

чильників газу можна застосовувати при приведенні до стандартних умов [5] облікованого об'єму газу лічильниками з елементами температурної компенсації, або коли приведення здійснюється за допомогою коригування показів побутових лічильників газу, яка розроблена в ДП "Івано-Франківськстандартметрологія".

1. Петришин І.С., Кузь М.В. Номограми для визначення поправочного температурного коефіцієнта до показів побутових лічильників газу та методика їх побудови // Матеріали третьої міжнародної науково-технічної конференції "Метрологія та вимі-

рювальна техніка (Метрологія – 2002)": Наукові праці конференції у 2-х томах. – Т.2. – Харків, 2002. – С. 118-120. 2. Кузь М.В. Результати експериментальних досліджень впливу атмосферного тиску на достовірність обліку газу в побуті // Методи та прилади контролю якості.– 2004.– №12.–С. 63-65. 3. ДБН В.2.5-20-2001 Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання. 4. Хованский Г.С. Номография и ее возможности. – М.: Наука, 1977. – 128 с. 5. ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема.

УДК 681.121

РЕАЛІЗАЦІЯ КОНЦЕПЦІЇ СТВОРЕННЯ ЄДИНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В УКРАЇНІ

© Власюк Я. М., Кісіль І.С., Середюк О.Є. 2005

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Приведено порівняння технічних характеристик промислових лічильників природного газу, робота яких базується на використанні різних методів вимірювання, надано рекомендації по оптимізації вибору типу лічильників в залежності від умов їх експлуатації

Кількість природного газу, як і іншого товару, при відпуску споживачу визначається засобами вимірювальної техніки. Точність визначення кількості продиктована вартістю товару та рівнем розвитку техніки.

За часи використання природного газу розроблено багато різноманітних приладів його обліку. На території України через вузли обліку проходить в рік більше 240 млрд. м^3 природного газу. Біля 90% газу обліковується системами, що базуються на використанні методу змінного перепаду тиску.

Концепцією створення єдиної системи обліку природного газу України, схваленої постановою КМУ №10 від 21.08.2001 р., передбачається впровадження сучасних високоточних лічильників і створення для них відповідного метрологічного забезпечення[1].

В процесі реалізації концепції прийнято ряд наказів та розроблено кілька програм, при підготовці яких детально аналізується оптимальні рішення щодо використання лічильників, робота яких базується на використанні різних методів вимірювання.

На абсолютній більшості газовимірювальних станцій, розташованих на території колишнього СРСР, для обліку газу використовують метод змінного перепаду тиску. Ще десять років тому цей метод був достатньо прогресивним.

Простота виконання діафрагми, відсутність рухомих елементів, невибагливість (на перший погляд), поява точних та відносно стабільних первинних перетворювачів перепаду тиску закріпили певні позиції методу змінного перепаду тиску як основного методу при вимірюванні кількості природного газу в Україні. Але навіть використання найсучасніших первинних перетворювачів, похибка яких є меншою від 0,1%, не дає можливості на базі цього методу реалізувати вузли обліку, які б забезпечували в необхідному діапазоні витрати задекларовану нормативними вимогами точність. В основному похибка вимірювання цим методом становить 1,2–5 %. До важливих недоліків діафрагменних вузлів вимірювання витрати природного газу відносяться зниження ними показів під час експлуатації, які, в основному, виникають внаслідок притуплення кромки діафрагми та забруднення входної камери (ці зниження можуть сягати багатьох відсотків). Відсутність метрологічної ув'язки з еталонами витрати (об'єму), наявність в процедурі легалізації діафрагми дій, пов'язаних з суб'єктивними оцінками, приводить до багатьох конфліктних ситуацій, які оцінюються сумами, набагато більшими за вартість найсучасніших лічильників.

В західних країнах вважають, що відхилення 1% – надто велика розкіш в умовах лібералізації га-

зового ринку, до чого сьогодні прагне ЄС.

