

МЕХАНІЧНА ІНЖЕНЕРІЯ

УДК 621.51.004

DOI: 10.31471/1993-9965-2023-1(54)-31-35

ДІАГНОСТУВАННЯ АВАРІЙНИХ ВИТОКІВ З ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ ЇХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, О. В. Іванов*, В. П. Підлуський, О. А. Туровський, Б. М. Сухарський

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727139,
e-mail: oleksandr.ivanov@nung.edu.ua

Розглянуто принципи визначення появи аварійного витoku газу з газопроводу і його лінійної координати в умовах неповного завантаження газотранспортної системи. Зауважено, що в умовах нестабільного по-ступлення і відбору газу характерні нестационарні процеси в лінійній частині газопроводу, викликані збу-реннями витрати газу, що виключає можливість діагностування аварійних витоків на основі коливання параметрів режиму в момент їх появи. Методи діагностування, що опираються на стаціонарні газодина-мічні моделі, недосконалі за рахунок суттєвих похибок результату, викликаних нестационарністю процесу транспортування газу. Натомість методи, що базуються на нестационарних моделях, є надто складними і вимагають великого обсягу вхідної інформації і тривалого часу реалізації, що також виключає можли-вість їх оперативного застосування. Тому доцільно використовувати методи, що базуються на викорис-танні нестационарних математичних моделей зі спрощеною системою реалізації. В якості таких пропону-ються спрощені методи, що базуються на нестационарних моделях, не вимагають значного обсягу вхідних даних, і водночас видають задовільні для практики результати реалізації. Серед них метод пониження по-рядку диференціальних рівнянь імпульсу та нерозривності, що передбачає часткову заміну диференціальних операторів кінцевими приростами шуканих функцій, і метод врахування зміни лінійної швидкості руху газу в трубах, що вимагає вимірювання параметрів газового потоку по довжині газопроводу і в часі. Ці методи враховують нестационарність процесу транспортування газу газопроводами і є відносно простими в реалі-зації. Результати обчислювального експерименту показують, що точність і достовірність отриманих ре-зультатів задовольняють вимогам практики.

Ключові слова: газотранспортна система; неповне завантаження; нестационарний процес; аварійні ви-токи; діагностування.

The principles of determining the occurrence of an emergency gas leakage from a gas pipeline and its linear coordinate under conditions of incomplete loading of the gas transmission system are considered. It is noted that under conditions of unstable gas supply and withdrawal, unsteady processes in the linear part of the gas pipeline caused by gas flow disturbances are characteristic, which excludes the possibility of diagnosing emergency leaks based on fluctuations in the mode parameters at the time of their occurrence. Diagnostic methods based on stationary gas-dynamic models are imperfect due to significant errors in the result caused by the non-stationarity of the gas transmission process. Instead, methods based on non-stationary models are too complex and require a large amount of input information and a long implementation time, which also excludes the possibility of their operational application. Therefore, it is advisable to use methods based on the use of non-stationary mathematical models with a simplified system of their implementation. As such, we propose simplified methods based on non-stationary models that do not require a significant amount of input data, and at the same time provide satisfactory results for practice. Among them are the method of lowering the order of the differential equations of momentum and continuity, which involves partial replacement of differential operators by finite increments of the desired functions, and the method of taking into account changes in the linear velocity of gas in pipes, which requires measuring gas flow parameters

along the length of the pipeline and in time. These methods take into account the non-stationarity of the process of gas transmission through gas pipelines and are relatively simple to implement. The results of the computational experiment show that the accuracy and reliability of the obtained results meet the requirements of practice.

Key words: gas transportation system; incomplete loading; non-stationary process; emergency leaks; diagnosis.

Вступ

В умовах неповного завантаження газотранспортної системи спостерігаються суттєві зміни величини витрати газу, і, як наслідок, параметрів режиму роботи газопроводів, що має суттєвий вплив на гідравлічний стан їх лінійної частини.

Гідравлічний стан газопроводу загальноприйнято характеризувати коефіцієнтом гідравлічної ефективності або фактичним значенням коефіцієнта гідравлічного опору, який в умовах частотої зміни витрати газу змінює своє значення і, що не менш важливо, похибку в його визначенні.

Діагностування аварійних витоків газу з газопроводу в умовах неповного завантаження є більш актуальною задачею експлуатації газопроводів, ніж в проектних умовах, оскільки важливого значення набуває втрата газу та газодинамічні втрати енергії при транспортуванні.

