

так і обладнання, яким оснащується підйомний комплекс, для проектування нових моделей установок, їх сертифікації і оцінки конкурентоспроможності на внутрішньому та світовому ринках, для розв'язання кваліметричних задач, для прийняття рішень щодо імпорту установок та закупівлі ліцензій на їх виробництво.

Література

1. Крижанівський Є.І., Міронов Ю.В., Романишин Л.І. Параметри і конструктивне виконання мобільних установок для буріння і ремонту свердловин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – №2(3). – С. 88-93.

2. STAS 6234-87. Utilaj petrolier. Instalatii de foraj rotativ. Parametri principali. Standard de stat. Romania.

3. Аваков В.А., Дмитриев В.Н. Кинематика и параметры современного бурового оборудования // Обзор зарубежной литературы. Серия: Машины и оборудование нефтегазовой промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1967.

4. Міронов Ю.В. Дослідження вантажопідйомності бурових установок // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1996. – № 33. – С.138-148.

5. Каталоги продукції та рекламні проспекти компаній Cabot Corporation (Machinery Division), Cardwell, Cooper Manufacturing Corporation, Crown Industries Inc., Franks, The George E. Failing Co., HRI, Ideco Dresser Industries, International Petroleum Services Inc., IRI International Corporation, Kremco, LTV Energy Products, Skytop-Brewster, Upet S.A.

6. ГОСТ 16293-89 (16293-80) Установки комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Основные параметры.

7. ГОСТ 16853-88 Канаты стальные талевые для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Технические условия.

УДК

ДОЦІЛЬНІСТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ ЛІЧИЛЬНИКІВ В ТРУБОПРОВОДАХ НИЗЬКОГО ТА СЕРЕДНЬОГО ТИСКУ З МЕТОЮ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ПРИ ЙОГО ОБЛІКУ

І.С.Петришин

*Івано-Франківський державний центр стандартизації, метрології та сертифікації,
76007, м. Івано-Франківськ, вул. Вовчинецька, 127, тел. (03422) 30200
e-mail: nick@sert.il.if.ua*

М.І.Гончарук

*НАК "Нафтогаз України", 01001, м. Київ, вул. Б.Хмельницького, 6, тел. (044) 4612537
e-mail: spas@ugr.viaduk.net*

А.Г.Бестелесний, Б.І.Прудніков

*ВАТ "Івано-Франківськгаз", 76000, м. Івано-Франківськ, вул. Ленкавського, 20,
тел. (03422) 44585, e-mail: UprMetr@gas.if.ua*

В статті обоснована целесообразность ввєдєния счетчиков в трубопроводах низкого и среднего давления вместо средств сужения потока с целью уменьшения потерь природного газа при его учете.

In the article has been settled down the need of installation flowmeters in pipelines of low and average pressure, instead of orifice instruments by the means of decreasing outcome in flow metering of natural gas.

Із множини методів та засобів вимірювання витрати газу на газорозподільних станціях (ГРС) найбільше застосування в Україні знайшов метод з використанням стандартних пристроїв звуження потоку (метод змінного перепаду тиску) [1]. Незважаючи на застосування останнім часом високоточних перетворювачів тиску та перепаду тисків (зведена похибка до 0,1%) і температури (абсолютна похибка до

0,1°C), обчислювачів або коректорів (відносна похибка до 0,25%), похибка вимірювання витрат даним методом визначається багатьма іншими складовими, найважливішою з яких і такою, що не може бути усунена, є похибка коефіцієнта витрати σ_a звужуючого пристрою (ЗП).

За даними досліджень відносна похибка коефіцієнта витрати σ_a діафрагми залежить від її діаметра D і знаходиться в межах:

- від 0,89 до 1,19% для $D = 50$ мм;
- від 0,71 до 1,2% для $D = 75$ мм;
- від 0,58 до 1,1% для $D = 100$ мм;
- від 0,48 до 1,0% для $D = 125$ мм;
- від 0,41 до 0,95% для $D = 150$ мм;
- від 0,37 до 0,9% для $D = 175$ мм;
- від 0,35 до 0,86% для $D = 200$ мм;
- від 0,33 до 0,82% для $D = 225$ мм;
- від 0,31 до 0,7% для $D = 250$ мм.