Вже кілька десятків років відомі і використовуються роторні та турбінні лічильники. Але наявність в складі таких лічильників рухомих елементів вимагають при їх використанні приділяти особливу увагу очищенню газу та особливих режимів стабілізації подачі газу.

Розроблені, випробувані та широко впроваджуються вихорові та ультразвукові лічильники природного газу.

Ультразвуковий метод вимірювання витрати рідин та газів відомий порівно давно [2], але необхідна точність вимірювання інтервалів часу (похибка менше 10^{-7} сек) стала досяжною тільки в кінці 90-х років.

Спеціалістами Казанського філіалу ТЗОВ «ОМЦ Газметрологія» ВАТ Газпром Росії за участю

українських фахівців завершено розробку "Методики виконання вимірювань ультразвуковими витратомірами", в якій приведено цілий ряд уточнень та конкретизацій специфіки функціонування ультразвукових витратомірів, наглядно приведено можливість усунення залежності показів ультразвукових лічильників від складу газу (на відміну від традиційних уявлень [3]).

За час τ ультразвуковий сигнал пройде деякий шлях, траєкторія якого може бути описана наступними рівняннями:

$$dy = c_0 \sin(\phi_2) d\tau; \quad (1)$$

$$dx = [c_0 \cos(\phi_2) + u(y)] d\tau, \quad (2)$$

де c_0 – швидкість ультразвуку в гаозі, ϕ_2 – реальний кут ультразвукового випромінювання.

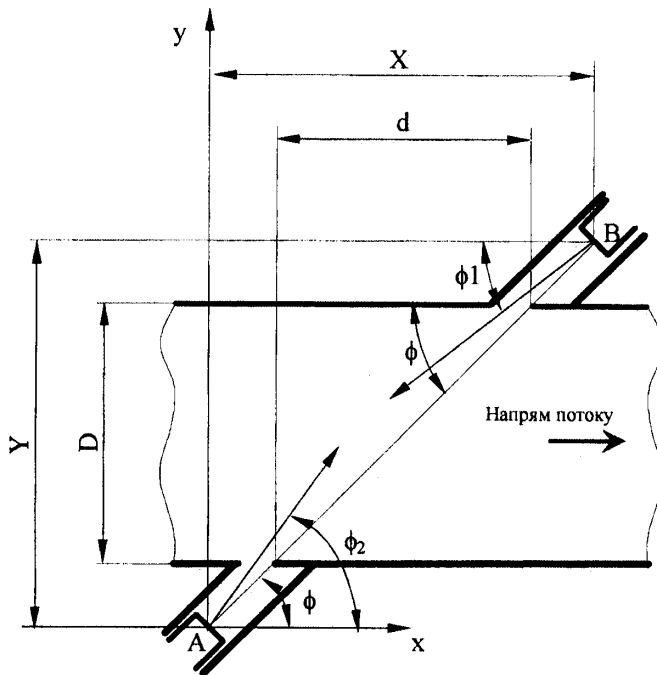


Рис. 1. Схема вимірювального участка ультразвуковим методом

Якщо за час τ_2 сигнал досягне п'єзоелектричного елемента, то координати кінця шляху сигналу у відповідності до рівнянь (1) і (2) можуть бути розраховані за такими формулами:

$$Y = \tau_2 c_0 \sin(\phi_2); \quad (3)$$

$$X = \tau_2 c_0 \cos(\phi_2) + \int_0^{\tau_2} u(y) d\tau. \quad (4)$$

У відповідності до рівняння (1) $d\tau = dy / (c_0 \sin(\phi_2))$, інтеграл в рівнянні (4) може бути перетвореним. Тому

$$X = \tau_2 c_0 \cos(\phi_2) + \int_0^Y \frac{u(y)}{c_0 \sin(\phi_2)} dy. \quad (5)$$

