

<https://doi.org/10.31891/2219-9365-2024-77-26>

УДК 681.121.005

ГОРБІЙЧУК Михайло

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

<http://orcid.org/0000-0002-8586-1883>

e-mail: mi_profgorb@ukr.net

СКРІПКА Олександр

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

<https://orcid.org/0009-0004-0614-2824>

e-mail: skripkaoleksandr2020@gmail.com

ОСОБЛИВОСТІ ПРОЄКТУВАННЯ КОМЕРЦІЙНИХ ВУЗЛІВ ОБЛІКУ ГАЗУ ПІД ЧАС ЇХ РЕКОНСТРУКЦІЇ ТА МОДЕРНІЗАЦІЇ

У статті виконаний аналіз основних сучасних методів вимірювання об'єму та кількості природного газу, які використовуються на комерційних вузлах обліку газу та пунктах виміру витрати газу в точках входу та виходу газотранспортної системи України. Розглянуті сучасні засоби вимірювань та обліку кількості газу – пристрої змінного перепаду тиску, турбінні, роторні лічильники та ультразвукові витратоміри.

Результати проведеного аналізу дали змогу встановити, що на сьогодні на комерційних вузлах обліку відсутні методи і засоби вимірювань швидкості потоків у вимірювальних трубопроводах. При перевищенні швидкості потоку максимально допустимого значення 25 м/с буде порушено вимоги нормативного документу [2]. Перевищення швидкості потоку негативно впливає на стан трубопроводів та технологічного обладнання, що може призвести до зниження експлуатаційного ресурсу та виходу з ладу обладнання на ГПС. Наявність інформації про величину швидкості у вимірювальному трубопроводі дасть змогу проводити аналіз причин аварійних ситуацій та розробляти заходи щодо унеможливлення їх виникнення або мінімізації їх впливу на стан трубопроводів та технологічного обладнання на ГПС, що в кінцевому випадку забезпечить підвищення надійності та збільшення технічного ресурсу ГТС.

Ключові слова: природний газ, витратоміри, облік газу, похибки вимірювань, порівняльний аналіз, швидкість потоку.

GORBIYCHUK Mykhailo , SKRIPKA Oleksandr

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

FEATURES OF THE DESIGN OF COMMERCIAL GAS METERING UNITS DURING THEIR RECONSTRUCTION AND MODERNIZATION

The article analyzes the main modern methods of measuring the volume and quantity of natural gas, which are used at commercial gas metering units and gas flow measurement points at the entry and exit points of the gas transportation system of Ukraine. Considered modern means of measuring and accounting for the amount of gas - variable pressure drop devices, turbine and rotary counters and ultrasonic flowmeters.

The results of the analysis made it possible to establish that today there are no methods and means of measuring flow rates in measuring pipelines at commercial accounting nodes. If the flow speed exceeds the maximum permissible value of 25 m/s, the requirements of the regulatory document [2] will be violated. Exceeding the flow rate has a negative effect on the condition of pipelines and technological equipment, which can lead to a decrease in the operational resource and equipment failure at the GDS. The availability of information about the velocity in the measuring pipeline will make it possible to analyze the causes of emergency situations and develop measures to prevent their occurrence or minimize their impact on the state of pipelines and technological equipment at the GDS, which in the end will ensure increased reliability and an increase in the technical resource of the GTS.

Key words: natural gas, flow meters, gas accounting, measurement errors, comparative analysis, flow rate.

Постановка проблеми у загальному вигляді

та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями

Транспортування природного газу побутовим та промисловим споживачам в Україні відбувається через газотранспортну систему України (далі ГТС) та газорозподільчі мережі (далі ГРМ). Передача газу з ГТС до ГРМ відбувається на газорозподільних станціях (далі ГРС), де також забезпечується:

- очищення природного газу від механічних домішок та рідини;
- редукування (зниження) тиску газу до заданої величини і підтримання його з необхідною точністю;
- вимірювання кількості газу, що передається через ГРС;
- одоризація природного газу.

Переважна більшість об'єктів ГТС та ГРМ України були побудовані до 1990-х років, а тому на сьогоднішній день потребують ремонту і модернізації. Зокрема, це стосується вузлів обліку газу (далі ВОГ), які переважно були побудовані з використанням витратомірів змінного перепаду тиску у відповідності до стандарту РД 50-213-80 [1], який втратив чинність. На сьогоднішній день власники комерційних ВОГ виконують роботи з їх реконструкції та модернізації з метою встановлення сучасних засобів вимірювання для підвищення точності та достовірності обліку газу та приведення ВОГ до вимог чинних нормативних

документів. Під час проектування нових ВОГ або реконструкції (модернізації) існуючих діаметри вимірювальних трубопроводів (далі ВТ) і, відповідно, засоби вимірювання, які встановлюються на них, розраховуються із урахуванням діапазону витрат газу та вимог ОНТП 51-1-85 [2] в частині максимально допустимої швидкості газу у трубопроводах. Проблема полягає в тому, що фактичні умови експлуатації ВОГ не завжди відповідають проектним, особливо критичним є суттєве зниження тиску у ВТ при відносно незмінній витраті газу, що призводить до зростання швидкості газу у таких ВТ, а тому виникає необхідність у забезпеченні контролю швидкості газу у ВТ. На існуючих ВОГ наразі не реалізовано функцію контролю швидкості газу у ВТ.

