних розрахунків для неідеальних газів. Автори доводять існування та унікальність розв'язків, що є важливим для формування надійної початкової умови перед нестационарним аналізом.

Автори роботи [10] пропонують для застосування онлайн-симулятор нестационарних процесів з оптимізаційною ідентифікацією параметрів. Для ініціалізації та пришвидшення оцінок використовуються стаціонарні рішення, що узгоджуються з результатами експериментальних вимірювань. У технічних звітах [11] також підкреслено роль моделей стаціонарного типу у швидких перевірках, калібруванні параметрів і оптимізації режимів. Автори наголошують, що стаціонарні розрахунки не можуть повністю замінити моделювання нестационарного типу, але вони є критично важливим підготовчим етапом.

У роботі [12] стаціонарні розрахунки використовуються для лінеаризації системи навколо усталеного стану, після чого будуються передавальні функції для швидкого прогнозування динамічної поведінки. Цей підхід широко застосовують у поєднанні з експериментальними даними для калібрування характеристик.

Отже, у низці публікацій [2-13], присвячених математичному моделюванню нестационарних процесів у газопроводах та експериментальній перевірці моделей нестационарного типу, описано практику поєднання стаціонарних розрахунків із експериментальними розподілами тиску, температури і витрати. У багатьох роботах застосовано калібрування параметрів математичних моделей на базі аналізу стаціонарного режиму руху газу, а також реалізацію нестационарних розрахунків на основі результатів стаціонарного моделювання, що підтверджує актуальність теми цієї статті.

Метою цієї статті є розроблення методики ідентифікації параметрів математичної моделі стаціонарного режиму руху газу на основі експериментальних даних для подальшого використання результатів моделювання для розв'язування моделей нестационарного режиму руху газу та виявлення витоків.

Застосування моделі стаціонарного руху газу для побудови розподілів тиску та температури вздовж газопроводу. Використаємо удосконалену математичну модель руху природного газу у газопроводі яка є системою диференціальних рівнянь зміни тиску та температури газу вздовж газопроводу, що доповнена рівнянням стану реального газу [12]:

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

де ρ – густина природного газу;

p – тиск природного газу в газопроводі;

g – прискорення вільного падіння;

q_m – масова витрата природного газу;

z – фактор стисливості природного газу;

M – молярна маса природного газу;

R – газова стала;

T – абсолютна температура природного газу;

Δy – різниця кінцевої y_2 та початкової y_1 висот розміщення газопроводу;

L – довжина газопроводу;

D – внутрішній діаметр газопроводу;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору;

D_i – коефіцієнт Джоуля–Томсона;

c_p – ізобарна теплоємність природного газу;

T_{gp} – абсолютна температура ґрунту;

k_t – коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту;

D_z – зовнішній діаметр газопроводу;

ρ_c – густина природного газу за стандартних умов;

w_a – молярна частка азоту; w_y – молярна частка діоксиду вуглецю.

Застосуємо наведену математичну модель для моделювання газопроводу та дослідження зміни параметрів газу вздовж газопроводу.

Під час моделювання в середовищі Matlab застосовано експериментальні дані, отримані з горизонтального магістрального трубопроводу (нахил газопроводу 0°) без відборів і витоків довжиною 122 км. Внутрішній діаметр трубопроводу – 1388 мм. Часовий інтервал між точками вимірювання – 2 год. Отримані експериментальні дані представлено у таблиці 1.

Таблиця 1 – Результати експериментальних досліджень параметрів газу у магістральному газопроводі

№	Тиск на вході трубопроводу, P_0 , атм	Об'ємна витрата зведена до стандартних умов, Q , тис. м ³ /год	Тиск на виході трубопроводу, P_k , атм
1	66,5	3 492	48,3
2	66,6	3 506	48,5
3	66,4	3 484	48,3
4	66,2	3 479	48,2
5	66,1	3 459	48,0

Експериментальні дослідження виконано за таких умов:

- густина газу за стандартних умов: 0,682 кг/м³;

- температура газу на виході трубопроводу: 26 °С;

- температура газу на вході трубопроводу: 40 °С;

- температура ґрунту на початковій ділянці трубопроводу: 26 °С.

