

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАНЬ ОБ'ЄМНОЇ ВИТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЗА РІЗНОТИПНИМИ МЕТОДАМИ ВИМІРЮВАНЬ ПОСЛІДОВНО ВСТАНОВЛЕНИМИ ВУЗЛАМИ ОБЛІКУ ГАЗУ НА ГРС УМГ “КИЇВТРАНСГАЗ”

Я.Марчук¹, М. Андрійшин², В. Гладішевський², В.Готовкін³, В.Онушко³

¹ ДК “Укртрансгаз”, 01021, м. Київ, Кловський узвіз, 9/2

² УМГ “Київтрансгаз”, 03065, м. Київ, пр-т Космонавта Комарова, 44

³ Укрметтестстандарт, 03680, м. Київ, вул. Метрологічна, 4

Приводится сравнительный анализ результатов измерений объемного расхода природного газа между последовательно установленными узлами учета природного газа при помощи различных методов измерений. Приведены способы и условия оценивания погрешности измерений. Определены причины, обуславливающие разницу между результатами измерений объема газа на ГРС.

The comparing analysis of natural gas volume flow measurement results made by different methods at metering units installed in sequence is presented in the article. Methods and conditions of errors evaluation are given. The reasons stipulating the difference in gas volume flow measurements results at gas distribution stations are mentioned.

Газотранспортна система України займає одне із провідних місць у Європі, як за потужністю, так і за складністю. УМГ “Київтрансгаз” експлуатує основну частку газотранспортного обладнання, що входить до системи ДК “Укртрансгаз”. На балансі УМГ “Київтрансгаз” знаходиться близько 10 тис.км магістральних газопроводів та газопроводів відводів, 21 компресорна станція із 146 газоперекачувальними агрегатами потужністю понад 1000 МВт, 3 унікальні підземні сховища природного газу, 416 газорозподільчих станції (ГРС), які забезпечують природним газом споживачів 9 областей України та м. Київ. В експлуатації також знаходяться три газовимірювальні станції.

Газотранспортна система УМГ “Київтрансгаз” отримує близько 80 відсотків природного газу, що надходить із Російської Федерації та вітчизняних газовидобувних підприємств. В абсолютному виразі це становить понад 100 млрд.м³ природного газу на рік.

Великі обсяги транспортування природного газу та значне збільшення його вартості зумовлюють підвищену увагу до достовірності його обліку. Першим кроком [1] у цьому напрямку була заміна самописців типу ДСС на нові системи, які включають високоточні перетворювачі тиску і температури та обчислювачі. Другим кроком є спроба застосування турбінних лічильників замість вузлів обліку природного газу, що базуються на методі змінного перепаду тиску. Третій крок – переведення систем обліку газу на газорозподільчих станціях з “низької” сторони (після редукування) на “високу” (до редукування). Четвертий крок – встановлення дублюючих систем обліку природного газу, які базуються на різномісних методах вимірювання.

Проводячи щоденний аналіз роботи як основних, так і дублюючих газовимірювальних

комплексів, приходимо до висновку, що за експлуатації наявних систем обліку природного газу нам заспокоюватись ще рано. Окрім того, ми стоїмо на порозі передавання природного газу споживачам не в об'ємних одиницях вимірювань, а в енергетичних.

В даній роботі подається аналіз роботи поєднання двох методів обліку природного газу, а саме: послідовне під'єднання вузлів обліку, що базуються на методі змінного перепаду тиску та турбінних лічильників [2]. Схема з використанням основної та дублюючої систем обліку експлуатується на ГРС “Хотів”, що постачає природний газ до м Києва. Технологічна схема ГРС зображена на рис. 1.

Проектна продуктивність ГРС становить 200 тис.м³/год., середньодобова продуктивність в осінньо-зимовий період – 120 тис.м³/год, у весняно-літній період – 50 тис.м³/год. ГРС обладнана системою очищення газу, яка здійснюється фільтрами-сепараторами та монолавансаними фільтрами ФСГ 300. Редукування газу здійснюється регуляторами RMG 512 з шумопоглинаючою вставкою по трьох трубопроводах. На четвертому резервному трубопроводі встановлено регулятор Тартаріні. Замірні вузли розміщені на “високому” боці в такій послідовності:

Вузол №1 – три паралельні трубопроводи, оснащені: стандартними звужуючими пристроями, багатопараметричними перетворювачами ROSEMOUNT 3095 MV, перетворювачем температури ТСП-100П і обчислювачем “Флоутек”.

