

\*А. Дацюк, \*С. Гладун, Н. Притула, М. Притула, Я. П'янило

\*Об'єднане диспетчерське управління ДК „Укртрансгаз”,

Центр математичного моделювання ІППММ

ім. Я.С. Підстригача НАН України

## РОЗРАХУНОК ОБ'ЄМІВ АКУМУЛЬОВАНОГО ГАЗУ В ГАЗОТРАНСПОРТНІЙ СИСТЕМІ

© Дацюк А., Гладун С., Притула Н., Притула М., П'янило Я., 2009

Розглянуто задачу розрахунку об'ємів акумульованого газу в газотранспортній системі. Проведено порівняльний аналіз можливих факторів впливу на точність його розрахунку в стаціонарному і нестаціонарному випадках руху газу. Встановлено оцінки точності розрахунку об'ємів акумульованого газу кількома способами.

The problem of calculation of volumes of the accumulated gas in gas-transport system is considered. The comparative analysis of possible factors of influence on accuracy of its calculation in stationary and non-stationary cases of movement of gas is executed. The established estimations of accuracy of calculations of volumes of the accumulated gas in several ways.

### Вступ

Об'єм акумульованого газу, як і його зміна протягом заданого інтервалу часу в газотранспортній системі, є важливим інтегральним показником для формування параметрів керування газопотоками. Сьогодні такий об'єм розраховують за одним набором замірів тиску і температури на початку і в кінці наперед визначених ділянок (далеко не всіх), взятих, за можливості, на максимально короткому часовому інтервалі. Формули, які при цьому використовуються, не враховують нестаціонарність процесу руху газу, а також можливий вплив на розподіл тиску газу вздовж трубопроводів величини гідравлічного опору та існуючого температурного режиму. І тому різницю щодобових заміряних величин за об'ємами надходжень і відборів газу порівнюють із добовою зміною акумульованого газу в системі. Отриманий дисбаланс газу доволі часто необґрунтовано інтерпретують як безповоротні втрати.

Будемо вважати, що в системі відсутні неконтрольовані витоки газу. Розглянемо структуру факторів впливу на точність розрахунку об'ємів акумульованого газу на ділянці газопроводу. В основному розрахунок іде за значеннями тисків і температури на початку і в кінці ділянки газопроводу. Розрахунок середніх тисків і температури проводиться за формулами, отриманими за умови сталості температури, коефіцієнта стисливості, гідравлічного опору та швидкості руху газу. Для більшості основних газопроводів є можливість мати щогодинні заміри тисків та температури. Сума щогодинних дисбалансів газу протягом доби дає результат, за точністю співмірний з точністю розрахунку об'єму акумульованого газу за прийнятою формулою [1], до якої входять розраховані для ділянки газопроводу середній тиск і температура за добу.

**Мета роботи.** Проведення дослідження впливу на точність розрахунку об'ємів акумульованого та дисбалансу газу в системі на основі зосереджених та розподілених значень тисків і температури та характеру руху.

### Вплив безповоротних втрат [2, 3]

У процесі тривалої експлуатації газопроводів через дію внутрішньої і зовнішньої корозії труб, зношення деяких частин лінійних кранів, засувок і вентилів збільшується витікання газу через мікротріщини. Відповідно до методики випробування газопроводів на їх герметичність, витікання газу з трубопроводів можна обчислити за формулою

$$Q_{вт,1} = k_{вт} \frac{D_{середн} L P_{середн}}{T_{середн} Z_{середн}} t_{добу}, \quad (1)$$

де  $k_{вт} = 1113.5$  – коефіцієнт пропорційності;  $D_{середн}$  – середній внутрішній діаметр труб в метрах;  $L$  – довжина газопроводу в кілометрах;  $P_{середн}$ ,  $T_{середн}$  – середні тиск та температура за звітний період в мегапаскалях і градусах Кельвіна;  $Z_{середн}$  – середній коефіцієнт надстисливості;  $t_{добу}$  – звітний період роботи газопроводу в добах.

Формула (1) побудована на основі експериментальних випробувань газопроводів на герметичність. Розглянемо інший підхід до визначення втрат на основі використання квазістаціонарної моделі руху газу, яка ґрунтується на засадах витоку газу через свічу: за кожний елементарний проміжок часу  $\Delta t$  рух вважається стаціонарним як в трубопроводі, так і в свічі; рух газу приймається одномірним; можна знехтувати швидкістю руху газу в трубі порівняно з швидкістю руху газу в свічі і довжиною свічі; нехтують ефектом тертя і теплообміну в процесі витоку газу через свічу; параметри газу в трубопроводі в процесі витоку газу змінюються згідно з адиабатичним законом; газ є термодинамічно ідеальним.

