



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **98215** (13) **U**
(51) МПК
G01W 1/11 (2006.01)
G01W 1/18 (2006.01)
G01N 9/36 (2006.01)

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНИ

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

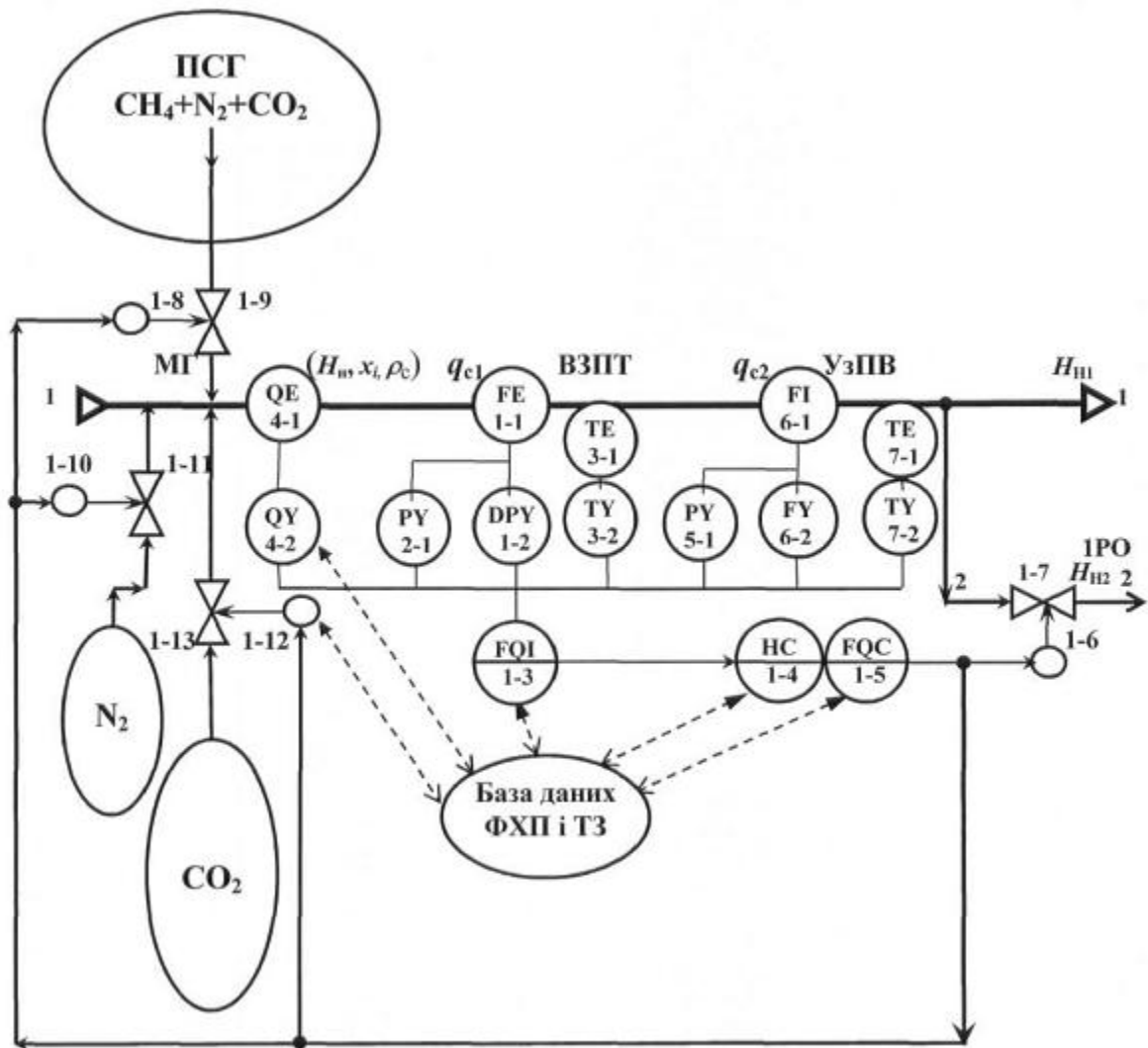
(21) Номер заявки: u 2014 10726	(72) Винахідник(и): Крук Іван Степанович (UA), Химко Мирослав Петрович (UA), Крук Оріся Петрівна (UA), Болховітін Микола Іванович (UA)
(22) Дата подання заявки: 01.10.2014	
(24) Дата, з якої є чинними права на корисну модель: 27.04.2015	(73) Власник(и): ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "УКРТРАНСГАЗ", Кловський узвіз, 9/1, м. Київ, 01021 (UA)
(46) Публікація відомостей про видачу патенту: 27.04.2015, Бюл.№ 8	

(54) ІНТЕГРАЛЬНА АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ВИМІРЮВАННЯ, ПРИГОТОВЛЕННЯ Й ЕФЕКТИВНОГО РОЗПОДІЛЕННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЗА БАЗОВИМИ ЗНАЧЕННЯМИ ЙОГО ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЦІННОСТІ, ВИРАЖЕНОЇ ВИМІРЯНИМИ ОБ'ЄМНИМИ ТЕПЛОТОЮ ЗГОРЯННЯ ТА ВИТРАТОЮ ГАЗУ ЗА СТАНДАРТНИХ УМОВ

