

УДК 681.121

АНАЛІЗ СТАНУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДАХ І ВИЗНАЧЕННЯ ПОХИБКИ ПРИ ВИМІРЮВАННІ ВИТРАТИ ВОЛОГОГО ГАЗУ

I.С. Крук

ДК “Укртрансгаз”, Кловський узвіз, 9/1, Київ – 21, 01021, e-mail: IKruk.utg@naftogaz.net

Проаналізований вплив температури точки роси по волозі на вимірювання витрати природного газу, проведена оцінка похибки при розрахунку витрати сухої частини вологого газу, дані практичні рекомендації.

Проанализировано влияние температуры точки росы по влаге на измерение расхода природного газа, проведена оценка погрешности при расчете расходов сухой части влажного газа, даны практические рекомендации.

The influence of temperature of dew point by moisture on flow measurement of natural gas was analyzed, an evaluation error of the calculation of dry and wet gas was made, and practical advises are given.

Для вимірювання витрати та визначення кількості природного (паливного) газу використовують метод змінного перепаду тиску. Витратомір газу містить стандартну діафрагму (Д), встановлену на вимірюваному трубопроводі (ВТ), обчислювач, на вхід якого поступають сигнали у вигляді HART-протоколу від первинних вимірювальних перетворювачів (ПВП) відповідно перепаду тисків на Д, абсолютного тиску перед Д та температури газу за/перед діафрагмою. Крім того, вимірювальні комплекси (ВК) разом із витратомірами або об'ємними лічильниками на пунктах вимірювання витрати газу (ПВВГ) газовимірювальних станцій (ГВС), газорозподільних станцій (ГРС) першої та другої категорій, підземних сховищ газу (ПСГ) обов'язково необхідно доукомплектувати такими технічними засобами вимірювання (ТЗВ), а саме: потоковими хроматографами для визначення повного або урізаного (лише молярні долі вуглекислого газу та азоту) компонентного складу газу та розрахунку густини газу за стандартних умов вимірювання; потоковими густиномірами для вимірювання дійсних значень густини газу за стандартних умовах вимірювання; потоковими вологомірами для вимірювання температури точки роси по волозі.

Якість газу, що надходить до газопроводів промислового та комунально-побутового призначення повинна відповідати вимогам [1].

Газовидобувні підприємства ДК «Укргазвидобування», ВАТ «Укрнафта» та ДАТ «Чорноморнафтогаз» повинні забезпечити

підготовку видобутого ними газу та подання його у магістральні газопроводи газотранспортної системи (ГТС) України на рівні вимог [1], за винятком прописаної в стандарті умови щодо температури точки роси по волозі. Температура точки роси по волозі обов'язково повинна відповідати вимогам «Технічної угоди...» між ВАТ «Газпром» і НАК «Нафтогаз України», згідно до якої “точка роси природного газу по волозі, виміряна при робочому тиску та перерахована до тиску 3,92 МПа для концентрації парів води за стандартних умов, не може бути вища за мінус 8⁰С”. Деяко інші вимоги європейського товариства EASEE-GAS до значення температури точки роси по волозі, а саме: мінус 8⁰С при 7,0 МПа або мінус 13,6⁰С при 3,92 МПа.

На протязі останніх декількох років інтенсивно впроваджуються і лічильники для визначення об'єму газу разом із обчислювачами-коректорами. Для забезпечення стабільних метрологічних характеристик лічильників і їх надійності в роботі як технічних засобів вимірювання природного газу необхідно газ попередньо підготувати, зокрема, розміри механічних домішок не повинні перевищувати (3 – 5) мкм, а вміст парів води та інших рідин у газі – 0,005 молярних процентів.

Масову витрату сухого природного газу визначають за рівнянням Reader-Harris/Gallager таким чином:

$$q_m = \frac{\pi}{4} \frac{C}{\sqrt{1-\beta^4}} \varepsilon d^2 \sqrt{2 \Delta P \rho}, \quad (1)$$

де C – коефіцієнт витікання, β – відносний діаметр, d – діаметр отвору діафрагми при робочій температурі газу, ε – коефіцієнт розширення потоку газу, ΔP – перепад тиску на діафрагмі, ρ – густина газу за робочих умов вимірювання.