При таких припущеннях математична модель витоку містить такі рівняння.

Термічне рівняння стану

$$p = rRT, \quad R = c_p - c_v. \quad (2)$$

Рівняння ізоентропи як для трубопроводу, так і для свічі

$$(p/p_0) = (r/r_0)^k. \quad (3)$$

Рівняння Бернуллі

$$v_c^2/2 + kp_c/(k-1)r_c = kp/(k-1)r. \quad (4)$$

Рівняння нерозривності

$$LSdr + r_c v_c S_c dt = 0. \quad (5)$$

В останніх формулах позначено  $p$  – тиск газу,  $r$  густина газу,  $dr$  диференціал густини,  $T$  – температура газу,  $L$  – довжина трубопроводу,  $S$  – площа поперечного перерізу трубопроводу,  $S_c$  – характерна сумарна площа поперечного перерізу свічей,  $t$  – часова координата,  $dt$  – диференціал часової координати,  $v_c$  – швидкість газу на виході із свічі,  $p_0$ ,  $r_0$  – відповідно тиск і густина газу в деякому проміжному стані,  $R$ -газова стала,  $c_p$ ,  $c_v$  – питомі теплоємності при сталому тиску та об'ємі,  $k$  – показник адиабати ( $k = c_p/c_v$ ), індекс "с" відноситься до параметрів виходу газу на свічі.

Враховуючи наведені вище залежності, отримуємо формулу для визначення масової витрати газу від часу

$$w = \left( \frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{2(k-1)}} \frac{kp_n S_c}{a_n} \left\{ 1 + \left( \frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{2(k-1)}} \frac{k-1}{2} \frac{S_c a_n}{LS} t \right\}^{\frac{k+1}{k-1}}. \quad (6)$$

В останній формулі

$$a_n = \sqrt{kRT_n}.$$

У формулі (6) всі величини, за винятком  $S_c$ , можна обчислити на основі відомих геометричних або газодинамічних параметрів. Якщо мікротріщини труби еквівалентувати деякою свічею з невідомим поперечним перерізом, то остання формула дасть можливість визначити кількість газу, що витікає крізь мікротріщини. Очевидно, що площу поперечного перерізу еквівалентованої свічі знаходитиметься на основі експериментальних даних. Далі, в формулі (6)  $p_n$  – початковий тиск в трубопроводі. Очевидно, що якщо мікротріщини еквівалентувати свічею, довільно розміщеною по довжині труби, то за початковий тиск необхідно брати середній тиск в трубі.

Формула (6) підтверджує пропорційну залежність величини акумульованого газу від тиску і обернено пропорційність від температури на ділянці газопроводу.

Розглянемо газопровід з такими параметрами:  $D = 1.4$  м,  $L = 100$  км,  $P = 6$  МПа,  $T = 300$  К,  $z = 0.91$ . Тоді за добу втрати газу дорівнюватимуть 0.0334 % від сумарного акумульованого газу, при безповоротних втратах газу  $Q = 3\,426$  м куб. за добу, розрахованих за формулою (1).

### Зміна температурного режиму руху газу [2]

Температура заданого ґрунту залежить, переважно, від рівня освітленості сонячними променями і меншою мірою, для малих глибин (декілька метрів – теплового потоку, із земних глибин. Для однорідного ґрунту зміна температури ґрунту за одиницю часу описується з достатньою точністю рівнянням Фур'є [2]

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a_{gr} \Delta^2 T, \quad (7)$$

де  $a_{gr}$  – коефіцієнт теплопроводності ґрунту. Розглянемо його одномірний випадок

$$-\frac{\partial T}{\partial t} = a_{gr} \frac{\partial^2 T}{\partial h^2}. \quad (8)$$

Задамо добову зміну температури на поверхні ґрунту ( $h=0$ ) такою формулою

$$\Delta T_0 = \Delta T_{0s} \sin(2\pi t / 86400).$$

При заданих початкових значеннях рівняння (2) має розв'язок

$$\Delta T_h = \Delta T_{0s} \exp\left(-h \sqrt{\left(\frac{p}{86400 a_{gr}}\right) \sin\left(\frac{2\pi t}{86400} - h \sqrt{\frac{p}{86400 a_{gr}}}\right)}\right).$$

Максимальне коливання температури на глибині  $h$  є дорівнює

$$\max \Delta T_h = \Delta T_{0s} \exp\left(-\sqrt{\frac{p h^2}{86400 a_{gr}}}\right).$$

Якщо  $a_{gr} = 4,9 \cdot 10^{-7} \text{ m}^2 / \text{c}$  і  $h = 1 \text{ m}$ , то  $\max \Delta T_h \leq 0,1 \text{ m}$  при коливанні температури на поверхні землі в інтервалі [2,22] градусів Цельсія.