Тому, на думку авторів [2,3], вимірювання газових потоків на газопроводах середнього та малого діаметрів з використанням турбінних та роторних лічильників газу є більш перспективним в першу чергу за рахунок розширеного діапазону вимірювання витрат, що може складати 1:100 (Q_{\min}/Q_{\max}) і більше. Як і у випадку застосування методу змінного перепаду тиску, тут також необхідно застосовувати спеціальні пристрої для корекції вимірюного значення об'єму газу з метою зведення його до стандартних умов. Але на точність вимірювань, на відміну від першого методу, тут більший вплив будуть мати інструментальні складові похибки, тобто похибки засобів вимірювальної техніки (ЗВТ), ніж методичні. Отже, мінімізація значень допустимих граничних похибок лічильників та коректорів є основним критерієм потенційних можливостей даного методу.

Обґрунтуємо доцільність широкого впровадження лічильників для зменшення витрат газу такими фактами.

Всі лічильники газу, що виробляються за кордоном та в Україні, мають такі нормування границь відносних похибок:

- в діапазоні витрат від мінімальної до 20% від максимальної відносна похибка не повинна перевищувати $\pm 2\%$;
- в діапазоні витрат від 20% до 100% від максимальної відносна похибка не повинна перевищувати $\pm 1\%$.

Такі вимоги регламентовані міжнародними рекомендаціями OIML R32 (документ Міжнародної Організації Законодавчої Метрології "Лічильники газу турбінні та роторні"), Європейськими стандартами на турбінні та роторні лічильники, ДСТУ3867-99 "Лічильники газу турбінні. Загальні технічні умови". До речі, ГОСТ 28567-65 (СТ СЭВ 5641-85), що діяв у колишньому Радянському Союзі, вимагав тако ж нормування похибки.

Таким чином, наприклад, лічильник газу з верхньою межею по витраті 1000 м³/год повинен вести вимірювання об'єму залежно від витрати з абсолютними похибками, величини яких наведені в табл. 1.

Лічильники газу із зазначеним нормуванням похибки вважаються такими, що відповідають вимогам наказу №103 Держкомнафтогазу щодо їх застосування для комерційного обліку газу.

Вимірювальні дільниці газу із застосуванням лічильників загалом повинні мати у своєму складі: лічильник газу, прямі ділянки труб до лічильника (не менше 5 DN) та після нього (не менше 3 DN); обчислювач об'єму (кількості) газу; засоби вимірювання тиску та температури.

Вимірювальні дільниці газу із застосуванням ЗП працюють за принципом вимірювання витрати газу залежно від вимірювання перепаду тиску на ЗП. Залежність витрати від перепаду тиску загалом має вигляд

$$Q = A\sqrt{\Delta P}, \quad (1)$$

де: Q – витрата газу, м³/год; ΔP – перепад тиску на ЗП, Па; A – коефіцієнт пропорційності, м³/год·Па.

Тобто, наприклад, для дільниці з ЗП для забезпечення вимірювання витрати 1000 м³/год засобом вимірювання перепаду тиску з верхньою межею 10000 Па та класом точності 0,1 (межа зведеної похибки вимірювання перепаду тиску становить $\pm 0,1\%$), вимірювання об'єму буде вестися залежно від витрати з абсолютними похибками, значення яких наведені в табл. 2.

Вимірювальні дільниці із ЗП повинні мати в своєму складі: ЗП; прямі ділянки труб до пристрою (не менше 12 DN) та після нього (не менше 6 DN); обчислювач об'єму (кількості) газу; засоби вимірювання тиску та температури та засіб вимірювання перепаду тиску.