Аналіз останніх досліджень та публікацій

Основною задачею, яка вирішується під час проектування ВОГ є забезпечення необхідної точності та достовірності обліку природного газу в усьому діапазоні витрат, що реалізується шляхом вибору методів і засобів вимірювання. За напрямком дослідження впливу методів та засобів вимірювання на точність і достовірність обліку природного газу присвячено наукові праці відомих українських вчених, зокрема Пістуна Є.П., Середюка О.Є., Кисіля І.С., Лесового Л.В., Матіко Ф.В., Власюка Я.М., Андрієшина М.П., Білинського Й.Й.

Незважаючи на наявність досить ґрунтовних досліджень щодо методів та засобів обліку природного газу, питання зменшення негативного впливу від експлуатації ВОГ в режимах, що відрізняються від проектних, зокрема, при перевищенні максимально допустимих значень швидкості потоку у ВТ, залишається недостатньо вивченим.

Формулювання цілей статті

Виявлення особливостей проектування комерційних вузлів обліку газу на газорозподільних станціях та надання практичних рекомендацій із запобігання нештатних режимів роботи ВОГ на ГРС.

Виклад основного матеріалу

Режими споживання газу на ГРС є різними. Так, існують ГРС із відносно сталим режимом роботи, коли обсяги передачі газу через дану ГРС на протязі року суттєво не змінюються. Проте, на більшості ГРС обсяги передачі газу змінюються значно, що пов'язано із сезонністю (зростання споживання газу в опалювальний період) або з режимом роботи споживачів газу на даній ГРС.

Можлива зміна режимів споживання газу враховується при проектуванні ГРС, а робота ВОГ в нормованих діапазонах забезпечується:

- для ВОГ з витратомірами змінного перепаду тиску - шляхом заміни звужуючих пристроїв (далі ЗП) із встановленням ЗП з відповідним внутрішнім діаметром, або, якщо неможливо забезпечити облік газу в усьому діапазоні витрат лише за рахунок заміни ЗП, використовуються декілька паралельних ВТ, в тому числі з різними умовними діаметрами;

- для ВОГ з лічильниками газу (далі – ЛГ) – шляхом підбору і встановлення ЛГ відповідного типорозміру або, якщо неможливо забезпечити облік газу в усьому діапазоні витрат лише за рахунок заміни ЛГ, також на ВОГ використовують декілька ВТ.

Проблеми виникають у випадках роботи ВОГ на ГРС в режимі, коли тиск на виході ГРС значно нижче проектного, що зумовлене технічною зношеністю об'єктів та устаткування ГРМ. На сьогодні доволі розповсюдженою практикою є зміна категорії розподільного газопроводу, зокрема, газопроводи високого тиску I категорії (робочий тиск газу від 0,6 МПа до 1,2 МПа) переводять в газопроводи високого тиску II категорії (робочий тиск газу від 0,3 МПа до 0,6 МПа, а газопроводи високого тиску II категорії переводять в газопроводи середнього тиску (робочий тиск від 0,005 МПа до 0,3 МПа).

Для ВОГ на таких ГРС необхідно забезпечити контроль їх режимів роботи. Одним з параметрів контролю є швидкість газу у ВТ. Відповідно до положень чинного нормативного документу [2] п.5.14, в трубопроводах ГРС швидкість газу не повинна перевищувати 25 м/с .

Виробники ЛГ враховують обмеження за швидкістю потоку середовища шляхом нормування максимально допустимого значення вимірювання витрати газу для кожного типорозміру ЛГ

Найбільш розповсюдженими умовними діаметрами ВТ на комерційних ВОГ є DN 100, DN 200 та DN 300.

Отже, розглянемо типорозміри ЛГ для зазначених вище умовних діаметрів, які пропонують виробники.

Роторні лічильники газу (табл. 1). На ГРС у складі комерційних ВОГ широко використовуються роторні лічильники типу (далі – РЛГ) типу DELTA виробництва Itron (Actaris) [3], PГC (PГA та PГ-K) виробництва ПрАТ «Івано – Франківський з-д «Промприлад»» [4], RABO виробництва Elster-Instromet [5]. Лінійка умовних діаметрів для роторних лічильників обмежується DN 150.

Надалі по тексту статті будуть використовуватися наступні позначення величин:

DN – умовний діаметр ВТ, мм;

d – внутрішній діаметр звужуючого пристрою (ЗП), мм.
 P – тиск газу у ВТ (надлишковий), МПа.
 G – типорозмір лічильника газу, м³/год;
 K – коефіцієнт стисливості.
 Re – число Рейнольдса.
 β – відношення внутрішнього діаметру ЗП (d) до внутрішнього діаметру ВТ (D).
 $Q_{ЛГmax}$ – максимальне значення витрати для лічильника газу, м³/год.
 $Q_{ЛГmax}^*$ – максимальне значення витрати для ультразвукових лічильників газу з розширеним діапазоном вимірювання, м³/год;
 $p. у.$ – робочі умови (умови експлуатації);
 $c. у.$ – стандартні умови ($P=0,101325$ МПа, $T=20^{\circ}C$).