Для набору даних 1 із таблиці 1 проведено моделювання розподілу тиску по довжині трубопроводу при стаціонарному режимі руху газу та виконано порівняння збіжності експериментального та розрахункового значення тиску в кінці ділянки газопроводу. З таблиці 1 видно, що експериментальне значення тиску газу у кінцевій точці газопроводу рівне 48,3 атм, експериментальне значення температури газу – 26 °С.

За результатами моделювання руху газу у газопроводі отримано розподіли тиску та температури по довжині газопроводу, що представлені на рисунку 1.

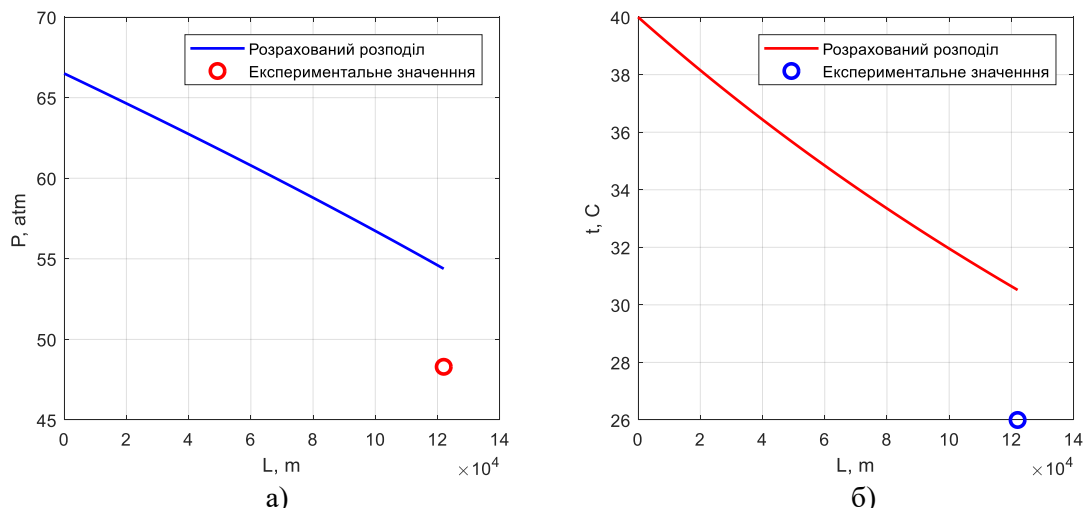


Рисунок 1 - Розподіли параметрів газу вздовж магістрального газопроводу при стаціонарному режимі руху газу: а) розподіл тиску; б) розподіл температури

Як видно з рисунка 1, розрахункові та експериментальні значення тиску та температури газу в кінці газопроводу значно відрізняються. У таблиці 2 представлено абсолютні та відносні відхилення для цих параметрів. Такі значні відхилення, на думку авторів, зумовлені тим, що в математичній моделі застосовано низку довідкових значень фізичних величин, які не відповідають реальному стану досліджуваного магістрального газопроводу. Насамперед це коефіцієнт гідравлічного опору λ , який значно впливає на гідродинамічні характеристики потоку газу та на розподіл тиску, а також коефіцієнта теплопередачі від газу до ґрунту k_t , який залежить від характеристик стінки газопроводу, його ізоляції, ґрунту та також значно впливає на розподіл температури вздовж газопроводу.

Таблиця 2 – Таблиця порівняння розрахункових та експериментальних значень тиску і температури газу в кінці газопроводу

Позначення параметра	Експериментальне значення	Розрахункове значення	Абсолютна похибка Δ	Відносна похибка, %
P, атм	48,3	54,3	6,0	12,6
t, °C	26,0	30,5	4,5	17,3

Методика ідентифікації параметрів математичної моделі стаціонарного режиму руху газу та її перевірка. Для удосконалення математичної моделі та отримання адекватних результатів моделювання для досліджуваного магістрального газопроводу необхідно уточнити значення коефіцієнтів системи диференціальних рівнянь, а саме - коефіцієнта гідравлічного опору λ та коефіцієнта теплопередачі від газу до ґрунту k_t .