В табл. 3 наведені результати розрахунку похибки вимірювання об'єму газу із застосуванням ЗП з первинним перетворювачем на 10 кПа класу точності 0,1 та лічильником газу (тут враховувалось, що тиск газу вимірюється засобом вимірювання класу точності 0,25; температура газу – термометром з абсолютною похибкою 0,1°C, а об'єм, зведений до нормальних умов, проводиться обчислювачем з відносною похибкою 0,25%).

В табл. 4 наведена порівняльна характеристика роботи замірної дільниці об'єму із застосуванням ЗП та лічильника газу, з якої видно, що вимірювання кількості газу забезпечується лічильником газу в більш широкому діапазоні і з меншою відносною похибкою, ніж із застосуванням ЗП, а у випадках вимірювання в діапазонах із співвідношенням витрат 1:50 та 1:100 виміряти кількість газу із ЗП без заміни самого ЗП неможливо, оскільки перетворювачі тиску на малі значення тиску (у нашому випадку на 4 Па) відсутні.

Діапазон вимірювань дільниць із ЗП за рахунок застосування високоточних перетворювачів ΔP , P і T може бути розширений до 1:10 (в окремих випадках до 1:20), але не досягне діапазону, властивого лічильникам.

Тепер проаналізуємо застосування лічильників газу з економічної доцільності.

Як зазначалося вище, вимірювальна дільниця із ЗП додатково повинна мати перетворювач перепаду тиску. Прийmemo, що обчислювач об'єму газу, перетворювачі тиску та температури в обох випадках застосовуються однакові і однакової точності та вартості (наприклад, коректор газу "Флоукор" вартістю 2000 у.о.). Економічна ефективність застосування лічильників наведена в табл. 5.

Таким чином, застосування лічильників для вимірювання об'єму газу в трубопроводах діаметром 200 мм та менше з економічної та

Таблиця 1 — Нормоване значення відносної та абсолютної похибки лічильників газу залежно від витрати

Витрата, %	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10	5
Витрата, м ³ /год	1000	900	800	700	600	500	400	300	200	100	50
Нормоване значення відносної похибки, %	± 1									± 2	
Значення абсолютної похибки, м ³	10	9	8	7	6	5	4	3	2	2	1

Таблиця 2 — Абсолютні похибки вимірювання об'єму залежно від витрати на дільниці із ЗП

Витрата, %	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10	5
Витрата, м ³ /год	1000	900	800	700	600	500	400	300	200	100	50
Значення перепаду тиску, Па	10000	8100	6400	4900	3600	2500	2000	900	400	100	71
Відносна похибка вимірювання тиску (витрати), %	0,10	0,12	0,16	0,20	0,28	0,40	0,63	1,11	2,50	10	40
Значення абсолютної похибки, м ³	1	1,2	1,6	2	2,8	4	6,3	11,1	25	100	400

Примітка 1. Виділена зона допустимого застосування даного методу з одним перетворювачем перепаду тиску.

Примітка 2. В даній зоні похибка вимірювання об'єму газу лічильником становить ± 1%.

Примітка 3. У формулі (1) для спрощення розрахунку прийнято коефіцієнт пропорційності А рівним 10 м³/год × Па.

Таблиця 3 — Розрахунок похибок вимірювання об'єму газу ЗД із ЗП та лічильником

Витрата Q, %	Q ²	Тиск на ЗП, Па	Відносна похибка ЗВТ, %	Відносна похибка вимірювання перепаду тиску, %	Сумарна похибка вимірювання об'єму ВД із ЗП, %	Сумарна похибка вимірювання об'єму ВД з лічильником, %	Різниця похибок, %
100	10000	10000	0,1	0,13	0,95	1,03	-0,08
90	8100	8100	0,123	0,16	0,96	1,03	-0,07
80	6400	6400	0,156	0,20	0,96	1,03	-0,07
70	4900	4900	0,204	0,27	0,97	1,03	-0,06
60	3600	3600	0,278	0,36	1,01	1,03	-0,02
50	2500	2500	0,4	0,52	1,08	1,03	0,05
40	1600	1600	0,625	0,81	1,26	1,03	0,23
30	900	900	1,111	1,44	1,76	1,03	0,73
20	400	400	2,5	3,25	3,41	1,03	2,38
10	100	100	10	13,00	12,98	2,02	10,96
5	25	25	40	52,00	51,74	2,02	49,72