Огляд літературних джерел

Існують методики діагностування витоків газу з газопроводів, які ґрунтуються на стаціонарних формулах чи методах математичної статистики. Використання диспетчерських даних, що відбивають поточний стан газопроводу, потрібне в усіх випадках, коли відсутня можливість проводити спеціальні експерименти за визначенням параметрів газопроводу. У розрахункові формули входять усереднені величини витрати, тисків і температури, зміна яких позначається на точності визначення величини коефіцієнта гідравлічного опору. В ряді праць [1-3] пропонується при змінах величин параметрів режиму в часі знаходити коефіцієнт гідравлічного опору для кожного їх значення з відліком через 1 годину і потім будувати довірчий інтервал визначення його величини. При цьому час відліку істотно позначається на точності визначення величини коефіцієнта гідравлічного опору, крім того, мають вплив на його величину похибки усереднювання величин параметрів. Усереднювання параметрів на недостатньо довгому діапазоні призводить до таких результатів, за яких точність розрахунків лежить в межах точності вимірів. Очевидно, що чим більший діапазон часу, тим точніший результат. Ефект запізнювання при знятті показів не позначається при великому діапазоні часу, тому при розрахунках перехідних процесів вважа-

ється, що час стабілізації газопроводу не більше 6-8 годин на 100 км.

Мета роботи

Для умов нестационарного режиму роботи газотранспортної системи, характерного у випадку її експлуатації з неповним завантаженням, методи визначення фактичного значення коефіцієнта гідравлічного опору, що базуються на стаціонарних математичних моделях, призводять до значних похибок в розрахунках. З метою їх зменшення необхідно використовувати в діагностичних цілях методи, що опираються на моделі нестационарного руху газу в трубах.

Основна частина

Відомі методи діагностики, що базуються на нестационарних моделях руху газу в трубах [4-7], неприйнятні для оперативного прогнозу, оскільки вимагають додаткової інформації про зміну тиску і значного часу реалізації. Тому пропонуються спрощені методи, що базуються на нестационарних моделях. Серед них метод пониження порядку диференціальних рівнянь і метод врахування зміни швидкості.

Розглянемо методику визначення величини коефіцієнта гідравлічного опору при істотно нестационарних процесах. Для опису довгих газопроводів при співвідношення початкового і кінцевого тисків $p_1/p_2 < 2$ справедливі відомі рівняння [8,9]

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{k}{F} M ; \quad (1)$$

$$-\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{c^2}{F} \frac{\partial M}{\partial x} , \quad (2)$$

де M – масова витрата газу,
 $M = \rho w F ; \quad (3)$

w – лінійна швидкість;

ρ – густина;

F – площа поперечного перерізу труби.

Система (1) може бути зведена до рівняння

$$\frac{\partial p}{\partial t} = -k \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = 0, \quad (4)$$

де

$$k = \frac{c^2}{2a} , \quad (5)$$

$2a$ – коефіцієнт лінеаризації, який рівний

$$2a = \frac{\lambda w_{cp}}{2d} \quad (6)$$

Усереднена швидкість газу рівна

$$w_{cp} = \frac{2}{3}(w_1 + 2w_0), \quad (7)$$

де w_1 і w_0 – усереднені швидкість газу на початку і в кінці газопроводу.

Величину w можна визначити досить точно:

$$w = \frac{1}{\tau \rho F} \int_0^{\tau} M(t) dt \quad (8)$$

Для визначення величини $\lambda = 2c^2 d / kw_{cp}$ використовується метод пониження порядку похідних залежних змінних до такої величини, яка відповідає порядку вимірюваних змінних [2,3].

При цьому виключається необхідність диференціювати вимірювані змінні, що є складно при неточних дискретних вимірах.

Метод [6] полягає в наступному:

1. Задаються видом рівнянь в часткових похідних, що описують технологічний процес, і в яких містяться постійні параметри, наприклад для рівняння руху газу таким параметром є коефіцієнт лінеаризації $2a = \lambda w_{cp} / 2d$.