Оскільки досліджуваний магістральний газопровід експлуатують при великих значеннях витрати газу, то режим руху газу у цьому газопроводі є розвиненим турбулентним, відповідно зі значенням числа Рейнольдса $Re = 4,68 \times 10^7$. Для таких умов коефіцієнт гідравлічного опору доцільно обчислювати за формулою Філоненка [14]:

$$\lambda = (0,79 \cdot \ln(Re) - 1,64)^{-2}, \quad (2)$$

де константа 0,79 – це коефіцієнт, що визначає швидкість зменшення λ зі зростанням Re [14]; 1,64 – емпірична константа, що узгоджує криву $\lambda(Re)$ з експериментальними даними; її фізичний зміст пов'язаний з впливом в'язкого підшару біля стінки трубопроводу [14]; Re - число Рейнольдса, яке доцільно визначати за формулою:

$$Re = \frac{4 \cdot q_m}{\pi \cdot \mu \cdot D} \quad (3)$$

У формулі (3) μ - динамічна в'язкість природного газу.

З аналізу формули (2) видно, що для удосконалення математичної моделі (1) і, відповідно, уточнення розподілу тиску вздовж газопроводу потрібно визначити вільну константу у рівнянні (2) на основі експериментальних даних про розподіл тиску. Слід відмітити, що застосувавши

рівняння (2) для умов експлуатації газопроводу, які відповідають набору даних 1 із таблиці 1, коефіцієнт гідравлічного опору дорівнює $\lambda = 6,5 \cdot 10^{-3}$.

На відміну від коефіцієнта гідравлічного опору, коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту k_t задають як константу математичної моделі, оскільки методика його аналітичного визначення складна. Коефіцієнт теплопередачі від газу до навколишнього середовища залежить від умов прокладання газопроводу. При підземному прокладанні коефіцієнт теплопередачі залежить як від глибини закладання, діаметра газопроводу та технологічних особливостей транспортування природного газу, так і від теплофізичних характеристик та вологості ґрунту. Тому для кожного окремого газопроводу величину потрібно визначати експериментально.

Якщо дані про густину, вологість та температуру ґрунту відсутні, то для розрахунку розподілу температури по довжині магістрального газопроводу застосовують значення коефіцієнта теплопередачі, визначені експериментально для різних типів ґрунтів: для сухого піску $k_t = 1,16 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$; для сирого піску $k_t = 3,49 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ для вогуватої глини $k_t = 1,45 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ [15].

Оскільки коефіцієнти k_t та λ одночасно впливають на розподіл як температури, так і тиску вздовж газопроводу, їх послідовне уточнення призводить до некоректних результатів через взаємозалежність рівнянь системи — тому уточнення цих параметрів доцільно виконати як єдину задачу мінімізації у просторі двох параметрів. Цільова функція являє собою суму квадратів нормованих відхилень розрахункових значень тиску та температури на виході газопроводу від їх експериментальних значень, що забезпечує рівнозначний внесок обох величин незалежно від їх розмірності. Для оптимізації значень коефіцієнтів k_t та λ застосовано функцію `fmincon` пакета MATLAB Optimization Toolbox, яка реалізує метод внутрішньої точки з підтримкою двосторонніх обмежень параметрів — це дозволяє утримувати пошук у фізично допустимій області та уникнути збіжності до нефізичних розв'язків.

