

О. Химко¹, О. Гринів², Н. Притула², М. Притула²¹Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра автоматизації теплових та хімічних процесів;²Інститут транспорту газу ПАТ “Укртрансгаз”,

Центр математичного моделювання ІППММ ім. Я. С. Підстригача НАН України

АЛГОРИТМІЧНИЙ МЕТОД ДІАГНОСТИКИ ВИТОКІВ ГАЗУ НА ДІЛЯНКАХ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

© Химко О., Гринів О., Притула Н., Притула М., 2015

Розглядається проблема діагностики витоків газу на ділянках газопроводів. Проблема тісно пов'язана з оцінкою і нормуванням втрат газу через негерметичність системи, з розрахунком балансу газу і з системою метрологічного забезпечення. Подано перелік факторів, які впливають на точність діагностичних величин. Розроблено алгоритмічне та програмне забезпечення, яке забезпечило проведення числових експериментів. Подано аналіз результатів моделювання.

Ключові слова: магістральний газопровід, витоки газу, нестационарна модель, компресорна станція, витратоміри.

We considered the problem of diagnosing losses of gas on the pipeline sections. This issue is closely associated with assessment and valuation losses of gas leakage through the system, with the calculation of the gas balance and with the system of metrological support. We gave a list of factors that affect the accuracy of diagnostic value. We developed algorithms and software that provided conducting numerical experiments. We showed the analysis of the simulation results.

Key words: gas pipeline, losses of gas, nonstationary model, compressor station, flow meters.

Вступ

Поряд з технічними методами пошуку витоків газу в газопроводах, існують алгоритмічні, в основу яких покладена термодинамічна теорія руху газу в трубопроводах. Ці методи дають змогу розраховувати параметри потоків у ділянках газопроводів під час виникнення витоків та визначати, з певною точністю, місцезнаходження витоків та їхні витрати. Алгоритмічні методи, порівняно з технічними, є простішими, дешевшими та універсальнішими. Істотним недоліком технічних методів є періодичність їх використання, тоді як алгоритмічні методи уможливають неперервний контроль. Проте алгоритмічні методи ідентифікації витоків мають недоліки. Вони суттєво залежать від надійності та точності роботи систем вимірювання параметрів газу в умовах нестационарної роботи системи транспортування газу.

Діагностика витоків газу в об'єктах газотранспортних систем дає змогу оцінити втрати газу та побудувати методики його нормування. Складність розрахунку об'ємів втрат газу в об'єктах газотранспортних систем через їхню негерметичність пов'язана з багатьма факторами, які поки що недостатньо вивчені. Серед основних факторів виділимо точність вимірювання параметрів газу. Об'єми витоків, деколи їх називають втратами газу, у випадку відсутності нештатних ситуацій, миттєво оцінити неможливо, оскільки їхні величини за межами точності вимірювання основних фізичних параметрів природних газів. Навіть істотне збільшення точності приладів вимірювання вказану проблему вирішити не може. Втрата газу в реальних умовах проявляється не відразу, а через деякий проміжок часу (здебільшого понад місяць), який залежить від багатьох обставин. У

зв'язку з цим виникають питання щодо встановлення впливу різноманітних чинників на втрату газу з метою побудови методики їхньої оцінки.

Більшість методів виявлення витоків і ідентифікація їхніх параметрів стосуються транспорту нафтопродуктів, конденсатопроводів і потребують відповідного технічного оснащення [1]. Існують методи, які ґрунтуються на статистичному аналізі динаміки потоку за даними телевимірювання без моделювання самого процесу транспорту газу. Серед таких методів треба виділити метод, який використовується у програмному комплексі ATMOSTM Pipe (компанія Shell).

Про проблему та її аналіз

Система транспортування газу оснащена замірами його тиску та витрати. Крім цього, періодично аналізують хімічний склад газу. Не на всіх входах чи виходах ділянок газопроводів існують витратоміри. І тому витрату газу часто доводиться знаходити розрахунковим методом. Відсутність витратомірів суттєво ускладнює адаптацію моделей руху газу. В багатониткових газопроводах замір витрати газу переважно є сумарним по всіх нитках.