2. Множимо обидві частини початкового рівняння на діагональну матричну функцію $\Phi(x)$ m -го порядку, яка залежить від виду диференціальних рівнянь в часткових похідних і характеру вимірюваних даних. Вказуємо область, в якій задані рівняння, і складаємо інтеграл

$$\int_s (\Phi R) dx = 0, \quad (9)$$

де

$$R = f(p, \frac{\partial p}{\partial x}, \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}, \frac{\partial^3 p}{\partial x^3}, \dots, \frac{\partial^n p}{\partial x^n}, x, c) = 0. \quad (10)$$

Він обчислюється інтегруванням по частинах (c – невідомі параметри, що підлягають визначенню). Тоді отримують члени двох типів: інтеграли, що містять залежні змінні в тому вигляді, в якому знаходяться ці змінні при вимірах, і неінтегральні вирази, які визначаються на межі області зміни просторової і тимчасової змінної. Ці члени є зваженими крайовими умовами.

3. Вибираємо матрицю функцій $\Phi(x, t)$ так, щоб усі неінтегральні члени на межі заданої області зміни величини x перетворилися на нуль. Це необхідно, оскільки значення цих членів важко обчислити у разі недостатньо точних вимірів крайових умов. Найчастіше функції $\Phi(x, t)$ мають вигляд періодичних, один член яких має вигляд

$$[\sin \frac{n\pi x}{T}]^\mu, \quad (11)$$

де μ – найвищий порядок диференціювання p по x , а інший

$$[\frac{\sin n\pi t}{T}]^\eta, \quad (12)$$

де η – найвищий порядок диференціювання p по t , причому $k=1, 2, 3, \dots$.

4. Визначаємо результати вимірювання інтегральної частини, що залишилася. В результаті отримуємо систему алгебраїчних рівнянь відносно постійних параметрів, в нашому випадку k .

5. Параметри доцільно знаходити методом найменших квадратів, щоб зменшити вплив помилок вимірювань. Дискретний набір даних доцільно представляти у вигляді аналітичних функцій просторових змінних, наприклад у вигляді поліноміальної залежності [10, 11].

Рівняння (1) необхідно помножити на функцію

$$\Phi(x) = (\sin(ax))^\mu (\sin(\beta t))^\eta, \quad (13)$$

де

$$a = \frac{n\pi}{l}; \Delta x = \frac{N}{l}; \Delta t = \frac{T}{M}; \quad (14)$$

$$n = 1, 2, 3, 4, \dots, N; m = 1, 2, 3, \dots, M,$$

де T – діапазон вимірів в часі.

Для нашого випадку при $\mu = 2$ і $\eta = 1$ маємо:

$$\Phi(x) = (\sin(ax))^2 \sin(\beta z). \quad (15)$$

Після множення отримуємо члени двох типів: інтеграли залежних змінних, що містять, в тому вигляді, в якому вони визначаються в процесі вимірювання, а також інтегральні вирази, обчислені на межі області зміни просторової і тимчасової координат. При даному виборі функції $\Phi(x)$ останні перетворюються на нуль. Тоді для рівняння

$$\frac{\partial P(x, t)}{\partial t} - k \frac{\partial^2 P(x, t)}{\partial x^2} = 0 \quad (16)$$

отримуємо:

$$-\beta \int_0^L (\sin(ax))^2 dx \int_0^T p(x, t) \cos(\beta t) dt - 2a^2 k \int_0^T \sin(\beta t) dt \int_0^L p(x, t) \cos(2ax) dx = 0. \quad (17)$$

Для знаходження величини k досить одного ряду значень функції $P(x, t)$ при певних коефіцієнтах α і β . Проте результат чисельної інтеграції неточний, з огляду на помилки у вимірювання і сам процес інтегрування. Тому, задаючись декількома рядами значень α і β ,

Таблиця 1 – Порівняльна точність методів визначення значення фактичного коефіцієнта гідравлічного опору

Метод визначення фактичного коефіцієнта λ	Значення фактичного коефіцієнта λ	Похибка відносно [4], %
Усереднювання методом найменших квадратів	0,0223±0,0008	31,95
Средньоінтегральне усереднювання	0,0231 ±0,0007	36,68
Методом пониження порядку дифрівнянь	0,0185±0,0006	9,47
З урахуванням зміни швидкості по довжині	0,0181 ±0,0006	7,1

усереднюємо величину k методом найменших квадратів і далі визначаємо [12]:

$$\lambda = \frac{2c^2 D}{kw_{cp}} \quad (18)$$

Для магістральних газопроводів апаратура, яка реєструє дані, розташована кожні 30–40 км вздовж траси, тобто $x = 30\text{--}40$ км або $N = 4\text{--}5$ для ділянок між КС, за часом t обмежень немає.

