

МЕТОДИ І ПРИЛАДИ ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ РІДКОЇ І ГАЗОПОДІБНОЇ ФАЗ

УДК 681.121

ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ СУХОЇ ЧАСТИНИ ВОЛОГОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ МЕТОДОМ ЗМІННОГО ПЕРЕПАДУ ТИСКІВ

© Лесовой Л.В., Федоришин Р.М., 2006

Національний університет „Львівська політехніка”

Розглянена діюча методика розрахунку витрати сухої частини вологого природного газу методом змінного перепаду тиску і пропонується новий підхід до розрахунку витрати сухої частини вологого природного газу

Природний газ, що транспортується в трубопроводах, так само як і в місцях його видобутку, містить в собі вологу. Фінансові розрахунки за природний газ здійснюють за значеннями об'єму сухої частини вологого газу, приведеної до стандартних умов, яка залежить від об'ємної витрати цієї частини природного газу. Відповідно до діючих на сьогоднішній день в Україні правил [1], рівняння для визначення витрати сухої частини вологого природного газу $q_{c.c2}$ приведеної до стандартних умов знаходять з наступної залежності:

$$q_{c.c2} = q_{o.c2} \cdot \frac{\rho_{c2}}{\rho_c}, \quad (1)$$

де $q_{o.c2}$ – об'ємна витрата вологого природного газу в робочих умовах (при абсолютному тиску p та термодинамічній температурі T природного газу у трубопроводі); ρ_{c2} – густина сухого природного газу в робочих умовах; ρ_c – густина сухого природного газу в стандартних умовах ($p_c=101325$ Па та $T_c=293,15$ К).

Об'ємна ж витрата вологого природного газу в робочих умовах відповідно до [1–3] визначається так:

$$q_{o.c2} = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot C \cdot E \cdot K_{ш} \cdot K_n \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta p}{\rho_{c2}}}, \quad (2)$$

де d – діаметр отвору діафрагми при робочій температурі, C – коефіцієнт витікання, E – коефіцієнт швидкості входу, $K_{ш}$ – поправний коефіцієнт на шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу перед діафрагмою, K_n – поправний коефіцієнт на притуплення вхідного канту діафрагми, ε – коефіцієнт розширення природного газу при проходженні його через діафрагму, Δp – виміряне значення перепаду тисків на діафрагмі, ρ_{c2} – густина вологого природного газу в робочих умовах.

Густина вологого природного газу в робочих умовах визначається за рівнянням [1]:

$$\rho_{вг} = \rho_{сг} + \varphi \cdot \rho_{вп \max}, \quad (3)$$

де φ – відносна вологість природного газу в трубопроводі, $\rho_{вп \max}$ – максимальна густина водяної пари у вологому природному газі при тиску p та термодинамічній температурі T .

Відповідно до [1] газ вважається сухим, якщо відносна вологість $\varphi < 0,1$. При більших значеннях φ газ вважається вологим. Густина сухого природного газу в робочих умовах розраховується за рівнянням [1]:

$$\rho_{c2} = \rho_c \cdot \frac{p_{c2}}{p_c} \cdot \frac{T_c}{T \cdot K}, \quad (4)$$

де p_{c2} – тиск сухої частини вологого природного газу (парціальний тиск природного газу), K – коефіцієнт стискування газу при тиску сухої частини вологого газу p_{c2} .

Тиск вологого природного газу p в трубопроводі визначається тиском сухої частини вологого газу та парціальним тиском насичених парів у ньому і розраховується за рівнянням [1]:

$$p = p_{сг} + \varphi \cdot p_{вп \max}, \quad (5)$$

де $p_{вп \max}$ – максимальний тиск водяної пари у вологому природному газі при термодинамічній температурі T .

Оскільки робоча термодинамічна температура T газу ніколи не перевищує термодинамічну температуру насичення $T_{нп}$ водяної пари, яка відповідає робочому тиску p , то

$$\rho_{вп \max} = \rho_{нп}, \quad (6)$$

$$p_{вп \max} = p_{нп}. \quad (7)$$

З рівняння (5), враховуючи умову (7), запишемо рівняння для знаходження тиску сухої частини вологого природного газу у вигляді:

$$p_{сг} = p - \varphi \cdot p_{нп}. \quad (8)$$

Тиск насиченої пари визначається через термодинамічну температуру газу T і розраховується за рівнянням, наведеним в [4].