Заданими вважають:

- l, d – довжину і внутрішній діаметр ділянки газопроводу;
- $q(x, t)$ – відбори газу з координатами x ;
- $P(0, t), T(0, t)$ – заміри тиску та температури газу на початку ділянки газопроводу;
- $P(l, t), T(l, t)$ – заміри тиску та температури газу на кінці ділянки газопроводу;
- параметри газу, які необхідні для розрахунку його газодинамічних характеристик і використовуються в моделі руху газу.

Наявність замірів або можливості розрахунку витрати газу на кінцях чи на одному із кінців ділянки газопроводу розглянемо окремо.

У роботі розглянуто можливість використання математичного апарату для аналізу проблеми витоків газу через негерметичність системи, ідентифікації місцезнаходження витоків та оцінку їхньої величини для можливих варіантів вимірювання параметрів газу на кінцях ділянки газопроводу.

Розв'язання задачі вимагає:

- розроблення фізико-математичної моделі однофазної моделі потоку газу високого тиску;
- розроблення числового методу розв'язування системи рівнянь газодинаміки, який описує однофазний потік газу у випадку неусталених режимів роботи;
- оцінки адекватності розробленої моделі у неусталених режимах роботи;
- розроблення алгоритмічного методу визначення місцезнаходження і обсягів витоку газу в ділянках газопроводів високого тиску для можливих варіантів вимірювання його параметрів.

Витоки газу є складовою балансу газу в системі. В добовому балансі, якщо немає суттєвої розгерметизації системи, вони становлять незначну частину. Величину витоків відображають, зазвичай, у місячних звітах. У формування добового балансу входить зміна об'ємів акумульованого газу. Об'єм акумульованого газу в газотранспортній системі та в її окремих частинах, як і динаміка його зміни в часі – одні із найважливіших інтегральних характеристик режиму роботи. Ці параметри дають змогу оцінити: газодинамічну оперативну ситуацію у ГТС, якість функціонування ГТС, вплив зміни режимів роботи технологічних об'єктів на розподіл газопотоків у магістральних газопроводах, вплив основних факторів на потекорозподіл в системі, можливі втрати газу у системі. Крім цього, вказані параметри дають можливість: оцінити рівень герметичності системи; визначити рівень оптимальності розподілу об'ємів акумульованого газу в системі й оцінити потенціал оптимізації діючого режиму; спрогнозувати управління системою, яке забезпечить перехід системи в режим з меншими затратами паливно-енергетичних ресурсів.

Діагностика витоків пов'язана з проблемами вимірювання витрати газу, з розрахунком витрати газу через мікротріщини і також з розрахунком параметрів руху газу по трубопроводах.

1.1. Оцінка величини витоків газу регламентується відповідними нормативними документами, чинними методиками та системою метрологічного та інформаційного забезпечення, які використовуються для формування балансу газу. У процесі тривалої експлуатації газопроводів, через дію внутрішньої і зовнішньої корозії труб, зношення деяких частин лінійних кранів, засувки і вентилів, збільшується витікання газу через мікротріщини.

Розглянемо формулу для визначення масової витрати газу з балона залежно від часу [2, 3]

$$w = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{2(k-1)}} \frac{k p_n S_c}{a_n} \left\{ 1 + \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{2(k-1)}} \frac{k-1}{2} \frac{S_c a_n}{LS} t \right\}^{\frac{k+1}{k-1}}. \quad (1)$$

В останній формулі – $a_n = \sqrt{kRT_n}$, p_n – початковий тиск у трубопроводі; T – температура газу; L – довжина трубопроводу; S_c – характерна сумарна площа поперечного перерізу свіч; t – часова координата; R – газова стала; c_p , c_v – питомі теплоємності за сталого тиску та об'єму; k – показник адиабати ($k = c_p / c_v$), індекс "с" стосується до параметрів виходу газу на свічі.

У формулі (2) всі величини, окрім S_c , можна обчислити на основі відомих геометричних або газодинамічних параметрів. Якщо еквівалентом мікротріщини труби є деяка свіча з невідомим поперечним перерізом, то остання формула дасть змогу визначити об'єми газу, що витікають через мікротріщини. Площа поперечного перерізу, еквівалента свічі, повинна визначатися на підставі експериментальних даних. Очевидно, що якщо еквівалентом мікротріщини є свіча, довільно розміщена по довжині труби, то за початковий тиск необхідно брати середній тиск у трубі. Для оцінки миттєвого масового витоку газу можна користуватися формулою

$$w = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{2(k-1)}} \frac{k p_n S_c}{a_n}. \quad (2)$$

Величину S_c можна нормувати для різних труб за їхнім діаметром, часом експлуатації, способом виготовлення та умовами експлуатації.