Примітка 1. Розрахунок відносної похибки вимірювання тиску та сумарної похибки вимірювання витрати вимірювальної дільниці із ЗП велась за програмою «Расход-НП»

Примітка 2. Сумарна похибка вимірювання об'єму вимірювальної дільниці із лічильником газу обчислювалась за формулою $\delta = (\delta_{\text{ліч}}^2 + \delta_{\text{обчис}}^2)^{0,5}$

Таблиця 4 – Порівняльна характеристика роботи пристрою вимірювання витрати (об'єму) із застосуванням ЗП та лічильника газу

Витрата відносна	Співвідношення витрат	Перепад на ЗП	Відносна похибка, %	Зона роботи ЗП (витрата, %-похибка, %)		Зона роботи лічильника з похибкою ± 1 %	Зона роботи лічильника з похибкою ± 2% при співвідношенні витрат					
				першого	другого		третього	1 : 20	1 : 30	1 : 50	1 : 100	
100	1 до 1,0	10000	0,1	100-0,10		100						
90	1 до 1,1	8100	0,12	90-0,12		90						
80	1 до 1,3	6400	0,16	80-0,16		80						
70	1 до 1,4	4900	0,20	70-0,20		70						
60	1 до 1,7	3600	0,28	60-0,28		60						
50	1 до 2,0	2500	0,40	50-0,40		50						
40	1 до 2,5	1600	0,63	40-0,63		40						
30	1 до 3,3	900	1,11	30-1,11		30						
20	1 до 5,0	400	2,50	20-2,50		20						
18	1 до 5,6	324	3,09	18-3,09					18	18	18	18
16	1 до 6,3	256	3,91	16-3,91					16	16	16	16
15,9	1 до 6,3	252,81	3,96	15,9-3,96					15,9	15,9	15,9	15,9
15,8	1 до 6,3	249,64	4,01		15,8-0,10				15,8	15,8	15,8	15,8
15	1 до 6,7	225	4,44		15-0,11				15	15	15	15
14	1 до 7,1	196	5,10		14-0,13				14	14	14	14
12	1 до 8,3	144	6,94		12-0,17				12	12	12	12
11	1 до 9,1	121	8,26		11-0,21				11	11	11	11
10	1 до 10	100	10,00		10-0,25				10	10	10	10
9	1 до 11	81	12,35		9-0,31				9	9	9	9
8	1 до 13	64	15,63		8-0,39				8	8	8	8
7	1 до 14	49	20,41		7-0,51				7	7	7	7
6	1 до 17	36	27,78		6-0,69				6	6	6	6
5	1 до 20	25	40,00		5-1,00				5	5	5	5
4	1 до 25	16	62,50		4-1,56					4	4	4
3	1 до 33	9	111,11		3-2,78					3	3	3
2	1 до 50	4	250,00					6,25			2	2
1	1 до 100	1	1000,00					25			1	1

Примітки. 1. Згідно з повірною схемою межі допустимих похибок засобів вимірювань витрати не повинні перевищувати ±4 % (ДСТУ3383-96)

2. Для вимірювання перепаду тиску використовується 1-ий перетворювач на 10 кПа, 2-ий – на 250 Па, 3-ій використовується з цим ЗП недоцільно.

3. Приймається, що похибка перетворювача перепаду тиску нормується зведеною похибкою, яка рівна ±0,10 %.