В результаті оптимізації уточнено значення вільної константи у рівнянні (2). Уточнене рівняння має вигляд:

$$\lambda = (0,79 \cdot \ln(Re) - 3,712)^{-2}, \quad (4)$$

Застосувавши формулу (4) та число Re , яке відповідає набору даних 1 із таблиці 1, отримано значення коефіцієнта гідравлічного опору $\lambda = 9,4 \cdot 10^{-3}$. Також за результатами оптимізації отримано значення коефіцієнта теплопередачі $k_t = 3,739 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. За результатами застосування математичної моделі (1) з уточненими коефіцієнтами k_t і λ та моделювання руху газу у газопроводі отримано розподіли тиску та температури по довжині газопроводу, що представлені на рисунку 2.

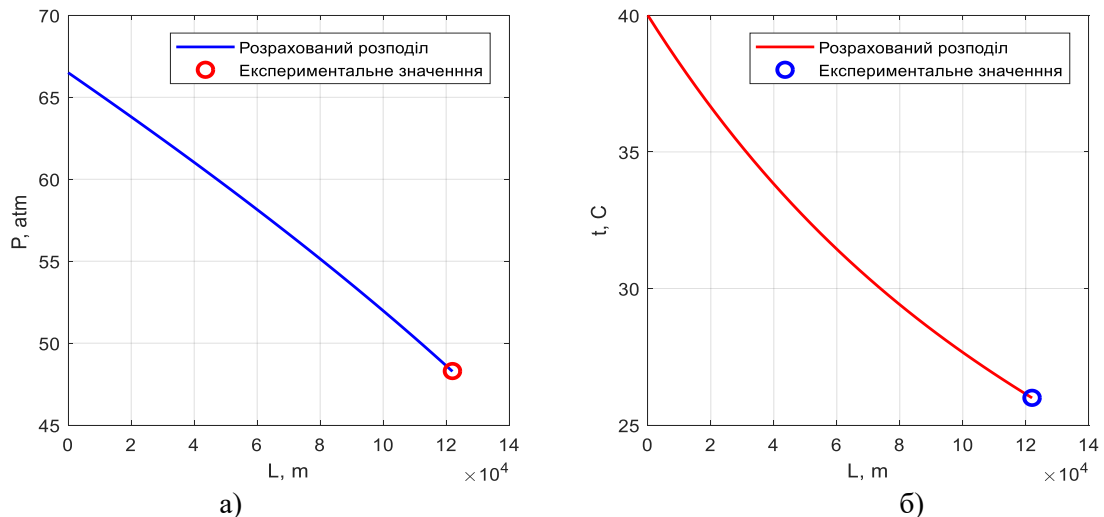


Рисунок 2 – Розподіли параметрів газу вздовж магістрального газопроводу, отримані за моделлю із уточненими коефіцієнтами k_t та λ : а) розподіл тиску; б) розподіл температури

Як видно з рисунка 2, розрахункові та експериментальні значення тиску та температури газу в кінці газопроводу добре узгоджуються. У таблиці 3 представлено абсолютні та відносні відхилення розрахункових та експериментальних значень цих параметрів. Відносне відхилення

тиску становить – 0,04%, температури – -0,01%, що підтверджує адекватність розробленої математичної моделі.

Таблиця 3 – Таблиця порівняння експериментальних значень із розрахованими після уточнення коефіцієнтів k_t і λ

	Експериментальне значення	Розраховане значення	Абсолютна похибка Δ	Відносна похибка %
Р, атм	48,3	48,2	-0,020	-0,04
t, °C	26,0	25,9	-0,003	-0,01

Також було проведено моделювання для решти наборів експериментальних даних із таблиці 1. Для наборів даних відносна похибка за тиском на виході газопроводу не перевищує 0,383%, що є прийнятним результатом для інженерних розрахунків магістральних газопроводів.