Стационарний, приведений до стандартних умов, об'ємний витік газу із резервуара [3] розраховують за формулою

$$q = \frac{k_q S_c}{r_c} \sqrt{\frac{2k}{k-1} P_1 r_1 \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k+1}{k}} \right]}, \quad (3)$$

де r_c – густина газу в стандартних умовах; P_1 – тиск газу у резервуарі; P_2 – тиск газу зовні резервуара; k_q – коефіцієнт витрати газу, який залежно від числа Рейнольдса (для $Re \geq 1000$) розраховується за формулою

$$k_q = 0.587 + \frac{5.5}{\sqrt{Re}} + \frac{0.348}{\sqrt[3]{Re}} - \frac{110.92}{Re}.$$

За максимальної швидкості витоку, яка досягається у випадку виконання умови

$$\left(\frac{P_2}{P_1} \right) = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}},$$

формули (3) і (4) збігаються.

1.2. Проблеми вимірювання витрати газу [6–9], а саме точність наявних витратомірів. До важливих недоліків витратомірних комплексів, з використанням стандартних звужувальних пристроїв, варто зарахувати вплив на похибку вимірювання витрати: притуплення канту вимірювальної діафрагми під час експлуатації; забруднення як діафрагми, так і внутрішньої поверхні прямих ділянок вимірювального трубопроводу; коливання параметрів потоку газу;

інерційність, яка зростає зі збільшенням довжин імпульсних ліній, що з'єднують звужувальний пристрій з дифманометром.

Найдосконалішою контрольною системою, що вимірює витрату газу методом, відмінним від методу змінного перепаду тиску, є ультразвукові лічильники. На їхню працездатність не впливають такі фактори, як забруднення газового середовища (зміни складу природного газу), гідравлічні удари, і не нормується швидкість потоку газу в трубопроводі. Ультразвукові лічильники мають значний діапазон вимірювання витрати газу: не менше як 1:100. Похибки ультразвукових лічильників визначаються лише несиметричністю профілю швидкостей потоку по діаметру газопроводу та наявністю домішок у потоці, які можуть спотворити ультразвукові коливання.

Усунути похибку вимірювання витрати у нестаціонарному потоці неможливо без з'ясування джерела цієї похибки. У випадку, коли нестаціонарність потоку спричинена його завихреннями, доцільно застосовувати випрямлячі потоку. Однак випрямлячі потоку дають змогу усувати лише нестаціонарність, пов'язану із завихреннями потоку.

Джерелом похибки вимірювання пульсуючої витрати є квадратична залежність між витратою і перепадом тиску на пристрої звуження потоку. За пульсуючих витрат виникають хвилі швидкості та тиску, які рухаються зі швидкістю звуку. Вони відбиваються від перешкод на своєму шляху, зокрема від стінки діафрагми, сприяючи виникненню резонансу в трубопроводах та утворенню "стоячої хвилі".

Стверджують, що похибка вимірювання перепаду тиску може виникнути також через високочастотні коливання (понад 1000 Гц), так звані звукові шуми, що виникають, наприклад, під час витікання струменя газу з регульовального клапана. Врахувати вплив акустичних явищ на точність вимірювання дуже важко. Вказується, що акустичними ефектами можна знехтувати, якщо діаметр отвору діафрагми малий порівняно з довжиною чверті частини звукової хвилі.

Сполучні трубки між звужувальним пристроєм і дифманометром можуть бути додатковим джерелом похибок під час вимірювання нестаціонарних витрат через можливу нерівність опорів обох трубок. Акустичні явища у сполучних трубках можуть також бути джерелом появи додаткової похибки. Необхідно унеможливити появу резонансу у сполучних трубках.

На точність вимірювання витрати газу впливає режим його транспортування. Пульсація тиску, спричинена переважно нерівномірністю подачі газу нагнітачами, нестійкою роботою агрегатів, явищами розриву потоку на них призводить до виникнення додаткової похибки. Поява похибки через пульсації тиску небезпечна, оскільки її неможливо врахувати використанням промислових вимірювальних засобів. Для підвищення точності вимірювання витрати пульсуючого потоку газу необхідно створити пристрої, які забезпечують корекцію показників діафрагмових витратомірів.