Враховуючи, що

$$\int_0^Y u(y) dy = \bar{u} D; \quad (6)$$

$$c_0 \sin(\phi_2) = Y / \tau_2, \quad (7)$$

рівняння (5) можна привести до такого вигляду:

$$X = \tau_2 c_0 \cos(\phi_2) + \frac{\bar{u} D \tau_2}{Y}. \quad (8)$$

Так як $D/Y = d/X$, рівняння (8) можливо записати

у наступному вигляді:

$$c_0 \cos(\phi_2) = \frac{X}{\tau_2} - \frac{\bar{u}d}{X}. \quad (9)$$

Взявши до квадрату праву і ліву частини рівнянь (7) і (9) і склавши їх з урахуванням того, що $\sin^2(\phi_2) + \cos^2(\phi_2) = 1$ і $X^2 + Y^2 = L_p^2$, одержуємо наступне рівняння:

$$c_0^2 = \frac{L_p^2}{\tau_2^2} + \frac{\bar{u}^2 d^2}{X^2} - \frac{2\bar{u}d}{\tau_2} = \left(\frac{L_p}{\tau_2} - \frac{\bar{u}d}{L_p} \right)^2 + \frac{\bar{u}^2 d^2}{X^2} - \frac{\bar{u}^2 d^2}{L_p^2}. \quad (10)$$

Розв'язуючи рівняння (10) відносно τ_2 , одержуємо наступну формулу для розрахунку часу проходження сигналу між п'єзоелектричними елементами *A* і *B* (рис. 1):

$$\tau_2 = \frac{L_p}{\left(c_0^2 - \frac{\bar{u}^2 d^2}{X^2} + \frac{\bar{u}^2 d^2}{L_p^2} \right)^{0,5} + \frac{\bar{u} d}{L_p}}. \quad (11)$$

Час проходження ультразвукового сигналу від п'єзоелектричного елемента *B* до *A* може бути визначений по аналогічній процедурі з врахуванням того, що швидкість газу вносить обернений ефект на поширення сигналу в потоці:

$$\tau_1 = \frac{L_p}{\left(c_0^2 - \frac{\bar{u}^2 d^2}{X^2} + \frac{\bar{u}^2 d^2}{L_p^2} \right)^{0,5} - \frac{\bar{u} d}{L_p}}. \quad (12)$$

Розв'язуючи спільно рівняння (11) і (12) відносно швидкості \bar{u} , одержуємо наступну формулу:

$$\bar{u} = \frac{L_p^2(\tau_1 - \tau_2)}{2d\tau_1\tau_2}. \quad (13)$$

Як видно з наведеної формули покази ультразвукових лічильників не залежать від складу газу, тобто від величини швидкості звуку в газі. Це підтверджується практичними дослідженнями (залежність може проявлятися тільки на дуже малих витратах газу).

Уваги заслуговує також досвід експлуатації вихорових лічильників природного газу. Цей метод вимірювання витрати розроблявся як альтернативний до методу змінного перепаду тиску. Вихорові лічильники в Німеччині експлуатуються більше 20-ти років. Унікальність їх заключається в надзвичайній надійності (найбільший з відомих міжповірочний інтервал - 15 років). Але, нажаль, за допомогою таких лічильників не вдається одержати широкий динамічний діапазон вимірювання (ДДВ) витрати природного газу (ДДВ $\leq 1/50$). При виборі конкретного лічильника можна користуватися такою наближеною формулою [5]:

$$Q_{b \min} = \frac{Q_{n \min} \cdot P_n}{P_b}, \quad (14)$$

де $Q_{b \min}$ - мінімальна витрата в робочих умовах, $Q_{n \min}$ - мінімальна витрата за стандартних умов, P_b - абсолютний робочий тиск, P_n - абсолютне значення стандартного тиску.

Номінальні діапазони вимірювання витрати газу за допомогою вихорових лічильників приведені в табл. 1.