(57) Реферат:

Інтегральна автоматизована система вимірювання, приготування й ефективного розподілення природного газу за базовими значеннями його енергетичної цінності, вираженої виміряними об'ємними теплотою згоряння та витратою газу за стандартних умов, містить вимірювальний трубопровід, первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі перепаду тисків, нормуючий перетворювач абсолютного тиску газу, первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі температури газу та програмний пристрій (двоконтурний контролер) - обчислювач витрати. Додатково система містить контур неперервного вимірювання теплоти згоряння у складі первинного і нормуючого вимірювальних перетворювачів теплоти згоряння (нижчої) та контур програмного управління у складі програмного надавача та автоматичного регулюючого пристрою (регулятора) з приводами регулюючих органів, вмонтованих у трубопроводи-відводи і лініях подавання азоту та діоксида вуглецю.

UA 98215 U



Фиг. 3

Корисна модель належить до вимірювання енергетичної цінності газу, вираженої теплотою згоряння (нижчою), та оцінки якості природного газу у різний час і на різних ділянках магістрального газопроводу газотранспортної системи з метою неперервного приготування, вимірювання та ефективного розподілення потоків газу з наперед заданими базовими значеннями теплоти згоряння (нижчої), як основи нової методології розрахунків за спожитий газ, так і виміряних обсягів об'ємної витрати природного газу за стандартних умов.

Відомо, що наперед задані базові значення теплоти згоряння (нижчої) природного газу визначають розрахунковим шляхом у залежності від подальшого його використання, наприклад, для опалення приміщень при застосуванні різних типів котлів. У цьому випадку за вихідний параметр газу для розрахунку базового значення теплоти згоряння (нижчої) газу H_H беруть число Воббе W_H , а числове значення теплоти згоряння визначають згідно з формулою:

$$H_H = W_H \left(\frac{\rho_C}{\rho_{\text{СПОВ}}} \right)^{0,5} = 0,9112 W_H \rho_C^{0,5}, \quad (1)$$

де: ρ_C і $\rho_{\text{СПОВ}}$ - відповідно густини газу та повітря за стандартних умов, кг/м^3 ($\rho_{\text{СПОВ}} = 1,20445 \text{ кг/м}^3$). В інших випадках базове значення теплоти згоряння (нижчої) газу розраховують, виходячи з конкретних договірних умов [1].

Питання забезпечення приготування, ефективного та безпечного транспортування природного газу магістральними газопроводами безпосередньо пов'язане з роботою всієї системи зі своєчасним постачанням споживачеві продукту - природного газу належної калорійності. Тому, однією з основних задач при подаванні газу в газопроводи є встановлення нормованих значень теплоти згоряння (нижчої) газу, яка відповідає за його транспортабельність, іншими словами - забезпечувала б транспортну калорійність. Це, насамперед, енергетична цінність газу, виражена добутком об'ємної теплоти згоряння (нижчої) на витрату природного газу за стандартних умов. Її нормовані значення повинні бути строго обґрунтовані та обумовлені з точки зору майбутнього ціноутворення.

У зв'язку з чим необхідно ретельно, задіявши всі атестовані та діючі фізико-хімічні лабораторії, створити банк даних саме значень об'ємної теплоти згоряння природних газів, які використовують споживачі та населення у різних регіонах України.

Енергетичну цінність природного газу E як палива визначають згідно з формулою:

$$E = \int_{\tau_{\Pi}}^{\tau_K} q_C(\tau) H_H(\tau) d\tau, \quad (2)$$

або

$$E = \sum_{i=1}^n q_C H_H \Delta \tau_i, \quad (3)$$

де: $q_C(\tau)$ - об'ємна витрата газу за стандартних умовах вимірювань; $H_H(\tau)$ - об'ємна теплота згоряння газу; $H_H(\tau)$ - час дискретизації; τ_{Π} і τ_K - час інтегрування від початкового до кінцевого значення тривалості вимірювання; n - кількість інтервалів дискретизації на протязі інтервалу часу $(\tau_K - \tau_{\Pi})$ [1, 2].

Згідно з п. 7.3 ГОСТ 30319.1-96 [3] питому теплоту згоряння визначають за виразами: вищу:

$$H_B = 92,819(0,51447 \rho_C + 0,05603 - 0,65689 x_{N_2} - x_{CO_2}), \quad (4)$$

нижчу:

$$H_H = 85,453(0,52190 \rho_C + 0,04242 - 0,65197 x_{N_2} - x_{CO_2}), \quad (5)$$

де: x_{N_2} і x_{CO_2} - мольні частки відповідно азоту та діоксиду вуглецю в газі [4];

ρ_C - густина газу за стандартних умов вимірювань.

Об'ємну теплоту згоряння природного газу $H_{OB}[t_1, V(P_C, T_C)]$ визначають за виразами:
для ідеального газу

5

$$H_{OBid}[t_1, V(P_C, T_C)] = H_{mol}(t_1) \frac{P_1}{RT_1}, \quad (6)$$

для реального газу

$$H_{OB}[t_1, V(P_C, T_C)] = \frac{H_{OBid}[t_1, V(P_C, T_C)]}{K(P_C, T_C)}, \quad (7)$$

10 де: $K(T_C, P_C)$ - коефіцієнт стисливості газу за стандартних умов при $T_C = 293,15$ K і $P_C = 101,325$ кПа [1, 2, 5].