Як бачимо, джерел впливу на похибки вимірювання багато. Задача ідентифікації їхнього сумарного впливу в реальному часі на величину похибки поки що не розв'язана. На великих інтервалах часу роботи витратомірів випадкові похибки незначно впливають на точність балансних розрахунків.

1.3. Нестационарний рух однофазного потоку газу в трубопроводах описує система одновимірних рівнянь газової динаміки [4–5, 10]

$$\begin{aligned} \frac{\partial(rv)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(p + rv^2) &= -r \left(\frac{Iv|v|}{2D} + g \frac{dh}{dx} \right), \\ \frac{\partial r}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(rv) &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t}(rE) + \frac{\partial}{\partial x} rv \left(E + \frac{P}{r} \right) &= \frac{4k(T_{cp} - T)}{D} - rvg \frac{dz}{dx}, \end{aligned} \quad (4)$$

де I – коефіцієнт гідравлічного опору; k – коефіцієнт теплопередачі від труби до ґрунту; T і T_{cp} – температура газу і ґрунту відповідно; h – глибина залягання труби; E – повна енергія одиниці

маси газу; g – прискорення вільного падіння; D – внутрішній діаметр трубопроводу; $x, x \in [0, l]$ – поточна координата; l – довжина трубопроводу, z – коефіцієнт стисливості, який характеризує відмінність реального газу від ідеального і визначається на підставі побудованих емпіричних залежностей [7].

Для замикання цієї системи рівнянь використовують рівняння стану газу

$$P = rzRT, \quad (5)$$

де R – газова стала; T – температура газу. Коефіцієнт стисливості газу розраховується за відомою формулою [7]

$$z = \frac{1}{1 + fp}, \quad (6)$$

де $f = (24 - 0.21t^{\circ}\text{C}) \cdot 10^{-4}$, а $p(x)$ – вимірюється в атмосферах.

Формулу (7) подамо у вигляді

$$z = \frac{1}{1 + f(a - bp)p}, \quad (7)$$

де a і b – коефіцієнти уточнення розрахованих z за відомими процедурами – методиками розрахунку коефіцієнта стисливості газу Холла–Ямбурга та Редліха–Квонга. Так, після апроксимації розрахованих значень вираз (8) набуде вигляду

$$z = \frac{1}{1 + (24.0 - 0.210t)10^{-4}(0.970 - 0.000441p)p}.$$

Процедура Редліха–Квонга вважається точнішою. Процедура Холла–Ямбурга дає дещо занижені результати (можна бачити незбіг у третій значущій цифрі). Для псевдокритичних температури 192.308 [K] та тиску 4.595124 [МПа] розрахунки за двома останніми способами в діапазоні від 40 до 90 атм дають результати, які збігаються за трьома значущими цифрами.

Для розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору ділянки МГ високого тиску використовується формула Альтшуля [7], яка має вигляд

$$I = 0.11 \left(\frac{68}{\text{Re}} + \frac{k}{D} \right), \quad (8)$$

де $\text{Re} = \frac{4M}{pDn}$ – число Рейнольдса (M – масова витрата газу, n – кінематична в'язкість газу), k – коефіцієнт еквівалентної шорсткості.

Тепловий режим транспортування газу формується на всьому шляху його руху. Він залежить від багатьох факторів – температури газу, який попадає в систему магістральних газопроводів, змінного температурного поля вздовж газопроводів, системи охолодження газу на компресорних станціях. Для розрахунку стаціонарного температурного поля відомі вирази [1–3], які дають змогу за параметрами газу на вході ділянки газопроводу розрахувати температуру газу на її виході.