Об'ємну витрату розраховують, виходячи з рівняння нерозривності потоку, так:

для сухого газу за робочих умов вимірювання:

$$q_o = \frac{\pi}{4} \frac{C}{\sqrt{1-\beta^4}} \varepsilon d^2 \sqrt{2\Delta P/\rho}, \quad (2)$$

для сухого газу за стандартних умов вимірювання:

$$q_c = \frac{\pi}{4} \frac{C}{\sqrt{1-\beta^4}} \varepsilon d^2 \frac{1}{\rho_c} \sqrt{2\Delta P\rho}, \quad (3)$$

де ρ_c – густина газу за стандартних умов вимірювання ($T_c = 293,15$ К і $P_c = 101,325$ кПа).

Густину сухого газу визначають за формулою

$$\rho = \rho_c \frac{P}{P_c} \frac{T_c}{T} \frac{1}{K}, \quad (4)$$

де P і T – абсолютні значення тиску та температури газу; K – коефіцієнт стисливості газу, який визначають за методиками при виміряних значеннях P і T , розрахунковому ρ_c і відомому його компонентному складі [3].

При використанні методу змінного перепаду тиску для вимірювання витрати та визначення кількості природного газу необхідно забезпечити:

- перехід на нові міждержавні стандарти ГОСТ 8.586.1-5.2005 (з 1 січня 2007 р. у РФ) та ДСТУ ГОСТ 8.586.1-5.2007 (з 1 січня 2008 р. в Україні) на вхідних і вихідних прикордонних ГВС (гармонізація стандартів із обліку газу);

- розроблення та впровадження типової методики «Інструкції з контролю та метрологічного нагляду за витратомірами змінного перепаду тиску (ВЗПТ)», яка включає програму метрологічної атестації та перевірки ВЗПТ, перелік типових форм технічної документації для комерційних ПВВГ, методику виконання вимірювань (МВВ) щодо визначення геометричних розмірів вимірювального трубопроводу та діафрагми у відповідності до вимог ДСТУ ГОСТ 8.586.1-5:2007, розроблення нового нормативного документу на виготовлення стандартних діафрагм та неприпустимість використання ГОСТ 26969-86 на діафрагми, який втратив чинність, розроблення нових алгоритмів і програмного

забезпечення (ПЗ) для розрахунку витрати сухої частини вологого газу та розширення МВВ ВЗПТ згідно ГОСТ 8.586. 5.2007, розроблення алгоритмів і нового програмного забезпечення до вимог міждержавних стандартів і заміна ПЗ в існуючих обчислювачах витрати та обчислювачах-коректорах на нове ПЗ.

Нами проведені дослідження якісних показників природного газу (за значеннями температури точки роси по волозі) на вхідних і вихідних газовимірювальних станціях (ГВС) всіх напрямків подавання газу в газотранспортну систему України ВАТ «Газпром» (РФ), зокрема: ГРС Суджа, ГВС Сохранівка, ГВС Валуйки, ГВС Писарівка, ГВС Прохорівка, ГВС Серебрянка, ГВС Белгород, ГВС Кобрин, ГВС Мозир, ГВС Каушани. Ці значення змінюються і дуже часто не відповідають вимогам Технічної угоди між ВАТ «Газпром» і НАК «Нафтогаз України», а також діючим міждержавним стандартам.

Аналогічна картина спостерігається і за якістю газу (за значеннями температури точки роси по волозі), що поступає від газовидобувних підприємств ДК «Укргазвидобування», ВАТ «Укрнафта», ДАТ «Чорноморнафтогаз» та інших газовидобувних приватних підприємств.