Вузол №2 – оснащений: турбінним лічильником газу TRZ 03 номінальним діаметром 300 мм, перетворювачем абсолютного тиску ПД-1А, перетворювачем температури ТСП-100П і обчислювачем “Флоутек ТМ”.

На редукування

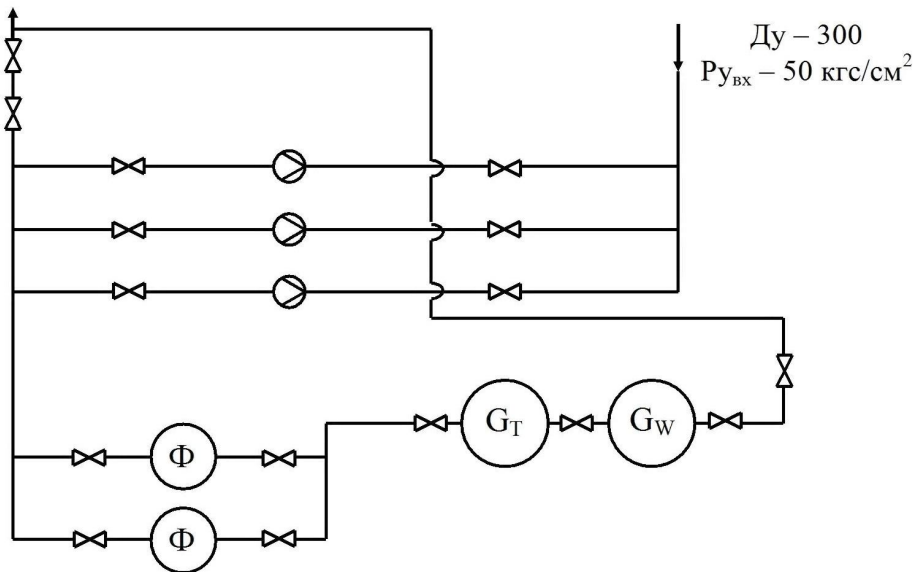


Рисунок 1 — Технологічна схема ГРС “Хотів”

Таблиця 1 — Границі допустимої відносної похибки вимірювань витрати та об’єму природного газу за діапазонами диференціального тиску

№ з/п	Діапазони диференціального тиску	Границі допустимої відносної похибки, %		
		Витратомірні пристрої		
		ВП1	ВП2	ВП3
1	$0,1 \cdot \Delta p_{гр} \leq \Delta p \leq \Delta p_{гр}$	±0,85	±0,90	±0,90
2	$0,03 \cdot \Delta p_{гр} \leq \Delta p \leq 0,1 \cdot \Delta p_{гр}$	±0,90	±0,95	±0,95
3	$0,01 \cdot \Delta p_{гр} \leq \Delta p \leq 0,03 \cdot \Delta p_{гр}$	±1,00	±1,00	±1,00

Таблиця 2 — Границі допустимої відносної похибки вимірювань об’єму газу на вузлі обліку № 2 за діапазонами витрати

№ з/п	Діапазони витрати	Границі допустимої відносної похибки, %
1	$0,2 \cdot q_{max} \leq q \leq q_{max}$	1,2
2	$q_{min} \leq q \leq 0,2 \cdot q_{max}$	2,1
$q_{max} = 6500 \text{ м}^3 / \text{год.}; \quad q_{min} = 200 \text{ м}^3 / \text{год.}$		

В роботі знаходиться потоковий хроматограф PGS-9000 VC, виконаний в контейнерному варіанті з обчислювачем “Флоінек”. Одори́зація газу здійснюється за допомогою автоматичного одоризатора “Флоутек ТМ-Д”.

Облік природного газу на вузлі № 1 здійснюється з використанням витратомірних пристроїв змінного перепаду тиску (надалі - ВП) на базі вимірювального комплексу “Флоутек” та стандартних діафрагм [3], які встановлені на трьох паралельно працюючих трубопроводах. У витратомірних пристроях використовувались звукувальні пристрої (надалі – ЗП):

- на трубопроводі № 1 (у ВП1) — ЗП-1.1 та ЗП-1.2;
- на трубопроводі № 2 (у ВП2) — ЗП-2.1 та ЗП-2.2;
- на трубопроводі № 3 (у ВП3) — ЗП-3.1 та ЗП-3.2.