Таблиця 1 - Номінальні діапазони вимірювання вихорових лічильників [3]

Умовний діаметр		Типорозмір	Діапазон комерційних вимірювань витрати газу, м ³ /ГОД		
			$Q_{n \min}$	$Q_{b \min}$	$Q_{b \max}$
мм	дюйм				
40	1,5	G 65	40	5	100
100	4	G 650	80	20	1000
300	12	G 6500	320	200	10000
600	24	G 25000	800	800	40000

Нижня межа вимірювання вихорового лічильника обмежена і розраховується згідно виразу (14).

На основі аналізу відомих промислових лічильників природного газу і враховуючи досвід їх експлуатації авторами статті було розроблено табл. 2, де вказані засоби комерційного обліку газу з різними методами вимірювання.

Виходячи з реальних потреб та умов експлуатації на конкретних об'єктах рекомендується:

- для великих магістральних вузлів вимірювання витрати газу у споживачів першої категорії (споживання більше 0,5 млрд. м³ в рік, замірні дільниці з Ду 400-700 мм) застосовувати два послідовно з'єднаних комплекси обліку: на базі діафрагми та

ультразвукового або вихорового лічильника;

- турбінні лічильники газу використовувати тільки при наявності надійних установок фільтрації та малому ДДВ;

- промисловим споживачам природного газу, які реально працюють в ДДВ більше 1/100, заборони

нити експлуатацію лічильників з вужчим ДДВ, так як це прямі збитки для газопостачальної організації;

- розробити системи обліку природного газу з похибкою вимірювання витрати менше 0,5% (табл. 3), так як необхідне метрологічне забезпечення на них вже розроблено.

Таблиця 2 – Засоби комерційного обліку природного газу на базі різних методів вимірювання

Метод вимірювання витрати газу	Максимальна швидкість потоку, м/с	Похибка в основному діапазоні при робочих умовах, %	Розмір допустимих забруднень, мм	Тиск надлишковий, МПа	Втрата тиску, МПа	Оптимальний діаметр трубопроводу, мм	Q_{min}/Q_{max}	Довжини прямих учасків по відношенні до умовного діаметру
Змінний перепад тиску (діафрагма)	25	0,9–2	0,1	0,1–10	0,05	300–700	1/20	1,0
Тахометричний (турбіна)	20	0,2–1,0	0,005–0,05	0–10	0,05	150–600	1/50	0,3
Тахометричний (ротор)	20	0,2–1,0	0,005–0,05	0–10	0,05	32–100	1/160	0,2
Вихоровий	40	0,5–1,0	0,2	0,3–10	0,02	150–400	1/50	1,0
Ультразвуковий	30	0,2–1,0	2	0–10	0	80–1000	1/160	0,3
Із використанням усереднюючої трубки	40	1,0	0,1	0–10	0,005	300–1400	1/6	1,0

Таблиця 3 – Промислові лічильники природного газу вітчизняного виробництва

Назва підприємства	ВАТ „Промприлад”, м.Івано-Франківськ	ВАТ „Промприлад”, м.Івано-Франківськ	ТЗОВ НВП ТЕМП, м.Івано-Франківськ	Держ. підпр. „Арсенал”, м. Київ	ВКФ „Курс”, м. Дніпропетровськ
1 Тип лічильника	РГК-Ех, РГА-Ех	ЛГ-К-Ех	ТЕМП	GMS (У1699-03)	Курс-01 (У1904-04)
2 Кількість лічильників даного типу, що впроваджені в комерційну експлуатацію	103 тис.	9 тис.	200	3552	200
3 Границі діапазону Q_T/Q_{max} (пох. 1,0 %)	1/6,7	1/6,7	1/10	1/20	1/20
4 Границі діапазону Q_{min}/Q_{max} (пох. 2,0 %)	1/30	1/30	1/100	1/160	1/160
5 Чутливість лічильника, границі діапазону Q_{start}/Q_{max}	1/93	1/50	1/300	1/800	1/1250
6 Максимальний робочий тиск газу, МПа	0,3	10	0,6	1,6	1,6
7 Типорозміри лічильників	G-25–G-400	G-100–G-1600	G-65–G160	G-16–G-250	G-16–G-1600
8 Дод. похибка від впливу температури газу	?	?	?	0,3 % на 10 °С	0,2 % на 15 °С