Таблиця 4 – Порівняння розрахованих і експериментальних значень

Тиск на вході трубопроводу, Р ₀ , атм	Об'ємна витрата зведена до стандартних умов, Q, тис. м ³ /год	Тиск на виході трубопроводу, Р _к , атм	Розрахований тиск на виході трубопроводу, атм	Абсолютна похибка Δ , атм	Відносна похибка %
66,6	3 506	48,5	48,348	- 0,0015	- 0,003
66,4	3 484	48,3	48,319	0,019	0,039
66,2	3 479	48,2	48,097	0,102	0,211
66,1	3 459	48,0	48,184	0,184	0,383

Отже, удосконалене рівняння (4) відображає реальний стан внутрішньої поверхні досліджуваного газопроводу. Отримане значення коефіцієнта гідравлічного опору $\lambda = 0,0092$ перевищує значення для ідеально гладкої труби $\lambda = 0,0065$, що відповідає збільшенню еквівалентної шорсткості стінки внаслідок експлуатації газопроводу. Згідно з [14], після одного року використання в газопроводах еквівалентна шорсткість безшовних сталевих труб становить $\Delta = 0,12$ мм, а після кількох років може досягати 0,20 мм, що і зумовлює підвищення коефіцієнта гідравлічного опору порівняно з теоретичним значенням для нової труби. Отримана формула (4) забезпечує низьку похибку обчислення коефіцієнта гідравлічного опору λ для досліджуваного газопроводу.

Уточнене значення коефіцієнта теплопередачі $k_t=3,739$ Вт/(м²·К) узгоджується з довідниковими даними. За даними [15], коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту для сирого піску становить $k_t=3,0$ ккал/(год·м²·°C), що відповідає $k_t=3,49$ Вт/(м²·К). Дещо вище оптимізоване значення може пояснюватися підвищеною вологістю ґрунту вздовж траси досліджуваного газопроводу.

Висновки. У статті розроблено та апробовано методику ідентифікації параметрів математичної моделі стаціонарного режиму руху природного газу в магістральному газопроводі на основі експериментальних даних. Показано, що застосування довідкових значень коефіцієнта гідравлічного опору λ та коефіцієнта теплопередачі k_t без їх уточнення на основі експериментальних даних призводить до значних похибок моделювання.

Запропонований підхід до одночасної оптимізації обох параметрів як єдиної задачі мінімізації у просторі двох змінних дозволяє уникнути некоректних результатів, зумовлених взаємозалежністю рівнянь системи при послідовному уточненні. В результаті оптимізації отримано уточнену формулу коефіцієнта гідравлічного опору та значення коефіцієнта теплопередачі $k_t = 3,712$ Вт/(м²·К), які забезпечують відносну похибку моделювання за тиском не більше 0,383% та за температурою не більше 0,01% для досліджуваного газопроводу.

Отримані розподіли тиску і температури вздовж трубопроводу можуть бути використані як граничні умови для розв'язування математичної моделі нестационарного руху газу параболічного типу та реалізації методу виявлення і локалізації витоків газу для автоматизованої системи моніторингу стану газопроводів у реальному часі.