Таблиця 1

Значення максимальних витрат для РЛГ

Тип лічильника газу	DN, мм	G, м ³ /год	$Q_{ЛГmax}$, м ³ /год (р. у.)
DELTA	100	400	650
	150	650	1 000
PГC	100	250	400
	150	400	650
PГK	100	250	400
	150	650	1 000
RABO	100	400	650
	150	400	650

Турбінні лічильники газу (табл. 2). У складі комерційних ВОГ на ГРС також використовуються турбінні лічильники газу (далі – ТЛГ) типу TZ/FLUXI виробництва Itron (Actaris) [6], TRZ 03 виробництва RMG Messtechnik [7], IGTM-CT виробництва Vemm tec Messtechnik GmbH [8], ЛГ-К виробництва ПрАТ «Івано – Франківський з-д «Промприлад»» [9].

Таблиця 2

Значення максимальних витрат для ТЛГ

Тип лічильника газу	DN, мм	G, м ³ /год (р. у.)	$Q_{ЛГmax}$, м ³ /год (р. у.)
TZ/FLUXI	100	400	650
	200	1 600	2 500
	300	4 000	6 500
TRZ 03	100	400	650
	200	1 600	2 500
	300	4 000	6 500
IGTM-CT	100	400	650
	200	1 600	2 500
	300	4 000	6 500
ЛГ-К	100	400	650
	200	1 600	2 500
	300	4 000	6 500

Ультразвукові лічильники газу (табл. 3). На комерційних ВОГ на ГРС широко використовуються ультразвукові лічильники газу (далі – УЛГ) типу Flowsic 600, (Flowsic-XT) виробництва SICK AG [10], USM GT400 (USZ-08) виробництва RMG Messtechnik GmbH [11], ECOSONIC X12 виробництва RMA [12], ГУВР-011 виробництва ПрАТ «ТАХІОН» [13].

Таблиця 3

Значення максимальних витрат для УЛГ

Тип лічильника газу	DN, мм	G, м ³ /год	$Q_{ЛГmax}$, м ³ /год (р. у.)	$Q_{ЛГmax}^*$, м ³ /год (р. у.)
Flowsic 600, (Flowsic-XT)	100	400	650	1 000
	200	1 600	2 500	4 000
	300	4 000	6 500	7 800
USM GT400 (USZ-08)	100	400	650	1 000
	200	1 600	2 500	4 200
	300	4 000	6 500	9 400
ECOSONIC X12	100	400	650	1 000
	200	1 600	2 500	4 200
	300	4 000	6 500	10 000
ГУВР-011	100	400	650	1 000
	200	1 600	2 500	4 000
	300	4 000	6 500	7 800

Максимальна витрата газу в трубопроводі за стандартних умов (тиск 0,3МПа (надл.), температура 273,15 К) при швидкості потоку 25м/с становить (Q_{25max}):

- для ВТ з DN 100: $Q_{25max}= 680 \text{ м}^3/\text{год}$;
- для ВТ з DN 200: $Q_{25max}= 2\,730 \text{ м}^3/\text{год}$;
- для ВТ з DN 300: $Q_{25max}= 6\,150 \text{ м}^3/\text{год}$.

Аналіз типорозмірів та максимальних витрат ЛГ різних типів показує, що для РЛГ, ТЛГ та УЛГ існують однакові типорозміри, а саме:

- для трубопроводів з DN 100: G 400, $Q_{ЛГmax}=650 \text{ м}^3/\text{год}$;
- для трубопроводів з DN 200: G 1 600, $Q_{ЛГmax}=2\,500 \text{ м}^3/\text{год}$;
- для трубопроводів з DN 300: G 4 000, $Q_{ЛГmax}=6\,500 \text{ м}^3/\text{год}$.

Для РЛГ та ТЛГ вказані вище параметри є максимальними, а УЛГ мають інші типорозміри з більшими значеннями максимальних витрат (УЛГ з розширеним діапазоном вимірювання).

З наведеного вище видно, що спільні для всіх ЛГ типорозміри та значення максимальних витрат, які наведені в табл. 1 - 3, є близькими до максимальних значень витрати газу в газопроводі відповідного діаметру зі швидкістю потоку 25м/с.

Найбільш розповсюдженими категоріями газорозподільних мереж є газопроводи високого тиску II категорії (робочий тиск газу від 0,3 МПа до 0,6 МПа та газопроводи середнього тиску (робочий тиск від 0,005 МПа до 0,3 МПа).

Виконаємо розрахунок максимальних витрат у ВТ DN 100, DN 200 та DN 300 з урахуванням максимальних значень тиску для найбільш розповсюджених категорій газопроводів газорозподільних мереж.

За допомогою програмного забезпечення «САПР «РАСХОД-РУ»», розробленого ЗАТ «Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв», визначили максимальні витрати у ВТ з DN 100, DN 200 та DN 300.

Розрахунки виконувалися за таких умов:

- тиск вимірювального середовища: 0,3 МПа та 0,6 МПа;
- температура вимірювального середовища: 10 °С;
- густина природного газу: 0,7 кг/м³;
- вміст діоксиду вуглецю (молярна частка): 2 %;
- вміст азоту (молярна частка): 1 %.
- метод розрахунку коефіцієнту стисливості: GERG-91mod.;
- розрахунковий перепад тиску: 62,2 кПа.