Можна далі уточнити величину λ , врахувавши зміну швидкості газу вздовж траси газопроводу у вигляді [11,12]

$$\frac{1}{w} = \varphi + \varphi_2 x + \varphi_3 x^2 \quad (19)$$

В цьому випадку обмеження для перепаду тисків відсутні.

Тоді початкове рівняння має вигляд

$$\frac{\partial P(x,t)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (f + f_2 x + f_3 x^2) \frac{\partial^2 P(x,t)}{\partial x^2} \quad (20)$$

де

$$f + f_2 x + f_3 x^2 = (\varphi + \varphi_2 x + \varphi_3 x^2) \frac{2d}{\lambda} \quad (21)$$

Вирази для знаходження величин f_1, f_2, f_3 мають вигляд

$$\int_0^L \sin^2 \alpha x dx \int_0^T \beta \cos \beta t p(x,t) dt - \int_0^T \sin \beta t dt \times \left[\frac{\partial^2}{\partial x^2} (f_1 \sin^2 \alpha x + f_2 x \sin^2 \alpha x + f_3 x^2 \sin^2 \alpha x) - \frac{\partial}{\partial x} (f_2 \sin^2 \alpha x + 2f_3 x \sin^2 \alpha x) p(x,t) \right] dx = 0 \quad (22)$$

Недолік методу полягає в тому, що необхідно знати витрати принаймні в трьох точках траси для знаходження коефіцієнтів апроксимуючого многочлена $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$, що на практиці не завжди можна досягнути.

При відомих величинах $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$ і знайдених методом найменших квадратів величинах f_2, f_3 отримуємо:

$$\lambda = \frac{f + f_2 x + f_3 x^2}{(\varphi + \varphi_2 x + \varphi_3 x^2) 2d} \quad (23)$$

В цьому випадку розв'язок (20) досить громіздкий, а уточнення знаходиться для експлуатаційних завдань найчастіше в межах до 3 %, для великих перепадів тисків – до 8–10 %.

Для порівняння розглянутих методів були використані дані диспетчерської служби газопроводів для $l = 28,6$ км., $d = 0,15$ м., $T_{cp} = 282$ К. Величина N коливалася від 3 до 5. Число відліків за часом дорівнює 120. Крок відліку, залежний від величин d і l , був прийнятий рівним 10 хв. на основі спектрального аналізу і використання теореми Котельникова [5]. Діапазон відліку часу T дорівнює 20 годин. Отримані такі величини фактичного коефіцієнта гідравлічного опору (табл. 1).

Істотний вплив на кінцеві результати робить діапазон за часом. Для 3 відліків помилка сягає 30%, величини λ при $n = 12$, для 6 відліків – до 10%.

Висновки

Показано, що для умов нестационарного режиму роботи газотранспортної системи, характерного при її експлуатації з неповним завантаженням, методи визначення фактичного значення коефіцієнта гідравлічного опору, що базуються на стаціонарних математичних моделях, призводять до похибок в розрахунках величиною до 30 %; з метою зменшення похибки запропоновано використовувати в діагностичних цілях методи, що опираються на моделі нестационарного руху газу в трубах, зокрема наведену методику визначення величини коефіцієнта гідравлічного опору.

Література

1. Руднік А. А. Методика узагальненого оцінювання та підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу. *Нафтова і газова промисловість*. 2000. № 6. С. 36 – 38.
2. Настенко Є. А., Павлов В. А., Городецка О. К., Корнієнко Г. А. Методи моделювання складних систем і процесів: навчальний посіб-

ник. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 144 с.

3. Пасічник В. В., Виклюк Я. І., Камінський Р. М. Моделювання складних систем: посібник. Львів: Видавництво "Новий Світ", 2017. 404 с.

4. Грудз В. Я., Грудз В. Я. (мол.). Удосконалення методу діагностування витоків з газопроводу на основі дослідження процесу розповсюдження збурень. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2017. № 1 (37). С. 217.

5. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Костів В. В. Технічна діагностика трубопровідних систем. Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. 512 с.

6. Грудз Я. В. Енергоефективність газотранспортних систем. Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. 186 с.

7. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Костів В. В. Аналітичні дослідження витоків газу з газопроводу. *Матеріали міжнарод. наук.-техн. конф. «Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу»*. Івано-Франківськ, 15-18 травня 2012. С. 66-67.