Значення вищої та нижчої теплоти згоряння сухого природного газу за стандартних умов вимірювань (при абсолютному тиску $P_C = 101,315$ кПа та абсолютних температурах $T_C = 293,15$ K і $T_C = 273,15$ K) для різних компонентів природного газу наведені в таблиці 1.

15

Таблиця 1

Назви компонентів і значення вищої та нижчої теплоти згоряння сухого природного газу за стандартних умов (при абсолютному тиску $P_C = 101,315$ кПа та абсолютних температурах $T_C = 293,15$ K і $T_C = 273,15$ K)

Назва компонента	Теплота згоряння, МДж/м ³			
	Вища H_B		Нижча H_H	
	$T_C = 293,15$ K	$T_C = 273,15$ K	$T_C = 293,15$ K	$T_C = 273,15$ K
CH ₄ (метан)	37,10	39,82	33,41	35,88
C ₂ H ₆ (етан)	65,38	70,31	59,85	64,36
C ₃ H ₈ (пропан)	93,98	101,21	86,53	93,18
i-C ₄ H ₁₀ (і-бутан)	123,25	132,96	113,81	122,78
n-C ₄ H ₁₀ (n-бутан)	123,72	133,80	114,27	123,57
C ₅ H ₁₂ (пентани)	155,65	169,27	144,02	156,63
C ₆ H ₁₄ (гексани)	174,62	187,40	161,36	173,17
C ₇ H ₁₆ (гептани)	202,10	216,88	186,87	186,87
C ₈ H ₁₈ (октани)	229,38	229,38	212,22	200,55
C ₉ H ₂₀ (нонани)	257,48	246,18	238,76	227,76
H ₂ S (сірководень)	23,60	25,35	21,75	23,37
H ₂ (водень)	11,87	12,75	10,05	10,79

З метою дослідження діапазонів змін вищої та нижчої теплоти згоряння сухого природного газу за стандартних умов нами були проведені розрахунки для різних значень компонентного складу газу, вираженого молярними частками діоксиду вуглецю x_{CO_2} в межах від 0 до 0,1 та

20 азоту x_{N_2} в межах від 0 до 0,15 відповідно, й густини газу за стандартних умов вимірювання ρ_C - в межах від 0,6682 до 0,8598 кг/м³ [4, 6-10]. Значення вищої та нижчої теплоти згоряння сухого природного газу за стандартних умов для наведених вище даних природного газу наведені в таблиці 2.

25 Коливання значень вищої H_B та нижчої H_H теплоти згоряння сухого природного газу за стандартних умов знаходяться в межах: H_B - (27,831÷37,109) МДж/м³; H_H - (25,069÷33,425) МДж/м³.

Таблиця 2

Значення вищої та нижчої теплоти згоряння сухого природного газу за стандартних умов (при абсолютному тиску $p_C = 101,315$ кПа та абсолютній температурі $T_C = 293,15$ K)

№ з/п	ρ_C , кг/м ³	$x_{CO_2}^{**}$, мол. частки	$x_{N_2}^{**}$, мол. частки	H_B , МДж/м ³	H_H , МДж/м ³
1	0,6682	0	0	37,109	33,425
2	0,6732	0	0,01	36,736	33,090
3	0,7267	0,05	0	35,264	31,764
4	0,6930	0	0,05	35,246	31,747
5	0,7447	0,010	0,05	34,698	31,415
6	0,7853	0,10	0	33,419	30,103
7	0,7516	0,05	0,05	33,401	30,086
8	0,7179	0	0,10	33,384	30,070
9	0,7427	0	0,15	31,521	28,391
10	0,8350	0,10	0,10	29,694	26,748
11	0,8598	0,10	0,15	27,831	25,069

* - (0,005÷10) мол. % при визначеній невизначеності [2];

** - (0,005÷15) мол. % при визначеній невизначеності [2]

Зараз, коли ціна на газ суттєво підвищується, актуальним є розрахунки за спожитий газ іншим параметром - його енергетичною цінністю, яка характеризує калорійність газу й може бути виражена згідно з формулами (2) і (3) вимірними значеннями теплоти згоряння (нижчої) за допомогою потокових хроматографів або автоматичних калориметрів та об'ємної витрати газу за стандартних умов.

Відомі аналогічні системи вимірювання об'ємної витрати газу як із застосуванням витратомірів із стандартними діафрагмами, що зображена на Фіг. 1, яка містить вимірювальний трубопровід 1-1 на магістральному газопроводі (МГ), на якому розміщені первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі перепаду тисків FE/1-1 і DPY/1-2, нормуючий перетворювач абсолютного тиску газу PY/2-1, первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі температури TE/3-1 і TY/3-2 та програмний пристрій (контролер двоканальний) - обчислювач витрати FQI/1-3, так і система вимірювання об'ємної витрати газу зі застосуванням ультразвукового перетворювача витрати FI/6-1 і FY/6-2, яка зображена на Фіг. 2, що містить вимірювальний трубопровід 1-1 на МГ, нормуючий перетворювач абсолютного тиску газу PY/5-1, первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі температури TE/7-1 і TY/7-2, а також програмний пристрій (контролер) - обчислювач-коректор FQI/1-3. Такі системи є стандартними та загальноприйнятими на міжнародному та вітчизняному рівнях, і саме вони прийняті як найближчий аналог до корисної моделі, що заявляється [6-10].