Визначаючи розподіл температури вздовж горизонтального трубопроводу в стаціонарному випадку, зазвичай користуються формулою [2]:

$$t = t_r + (t_0 - t_r)e^{-ax} - D_i \frac{\Delta P}{aL}(1 - e^{-ax}) + \frac{gi}{ac_p}(1 - e^{-ax}), \quad (9)$$

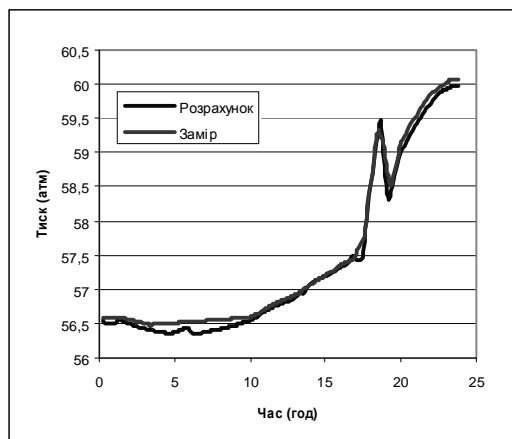
де

$$a = \frac{kpD}{Gc_p}, i = \frac{\Delta P}{g r_c L}, \Delta P = P_0 - P_k.$$

У (9) позначено: t_0 – температура газу на вході в трубопровід; t_r – температура ґрунту; D_i – коефіцієнт Джоуля–Ленца; c_p – коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту; P_0, P_k – значення тиску на початку та у кінці газопроводу.

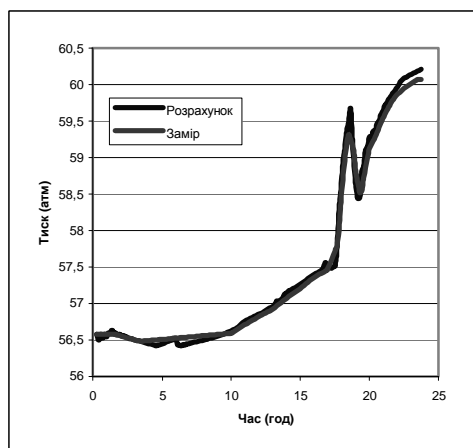
У формулі (9) передостанній доданок правої частини враховує ефект Джоуля–Томсона, тобто зниження температури у разі розширення газу, а останній доданок враховує зміну температури внаслідок роботи, витраченої на подолання сили тертя.

Розв’язування системи рівнянь (4) проведено методом скінченних елементів за умови, що у добовому інтервалі часу температурне поле близьке до стаціонарного. Це обґрунтовується доволі стабільною температурою газу на входах ділянок газопроводу, а також незначним коливанням витрати газу. Аналіз реальних даних показує, що зміна температури газу на виходах ділянок газопроводів суттєво залежить від температурного поля вздовж газопроводу, для зміни якого потрібні десятки діб за значних змін витрати газу. Числові експерименти на реальних даних таке припущення підтвердили (див. рис. 1 і 2). Наведені результати підтверджують адекватність моделі (4) руху газу та стійку роботу методу.



Час	Розрахунок	Замір	Похибка
2	56.49	56.55	0.06
4	56.38	56.49	0.11
6	56.35	56.53	0.17
8	56.43	56.56	0.13
10	56.55	56.59	0.04
12	56.79	56.83	0.04
14	57.08	57.07	0.00
16	57.34	57.37	0.02
18	58.68	58.70	0.02
20	59.01	59.12	0.11
22	59.80	59.90	0.10
24	59.97	60.07	0.10

Рис. 1. Значення тисків, розрахованих і заміряних на крані № 52 (1421 км) газопроводу “Союз”



Час	Розрахунок	Замір	Похибка
2	56.55	56.55	0.00
4	56.45	56.49	0.04
6	56.43	56.53	0.10
8	56.51	56.56	0.05
10	56.62	56.59	0.03
12	56.86	56.83	0.03
14	57.15	57.07	0.07
16	57.41	57.37	0.04
18	58.92	58.70	0.22
20	59.29	59.12	0.16
22	60.04	59.90	0.14
24	60.23	60.07	0.16

Рис. 2. Значення тисків, заміряних і розрахованих за витратою на крані № 52 газопроводу “Союз”

2. Алгоритмічна діагностика витоків

Оцінка витоків газу в системі залежить від точності розрахунку об’ємів акумульованого газу. Проведені дослідження показали необхідність використання адаптивних нестационарних моделей газових потоків із обґрунтованою точністю для розрахунку газодинамічних параметрів газу, з точністю, співмірною із точністю заміряних даних, що дасть можливість запропонувати обґрунтованіше методики оцінки об’ємів акумульованого газу і в разі розгерметизації системи швидко її локалізувати.