Границі допустимої відносної похибки вимірювань витрати та об’єму природного газу за діапазонами диференціального тиску (у частках

від верхньої границі діапазону перетворень перетворювача диференціального тиску $\Delta p_{гр}$, кПа) наведено у таблиці 1.

При цьому можуть використовуватись: трубопровід № 1; трубопровід № 2; трубопровід № 3; трубопроводи № 1 та № 2; трубопроводи № 2 та № 3; трубопроводи № 1 та № 3; трубопроводи № 1, № 2 та № 3.

Облік природного газу на вузлі № 2, який встановлено на трубопроводі № 4-1, здійснюється з використанням турбінного лічильника газу TRZ 03 та вимірювального комплексу “Флоутек ТМ” (почергово використовувались турбінні лічильники (надалі – ТЛ) ТЛ1 та ТЛ2).

Границі допустимої відносної похибки вимірювань об’єму газу на вузлі обліку № 2 за діапазонами витрати q наведені у таблиці 2.

На ГРС „Хотів” для усіх засобів вимірювальної техніки (надалі – ЗВТ) наявні документи, які підтверджують те, що ці ЗВТ повірені (атестовані) та використовуються у межах міжповіренічних інтервалів [4].

Оцінка похибок вимірювань об'єму газу складена за умови таких спрощень та припущень:

- на вузлах обліку газу всі вимірювання здійснюються засобами вимірювальної техніки, метрологічні характеристики яких відомі;
- розглядаються не миттєві, а інтегральні значення витрати за інтервали часу τ , за які є звітні дані;
- інтервали часу τ достатні для того, щоб нехтувати впливом джерел динамічних похибок;
- абсолютні похибки вимірювань об'єму газу на вузлах обліку є випадковими величинами;
- складові похибок не мають кореляційного зв'язку та вважаються незалежними одна від одної;
- складові похибок розподілені за законом Гауса;
- гранична похибка вимірювань дорівнює максимальному значенню похибки одноразового вимірювання за умов довірчої імовірності $s = 0,95$ (при цьому $-\delta = 2 \cdot \sigma$);
- складовими похибок (або сукупністю складових похибок), які дорівнюють або менші $1/3$ від підсумкової, нехтують.

Аналізу піддаються результати вимірювань об'єму газу за годину $V_{год}$ (наприклад, за допомогою вимірювального комплексу “Флоутек”). Об'єм газу $V_{год}$ при цьому є сумою результатів вимірювань за інтервали часу між опитуваннями перетворювачів (тиску, температури та диференціального тиску). За програмою “РАСХОД-НП” виконуються розрахунки витрати газу $q_{НП}$ за середніми за кожну годину значеннями тиску, температури та диференціального тиску. Якщо значення тиску, температури та диференціального тиску під час проведення вимірювань є величинами постійними, то чисельно можна прийняти

$$V_{год} = q_{ГРС} = q_{НП}, \quad (1)$$

де $q_{ГРС}$ – це витрата, яка чисельно дорівнює $V_{год}$, і яку надалі будемо називати модифікованою витратою.

Таким чином, порівняння $V_{год}$ та $q_{НП}$ можуть проводитись за умови припущення, що тиск, температура та диференціальний тиск протягом кожної години змінюються несуттєво. Результати вимірювань $V_{год}$ та результати розрахунків $q_{НП}$ можуть відрізнятись між собою тим більше, чим більші діапазони зміни параметрів (тиску, температури та диференціального тиску) протягом кожної години. Тому ці порівняння мають умовний характер та можуть використовуватись у разі проведення лише якісної оцінки результатів вимірювань об'єму газу.