Ці системи вимірювання об'ємної витрати газу з одночасним застосуванням витратомірів із стандартними діафрагмами та ультразвукових перетворювачів витрати, як і інтегральна автоматизована система вимірювання, приготування й ефективного розподілення природного газу за базовими значеннями його енергетичної цінності, вираженої вимірними об'ємними теплотою згоряння та витратою газу за стандартних умов, що заявляється, містить вимірювальний трубопровід 1-1 на магістральному газопроводі, на якому вмонтовані витратомір із діафрагмою, що містить первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі перепаду тисків FE/1-1 та DPY/1-2, нормуючий перетворювач абсолютного тиску газу PY/2-1, первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі температури газу TE/3-1 і TY/3-2 та програмний пристрій (двоконтурний контролер) - обчислювач витрати FQI/1-3. Однак така система не забезпечує можливість неперервно контролювати калорійність газу та неперервно готувати задану енергетичну цінність газу, виражену добутком вимірних значень об'ємної теплоти згоряння (нижчої) газу та об'ємної витрати природного газу за стандартних умов.

В основу корисної моделі поставлена задача в інтегральній автоматизованій системі вимірювання, приготування й ефективного розподілення природного газу за базовими значеннями його енергетичної цінності, вираженої вимірними об'ємними теплотою згоряння та витратою газу за стандартних умов шляхом додаткового введення контуру вимірювання об'ємної теплоти згоряння (нижчої) та контуру програмного управління забезпечити можливість неперервно контролювати калорійність газу та неперервно готувати задану енергетичну

цінність газу, виражену добутком виміряних значень об'ємної теплоти згоряння (нижчої) газу та об'ємної витрати природного газу за стандартних умов.

Поставлена задача вирішується за рахунок того, що в інтегральну автоматизовану систему вимірювання, приготування й ефективного розподілення природного газу за базовими значеннями його енергетичної цінності, вираженої виміряними об'ємними теплотою згоряння та витратою газу за стандартних умов, що як і найближчий аналог містить вимірювальний трубопровід 1-1 на магістральному газопроводі, на якому вмонтовані витратомір із діафрагмою, що містить первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі перепаду тисків FE/1-1 та DPY/1-2, нормуючий перетворювач абсолютного тиску газу PY/2-1, первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі температури газу TE/3-1 і TY/3-2 та програмний пристрій (двоконтурний контролер) - обчислювач витрати FQI/1-3, згідно з корисною моделлю, додатково введено контур вимірювання об'ємної теплоти згоряння (нижчої) у складі первинного та нормуючого вимірювальних перетворювачів теплоти згоряння (нижчої) QE/4-1 і QY/4-2, програмного пристрою (контролера) FQI/1-3, який забезпечує виконання додаткової функції - розрахунок енергетичної цінності газу як добутку значення об'ємної витрати за стандартних умов і величини об'ємної теплоти згоряння (нижчої) та контур програмного управління у складі програмного надавача й автоматичного регулюючого пристрою (регулятора) з приводами регулюючих органів, умонтованих у трубопровід-відвод 2-2. Крім того, для забезпечення стабільного значення енергетичної цінності передбачена система автоматичного регулювання, технологічним об'єктом якої є МГ 1-1, а контури вимірювання об'ємної теплоти згоряння (нижчої) у складі первинного та нормуючого вимірювальних перетворювачів теплоти згоряння (нижчої) QE/4-1 і QY/4-2, а також вимірювання об'ємної витрати з допомогою ВЗПТ або УзГТВ, забезпечують розрахунок енергетичної цінності газу. Це розраховане значення енергетичної цінності газу порівнюється з її базовим заданим (див. табл. 2), яке вводиться в контур програмного управління, у складі якого є програмний надавач HC/1-4 та автоматичний регулюючий пристрій (наприклад, ПІ-регулятор) FQC/1-5 із відповідними приводами $a_0/1-15$ на лініях подавання азоту з ПСГ, $a_1/1-16$ - додаткового азоту чи $a_2/1-17$ - діоксиду вуглецю. Ця система забезпечує задане стабільне значення енергетичної цінності газу в МГ 1-1 і вже після цього дія автоматичного регулятора FQC/1-5 забезпечує відкриття регулюючого органа 1РО для подавання природного газу у зазначений вище трубопровід-відвід 2-2 (через привід 1-6 регулюючого органа 1РО/1-7) за погодженим договірним значенням енергетичної цінності газу.

Технічний результат, якого можна досягти при використанні корисної моделі, полягає в тому, що забезпечується можливість неперервно контролювати калорійність газу та неперервно готувати задану енергетичну цінність газу, виражену добутком виміряних значень об'ємної теплоти згоряння (нижчої) газу та об'ємної витрати природного газу за стандартних умов.