В табл. 4 наведені результати максимального значення витрати газу для витратомірів змінного перепаду тиску (далі – ЗПТ) у ВТ з DN 100, DN 200 та DN 300 при значеннях надлишкового тиску 0,3 МПа та 0,6 МПа. В таблиці також наведено діаметри ЗП, які бралися для розрахунку при $\beta=0,75$, а також отримані в процесі розрахунків значення коефіцієнта стисливості газу та числа Рейнольдса.

Таблиця 4

Результати розрахунку максимальної витрати газу для ЗПТ

DN, мм	d, мм	P, МПа	K	Re	Q_{25max} , м ³ /год (с.у.)
100	75	0,3	0,99362	2 113 329	9 156
200	150	0,3	0,99362	4 184 935	36 264
300	225	0,3	0,99362	6 256 545	81 323
100	75	0,6	0,98738	2 884 445	12 510
200	150	0,6	0,98738	5 712 243	49 550
300	225	0,6	0,98738	8 541 407	111 136

Для лічильників газу перерахунок витрати газу від робочих до стандартних умов виконаний відповідно до ДСТУ EN 12405:2017 з використанням такого виразу:

$$V_{CT} = V_P \frac{P \cdot T_{CT}}{K \cdot T \cdot P_{CT}}, \quad (1)$$

де V_{CT} – об'єм газу при стандартних умовах;

V_P – об'єм газу при робочих умовах;

P – тиск газу (абсолютний) за робочих умов;

P_{CT} – стандартний тиск 0.101325 МПа;

T – абсолютна температура газу;

T_{CT} – стандартна температура 293,15 К;

K – коефіцієнт стисливості газу.

Результати перерахунку максимальної витрати газу для лічильників з номінальними діаметрами DN 100, DN 200 та DN 300 та відповідними типорозмірами G 400, G 1600 та G 4000 при значеннях надлишкового тиску 0,3 МПа та 0,6 МПа наведені в табл. 5. Ультразвукові лічильники газу з розширеним діапазоном вимірювання не розглядалися.

Таблиця 5

Результати перерахунку максимальної витрати газу для ЛГ до стандартних умов

DN, мм	G, м ³ /год	P, МПа	Q _{ЛГmax} , м ³ /год (р.у.)	K	Q _{ЛГmax} , м ³ /год (с. у.)
100	400	0,3	650	0,99362	2 682
200	1 600	0,3	2 500	0,99362	10 317
300	4 000	0,3	6 500	0,99362	26 825
100	400	0,6	650	0,98738	4 717
200	1 600	0,6	2 500	0,98738	18 143
300	4 000	0,6	6 500	0,98738	47 174

Таблиця 6

Результати розрахунку максимальної витрати газу в ВТ при швидкості газу 25м/с за стандартних умов

DN, мм	P, МПа	Q _{25max} , м ³ /год (р.у.)	K	Q _{25max} , м ³ /год (с.у.)
100	0,3	680	0,99362	2 806
200	0,3	2 730	0,99362	11 267
300	0,3	6 150	0,99362	25 381
100	0,6	680	0,98738	4 935
200	0,6	2 730	0,98738	19 813
300	0,6	6 150	0,98738	44 634

Отримані результати розрахунків максимальної витрати газу для ВТ, які наведені в табл.4 - 6, зведемо для зручності порівняння в табл. 7.

Таблиця 7

Значення максимальної витрати газу для ВТ при тисках 0,3 МПа та 0,6 МПа за стандартних умов

DN, мм	P, МПа	Q _{ЛГmax} , м ³ /год (с.у.)	Q _{ЛГmax} , м ³ /год (с. у.)	Q _{25max} , м ³ /год (с.у.)	δ _{25-ЛГ} , %	δ _{25-ЛГ} , %
100	0,3	9 156	2 682	2 806	-4,61	226,26
200	0,3	36 264	10 317	11 267	-9,2	221,87
300	0,3	81 323	26 825	25 381	5,38	224,07
100	0,6	12 510	4 717	4 935	-3,96	155,09
200	0,6	49 550	18 143	19 813	-8,51	151,67
300	0,6	111 136	47 174	44 634	5,98	150,57

Для ЛГ з різними DN із табл.7 знайшли відносну різницю між максимальними витратами за стандартних умов і при швидкості потоку 25 м/с (умови стандартні) за такою формулою:

$$\delta_q = \max_i : \frac{q_{ЛГ,i} - q_{ВТ,i}}{q_{ЛГ,i}} 100\% \quad (2)$$

Для витратомірів ЗПТ вираз (2) буде мати вид:

$$\delta_q = \max_i : \frac{q_{ЗП,i} - q_{ВТ,i}}{q_{ЗП,i}} 100\% \quad (3)$$

де $q_{ЛГ,i}$ - максимальна витрата газу для лічильників (с. у.);

$q_{ЗП,i}$ - максимальна витрата газу для витратомірів ЗПТ (с. у.);

$q_{ВТ,i}$ - максимально допустима витрата газу у ВТ при швидкості 25 м/с (с. у.).

Результати розрахунку різниці витрат газу за виразами (2) і (3) наведені в колонках 6 і 7 табл.7. Аналіз результатів, розрахунку показує, що у ЛГ стандартних типорозмірів з DN 100 та DN 200 максимальна витрата не перевищує максимально допустиму витрату в таких ВТ при швидкості 25 м/с, а для лічильників газу з DN 300 перевищує на понад 5%.