4. Порівняння робиться лише з точністю вимірювання витрати (об'єму), так як приймається, що перетворювач тиску, температури та обчислювач мають однакову точність.

Таблиця 5 — Економічна ефективність застосування лічильників

Діаметр трубопроводу, мм	Тип лічильника газу, що може застосовуватися для вимірювання об'єму	Вартість лічильника, в у.о	Вартість обчислювача об'єму газу, перетворювача тиску та температури, в у.о	Сумарна вартість замірної дільниці із лічильником газу, в у.о.	Вартість двох перетворювачів перепаду тиску кл.точ. 0,1, в у.о.	Сумарна вартість вимірювальної дільниці із ЗП, в у.о.	Відносна вартість вимірювальної дільниці з ЗП порівняно з вимірювальною дільницею з лічильником газу, %
80	ЛГ-К-80	1200	2000	3200	4000	6000	187,5
100	ЛГ-К-100	1300	2000	3300	4000	6000	181,8
150	ЛГ-К-150	1400	2000	3400	4000	6000	176,4
200	ЛГ-К-200	1700	2000	3700	4000	6000	162,1

Примітка. Для забезпечення вимірювання кількості газу в діапазоні вимірювання лічильником газу необхідні два перетворювачі перепаду тиску.

метрологічної точки зору доцільніше, ніж пристроїв побудованих на методі звуження потоку.

Тому одним із перших кроків в питанні підвищення точності обліку природного газу є заміна на АГРС, ГРС, у основних споживачів дільниць обліку газу, обладнаних стандартними пристроями звуження потоку та вторинними приладами з ручною обробкою результатів вимірювання, на як мінімум аналогічні вузли з високоточними перетворювачами по ΔP , P і T та обчислювачами з розширеним (1:10; 1:20) діапазоном вимірювання або лічильниками газу в комплекті з обчислювачами (якщо дільниці модернізуються повністю або вводяться нові).

Література

1. Пістун Є.П. Стан і перспективи розвитку обліку природного газу // *Методи та прилади контролю якості*. – 1999. – №3. – С. 81-84.

2. Петришин І.С. Методологічні питання підвищення точності обліку витрати та кількості природного газу // *Методи та прилади контролю якості* – 1999. – №4. – С. 86-88.

3. Петришин І.С., Бестелесний А.Г. Аналіз основних причин втрат при обліку природного газу // *Нафта і газ України: Збірник наукових праць. Матеріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції "Нафта і газ України – 2000"*. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – Т. 3. – С. 247-248.

3-я Всеукраїнська науково-практична конференція

Ідеї В.І.Вернадського і сучасна гуманітарно-економічна освіта

м. Кременчук (Україна)
10-12 квітня 2003 р.

Оргкомітет конференції

Самодарин Анатолій Петрович
Близнюк Інна Петрівна

Кременчуцький інститут
Дніпропетровського університету
економіки і права
вул. 60 років Жовтня
м. Кременчук, Полтавська обл.,
39623, Україна

Тел./факс: +38 (05366) 53480; E-mail:
daubr@akademy.kremenchug.net

Питання, які пропонуються до обговорення:

- *Ідеї В.І.Вернадського в освіті й економіці*
- *Проблеми соціалізації випускника*
- *Усвідомлюючи відповідальність за майбутнє...*
- *Комплексні програми соціально-економічного розвитку й освітня політика*
- *Еколого-економічна складова змісту освіти школи і вищого навчального закладу*
- *Ідеї В.І.Вернадського про біосферу та виховання людини XXI століття.*
- *Математичні методи моделювання економічних систем*
- *Економічний аналіз як основа прийняття управлінських рішень*
- *Новаційні дидактичні технології у вивченні гуманітарних дисциплін*
- *Взаємодія школи і вищого навчального закладу регіону*
- *Стрижневі програми на переході "школа- вищий заклад"*
- *Психозойська ера – нова геохронологічна епоха*
- *В.І.Вернадський та реформування системи освіти*