Причинно-наслідковий зв'язок між сукупністю ознак корисної моделі та технічним результатом простежується в тому, що нові ознаки, які введені у інтегральну автоматизовану систему вимірювання, приготування й ефективного розподілення природного газу за базовими значеннями його енергетичної цінності, вираженої виміряними об'ємними теплотою згоряння та витратою газу за стандартних умов у поєднанні з ознаками, відомими з найближчого аналога, забезпечують наступне:

уведення контуру вимірювання об'ємної теплоти згоряння (нижчої) у складі первинного та нормуючого вимірювальних перетворювачів теплоти згоряння (нижчої) забезпечує можливість неперервно контролювати калорійність газу, а також неперервно оновлювати, шляхом введення компонентного складу газу та розрахованого значення густини газу за стандартних умов, як важливі дані в двоканальний обчислювач витрати FQI/6-3, тим самим постійно враховуючи повний компонентний склад газу та густину газу за стандартних умов при вимірюванні об'ємної витрати з використанням нових методик у визначенні коефіцієнта стисливості [11-13];

уведення контуру вимірювання витрати з ультразвуковим перетворювачем витрати FI/6-1 і FY/6-2 (як контрольного чи дублювального) забезпечує перевірку та повірку достовірності результатів вимірювання основного контуру вимірювання об'ємної витрати з діафрагмою при неперервному вимірюванні енергетичної цінності чи калорійності газу;

уведення контуру вимірювання фізико-хімічних показників газу з допомогою потокового хроматографа дасть можливість створити достовірну базу даних, необхідних для аналізування режимів транспортування газу та розрахунків запасів, зміни запасів і балансів газу в локальних системах газопостачання та ГТС у цілому;

уведення контуру автоматичного керування у складі програмного надавача та автоматичного регулюючого пристрою (наприклад, Пз - позиційного, П - пропорційного чи ПІ - пропорційно-інтегрального регулятора) забезпечує можливість неперервно контролювати калорійність газу та ефективно розподіляти природний газ за базовими значеннями його

енергетичної цінності, враховуючи як результати вимірювання об'ємної теплоти згоряння (нижчої), так і визначення об'ємної витрати природного газу за стандартних умов.

На Фіг. 1 зображена типова система вимірювання витрати газу зі застосуванням витратомірів із стандартними діафрагмами (ВЗПТ).

5 На Фіг. 2 зображена типова система вимірювання витрати газу зі застосуванням ультразвукових перетворювачів витрати (УзПВ).

На Фіг. 3 зображена інтегральна автоматизована система вимірювання, приготування й ефективного розподілення природного газу за базовими значеннями його енергетичної цінності, вираженої вимірними об'ємними теплотою згоряння та витратою газу за стандартних умов.

10 До складу системи входять магістральний газопровід 1-1, на якому вмонтовані витратомір із діафрагмою, що містить: первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі перепаду тисків FE/1-1 і DPY/1-2, нормуючий перетворювач абсолютного тиску газу PY/2-1, первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі температури газу TE/3-1 і TY/3-2 та програмний пристрій (контролер) - обчислювач витрати FQI/1-3, а також ультразвуковий перетворювач витрати FI/6-1 і FY/6-2, нормуючий перетворювач абсолютного тиску газу PY/5-1, первинний і
15 нормуючий вимірювальні перетворювачі температури газу TE/7-1 і TY/7-2 та програмний пристрій (контролер) - обчислювач-коректор витрати FQI/6-3, контур вимірювання теплоти згоряння (нижчої) газу у складі первинного та нормуючого вимірювальних перетворювачів теплоти згоряння (нижчої) газу QE/4-1 і QY/4-2 з контуром програмного управління у складі програмного надавача HC/1-4 та автоматичного регулюючого пристрою (регулятора) FQC/1-5 із приводом 1-6 регулюючого органа IPO 1-7, умонтованого у трубопровід-відвід 2-2.

При цьому система має такі зв'язки та з'єднання: первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі QE/4-1 та QY/4-2, ультразвуковий перетворювач витрати FI/6-1 та первинний вимірювальний перетворювач перепаду тисків FE/1-1 послідовно вбудовані безпосередньо у
25 вимірювальний трубопровід магістрального газопроводу 1-1, вихід первинного вимірювального перетворювача QE/4-1 з'єднаний зі входом нормуючого перетворювача QY/4-2, вихід первинного вимірювального перетворювача перепаду тисків FE/1-1 з'єднано з входом нормуючого перетворювача перепаду тисків на діафрагмі DPY/1-2 та нормуючого перетворювача перепаду тисків PY/2-1, вихід первинного вимірювального перетворювача температури TE/3-1 з'єднано з входом нормуючого перетворювача температури газу TY/3-2, вихід нормуючого перетворювача QY/4-2, нормуючого перетворювача абсолютного тиску газу PY/2-1, нормуючого перетворювача перепаду тисків DPY/1-2 та нормуючого перетворювача температури газу TY/3-2 з'єднані між собою і з входом програмного пристрою (контролера) - обчислювача-коректора витрати FQI/1-3, вихід якого з'єднано з входом програмного задавача
35 HC/1-4, вихід програмного задавача HC/1-4 з'єднано з входами автоматичного регулюючого пристрою (регулятора) FQC/1-5, приводом 1-6 регулюючого органа IPO 1-7, вмонтованого у трубопровід-відвід 2-2.