Зсув фаз ( $\Delta t$ ) між коливанням температури на поверхні ґрунту і на глибині, наприклад 0,4 м, є близьким до 12 год. Така величина розраховується, легко бачити за формулою

$$\Delta t = \sqrt{\frac{86400 t^2}{4 p a_{gr}}}.$$

Як бачимо, значні коливання температури на поверхні ґрунту незначно впливають на температурне поле, яке створює газовий потік у трубі.

### Розрахунок розподілу температури вздовж трубопроводу

Якщо  $G$  – масова витрата газу, то в стаціонарному ізотермічному випадку для її визначення використовується формула

$$G = F \sqrt{\frac{D(P_0^2 - P_k^2)}{I z R T_c L}}. \quad (9)$$

Оскільки  $G = r_0 Q_0$ , то з формули (9)

$$Q_0 = \frac{F}{r_0} \sqrt{\frac{D(P_0^2 - P_k^2)}{I z R T_c L}}. \quad (10)$$

У формулі (10)  $T_c$  – середня температура. При визначенні розподілу температури вздовж горизонтального трубопроводу, як правило, користуються формулою

$$t = t_r + (t_0 - t_r) e^{-ax} - D_h \frac{P_0 - P_k}{L} \frac{1 - e^{-ax}}{a}, \quad (11)$$

де  $a = \frac{kpD}{Gc_p}$ .

У формулі (11) останній доданок правої частини враховує ефект Джоуля–Томсона, тобто зниження температури при русі газу.

Формула (11) не враховує зміни температури за рахунок роботи затраченої на прогидію тертю. Якщо врахувати останню, то розподіл температури вздовж горизонтального трубопроводу визначається за формулою

$$t = t_r + (t_0 - t_r)e^{-ax} - D_h \frac{\Delta P}{aL}(1 - e^{-ax}) + \frac{gi}{ac_p}(1 - e^{-ax}), \quad (12)$$

де

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

З формули (12) випливає, що врахування роботи тертя приводить до підвищення температури. Показано, що формула (12) дає значно точніші результати, ніж формула (11).

До формули (10) входить середня температура, яка визначається за формулою

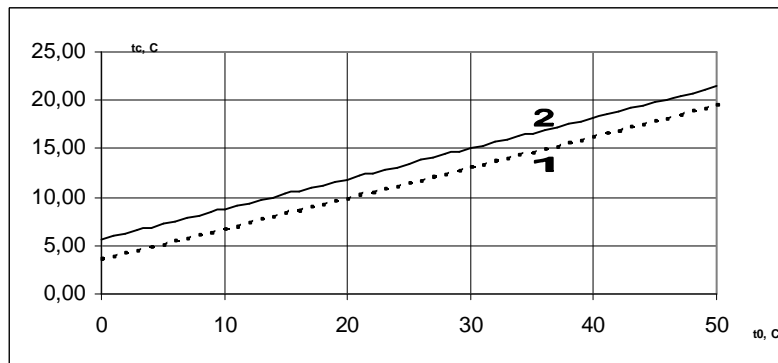
$$t_c = \frac{1}{L} \int_0^L t(x) dx. \quad (13)$$

Середнє значення температури за формулою (11) має вигляд

$$t_{c,1} = t_r + (t_0 - t_r) \frac{(1 - e^{-ax})}{aL} - D_h \frac{\Delta P}{aL} (1 - \frac{(1 - e^{-ax})}{aL}), \quad (14)$$

а за формулою (12) (рисунок)

$$t_{c,2} = t_r + (t_0 - t_r) \frac{(1 - e^{-aL})}{aL} - D_h \frac{\Delta P}{aL} (1 - \frac{(1 - e^{-aL})}{aL}) + \frac{gi}{ac_p} (1 - \frac{(1 - e^{-aL})}{aL}). \quad (15)$$



Залежність середніх температур від початкової температури з врахуванням сили тертя і без врахування сили тертя: 1 – без врахування тертя, 2 – з врахуванням тертя

Відмінність в розрахунку розподілу температури вздовж газопроводу з врахуванням і неврахуванням сил тертя є приблизно 3–4 градуси. Таку різницю в розрахунках можна компенсувати з достатньою точністю зміною коефіцієнта еквівалентної теплопровідності газ – зовнішнє середовище. На розрахунок запасу газу така зміна буде в межах точності вимірювань.