Слід зазначити, що виробники РЛГ та ТЛГ допускають нетривалі перевищення максимальної витрати газу в процесі експлуатації. Наприклад, для ЛГ типу IGTM-СТ допускається їх експлуатація з перевищенням максимальної витрати до 20% без ризику для їх технічного стану [8].

Скориставшись виразом (3) відносно різниці витрат у ВТ з витратоміром ЗПТ і при швидкості газу в трубопроводі 25 м/с, отримаємо перевищення на понад 220% для тиску 0,3 МПа та на понад 150% для тиску 0,6 МПа.

Розглянемо інші значення тисків в діапазоні від 0 до 0,6 МПа та розрахуємо для таких тисків параметри максимальних витрат для ВТ з DN 100, DN 200 та DN 300. Програмне забезпечення «САПР «РАСХОД-РУ»» дає можливість розрахувати значення максимальних витрат газу для заданих параметрів вимірювального трубопроводу, звужуючого пристрою та інші при різних значеннях тиску (0,16 МПа, 0,23 МПа, 0,3 МПа, 0,38 МПа, 0,46 МПа, 0,53 МПа, 0,6 МПа). Для цих параметрів тиску розрахуємо значення максимальної витрати для лічильників газу і для ВТ відповідних діаметрів при швидкості газу 25 м/с.

На рис. 1 – 3 зображені залежності максимальної витрати газу від тиску у вимірювальних трубопроводах різних діаметрів. На графіках прийняті такі позначення: $Q_{ЗП}$ – максимальна витрата газу для витратоміру змінного перепаду тиску, $Q_{ЛГ}$ – витрата для лічильників газу, Q_{25} – витрата газу при швидкості потоку 25 м/с.