8. Сусак О.М., Касперович В.К., Андрішин М.П. Трубопровідний транспорт газу: підручник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. 345 с.

9. Яковлев Є. І., Казак О. С., Михалків В. Б. Режими газотранспортних систем. Львів: Світ, 1992. 170 с.

10. Ковалко М. П., Грудз В. Я., Михалків В. Б. Трубопровідний транспорт газу. Київ: АренаЕКО, 2002. 600 с.

11. Грудз В. Я. Грудз Я. В., Тимків Д. Ф., Запукхляк В. Б. Оптимізація режимів роботи складних газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження. *Нафтогазова галузь України*. 2019. №1. С. 26-31.

12. Zapukhliak V., Poberezhny L., Maruschak P., Grudz V. Jr., Stasiuk R., Brezinová J., Guzanová A. Mathematical modeling of unsteady gas transmission system operating conditions under insufficient loading. *Energies*. 2019. Vol. 12, Iss. 7 (April-1 2019). P. 1–14. DOI:10.3390/en12071325.

References

1. Rudnik A. A. Metodyka uzahalnenoho otsiniuvannia ta pidvyshchennia efektyvnosti funktsionuvannia system truboprovidnoho transportu hazu. *Naftova i hazova promyslovisť*. 2000. No 6. P. 36 – 38. [in Ukrainian]

2. Nastenko Ye. A., Pavlov V. A., Horodetska O. K., Korniienko H. A. Metody modeliuвання skladnykh system i protsesiv:

navchalnyi posibnyk. Kyiv: KPI im. Ihoria Sikorskoho, 2022. 144 p. [in Ukrainian]

3. Pasichnyk V. V., Vykliuk Ya. I., Kamin'skyi R. M. Modeliuвання skladnykh system: posibnyk. Lviv: Vydavnytstvo "Novyi Svit", 2017. 404 p. [in Ukrainian]

4. Hrudz V. Ya., Hrudz V. Ya. (mol.). Udoskonalennia metodu diahnostuvannia vytokiv z hazoprovodu na osnovi doslidzhennia protsesu rozpovsiudzhennia zburen. *Prykarpatskyi visnyk NTSh. Chyslo*. 2017. No 1 (37). P. 217. [in Ukrainian]

5. Hrudz V. Ya., Hrudz Ya. V., Kostiv V. V. Tekhnichna diahnostyka truboprovodnykh system. Ivano-Frankivsk: Lileia-NV, 2012. 512 p. [in Ukrainian]

6. Hrudz Ya. V. Enerhoefektyvnist hazotransportnykh system. Ivano-Frankivsk: Lileia-NV, 2012. 186 p. [in Ukrainian]

7. Hrudz V. Ya., Hrudz Ya. V., Kostiv V. V. Analitychni doslidzhennia vytokiv hazu z hazoprovodu. *Materialy mizhnarod.nauk.-tekhn. konf. «Problemy i perspektyvy transportuvannia nafty i hazu»*. Ivano-Frankivsk, 15-18. 05. 2012. P. 66-67. [in Ukrainian]

8. Susak O.M., Kasperovych V.K., Andriishyn M.P. Truboprovodnyi transport hazu: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2013. 345 p. [in Ukrainian]

9. Iakovliev Ye. I., Kazak O. S., Mykhalkiv V. B. Rezhymy hazotransportnykh system. Lviv: Svit, 1992. 170 p. [in Ukrainian]

10. M.P. Kovalko, V.Ia. Hrudz, V.B. Mykhalkiv. Truboprovodnyi transport hazu. Kyiv: ArenaEKO, 2002. 600 p. [in Ukrainian]

11. Hrudz V. Ya. Hrudz Ya. V., Tymkiv D. F., Zapukhliak V. B. Optymizatsiia rezhymiv roboty skladnykh hazotransportnykh system v umovakh yikh nepovnoho zavantazhennia. *Nafto-hazova haluz Ukrainy*. 2019. No 1. P. 26-31. [in Ukrainian]

12. Zapukhliak V., Poberezhny L., Maruschak P., Grudz V. Jr., Stasiuk R., Brezinová J., Guzanová A. Mathematical modeling of unsteady gas transmission system operating conditions under insufficient loading. *Energies*. 2019. Vol. 12, Iss. 7 (April-1 2019). P. 1–14. DOI:10.3390/en12071325.