### Об'єм акумульованого газу за стаціонарними моделями

Для дослідження впливу усереднення розподілених газодинамічних параметрів на точність розрахунку запасу газу бралися щодвогодинні дані протягом 161 дня для однієї експортної ділянки газопроводу. Було проведено розрахунок газу за інженерною формулою, отриманою при усередненні температури, тиску, коефіцієнта стикованості, швидкості руху та інших величин та з врахуванням розподіленості вказаних величин. Ці два підходи при розрахунку зміни запасу газу дали близькі результати. У таких розрахунках найістотніший вплив має точність розрахунку еквівалентного гідравлічного опору.

### Об'єм акумульованого газу за нестационарними моделями

Розрахунок об'єму акумульованого газу і його зміна за нестационарними моделями, без усереднення розподілених параметрів і з врахуванням рельєфу траси пролягання газопроводу, дала такі результати. По тисках на кінцях ділянки газопроводу розраховується розподілений тиск газу вздовж газопроводу (див. табл.1) з точністю вимірювання самих тисків на кінцях, не враховуючи початкового періоду часу. Витрата газу за тисками розраховується з такою самою точністю (див. табл.2).

Слід очікувати, що і об'єм акумульованого газу по тисках, або розрахованих витратах газу на кінцях ділянки газопроводу буде знайдено з такою самою точністю.

Таблиця 1

**Значення тисків розрахованих і заміряних на крані 60 (1673 км) газопроводу „Союз” протягом доби**

Час	Розрахунок	Замір	Похибка
0	59.47	59.09	0.38
1	59.10	59.09	0.01
2	59.07	59.07	0.00
3	59.04	59.04	0.00
4	59.00	59.01	0.00
5	58.97	58.98	0.01
6	58.94	58.96	0.02
7	58.91	58.94	0.03
8	58.90	58.93	0.02
9	58.89	58.91	0.02
10	58.89	58.89	0.00
11	58.90	58.87	0.02
12	58.90	58.89	0.01
13	58.90	58.91	0.01
14	58.90	58.94	0.04
15	58.94	58.96	0.03
16	59.02	59.01	0.01
17	59.19	59.17	0.01
18	60.57	60.60	0.03
19	61.16	61.21	0.05
20	61.76	61.75	0.01
21	62.17	62.30	0.13
22	62.29	62.40	0.11
23	62.45	62.55	0.10
24	62.58	62.59	0.01

Таблиця 2

**Значення тисків, заміряних і розрахованих за витратою на виході КС Борова газопроводу „Союз” протягом доби**

Час	Розрахунок	Замір	Похибка
0	62.33	62.44	0.11
1	62.28	62.38	0.11
2	62.37	62.33	0.03
3	62.28	62.28	0.00
4	62.24	62.23	0.01
5	62.24	62.24	0.01
6	62.25	62.28	0.03
7	62.33	62.32	0.01
8	62.36	62.36	0.00
9	62.37	62.36	0.01
10	62.43	62.42	0.01
11	62.51	62.49	0.02
12	62.60	62.59	0.02
13	62.70	62.68	0.02
14	62.87	62.83	0.04
15	62.95	62.93	0.02
16	63.07	63.04	0.03
17	63.16	63.16	0.00
18	65.95	66.13	0.18
19	66.34	66.43	0.10
20	67.57	67.95	0.38
21	68.15	68.44	0.29
22	68.50	68.77	0.27
23	68.63	68.89	0.26
24	68.68	68.94	0.26

**Висновки.** Результати досліджень показали, що при наявності щогодинних замірів точність розрахунку буде значно вищою у випадку врахування нестационарності течії газу порівняно з існуючими методиками, розробленими для стаціонарних режимів течії газу. Інші фактори – нестационарність температурного режиму, розподіленість газодинамічних величин (у стаціонарному режимі), не істотно впливають на точність розрахунку дисбалансу газу в трубопроводі.

1. Рид Р. и др. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие / Пер. с англ. – Л.: Химия, 1982. 2. Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1980. – 264 с. 3. Експлуатаційникові газонафтового комплексу: Довідник. – К.: Росток, 1998. – 432 с. 4. Панкратов В.С., Дубинський А.В., Сиперштейн Б.И. Информационно-вычислительные системы в диспетчерском управлении газопроводами. – Л.: Недра, 1988. – 246 с. 5. СОУ 60.3-30011901-011:2004. Компресорні станції. Контроль теплотехнічних та екологічних характеристик газоперекачувальних агрегатів. – К.: ДК „Укртрансгаз”, 2004. 6. Сарданашивили С.А. Расчетные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа). – М.: Нефть и газ, 2005. – 577 с.