Для аналізу похибок результатів вимірювання витрати газу була використана система автоматизованого проектування та розрахунку ВЗПТ - САПР «Расход-РУ». При цьому були взяті такі вхідні дані: перепад тисків на діафрагмі $\Delta P_H = 63$ кПа, діаметр отвору діафрагми $d_{20} = 0,07078$ м при температурі 20°C , внутрішній діаметр ВТ $D_{20} = 0,14634$ м при температурі 20°C , густина газу $\rho_c = 0,720$ кг/м³ за стандартних умов вимірювання, молярні частки: діоксиду $X_{CO_2} = 0,04$ %; азоту $X_{N_2} = 0,8$ %, діапазони зміни: абсолютного тиску від 0,2 МПа до 7,0 МПа; температури газу від 0°C до 50°C ; температури точки роси по волозі від -8°C до $+10^\circ\text{C}$.

Похибка δ , яка виникає при вимірюванні витрати вологого газу замість сухої його частини, розраховується за такою формулою:

$$\delta = (1 - Q_{CG}/Q_{BG})100\%, \quad (5)$$

де Q_{CG} і Q_{BG} – відповідно розраховані значення витрати сухої частини вологого газу та вологого газу, м³/год.; ρ_{CG} і ρ_{BG} – відповідно густини сухої частини вологого газу та вологого газу, кг/м³; χ – показник адиабати вологого газу; μ коефіцієнт динамічної в'язкості вологого газу, Па·с.

Для визначення витрати сухої частини вологого газу використані залежності додатку Б [3]. Результати розрахунків наведені в табл. 1.

Таблиця 1 - Результати розрахунку витрат вологого газу та сухої частини вологого газу для заданих ФХП і при різних значеннях температури точки роси по волозі, абсолютного тиску та температури газу

№ з/п	$Q_{ВГ},$ м ³ /ГОД.	$Q_{СГ},$ м ³ /ГОД.	$P,$ МПа	$t_p,$ °С	$t,$ °С	$\rho_{ВГ},$ кг/м ³ $\rho_{СГ},$ кг/м ³	χ	$\mu \cdot 10^6,$ Па·с	$\delta,$ %
1	30 000	29 998	7	-8	20	48,598 48,596	1,354	13,177	0,0067
2	30 000	29 998	5			33,846 33,844	1,316	12,504	0,0067
3	30 000	29 996	3			19,760 19,757	1,293	12,055	0,013
4	30 000	29 989	1			6,4006 6,3981	1,283	11,831	0,037
5	21 686	21 665	0,4			2,5379 2,5355	1,282	11,807	0,097
6	10 838	10 817	0,2			1,2653 1,2628	1,282	11,804	0,194
7	30 000	29 999	7			56,351 56,348	1,383	12,515	0,0033
8	30 000	29 998	5	0	20	38,636 38,633	1,336	11,701	0,0067
9	30 000	29 996	3			22,219 22,217	1,307	11,158	0,013
10	30 000	29 989	1			7,0995 7,0968	1,295	10,887	0,037
11	21 686	21 665	0,4			2,8045 2,8018	1,294	10,856	0,097
12	10 838	10 817	0,2			1,3965 1,3938	1,293	10,854	0,194
13	30 000	29 998	7			56,350 56,346	1,383	12,515	0,0067
14	30 000	29 996	5	+10	+20	38,635 38,631	1,336	11,701	0,013
15	30 000	29 994	3			22,219 22,215	1,307	11,158	0,020
16	30 000	29 981	1			7,0995 7,0950	1,295	10,887	0,063
17	22 796	22 759	0,4			2,8045 2,8000	1,294	10,856	0,162
18	17 089	17 052	0,3			2,0991 2,0945	1,294	10,856	0,216
19	30 000	29 995	6			47,336 47,326	1,357	12,074	0,017
20	30 000	29 992	4			30,262 30,254	1,319	11,396	0,027
21	30 000	29 983	2	14,501 14,493	1,299	10,989	0,057		
22	21 448	21 397	0,5	3,5130 3,5047	1,294	10,861	0,238		
23	17 089	17 021	0,3	2,0992 2,0909	1,294	10,856	0,398		

Аналогічний аналіз, вихідні дані для якого взяті з попереднього варіанту розрахунку, проведений і для стандартних умов вимірювання: абсолютного тиску газу $P = P_C$ і температури $T = T_C$ при зміні температури точки роси по волозі від (мінус) -100°C до $+100^\circ\text{C}$. Результати розрахунків наведені в табл. 2.