Під час проведення досліджень як базовий було обрано вузол № 2, на якому вимірювання об'єму природного газу за стандартних умов здійснюються з використанням турбінного лічильника газу та коректора об'єму газу з огляду на те, що на відміну від вузла обліку № 1:

– вимірювання об'єму природного газу здійснюються на одному трубопроводі, а не за різних комбінацій з трьох трубопроводів;

– характеристики похибок турбінних лічильників можна одержати у разі проведення досліджень на випробувальному стенді з відомими знаками у зіставленні з результатами, одержаними за допомогою еталонних засобів вимірювань (відносні похибки витратомірних пристроїв визначаються розрахунковим шляхом і мають вигляд $\pm\delta$);

– під час проведення аналізу результатів вимірювань об'єму природного газу існує можливість врахування систематичних складових похибок, які зумовлені індивідуальними характеристиками використовуваних турбінних лічильників;

– одержання еталонних значень витрати та об'єму пов'язано з необхідністю проведення великої кількості розрахунків за програмою „РАСХОД-НП”;

Для використання вузла № 2 як базового під час проведення порівняльного аналізу результатів обліку було проведено експериментальне дослідження на стенді з еталонними лічильниками відносних похибок двох турбінних лічильників.

При цьому відносні похибки турбінних лічильників розраховуються за формулою

$$\delta_{V_p} = 100 \cdot \frac{V_p - V_e}{V_e}, \quad (2)$$

де: V_e – об'єм газу за робочих умов, який зафіксовано еталонним лічильником, м³;

V_p – об'єм газу за робочих умов, який зафіксовано робочим лічильником, м³.

Ці похибки визначаються залежно від витрати повітря чи газу за робочих умов q_p , яка розраховується за формулою

$$q_p = \frac{V_p}{\tau}, \quad (3)$$

де τ – інтервал часу осереднення результатів вимірювань.

Тоді за значеннями V_p та δ_{V_p} можна розрахувати значення об'єму газу за робочих умов V_e , які одержані за допомогою еталонних лічильників та відповідають значенням V_p для конкретних значень q_p

$$V_e = 100 \cdot \frac{V_p}{100 + \delta_{V_p}}. \quad (4)$$

Залежності відносних похибок δ_{V_p} від витрати за робочих умов q_p можна одержати шляхом апроксимації експериментальних даних за результатами досліджень характеристик конкретних лічильників на стенді з еталонними лічильниками. Ці залежності пропонуються описувати поліномом вигляду:

$$\delta_{V_p}^* = a + b \cdot q_p + c \cdot q_p^2 + d \cdot q_p^3 + e \cdot q_p^4 + f \cdot q_p^5, \quad (5)$$

де a, b, c, d, e, f – коефіцієнти, значення яких одержують шляхом апроксимації характеристик конкретних лічильників газу.

Тоді, використовуючи результати вимірювань об'єму газу за робочих умов V_p , які одержані за певний період часу τ на конкретному вузлі обліку за допомогою конкретного лічильника газу, за формулою (3) можна розрахувати відповідні значення витрати газу q_p . Далі, використовуючи індивідуальні для кожного лічильника газу залежності вигляду (5), можна розрахувати відповідні значенням q_p значення відносних похибок $\delta_{V_p}^*$.

За формулою

$$V_{p\delta} = 100 \cdot \frac{V_p}{100 + \delta_{V_p}^*} \quad (6)$$

можна одержати скориговані значення об'єму газу за робочих умов $V_{p\delta}$, які будуть відрізнятися від відповідних значень, одержаних на стенді за допомогою еталонних лічильників, на похибки δ_A апроксимації рівняннями вигляду (5) залежності відносних похибок δ_{V_p} від витрати газу за робочих умов q_p .

У звітних документах за результатами обліку газу на кожному конкретному вузлі з використанням лічильника газу представлено результати вимірювань об'єму газу V_c , які відповідають об'єму газу за робочих умов V_p [5].

Об'єм газу V_c при використанні турбінного лічильника та вимірювальних комплексів “Флоутек ТМ” визначається за формулою

$$V_c = V_p \cdot K_c, \quad (7)$$

де K_c – коефіцієнт зведення об'єму газу до стандартних умов.

Коефіцієнт K_c визначається за формулою

$$K_c = \frac{A \cdot p}{K \cdot (t + 273,15)}, \quad (8)$$

де: A – коефіцієнт, що залежить від одиниці вимірювань абсолютного тиску газу: за “кгс/см²” – $A = 283,73$; за “МПа” – $A = 2893,2$; p – абсолютний тиск газу, МПа (кгс/см²); t – температура газу, °С.