Інтегральна автоматизована система вимірювання, приготування й ефективного розподілення природного газу за базовими значеннями його енергетичної цінності, вираженої
40 вимірними об'ємними теплотою згоряння та витратою газу за стандартних умов, що представлена на Фіг. 3, працює наступним чином.

Магістральним газопроводом 1-1 транспортується природний газ із різною за значенням об'ємною теплотою згоряння (нижчою), бо у цей МГ надходять різні за енергетичною цінністю
45 газу. З метою забезпечення споживачів газами строго визначеної за значенням об'ємної теплоти згоряння (нижчої) на МГ 1-1 умонтовані діафрагма FE/1-1 витратоміру змінного перепаду тиску (ВЗПТ), ультразвуковий перетворювач витрати (УзПВ) FI/6-1 і первинний вимірювальний перетворювач об'ємної теплоти згоряння (нижчої) WE/4-1 (потоківий хроматограф), із яких відповідні сигнали у вигляді перепаду тисків, імпульсного або цифрового пропорційного об'ємній витраті в робочих умовах і теплоти згоряння (нижчої) надходять на
50 нормуючі перетворювачі перепаду тисків DPY/1-2, об'ємної витрати в робочих умовах, теплоти згоряння (нижчої), на виході яких формуються цифрові сигнали. Далі ці сигнали надходять на входи програмного пристрою (двоконтурного контролера) - обчислювача та обчислювача-коректора витрати FQI/6-3. Одночасно на відповідні входи програмного пристрою FQI/6-3 надходять: цифрові сигнали, пропорційні абсолютному тиску газу PY/2-1, первинного та
55 нормуючого вимірювальних перетворювачів температури газу TE/3-1 і TY/3-2, що утворюють комплекс вимірювання об'ємної витрати газу з діафрагмою (перший канал), враховуючи значення об'ємної теплоти згоряння (нижчої), а також цифрові сигнали, пропорційні абсолютному тиску газу PY/5-1, первинного та нормуючого вимірювальних перетворювачів температури газу TE/7-1 і TY/7-2, що утворюють комплекс вимірювання об'ємної витрати газу з

ультразвуковим перетворювачем витрати FI/6-1 і FY/6-2 (другий канал), враховуючи значення об'ємної теплоти згоряння (нижчої).

Значення об'ємних витрат газу, розрахованих за стандартних умов обчислювальних комплексів на основі вимірних параметрів першого та другого каналів, запам'ятовують, формують масиви даних витрат газу, а саме: значення об'ємної витрати газу за стандартних умов по двох каналах вимірювання. Програмне забезпечення дозволяє визначати також абсолютну та відносну похибки за результатами вимірювання відповідно обчислювача (з діафрагмою) і обчислювача-коректора (з ультразвуковим перетворювачем витрати). На основі діючих нормативних документів і підписаних угод між Постачальником і Споживачем, де погоджені технічні умови на якість газу за значенням об'ємної теплоти згоряння (нижчої), вводять його в контур програмного управління до складі програмного надавача HC/1-4, а вже автоматичний регулюючий пристрій з (Пз-, П- або ПІ-законами регулювання) FQC/1-5 діє на приводи 1-8, 1-10 і 1-13 регулюючих органів 1-9, 1-11 і 1-13, вмонтованих у трубопроводі подавання азоту та діоксиду вуглецю, готуючи певну суміш компонентів природного газу з заданим значенням теплоти згоряння, а регулюючий орган IPO/1-7 залишається закритим до виконання технічних умов щодо оцінки якості газу за об'ємною теплою згоряння (нижчою).

Таким чином, наведені відомості підтверджують можливість реалізації цієї корисної моделі і її промислової придатності. Експериментальна перевірка способу на вимірювальних пунктах газотранспортної системи України виявила його значну ефективність у вирішенні поставленої задачі.

Джерела інформації:

1. ISO 6976:1995. Natural gas-Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition (Природний газ. Обчислення теплоти згорання, густини, відносної густини та числа Воббе за складом газу).

2. ДСТУ ISO 6976:2009. Природний газ. Обчислення теплоти згоряння, густини, відносної густини і числа Воббе на основі компонентного складу (ISO 6976:1995/Cor. 2:1997, Cor. 3:1999, IDT).

3. ГОСТ 30319.1-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.

4. ГОСТ 31371.7-2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов.

5. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. - Изд-во стандартов, -М.: 1987.-4 С.

6. ISO 5167-1:2003. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full. - Part 1: general principles and requirements (Вимірювання витрати та кількості рідин і газів за допомогою стандартних звукувальних пристроїв. - Частина 1: Загальні принципи та вимоги).

7. ISO 5167-2:2003. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full. - Part 2: Orifice plates (Вимірювання витрати та кількості рідин і газів за допомогою стандартних звукувальних пристроїв. Частина 2: Діафрагми).

8. ДСТУ ГОСТ 8.586.1:2009. Вимірювання витрати та кількості рідин і газів за допомогою стандартних звукувальних пристроїв. Частина 1. Принцип методу вимірювання та загальні вимоги.

9. ДСТУ ГОСТ 8.586.2:2009. Вимірювання витрати та кількості рідин і газів за допомогою стандартних звукувальних пристроїв. Частина 2. Діафрагми. Технічні вимоги.