Експеримент 1. Розглядається ділянка ГТС (рис. 3) з попутними відборами газу.

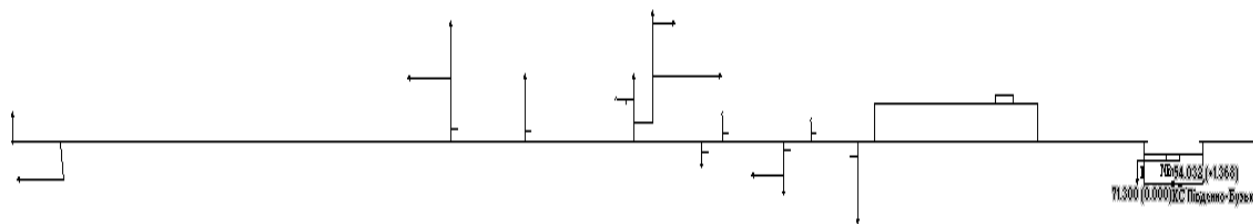


Рис. 3. Схема ділянки з відборами газу

За крайові умови взято заміряні дані за три доби. Розглянуто два випадки, перший – на кінцях задано умови на тиски, другий – на одному із кінців задано умову на витрату газу, а на всіх інших об'єктах-відборах – крайову умову на витрату газу. Проведено моделювання газодинамічних процесів цієї підсистеми (моделювання здійснювалось протягом 70 годин, крок за часовою змінною $\Delta t = 600$ с). На горизонтальній осі (див. рис. 4) відкладено час у годинах, а на вертикальних осях – об'єми газу в м^3 .

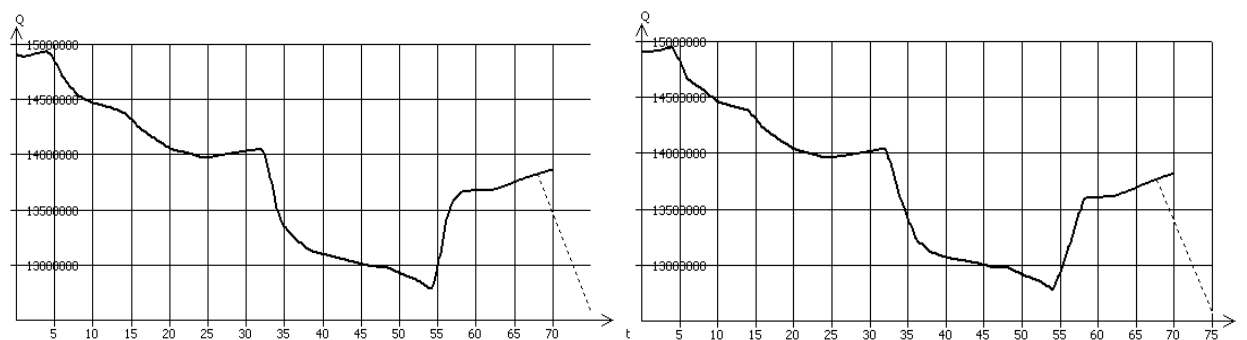


Рис. 4. Графіки зміни об'єму акумульованого газу в системі (розрахованого) за різних типів крайових умов

Значення об'ємів акумульованого газу відхиляються не більше ніж на 0.15 % на інтервалах часу перехідних режимів з максимальною швидкістю і у всіх інших випадках – 0.05 %.

Вхідні дані для діагностики витоків істотно формує система вимірювання параметрів газу на ділянках газопроводів. Можливі такі варіанти замірних даних – заміри тиску та температури газу на кінцях ділянки газопроводу і додатково можливі заміри тиску на кранових площадках та витрати на одному із кінців. Існуючі методи діагностики за кордоном потребують замірів тиску та витрати на обох кінцях ділянки газопроводу (див. сайт www.atmosi.com), що не забезпечується для газопроводів України. Для різних можливих варіантів замірів методи ідентифікації дещо відрізнятимуться. Коли є більше від двох місць заміру тиску, тоді можливо розрахувати витрату газу на кожній ділянці окремо. Виявлення внутрішнього засмічення не повністю закритого (відкритого) крана газопроводу вимагає вимірювання тиску в декількох місцях.

Проведемо числові експерименти для обґрунтування методики оцінки втрат газу в трубопроводах.