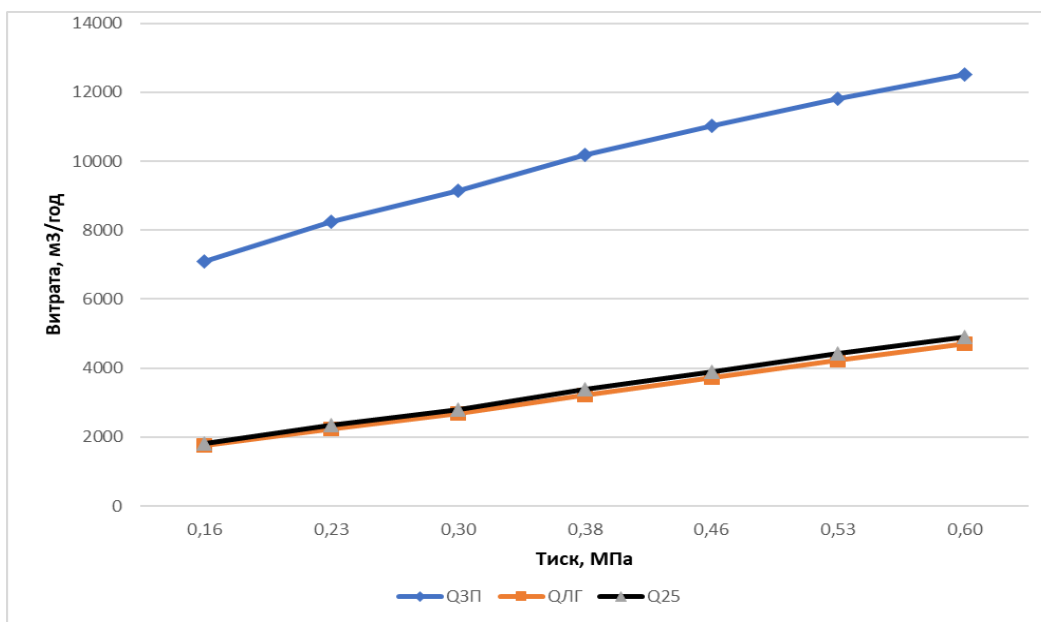


Рис. 1. Графік залежності значень витрати газу від тиску для ВТ DN 100

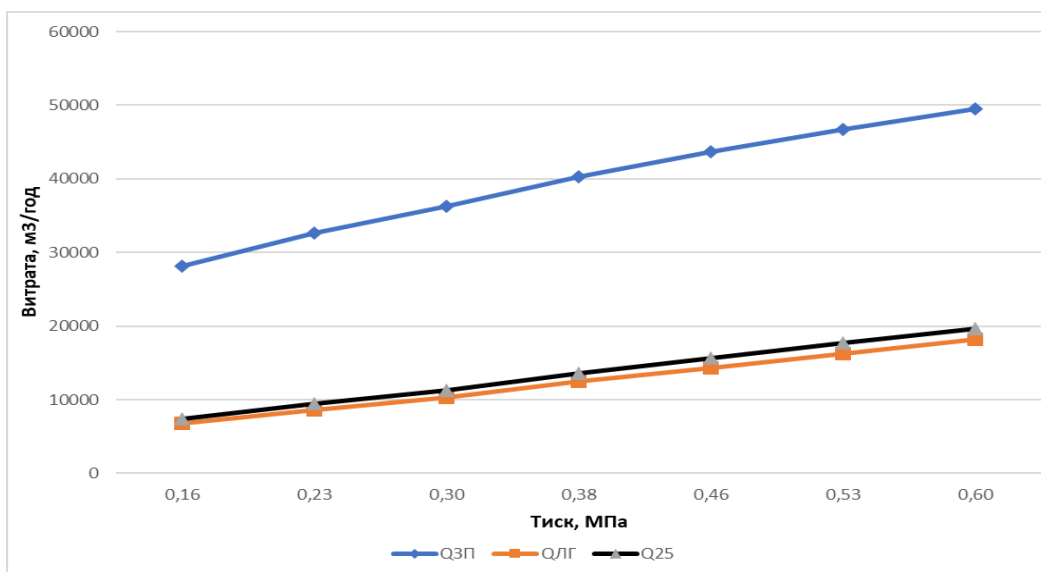


Рис. 2. Графік залежності значень витрати газу від тиску для ВТ DN 200

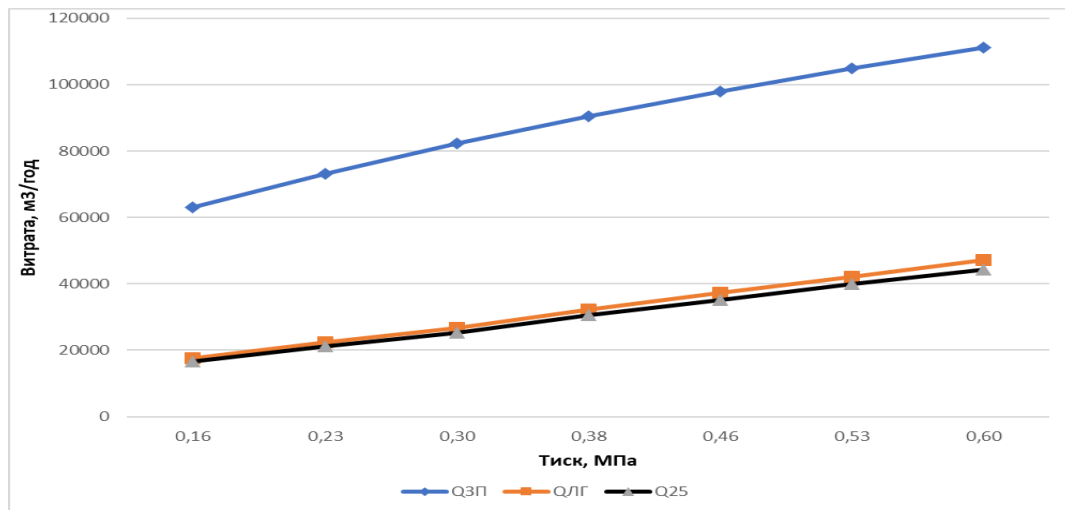


Рис. 3 Графік залежності значень витрати газу від тиску для ВТ DN 300

З графіків, наведених на рис. 1 - 3, бачимо, що для ВТ з DN 100 та DN 200 у випадку забезпечення роботи ЛГ в діапазонах їх максимальних значень, швидкість потоку газу у ВТ не буде перевищувати 25м/с. Для ВТ DN300 максимальна витрата ЛГ перевищує витрату, що відповідає швидкості потоку 25м/с, тому слід вживати заходів щодо забезпечення їх роботи в діапазонах витрат, що не перевищують 90% максимального значення.

Для витратомірів ЗПТ максимальна витрата значно перевищує витрату газу, що відповідає швидкості 25 м/с.

Таке суттєве перевищення швидкості потоку має негативний вплив на стан трубопроводів та технологічного обладнання, що може призвести до зниження їх експлуатаційного ресурсу та виходу з ладу.

Запобігти цьому можна шляхом запровадження автоматичного контролю швидкості потоку газу у ВТ із відображенням повідомлень про перевищення максимально допустимої витрати.

Автоматичні обчислювачі та коректори витрати газу, які на сьогоднішній день використовуються у складі комерційних ВОГ [14, 15], при конфігуруванні для роботи з ЛГ вимагають введення значення максимальної витрати для ЛГ за робочих умов.

В процесі експлуатації, автоматичні коректори витрати газу, у випадках, коли фактичні витрати перевищують значення максимальних витрат, що введені при конфігуруванні, фіксують факт аварійної ситуації (нештатна робота ВОГ) та відображають у журналі аварійних ситуацій із зазначенням часу початку і закінчення такої аварійної ситуації, а також обсягів газу, що було нараховано за період її дії.

Для автоматичних обчислювачів з витратомірами ЗПТ при конфігуруванні вносяться параметри вимірювальних перетворювачів диференційного тиску, а саме:

- значення диференційного тиску, при якому і нижче якого не проводиться обчислення витрат і обсягу газу;
- значення диференційного тиску газу, при якому відбувається перемикання вимірювальних перетворювачів диференційного тиску (у випадку використання декількох перетворювачів з різним діапазоном вимірювання);
- максимально можливе значення диференційного тиску.

При цьому для витратомірів ЗПТ є також ряд обмежень, зокрема:

- відношення перепаду тиску ΔP на ЗП до тиску P повинно бути не більшим, ніж 0,25:

$$\frac{\Delta P}{P} \leq 0,25 \quad (4)$$

- значення числа Рейнольдса має відповідати:

$$\begin{aligned} Re &\geq 5000 \text{ при } \beta \leq 0,56; \\ Re &\geq 16000\beta^2 \text{ при } \beta \geq 0,56, \end{aligned}$$

Як приклад, обирали значення $\beta=0,75$ для різних діаметрів ВТ, тому, з урахуванням прийнятого значення β , $Re \geq 9\,000$, що задовольняє отриманим значенням, які наведені в таблиці 4.