За одержаними результатами витрат вологого газу, сухої частини вологого газу та розрахованими значеннями відносної похибки δ можемо констатувати наступне:

1) при температурі точки роси по волозі $+120^\circ\text{C}$ не існує реального розв'язку рівняння (3) для визначення витрати газу;

Таблиця 2 - Розрахунок витрати вологого газу та сухої частини вологого газу при різних значеннях температури точки роси по волозі та стандартних умовах вимірювання $P_C = 0,101325$ МПа, $T_C = 293,15$ К згідно до міждержавного стандарту ГОСТ 8.586.1-5: 2005

№ з/п	$Q_{ВГ}, \text{м}^3/\text{Г}$	$Q_{СГ}, \text{м}^3/\text{Г}$	$t_P, \text{°C}$	$\rho_{ВГ}, \text{кг}/\text{м}^3 / \rho_{СГ}, \text{кг}/\text{м}^3$	$\delta, \%$
1	2864,7	1675,1	88	0,73172 / 0,42768	41,526
4	2864,7	1796,7	85	0,73048 / 0,45794	37,281
7	2864,7	1907,8	82	0,72935 / 0,48551	33,403
10	2864,7	2130,1	75	0,72712 / 0,54043	25,643
13	2864,7	2464,4	60	0,72382 / 0,62238	13,973
16	2864,7	2659,4	45	0,72193 / 0,66989	7,1665
19	2864,7	2766,7	30	0,72090 / 0,69591	3,4209
22	2864,7	2821,8	15	0,72037 / 0,70925	1,4975
25	2864,7	2849,9	4	0,72017 / 0,71436	0,5166
28	2864,7	2846,8	1	0,72013 / 0,71531	0,6248
31	2864,7	2850,2	-2	0,72010 / 0,71612	0,5062
34	2864,8	2853,0	-5	0,72007 / 0,71679	0,4119
37	2864,8	2855,3	-8	0,72005 / 0,71736	0,3316
40	2864,8	2859,4	-15	0,72001 / 0,71835	0,1885
43	2864,7	2862,6	-30	0,71933 / 0,71879	0,0733
47	2864,7	2863,0	-33	0,71932 / 0,71890	0,0593
50	2864,7	2863,4	-36	0,71932 / 0,71899	0,0454
53	2864,7	2863,7	-39	0,71932 / 0,71906	0,0349
56	2864,7	2863,9	-42	0,71931 / 0,71912	0,0279
59	2864,7	2864,1	-45	0,71931 / 0,71916	0,0209
62	2864,7 527,10*	2864,2 527,02+	-48	0,71931 / 0,71920	0,0174
63	2864,7 527,10	2864,3 527,03	-49	0,71931 / 0,71921	0,0140
64	2864,7 527,10	2864,3 527,03	-50	0,71931 / 0,71921	0,0140
65	2864,7 527,10	2864,4 527,04	-51	0,71931 / 0,71922	0,0105
66	2864,7 527,09	2864,6 527,07	-60	0,71931 / 0,71927	0,0035
67	2864,7 527,09	2864,6 527,08	-65	0,71931 / 0,71929	0,0035
68	2864,7 527,09	2864,7 527,09	-70	0,71931 / 0,71931	0

Примітка:

* - мінімальне значення витрати вологого газу (від лінійки № 21 до лінійки № 27);

+ - мінімальне значення витрати сухої частини вологого газу (від лінійки № 21 до лінійки № 27).