Експеримент 2 [10]. Задана ділянка газопроводу (діаметр 1400 мм, довжина 100 км) і граничні умови на тиски. Дослідимо вплив на розрахунок адаптивних параметрів (шорсткості та коефіцієнта теплопередачі – газ–зовнішнє середовище). Нижче наведено дослідження впливу адаптивних параметрів моделі на розрахунок витрати газу Q .

У табл. 1 наведено результати моделювання протягом 24 годин (не врахована перша година, яка потрібна для стабілізації процесу моделювання).

Таблиця 1

Результати числових експериментів

	Шорсткість	Коефіцієнт k Ккал/м ² °C год град.	Температура грунту, °C	Q входу м ³	Q виходу м ³	Різниця Q входу та Q виходу м ³
1	3e-5	2	10	14245.68	14243.24	2.44
Q = 0.5 – відбір газу з труби				14252.53	14238.52	14.01
2	12e-5	2	10	12492.85	12490.38	2.47
Q = 0.5 – відбір газу з труби				12499.41	12485.37	14.04
3	3e-3	2	10	9050.65	9047.29	3.36
4	3e-7	2	10	18045.11	18042.70	2.42
5	3e-5	1	10	14236.68	14234.36	2.32
6	3e-5	4	10	14344.93	14342.34	2.58
7	3e-5	2	6	14317.63	14315.09	2.54
8	3e-5	2	14	14244.13	14241.80	2.34

Зміна параметрів (див. табл. 1), які впливають на гідравлічний та температурний режими транспортування газу, незначно впливає на розрахунок зміни об'ємів акумульованого газу.

Аналіз:

- за фіксованих крайових умов на тиски різниця об'ємів газу, які пройшли через вхід та вихід ділянки газопроводу, є доволі стабільною, за зміни адаптивних параметрів у широких діапазонах (шорсткість, коефіцієнт теплопередачі, температура ґрунту);
- незначні відбори газу з високою точністю проявляються в різниці розрахованих об'ємів газу на його вході та виході.

Попередні висновки:

- під час адаптації моделі руху газу в трубопроводах можна проводити розрахунок витрати газу на його кінцях з досить високою точністю;
- розрахунок зміни об'ємів акумульованого газу з високою точністю в трубопроводі не вимагає високоточного знаходження адаптивних параметрів;
- при моделюванні газодинамічних процесів в трубопроводах на значних інтервалах часу є можливість оцінки об'ємів витоків газу і встановлення їхніх нормативних величин, якщо усереднити об'єми витоків на багатьох однотипних ділянках газопроводів.

Експеримент 3. Задана ділянка газопроводу довжиною 100 км і діаметром 1400 мм, а також граничні умови на тиски на вході та виході газопроводу, а також об'єми витоків та його місцезнаходження (на віддалі 25 км від початку ділянки газопроводу). Завдання полягає в тому, щоб за граничними умовами на тиски встановити місцезнаходження та об'єми витоків газу. Вважатимемо, що існує витік, який домінує, тобто істотно більший за суму всіх інших. Для уточнення коефіцієнта гідравлічного опору бажано мати замір і витрати на одному із кінців ділянки газопроводу.

Введемо позначення: $q(s, t_1, t_2)$ – сумарний вихідний об'єм газу на інтервалі часу $[t_1, t_2]$ в годинах, у разі розміщення витоків на віддалі s від входу ділянки газопроводу; $q(s, t)$ – витрата газу на виході ділянки газопроводу, в разі розміщення витоків на віддалі s від входу. Розраховуємо нев'язки у разі зміни місця витоків. Отримані результати подано в табл. 2.

Таблиця 2

Результати числового моделювання

Індекс i	s_i км	$q(25,0,24) - q(s_i,0,24)$ тис. м ³	$q(25,t) - q(s_i,t)$ тис. м ³ /год
1	75.0	273.877	12.60 – 12.96
2	50.0	120.619	5.22 – 5.95
3	25.5	2.147	0.72 – 1.08
4	25.0	0.00	0.00

Зміна витрати газу відбувається на інтервалі часу $t \in [0, 24]$ год. Через s_i позначено розміщення витоку відносно входу. Бачимо (табл. 2), що існує залежність між нев'язками від об'ємної витрати газу, координатами витоку, величиною витоку й інтервалом часу моделювання.