Знайдемо граничні значення диференційного тиску з виразу (4).

$$\Delta P \leq 0,25 \cdot P \quad (5)$$

Тоді $\Delta P \leq 100 \text{ кПа}$ при надлишковому тиску 0,3 МПа;

$\Delta P \leq 175 \text{ кПа}$ при надлишковому тиску 0,6 МПа.

Очевидно, що при заданих значеннях тиску (0,3 МПа та 0,6 МПа), максимальне значення перепаду тиску (62,2 кПа) цілком задовольняє умові щодо співвідношення перепаду тиску на ЗП до тиску в трубопроводі.

Визначимо максимально допустимі значення перепаду тиску на ЗП, що будуть відповідати витраті при швидкості потоку газу в трубопроводі 25 м/с. Для цього скористаємося виразом:

$$\sqrt{\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2}} = \frac{Q_1}{Q_2}, \quad (5)$$

де Q_1 і Q_2 - витрати у ВТ при значенні диференційного тиску ΔP_1 та ΔP_2 , відповідно.

Рівняння (4) розв'яжемо відносно ΔP_2

$$\Delta P_2 = \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^2 \cdot \Delta P_1, \quad (6)$$

і розрахуємо максимальний перепад тиску ΔP_2 на ЗП (табл. 8) при $\Delta P_1 = 62,2 \text{ кПа}$ і Q_2 - витрата при швидкості потоку газу 25 м/с.

Таблиця 8

Розрахунок максимального перепаду тиску на ЗП, що відповідає швидкості потоку газу 25 м/с

DN, мм	P, МПа	Q_1 , м ³ /год	ΔP_1 , кПа	Q_2 , м ³ /год	ΔP_2 , кПа
100	0,3	9 156	62,2	2 806	5,84
200	0,3	36 264	62,2	11 267	6,00
300	0,3	81 323	62,2	25 381	6,06
100	0,6	12 510	62,2	4 935	9,68
200	0,6	49 550	62,2	19 813	9,94
300	0,6	111 136	62,2	44 634	10,03

Оскільки на комерційних ВОГ на ГРС не використовуються вимірювальні перетворювачі диференційного тиску з границею вимірювання понад 100 кПа, умова, зазначена у виразі (4), буде виконуватися для будь-якого тиску з діапазону від 0 до 0,6 МПа.

Висновки з даного дослідження і перспективи подальших розвідок у даному напрямі

Для вузлів обліку із витратомірами ЗПТ у випадках їх експлуатації в режимах, відмінних від проектних, зокрема у випадках зниження тиску у ВТ порівняно з проектними значеннями, можуть мати місце перевищення гранично допустимої швидкості газу 25 м/с. При цьому буде порушено вимоги нормативного документу [2], а також суттєве перевищення швидкості потоку негативно впливає на стан трубопроводів та технологічного обладнання, може призвести до зниження експлуатаційного ресурсу та виходу з ладу обладнання на ГРС.

Для вирішення цієї проблеми необхідно забезпечити контроль швидкості газу у ВТ. Дана функція опосередковано реалізована для витратомірів на базі ЛГ, коли при конфігурації до обчислювача – коректора вводиться максимально допустиме значення витрати газу для ЛГ, і при його перевищенні фіксується аварійна ситуація та формується запис в журналі аварійних ситуацій. Для ВОГ з витратомірами ЗПТ ця проблема не вирішена, а тому слід рекомендувати виробникам автоматичних обчислювачів додати функцію розрахунку фактичної швидкості потоку газу у ВТ, та, у випадку перевищення її понад 25 м/с, забезпечити фіксацію аварійної ситуації та відображення в журналі аварійних ситуацій із зазначенням часу початку і закінчення даної аварійної ситуації. Це дозволить оперативно виявляти факти роботи ВОГ у нештатних режимах роботи, проводити аналіз причин аварійних ситуацій та розробляти заходи щодо унеможливлення їх виникнення або мінімізації їх впливу на стан трубопроводів та технологічного обладнання на ГРС, що в кінцевому випадку забезпечить підвищення надійності та збільшення технічного ресурсу ГТС.