Скориговані на похибки лічильника газу $\delta_{V_p}^*$ значення об'єму газу за стандартних умов $V_{c\delta}$ з урахуванням формул (6) та (7) можна одержати за формулою

$$V_{c\delta} = \frac{100 \cdot K_c \cdot V_p}{100 + \delta_{V_p}^*}. \quad (9)$$

Значення коефіцієнта K_c не пов'язані з результатами вимірювань лічильником газу об'єму газу за робочих умов V_p та з похибками лічильника газу. Тому скориговані на похибки лічильника газу $\delta_{V_p}^*$ значення об'єму газу за стандартних умов $V_{c\delta}$ можна одержати за формулою

$$V_{c\delta} = \frac{100 \cdot V_c}{100 + \delta_{V_p}^*}. \quad (10)$$

Значення $V_{p\delta}$, одержані за формулою (6), та значення $V_{c\delta}$, одержані за формулою (9), надалі будемо називати **базовими**.

Основну відносну похибку вимірювань об'єму газу за стандартних умов на вузлах обліку з використанням турбінних лічильників та вимірювальних комплексів “Флоутек ТМ” δ_{V_c} розраховують за формулою

$$\delta_{V_c} = \left(\delta_{V_p}^2 + \delta_{KB}^2 + \delta_{KO}^2 \right)^{0,5}, \quad (11)$$

де: δ_{V_p} – основна відносна похибка вимірювань об'єму газу за робочих умов для лічильника газу;

δ_{KB} – границі допустимої відносної похибки вимірювального комплексу “Флоутек ТМ” при визначенні об'єму газу;

δ_{KO} – методична складова похибки визначення коефіцієнта стисливості газу.

Тоді значення відносної похибки визначення базового об'єму газу можна одержати за формулою

$$\delta_{V_{c\delta}} = \left(\delta_{V_{p\delta}}^2 + \delta_{KB}^2 + \delta_{KO}^2 \right)^{0,5}, \quad (12)$$

де $\delta_{V_{p\delta}}$ – відносна похибка визначення базового об'єму газу за робочих умов.

Значення $\delta_{V_{p\delta}}$ розраховують за формулою

$$\delta_{V_{p\delta}} = \left(\delta_A^2 + \delta_E^2 \right)^{0,5}, \quad (13)$$

де: δ_A – похибка апроксимації залежності відносних похибок δ_{V_p} від витрати газу за робочих умов q_p ;

δ_E – відносна похибка визначення об'єму газу за робочих умов на еталонному стенді.

Визначення границь допустимих розбіжностей результатів вимірювань об'єму газу на двох суміжних вузлах обліку газу, що зумовлені похибками вимірювань, проводилось таким чином.

Якщо є два вузла обліку, які встановлені послідовно (у позначеннях – індекси 1 та 2), то кожен з них може мати розгалужену мережу вимірювань об'єму газу. При цьому підсумкові значення об'єму газу на них визначаються за формулами

$$V_{c1} = \sum_{i=1}^n V_{ci}, \quad (14)$$

де: V_{c_i} – результати вимірювань об'єму газу на i -му трубопроводі першого з двох суміжних вузлів обліку;

i – порядковий номер трубопроводу на першому з двох суміжних вузлів обліку газу;

$$V_{c_2} = \sum_{j=1}^m V_{c_j}, \quad (15)$$

де: V_{c_j} – результати вимірювань об'єму газу на i -му трубопроводі другого з двох суміжних вузлів обліку.

j – порядковий номер трубопроводу на другому з двох суміжних вузлів обліку газу.

Враховуючи наведені вище спрощення та припущення, середні квадратичні абсолютні похибки визначення об'єму газу на кожному з таких вузлів обліку $\delta_{V_{c_1}}$ та $\delta_{V_{c_2}}$ розраховуються за правилом геометричного підсумовування абсолютних похибок їх складових:

$$\sigma_{V_{c_1}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sigma^2_{V_{c_i}}}, \quad (16)$$

де $\sigma^2_{V_{c_i}}$ – середня квадратична абсолютна похибка визначення об'єму газу на i -му трубопроводі першого з двох суміжних вузлів обліку;

$$\sigma_{V_{c_2}} = \sqrt{\sum_{j=1}^m \sigma^2_{V_{c_j}}}, \quad (17)$$

де $\sigma^2_{V_{c_j}}$ – середня квадратична абсолютна похибка визначення об'єму газу на j -му трубопроводі другого з двох суміжних вузлів обліку.