Щодо алгоритму діагностики витоків. Проведенню моделювання передують адаптація моделі руху до реальних умов її експлуатації, тобто знаходимо коефіцієнт шорсткості ділянки газопроводу (можливо, коефіцієнт гідравлічного опору), коефіцієнт теплопередачі газ – зовнішнє середовище. Якість адаптації моделі гарантується у випадку мінімальної різниці розрахованих та заміряних витрат газу на одному із кінців ділянки газопроводу за відомих крайових умов на тиски. Для адаптації моделі необхідні заміряні дані на значних інтервалах часу.

Виявлення витоків газу, їхньої величини та місцезнаходження істотно залежить як від заміряних параметрів як на кінцях ділянки газопроводу, так і від замірів тиску газу на її кранових площадках.

За заміряними граничними умовами на тиски ($P_{вх}(t)$ та $P_{вих}(t)$) виконаємо розрахунок витрати газу на вході (виході) $Q_{вх}^{розр}(t)$ ($Q_{вих}^{розр}(t)$) ділянки газопроводу, а також розрахуємо об'єми акумульованого газу як у початковий момент, так і після завершення часу моделювання. Аналізуємо різницю між заміряною та розрахованою витратами газу. Якщо різниця виявиться більшою за точність вимірювання витрати газу і ця різниця є стабільною, то в цьому випадку треба очікувати появи витоку газу на ділянці. Щоб знайти місця витоку, необхідно мати заміри витрати на обох кінцях ділянки газопроводу. Відомо, що хвиля тиску поширюється зі швидкістю звуку в газі. Тоді, знаючи час прояву витоку на кінцях ділянки, легко розрахувати його місцезнаходження.

Величина витоку встановлюється із умови мінімуму різниці між заміряною та розрахованою витратами.

Додаткові місця заміру тиску уможливають точнішу адаптацію моделі руху газу і не дають змоги послабити умову на наявність замірів витрати газу.

Висновки

Проведені числові експерименти продемонстрували адекватність математичної моделі нестационарного руху газу в трубі і можливість її використання для розв'язання поставленої задачі. Основна проблема – побудова методики діагностики витоків – потребує проведення додаткових досліджень щодо зв'язку неточностей та похибок (у вимірюванні та ідентифікації) з точністю ідентифікації витоків за величиною та місцем знаходження, а також з часом спостереження за газодинамічним процесом.

1. Джерело: <http://refleader.ru/yfsbewotrmer.html/>. 2. Панкратов В. С., Берман Р. Я. Разработка и эксплуатация АСУ газотранспортными системами. – Л.: Недра, 1982. 3. Розгонюк В. В., Хачикян Л. А., Григіль М. А., Удалов О. С., Нікішин В. П. Експлуатаційникові газонафтового комплексу: довідник. РОСТОК. – К., 1998. – 432 с. 3. Сарданашивили С. А. Расчетные методы и алгоритмы / С. А. Сарданашивили. – М.: Нефть и газ, 2005. – 577 с. 4. Селезнев В. Е. Методы и технологии численного моделирования газопроводных систем / В. Е. Селезнев, В. В. Алешин, Г. С. Клишин. – М.: Едиториал УРСС, 2002. – 448 с. 5. Фокин А. Е. Повышение точности измерения расхода газа в условиях динамического возмущения потока на замерных узлах газораспределительных и газоизмерительных станций: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М. 2007. 7. Матіко Ф. Д., Грень Я. В., Гутник М. Б. Аналіз похибок витратомірів змінного перепаду тиску. 2007. 8. Лісовий Л. В. Розрахунок невизначеності поплавкового коефіцієнта діафрагми на шорсткість внутрішньої поверхні вимірювального трубопроводу // Методи та прилади контролю якості, № 25, 2010. 9. Луцик Р. П., Кісіль О. І., Системи обліку і вимірювання витрати природного газу при його транспортуванні магістральними газопроводами в УМГ “Прикарпаттрансгаз” // Методи та прилади контролю якості, № 18, 2007. 10. Сінчук Ю., Припула Н., Припула М. Моделювання нестационарних режимів газових мереж // Вісник Нац. ун-ту “Львівська політехніка”. Комп'ютерні науки та інформаційні технології. – Львів, – 2010. – № 663. – С. 128–132.