Підставивши рівняння (8) у (4), отримаємо рівняння для знаходження густини сухої частини вологого газу у вигляді:

$$\rho_{cz} = \rho_c \cdot \frac{p - \varphi \cdot p_{mn}}{p_c} \cdot \frac{T_c}{T \cdot K}. \quad (9)$$

Враховавши умову (6) та підставивши (2), (3) і (9) в (1), отримаємо рівняння, за яким, відповідно до [1], розраховується значення витрати сухої частини вологого природного газу:

$$q_{c,cz} = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot C \cdot E \cdot K_u \cdot K_n \cdot \varepsilon \cdot \frac{(p - \varphi \cdot p_{mn}) \cdot T_c}{p_c \cdot T \cdot K} \times \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta p}{\rho_c \cdot \frac{(p - \varphi \cdot p_{mn}) \cdot T_c}{p_c \cdot T \cdot K} + \varphi \cdot \rho_{mn}}} \quad (10)$$

Нами розроблений алгоритм розрахунку витрати сухої частини вологого природного газу, відповідно до якого у рівняння визначення витрати входить не вимірне значення Δp , а значення перепаду тиску Δp_{cz} сухої частини вологого природного газу. Якби значення температури природного газу перед діафрагмою було рівним значенню температури природного газу після діафрагми, то Δp було б рівним Δp_{cz} і на вимірне значення перепаду тиску на діафрагмі ні яким чином не впливав би вміст вологи у природному газі. Але оскільки тиск насиченої пари є функцією температури, а температура природного газу після діафрагми є нижчою за температуру природного газу перед діафрагмою, то й тиск насиченої пари після діафрагми буде меншим за тиск насиченої пари перед діафрагмою. Різниця цих тисків насиченої пари помножена на вологість природного газу дасть величину, яку необхідно відняти від вимірюваного значення перепаду тисків, щоб отримати перепад тисків сухої частини вологого природного газу. З врахуванням рівняння (5) та умови (7) перепад тисків вологого газу на діафрагмі можна записати як:

$$\Delta p = p_1 - p_2 = (p_{cz1} + \varphi \cdot p_{mn1}) - (p_{cz2} + \varphi \cdot p_{mn2}) = p_{cz1} - p_{cz2} + \varphi \cdot (p_{mn1} - p_{mn2}) = \Delta p_{cz} + \varphi \cdot (p_{mn1} - p_{mn2}), \quad (11)$$

де p_1 – абсолютний тиск вологого газу перед діафрагмою, p_2 – абсолютний тиск вологого газу після діафрагми, p_{mn1} – тиск насиченої пари перед діафрагмою, p_{mn2} – тиск насиченої пари після діафрагми.

З рівняння (11) випливає, що

$$\Delta p_{cz} = \Delta p - \varphi \cdot (p_{mn1} - p_{mn2}). \quad (12)$$

Значення тисків p_{mn1} і p_{mn2} розраховують відповідно до [4] для значень температури T_1

вологого природного газу перед і температури T_2 після діафрагми.

Для виведення рівняння витрати газоподібного середовища було застосовано адиабатичний закон протікання газу, згідно з яким

$$\frac{p_1^{\frac{1}{\chi}}}{\rho_1} = \frac{p_2^{\frac{1}{\chi}}}{\rho_2} = \text{const}. \quad (13)$$

Після спрощення виразу (13) отримаємо рівняння для розрахунку термодинамічної температури газу T_2 після діафрагми за відомим значенням термодинамічної температури газу перед діафрагмою T_1 , яке розраховується ітераційним шляхом:

$$T_2 = \frac{z_1}{z_2} \cdot T_1 \cdot \left(1 - \frac{\Delta p}{p_1}\right)^{\frac{\chi-1}{\chi}}, \quad (14)$$

де z_1 – фактор стисливості газу при температурі T_1 і тиску p_1 , z_2 – фактор стисливості газу при температурі T_2 і тиску p_2 , χ – показник адиабати газу при температурі T_1 і тиску p_1 .

За значеннями температури газу перед і після діафрагми визначають значення тисків p_{mn1} і p_{mn2} відповідно, за якими розраховують перепад тиску Δp_{cz} сухої частини вологого природного газу за рівнянням (12), а також значення тиску сухої частини вологого природного газу перед діафрагмою p_{cz1} за рівнянням (8). За значеннями p_{cz1} , T_1 та Δp_{cz} розраховуємо теплофізичні параметри природного газу (густину, показник адиабати сухої частини вологого газу в робочих умовах) та коефіцієнт розширення природного газу. А для розрахунку коефіцієнта витікання C та поправного коефіцієнта на шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу перед діафрагмою K_u застосовуємо число Рейнольдса, розраховане за рівнянням:

$$\text{Re} = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{q_{o,az} \cdot \rho_{az}}{D \cdot \mu_{az}}, \quad (15)$$

де μ_{az} – динамічна в'язкість вологого природного газу в робочих умовах.