10. ДСТУ ГОСТ 8.586.5:2009. Вимірювання витрати та кількості рідин і газів за допомогою стандартних звукувальних пристроїв. Частина 5. Методика виконання вимірювань.

11. ДСТУ ISO 12213-1:2009. Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 1. Настанови.

12. ДСТУ ISO 12213-2:2009. Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 2. Обчислення на основі молярного складу.

13. ДСТУ ISO 12213-3:2009. Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 3. Обчислення на основі фізичних властивостей.

14. ГОСТ 30319.0-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.

15. ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости.

16. ГОСТ 30319.3-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния.

5

ФОРМУЛА КОРИСНОЇ МОДЕЛІ

Інтегральна автоматизована система вимірювання, приготування й ефективного розподілення природного газу за базовими значеннями його енергетичної цінності, вираженої вимірними об'ємними теплотою згоряння та витратою газу за стандартних умов, що містить вимірювальний трубопровід 1-1 на магістральному газопроводі, на якому вмонтовані витратомір із діафрагмою, що містить первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі перепаду тисків FE/1-1 та DPY/1-2, нормуючий перетворювач абсолютного тиску газу PY/2-1, первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі температури газу TE/3-1 і TY/3-2 та програмний пристрій (двоконтурний контролер) - обчислювач витрати FQI/1-3, яка **відрізняється** тим, що додатково містить контур вимірювання витрати, до складу якого входять ультразвуковий перетворювач витрати FI/6-1 і FY/6-2, нормуючий перетворювач абсолютного тиску газу PY/5-1, первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі температури газу TE/7-1 і TY/7-2 та програмний пристрій (контролер) - обчислювач-коректор витрати FQI/1-3 і контур вимірювання компонентного складу газу потоковим хроматографом, до якого входять первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі QE/4-1 і QY/4-2, які з'єднані з контуром програмного управління у складі програмного задавача HC/1-4 та автоматичного регулюючого пристрою (регулятора) FQC/1-5 із приводом 1-6 регулюючого органа IPO 1-7, при цьому первинний і нормуючий вимірювальні перетворювачі QE/4-1 та QY/4-2, ультразвуковий перетворювач витрати FI/6-1 та первинний вимірювальний перетворювач перепаду тисків FE/1-1 послідовно вбудовані безпосередньо у вимірювальний трубопровід магістрального газопроводу 1-1, вихід первинного вимірювального перетворювача QE/4-1 з'єднаний зі входом нормуючого перетворювача QY/4-2, вихід первинного вимірювального перетворювача перепаду тисків FE/1-1 з'єднано з входом нормуючого перетворювача перепаду тисків на діафрагмі DPY/1-2 та нормуючого перетворювача перепаду тисків PY/2-1, вихід первинного вимірювального перетворювача температури TE/3-1 з'єднано з входом нормуючого перетворювача температури газу TY/3-2, виходи нормуючого перетворювача QY/4-2, нормуючого перетворювача абсолютного тиску газу PY/2-1, нормуючого перетворювача перепаду тисків DPY/1-2 та нормуючого перетворювача температури газу TY/3-2 з'єднані між собою і з входом програмного пристрою (контролера) - обчислювача-коректора витрати FQI/1-3, вихід якого з'єднано з входом програмного задавача HC/1-4, вихід програмного задавача HC/1-4 з'єднано з входами автоматичного регулюючого пристрою (регулятора) FQC/1-5, приводом 1-6 регулюючого органа IPO 1-7, вмонтованого у трубопровід-відвід 2-2.