Література

1. РД 50-213-80 Правила измерения расхода газов жидкостей стандартными сужающими устройствами. М.: Изд-во стандартов, 1982.
2. ОНТП 51-1-85 «Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы», М.: Мингазпром, 1985.
3. Delta. Commercial & Industrial Rotary Meter [Електронний ресурс] - Режим доступу: https://btk-center.com.ua/app_default/media/text/delta-pasport-serii.pdf.
4. Роторні лічильники газу РГС-Ех, РГК-Ех [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://prylad.com.ua/products/gas-meters/rotary>.
5. Ротационный счетчик газа Рабо. Инструкция по эксплуатации [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://www.italgaz.com.ua/upload/files/instruction-gas-meter-RABO.pdf>.
6. Счетчик газа турбинный TZ/FLUXI [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://dresserutility.com/wp-content/uploads/ActarisGasMeasurementFluxi2000TZTurbineMeterBrochureRU.pdf>.
7. Turbine meter TRZ 03 [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://static.rmg.com/31541/230629-TRZ03-EN-Leaflet.pdf>
8. IGTМ –CT Gas Turbine Meter. Documentation and Technical Specifications [Електронний ресурс] - Режим доступу: https://jimdo-storage.global.ssl.fastly.net/file/6550b2da-2a5d-4af9-b695-798a005fcd2e/IGTM-CT_E_200-002-008_2017_web.pdf.
9. Лічильники газу ЛГ-К-Ех [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://prylad.com.ua/ru/products/gas-meters/turbine-lgk-eh>.
10. Ультразвуковой счетчик газа FLOWSIC 600. Руководство по эксплуатации [Електронний ресурс] - Режим доступу: https://cdn.sick.com/media/docs/5/25/225/operating_instructions_flowsic600_ultrasonic_gas_flow_meter_ru_im0050225.pdf.
11. Ultrasonic flowmeter USM GT400__ [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://static.rmg.com/31541/USM-GT400-EN.pdf>
12. Ultrasonic flowmeter EcoSonic X12+ [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://www.rma-armaturen.de/wp-content/uploads/RMA-EcoSonic-X12-EN.pdf>.
13. Ультразвуковой лічильник газу ГУВР-011 [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://energo.kh.ua/products/ultrasonic-gas-meter-guvr-011>.
14. Обчислювач об'ємних і масових витрат ВР-2 вимірювального комплексу Флоутек-ТМ. Паспорт АЧСА.426487.002ПС [Електронний ресурс] - Режим доступу: https://www.dgt.com.ua/prod/flo-tm/vr-2_ps.pdf.
15. Комплекси вимірювальні Данифлор. Настанова з експлуатації САВУ.421451.101.РЭ [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://daniflow.com/attachments/article/3/RE_DANIFLOW.pdf.

References

1. RD 50-213-80 Pravila izmereniya raskhoda gazov zhidkostey standartnymi suzhayushchimi ustroystvami. M.: Izd-vo standartov, 1982.
2. ONTP 51-1-85 «Obshchesoyuznyye normy tekhnologicheskogo proyektirovaniya. Magistral'nyye truboprovody. Chast' 1. Gazoprovody», M.: Mingazprom, 1985.
3. Delta. Commercial & Industrial Rotary Meter [Elektronnyy resurs] - Rezhym dostupu: https://btk-center.com.ua/app_default/media/text/delta-pasport-serii.pdf.
4. Rotorni lichyl'nyky hazu RHS-Ekh, RHK-Ekh [Elektronnyy resurs] - Rezhym dostupu: <https://prylad.com.ua/products/gas-meters/rotary>.
5. Rotatsionnyy schetchik gaza Rabo. Instruktsiya po ekspluatatsii [Yelettronnyy resurs] - Rezhim dostupu: <https://www.italgaz.com.ua/upload/files/instruction-gas-meter-RABO.pdf>.
6. Schetchik gaza turbinnyy TZ/FLUXI [Yelettronnyy resurs] - Rezhim dostupu: <https://dresserutility.com/wp-content/uploads/ActarisGasMeasurementFluxi2000TZTurbineMeterBrochureRU.pdf>.
7. Turbine meter TRZ 03 [Elektronnyy resurs] - Rezhym dostupu: <https://static.rmg.com/31541/230629-TRZ03-EN-Leaflet.pdf>.
8. IGTМ –CT Gas Turbine Meter. Documentation and Technical Specifications [Elektronnyy resurs] - Rezhym dostupu: https://jimdo-storage.global.ssl.fastly.net/file/6550b2da-2a5d-4af9-b695-798a005fcd2e/IGTM-CT_E_200-002-008_2017_web.pdf.
9. Lichyl'nyky hazu LH-K-Ekh [Elektronnyy resurs] - Rezhym dostupu: <https://prylad.com.ua/ru/products/gas-meters/turbine-lgk-eh>.
10. Ul'trazvukovoy schetchik gaza FLOWSIC 600. Rukovodstvo po ekspluatatsii [Yelettronnyy resurs] - Rezhim dostupu: https://cdn.sick.com/media/docs/5/25/225/operating_instructions_flowsic600_ultrasonic_gas_flow_meter_ru_im0050225.pdf.
11. Ultrasonic flowmeter USM GT400 [Elektronnyy resurs] - Rezhym dostupu: <https://static.rmg.com/31541/USM-GT400-EN.pdf>.
12. Ultrasonic flowmeter EcoSonic X12+_ [Elektronnyy resurs] - Режим доступу: <https://www.rma-armaturen.de/wp-content/uploads/RMA-EcoSonic-X12-EN.pdf>.
13. Ul'trazvukovyy lichyl'nyk hazu HUVR-011 [Elektronnyy resurs] - Rezhym dostupu: <http://energo.kh.ua/products/ultrasonic-gas-meter-guvr-011>.
14. Obchyslyuvach obyemnykh i masovykh vytrat VR-2 vymiryuval'noho kompleksu Floutek-TM. Pasport ACHSA.426487.002PS [Elektronnyy resurs] - Rezhym dostupu: https://www.dgt.com.ua/prod/flo-tm/vr-2_ps.pdf.
15. Kompleksy vymiryuval'ni Danyflou. Nastanova z ekspluatatsiyi YEAVU.421451.101.РЭ [Elektronnyy resurs] - Rezhym dostupu: http://daniflow.com/attachments/article/3/RE_DANIFLOW.pdf.