Інформаційні джерела

1. Kwestarz, Małgorzata Amanda, Osiadacz, Andrzej Janusz, Kotyński, Łukasz Method for leak detection and location for gas networks. *Archives of Mining Sciences* [online]. 2019, no. 64, (1), pp. 131–150. Available from: doi: 10.24425/ams.2019.126276
2. A. J. Osiadacz, *Simulation and Analysis of Gas Networks*. London: E. & F. N. Spon, 1987.
3. E. B. Wylie and V. L. Streeter, *Fluid Transients in Systems*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1993.
4. Z. Hafsi, L. Ayed, and S. Elaoud, "Characteristic mesh grid method for transient analysis of natural gas flow in pipeline networks," *UPB Scientific Bulletin, Series D: Mechanical Engineering*, vol. 82, no. 1, pp. 53–64, 2020. [Online]. Available: https://www.scientificbulletin.upb.ro/rev_docs_arhiva/fullb74_244588.pdf
5. R. Alamian, M. Behbahani-Nejad, and A. Ghanbarzadeh, "A state space model for transient flow simulation in natural gas pipelines," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 9, pp. 51–59, 2012. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2012.06.005>
6. K. Wen, Z. Xia, W. Yu, and J. Gong, "A new lumped parameter model for natural gas pipelines in state space," *Energies*, vol. 11, no. 9, pp. 1–18, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en11092440>
7. M. B. Martínez, P. L. Gómez, and D. R. Vallejo, "CFD study and experimental validation of low liquid-loading multiphase flow in a pipeline," *Processes*, vol. 8, no. 12, pp. 1–19, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/pr8121639>
8. H. Mnasri, S. Elaoud, L. Ayed, and S. Hafsi, "Low pressure experimental validation of low-dimensional multiphase pipeline model," *Fluids*, vol. 6, no. 5, pp. 1–17, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/fluids6050193>
9. S. Srinivasan, K. Sundar, V. Gyrya, and A. Zlotnik, "Numerical solution of the steady-state network flow for non-ideal gas," *arXiv preprint arXiv:2203.12345*, 2022. [Online]. Available: <https://arxiv.org/abs/2203.12345>
10. X. Yin, Y. Zhang, T. Chen, and Z. Wang, "A high-accuracy online transient simulation framework of natural gas pipeline network," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 107, p. 104800, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2023.104800>
11. Emerson, "Fundamental differences between steady-state and transient flow simulation," *Technical White Paper*, Emerson Automation Solutions, 2019. [Online]. Available: <https://www.emerson.com/documents/automation/article-fundamental-differences-between-steady-state-transient-simulation-en-131124.pdf>
12. S. S. Rao and H. K. Versteeg, "Analysis of a model of a natural gas pipeline—a transfer function approach," *IMA Journal of Mathematical Control and Information*, vol. 5, no. 1, pp. 1–25, 2021. [Online]. Available: <https://academic.oup.com/imatrm/article/5/1/tnab002/6421330>
13. 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. / Вісник КПІ. Серія Приладобудування : збірник наукових праць. 2023. Вип. 66(2). С. 66-74.
14. Idelchik, I. E. (2007). Handbook of Hydraulic Resistance. 4th ed. Begell House, New York.
15. Білецький В. С., Фик М. І. Основи транспорту природних вуглеводнів : Підручник / За заг. ред. І. М. Фика. Львів : Новий Світ-2000, 2019. 274 с. (електронна версія: <https://ev.vue.gov.ua/wp-content/uploads/2023/11/Osnovy-transportu-pryrodneykh-vuhlevodiv-10.10.2019.pdf>).

UDC 519.6:622.691.4

Matiko F., Danyltsiv B.

Lviv Polytechnic National University

TECHNIQUE FOR PARAMETER IDENTIFICATION FOR MATHEMATICAL MODEL OF STEADY-STATE GAS FLOW BASED ON EXPERIMENTAL DATA

The article substantiates the need to identify the parameters of a mathematical model of steady-state natural gas flow in a main gas pipeline using experimental data. It is established that using reference values for the hydraulic resistance coefficient and the gas-to-soil heat transfer coefficient without their identification leads to significant modeling errors. A methodology has been developed for identifying these coefficients as a single minimization problem in the space of two parameters, with an

objective function defined as the sum of squared normalized deviations of the calculated pressure and temperature values at the pipeline outlet from their experimentally measured values. Based on the minimization results, the formula for calculating the hydraulic resistance coefficient λ has been improved, and the heat transfer coefficient has been determined for the pipeline's laying conditions (3.71 W/(m²·K)). The adequacy of the model with identified parameters has been confirmed by comparing the calculated pressure and temperature at the pipeline outlet with the experimental data; the relative deviations do not exceed 0.38% for pressure and 0.01% for temperature. The developed technique is recommended for identifying model parameters for other gas pipelines, while the obtained pressure and temperature distributions can serve as boundary conditions for a mathematical model of non-steady gas flow.

Keywords: *main gas pipeline, mathematical model, steady-state mode, hydraulic resistance coefficient, heat transfer coefficient, parameter identification, experimental research.*

Дата першого надходження
статті до видання
21.04.2026 р.

Дата прийняття статті
до друку
18.05.2026 р.

Дата
оприлюднення
30.05.2026 р.