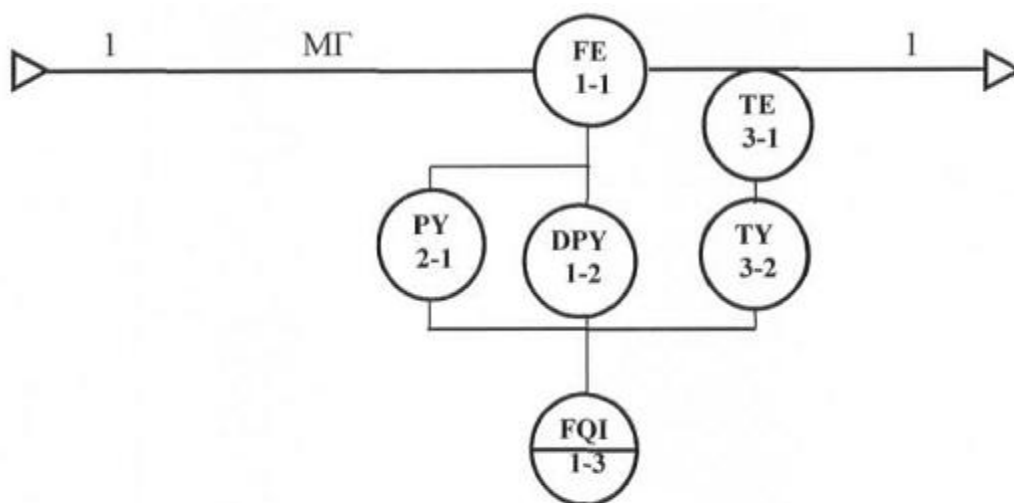


Fig. 1

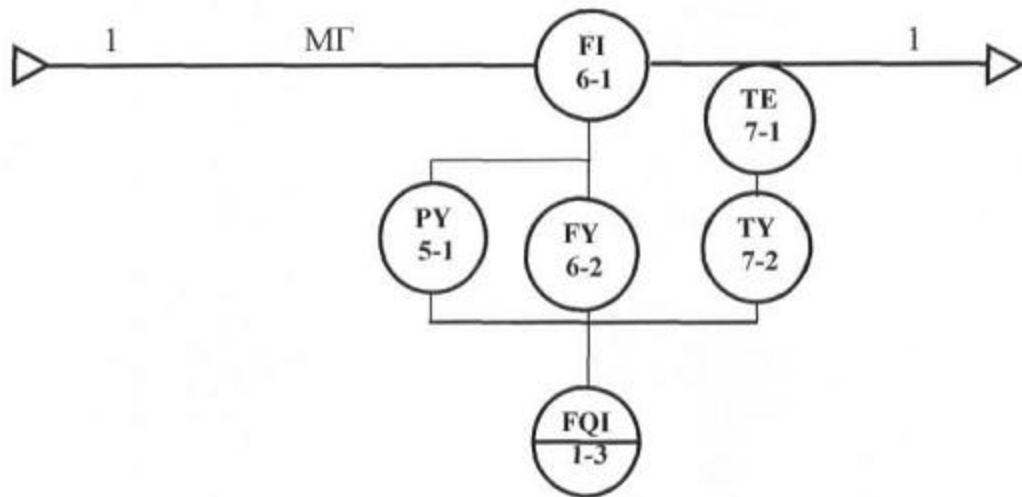


Fig. 2

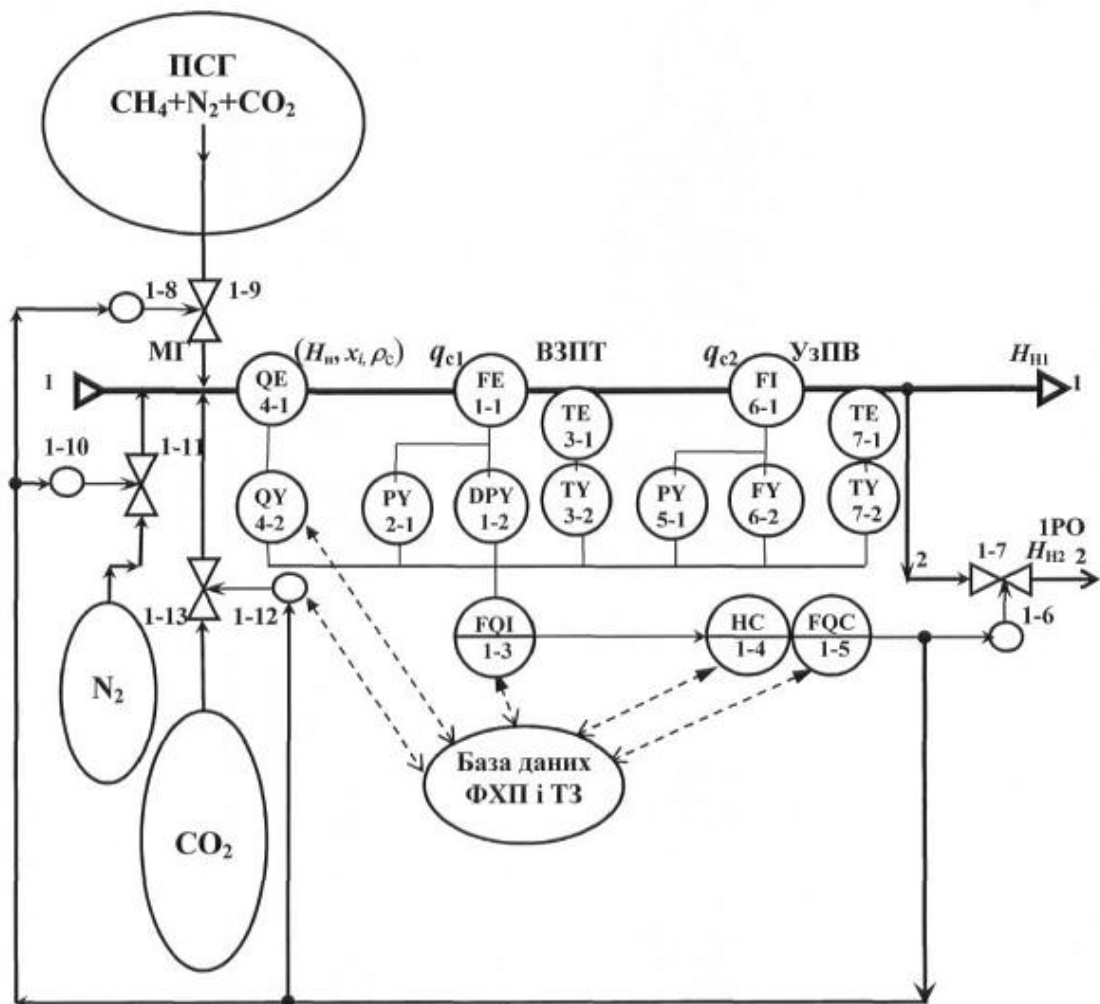


Fig. 3