За розробленим алгоритмом витрата сухої частини вологого природного газу, приведена до стандартних умов, буде розраховуватись так:

$$q_{c,cz} = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot C \cdot E \cdot K_u \cdot K_n \cdot \varepsilon_{cz} \cdot \frac{\sqrt{2 \cdot \rho_{cz} \cdot \Delta p_{cz}}}{\rho_c}. \quad (16)$$

Обчислення витрати сухої частини вологого природного газу за рівнянням (16) враховує парціальний тиск насиченої пари як перед діафрагмою (p_{mn1}), так і після неї (p_{mn2}). Виключивши ці тиски з вимірюваного перепаду тиску Δp , знаходимо за рівнянням (12) перепад тисків Δp_{cz} сухої частини вологого природного газу, а за ним, відповідно до рівняння (16), і витрату сухої частини вологого природного газу, приведену до стандартних умов.

Проведемо порівняння значень витрати сухої частини вологого природного газу, отриманих за рівнянням (10) і за розробленим алгоритмом (рівняння (16)). Для розрахунку значень витрати $q_{c.c2}$ задаємо такі вхідні дані: $d_{20}=247 \cdot 10^{-3}$ м; $D_{20}=400 \cdot 10^{-3}$ м; $K_u=1$; $K_n=1$; $t = 25$ °С; $\varphi=0,3$; $\rho_c=0,699$ кг/м³; $x_a=0,0085$; $x_y=0,0025$; $\Delta p=40$ кПа, де d_{20} і D_{20} – діаметри отвору діафрагми і трубопроводу, відповідно, при температурі 20 °С; x_a і x_y – вміст азоту та вуглекислого газу, відповідно, в природному газі. Значення витрати сухої частини вологого природного газу, обчислені за рівнянням

[1] і за новим розробленим алгоритмом, при зміні тиску p_1 від 0,5 до 3 МПа, наведені в табл. 1. Для обчислення відносного відхилення отриманих значень застосовуємо рівняння

$$\delta_{q_c} = \frac{(q_{c.c2})_{[1]} - (q_{c.c2})_{розр.}}{(q_{c.c2})_{розр.}} \cdot 100\%, \quad (19)$$

де $(q_{c.c2})_{[1]}$ – значення витрати сухої частини вологого природного газу, обчислене згідно [1] (рівняння (10)); $(q_{c.c2})_{розр.}$ – значення витрати сухої частини вологого природного газу, обчислене за новим розробленим алгоритмом (16).

Таблиця 1 – Порівняння значень витрати сухої частини вологого природного газу

p_1 , МПа	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
p_{c2} , МПа	0,4990	0,9990	1,4990	1,9990	2,4990	2,9990
t_2 , °С	19,37	22,23	23,16	23,62	23,90	24,08
Δp_{c2} , кПа	39,7241	39,8538	39,9005	39,9245	39,9392	39,9490
$\Delta p/p_1$	0,0800	0,0400	0,0267	0,02000	0,01600	0,01333
$\Delta p_{c2}/p_{c2}$	0,0796	0,0399	0,0266	0,01997	0,01598	0,01332
$\rho_{в2}$, кг/м ³	3,4139	6,8866	10,4194	14,0124	17,6658	21,3797
ρ_{c2} , кг/м ³	3,4069	6,8797	10,4125	14,0055	17,6589	21,3728
$((q_c)_{c2})_{[1]}$, м ³ /с	22,7626	32,7730	40,4897	47,0562	52,9032	58,2478
$((q_c)_{c2})_{розр.}$, м ³ /с	22,7097	32,7304	40,4530	47,0234	52,8731	58,2199
δ_{q_c} , %	0,2329	0,1304	0,0907	0,0697	0,0568	0,0481

В табл. 2 наведені результати розрахунку відносних відхилень значень витрати сухої частини вологого природного газу, обчислених згідно [1],

відносно значень, обчислених за новим розробленим алгоритмом, для тих самих вхідних даних, але при різних значеннях відносної вологості φ .

Таблиця 2 – Порівняння значень витрати сухої частини вологого природного газу при різних значеннях відносної вологості φ

p_1 , МПа	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
δ_{q_c} , %	$\varphi=0,2$					
	0,1550	0,0869	0,0604	0,0465	0,0379	0,0320
	$\varphi=0,4$					
	0,3112	0,1741	0,1210	0,0930	0,0758	0,0641
	$\varphi=0,6$					
	0,4686	0,2617	0,1817	0,1400	0,1138	0,0962

З табл. 2 видно, що значення витрати сухої частини вологого природного газу, обчислені за новим алгоритмом (16) є меншими, ніж значення, обчислені згідно з [1] за рівнянням (10). Це пояснюється тим, що перепад тиску сухої частини вологого природного газу Δp_{c2} розрахований за рівнянням (12), буде мати менше значення за виміряне значення перепаду тиску Δp , за рахунок віднімання від виміряного значення перепаду тиску Δp різниці тисків насиченої пари. При збільшенні тиску відмінність між значеннями, обчисленими

згідно [1] і за новим розробленим алгоритмом, зменшується.