Продовження табл. 3

	Назва підприємства	ВАТ „Промприлад”, м.Івано-Франківськ	ВАТ „Промприлад”, м.Івано-Франківськ	ТЗОВ НВП ТЕМП, м.Івано-Франківськ	Держ. підпр. „Арсенал”, м. Київ	ВКФ „Курс”, м. Дніпропетровськ
9	Необхідна ступінь очистки газу	100 мкм	150 мкм	50 мкм	50 мкм	не потребує
10	Маса лічильника для Ду80, кг	28,5	23	18,5	24	12
11	Наявність високочастотного сигналу	–	–	–	+	+

1. КМУ. Постанова № 1089 від 21.08.01. „Про Концепцію створення єдиної системи обліку природного газу. 2. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества. Справочник. -Машиностроение, Ленингр. Отд-ние, 1989.-701с. 3. Вимірювання витрати та кількості газу: Довідник.– М.П. Андрій-

шин, С.О. Конєвський, О.М. Карнаш та інші. Івано-Франківськ: ПП „Сімик”, 2004.-160с. 4. John Lansing, “Contamination affects accuracy”, Daniel Industries, Houston, Texas. Januari 2003. 5. Вихревой счетчик WBZ 08. Информация 3. 181. RMG Mestechnik GmbH Butzbach.

УДК 681.121

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ У ДЗВОНОВИХ ВИТРАТОВИМІРЮВАЛЬНИХ УСТАНОВКАХ ГАЗУ

© Бродин Ю.І., Бродин З.М., 2005

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Робота направлена на розробку нової математичної моделі вимірювального процесу дзвонових установок для повірки лічильників газу, яка крім термогазодинамічних процесів, що протікають в них, враховує вплив на цей процес коливань дзвону, рівня рідини гідрозамка у витіснювачі та пульсацій, що створюються досліджуванним приладом в процесі повірки

В роботах [1÷9] були розроблені узагальнені аналітичні моделі вимірювальних процесів в дзвонових та поршневих витратовимірювальних установках на основі рівнянь термогазодинаміки. Однак, в цих роботах при аналізі перехідних процесів у дзвонових витратовимірювальних установках (ДВУ) не враховувався вплив на рух дзвону та інших ланок системи коливань рівня, а отже і значної маси замкової рідини у витіснювачі, в процесі метрологічного аналізу не враховувалася зміна рівня рідини при опусканні у витіснювач дзвону, а робочим середовищем апріорі вважалося повітря.

Сучасні високі вимоги до точності ДВУ викликають необхідність аналізу процесів, що відбуваються при повірці приладів за допомогою ДВУ. Це, з одного боку, коливні процеси руху дзвону і інших ланок системи, що виникають в ДВУ при опусканні дзвону, які, в свою чергу, призводять до зміни

об'єму, тиску і температури робочого середовища та впливають на точність відтворення установкою контрольної дози (КД). З іншого боку це також процеси, що мають місце у досліджуваному приладі (ДП).

З механічної точки зору ДВУ представляє собою систему з двома узагальненими координатами – координатою y_1 , що описує коливний рух дзвону і викликаний збуреннями тиску під ним, та координатою y_2 , яка відображає рух дзвону вниз під час генерування витрати.

Для комплексного опису такої системи і знаходження зв'язків між силами й переміщеннями застосовано рівняння Лагранжа другого роду [10], яке описує кінетичну енергію всієї системи в цілому і всіх її елементів зокрема:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial E_k}{\partial v_j} \right) - \frac{\partial E_k}{\partial y_j} = Q_j, \quad (1)$$