2) при температурі точки роси по волозі t_P не нижчій за 88°C похибка δ розрахунку витрати вологого газу замість сухої частини вологого газу становить 41,5 %;

3) при температурі точки роси по волозі $t_P = 20^\circ\text{C}$ похибка δ розрахунку витрати вологого газу замість сухої частини вологого газу становить 1,99 %;

4) при температурі точки роси по волозі $t_P = 0^\circ\text{C}$ похибка δ розрахунку витрати вологого газу замість сухої частини вологого газу становить 0,58 %;

5) при температурі точки роси по волозі $t_P = -8^\circ\text{C}$ похибка δ розрахунку витрати вологого газу замість сухої частини вологого газу становить 0,33 %;

6) при температурі точки роси по волозі $t_P = -33^\circ\text{C}$ похибка δ розрахунку витрати вологого газу замість сухої частини вологого газу становить 0,06 %;

7) при температурі точки роси по волозі t_P , що перевищує мінус 58°C , похибка розрахунку витрати вологого газу замість сухої частини вологого газу становить 0,005 % або 50 ppmV і

відповідає вимогам ISO 6974 до умов допустимого вмісту вологи у газі, який подається для хроматографічного аналізу компонентного складу;

8) враховуючи співвідношення похибок для вибору робочих еталонів по відношенні до технічних засобів вимірювання $1/(3 \div 5)$, можна вибрати у відповідності до п. 7 межі допустимого вмісту вологи у газі, а саме: від 150 ppmV до 250 ppmV;

9) за даними розрахунків табл. 2 вказаний у п. 8 діапазон вмісту вологи буде відповідати зміні температури точки роси по волозі t_p від $-48,5^\circ\text{C}$ до $-42,5^\circ\text{C}$, що включає похибки у визначенні витрати вологого газу у порівнянні зі значенням сухої частини вологого газу, які змінюються від 0,015 % до 0,025 %. Цей діапазон обґрунтований з точки зору метрологічного забезпечення вимірювання вологості в природному газі. Його можна вибрати за допустимий вміст парів води у газі, який подається у магістральні газопроводи газотранспортної системи України як від ВАТ “Газпром” (РФ) згідно Технічної угоди, так і від газовидобувних підприємств України.

ВИСНОВКИ

Допустимий вміст вологи у газі, що має місце у ГТС України, за стандартами США складає 150,5 ppmV.

Пропонується стандартні умови вимірювання витрати доповнити таким значенням вмісту вологи, а саме: температура $T_C = 293,15\text{ K}$ (20°C), абсолютний тиск $P_C = 101,325\text{ кПа}$, вміст вологи $f_{ПВ} = 150\text{ ppmV}$ або температура точки роси по волозі $t_p = -48,5^\circ\text{C}$, або концентрація парів води $C_{ПВ} = 112\text{ мг/м}^3$, або відносна вологість $\varphi = 0,6\%$.

Для значення температури точки роси $t_p = -8^\circ\text{C}$ згідно Технічної угоди між ВАТ “Газпром” і НАК “Нафтогаз України” стандартні умови є такими: температура $T_C = 293,15\text{ K}$ (20°C), абсолютний тиск $P_C = 101,325\text{ кПа}$, вміст вологи $f_{ПВ} = 3300\text{ ppmV}$ або температура точки роси по волозі $t_p = -8^\circ\text{C}$, або концентрація парів води $C_{ПВ} = 2471\text{ мг/м}^3$, або відносна вологість $\varphi = 14,3\%$.

Результати розрахунків можуть служити стандартними базовими даними для розроблення ДСТУ (ISO), ДСТУ (EN): Газы горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи; Газы горючі природні. Методи визначення вмісту парів води та температури точки роси по волозі; Газы горючі природні для промислового і комунально-побутового призначення.

Література

1. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1987. – 5 с.
2. ГОСТ 8.586.5:2005. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Методика выполнения измерений. Часть 5. – М.: Стандартиформ, 2007. – С. 149–244.
3. ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. – К.: Госстандарт Украины, 1999. – 55 с.

Поступила в редакцію 03.03.2009р.

Рекомендував до друку докт. техн. наук,
проф. Петришин І.С.