Запропонований нами підхід враховує вплив вмісту вологи в природному газі на виміряне значення перепаду тиску на діафрагмі. За рахунок цього значення витрати природного газу, обчислені за розробленими нами алгоритмом, можуть відрізнятись від значень, обчислених відповідно до [1] для наведеного прикладу приблизно на 0,47%. Таке уточнення витрати сухої частини вологого газу дозволить суттєво підвищити точність обліку

природного газу.

1. РД 50-213 – 80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. Москва – 1982. Издательство стандартов. 2. ГОСТ 8.563.2–97 ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Методика

выполнения измерений с помощью сужающих устройств. 3. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества: Справочник. – 4-е изд., перераб. и доп. – Л.: Машиностроение, 1989. – 701 с. 4. IAPWS Release on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam, IAPWS Secretariat, 1997.

УДК 389:681.121.089

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ КОНСТРУКТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ ЕТАЛОННИХ ДЗВОНОВИХ ВИТРАТОВИМІРЮВАЛЬНИХ УСТАНОВОК НА ЇХ МЕТРОЛОГІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ

© Середюк О.Є., 2006

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

**Проаналізований вплив геометричних розмірів
дзвонових витратовимірювальних установок на
виникнення похибки від зміни рівня замкової рідини
витіснювача. Запропонований алгоритм для кількісної
оцінки цієї похибки і здійснений її чисельний аналіз**

Еталонні дзвонові витратовимірювальні установки (ДВУ) призначені для точного відтворення та вимірювання витрат і об'ємів газу і застосовуються для градуювання та вивірювання витратомірів і лічильників, які є одними з найбільш поширених засобів енергоощадності паливно-енергетичних ресурсів. Достатньо високі метрологічні характеристики цих установок (границя основної допустимої похибки не вище 0,15%), можливість їх конструктивного виконання для функціонування від малих (не більше 10 м³/год) до надвеликих (не більше 10000 м³/год) витрат, а також широкий діапазон (переважно не менше 1:200) відтворюваних витрат забезпечують їх застосування із статусом Державного спеціального [1] і робочих [2, 3] еталонів. Водночас вказані техніко-метрологічні особливості зумовлюють необхідність їх постійного метрологічного дослідження шляхом більш досконалого вивчення і моделювання складових похибки.

Однією із вагомих складових похибки ДВУ, яка є об'єктом детальних досліджень в останні роки, є похибка від зміни рівня замкової рідини у внутрішньому кільцевому резервуарі витіснювача при зануренні дзвона під час відтворення контрольного об'єму газу. Незважаючи на те, що це явище є очевидним з точки зору фізичних процесів і розглядалося в спеціалізованій монографії [4], методично кількісна оцінка цих процесів і їх вплив на метрологічні характеристики ДВУ вперше опубліковані у вітчизняних дослідженнях тільки в 1997р. [1, 5], хоча практичні дослідження цього

процесу стосуються апробації геометричного методу градуювання дзвона випробувальної установки на витрати до 1600 м³/год [6].

Актуальність дослідження цього фактору підкреслюється його моделюванням в роботах [7, 8], в яких детально розглянуті фізичні явища при функціонування ДВУ і наведені отримані математичні залежності. Однак допущені неточності в процесі виведення кінцевих рівнянь для розрахунку похибки від зміни рівня замкової рідини не дозволяють з необхідною точністю розрахувати цю похибку і застосувати отримані результати для метрологічної атестації ДВУ. Практична цінність вивчення впливу непостійності рівня рідини на метрологічні характеристики ДВУ підтверджуються врахуванням цього фактору при розробці математичних моделей відтворення контрольних об'ємів дзвоновими установками [9, 10] і при вдосконаленні функціонування їх вузлів, наприклад, вагового компенсатора [11]. Поряд з цим в жодній із вказаних вище публікацій не розглянуті питання чисельного аналізу зміни рівня замкової рідини у взаємозв'язку з метрологічними характеристиками ДВУ.

Метою виконаних наукових досліджень є чисельне моделювання гідравлічних процесів у кільцевому резервуарі витіснювача ДВУ і метрологічний аналіз впливу точності визначення геометричних розмірів конструктивних параметрів установок на їх похибки.

Під час роботи ДВУ (рис.1) спочатку здійснюється підготовча операція наповнення