У загальному випадку значення V_{c_1} та V_{c_2} , а також – $\sigma_{V_{c_1}}$ та $\sigma_{V_{c_2}}$ не співпадають. Тому доцільно визначити такі величини:

– середньовиважене значення об'єму газу $V_{c_{cp}}$, а як “вагу” величин V_{c_1} та V_{c_2} – прийняти зворотні значення їх дисперсій [4];

– відносну похибку умовного середньовиваженого значення результатів вимірювань об'єму газу $\delta_{V_{c_{cp}}}$;

– граничне значення допустимих розбіжностей значень об'єму газу за результатами його вимірювань на суміжних вузлах обліку газу G , що зумовлені похибками вимірювань.

Пропонується ці величини визначати так.

Визначається співвідношення F за формулою

$$F = \frac{\sigma_{V_{c_1}}}{\sigma_{V_{c_2}}} = \frac{\delta_{V_{c_1}} \cdot V_{c_1}}{\delta_{V_{c_2}} \cdot V_{c_2}}, \quad (18)$$

де: $\delta_{V_{c_1}}$ – відносна похибка визначення об'єму газу на першому з двох суміжних вузлів обліку;

$\delta_{V_{c_2}}$ – відносна похибка визначення об'єму газу на другому з двох суміжних вузлів обліку.

Границя допустимих розбіжностей значень об'єму газу за результатами його вимірювань на суміжних вузлах обліку газу G , м³, що зумовлені похибками вимірювань, визначається за формулою

$$G = A \cdot 0,01 \cdot \delta_{V_{c_2}} \cdot V_{c_2} \cdot (F^2 + 1), \quad (19)$$

де:

$$A = 1 \text{ – якщо } F \leq 1; \quad (20)$$

$$A = \frac{1}{F} \text{ – якщо } F > 1. \quad (21)$$

Визначається різниця між результатами вимірювань об'єму газу на суміжних вузлах обліку газу $\Delta_{V_{c_{1-2}}}$, за формулою

$$\Delta_{V_{c_{1-2}}} = V_{c_1} - V_{c_2}. \quad (22)$$

Якщо $|\Delta_{V_{c_{1-2}}}| \leq G$, середньовиважене значення об'єму газу за показами суміжних вузлів обліку газу з урахуванням формули (14) визначається за формулою

$$V_{c_{cp}} = \frac{(V_{c_1} + V_{c_2} \cdot F^2)}{(F^2 + 1)}. \quad (23)$$

У загальному випадку оцінка σ_{cp} середньої квадратичної абсолютної похибки середньовиваженого значення з k результатів вимірювань визначається за формулою [2]

$$\sigma_{cp} = \left\{ \frac{\sum r_i \cdot (x_i - x_{cp})^2}{[k \cdot (k - 1) \cdot \sum r_i]} \right\}^{0,5}, \quad (24)$$

де: x_i – i -й результат вимірювань величини x ; x_{cp} – середньовиважене значення з k результатів вимірювань величини x ; r_i – показник “ваги” результату вимірювань величини x_i , що визначається, як величина обернено пропорційна дисперсії результатів вимірювань (квадрату середньої квадратичної абсолютної похибки вимірювань), тобто

$$r_i = \sigma_i^{-2}. \quad (25)$$

У нашому випадку рівняння для розрахунку відносної похибки середньовиваженого значення результатів вимірювань об'єму газу $\delta_{V_{c_{cp}}}$, %, враховуючи рівняння (18) та (24), має вигляд

$$\delta_{V_{c_{cp}}} = \frac{141,42 \cdot |\Delta_{V_{c_{1-2}}}| \cdot F}{[V_{c_{cp}} \cdot (F^2 + 1)]}. \quad (26)$$

Якщо $|\Delta_{V_{c_{1-2}}}| > G$, рівняння для розрахунку умовного середньовиваженого значення об'єму газу має вигляд:

– якщо $V_{c1} < V_{c2}$, то

$$V_{csp} = \frac{V_{c1} + G \cdot F^2}{(F^2 + 1)}, \quad (27)$$

або

$$V_{csp} = \frac{V_{c2} - G}{(F^2 + 1)}; \quad (28)$$

– якщо $V_{c1} > V_{c2}$, то

$$V_{csp} = \frac{V_{c2} + G \cdot F^2}{(F^2 + 1)}, \quad (29)$$

або

$$V_{csp} = \frac{V_{c1} - G}{(F^2 + 1)}. \quad (30)$$

Рівняння для розрахунку відносної похибки умовного середньовиваженого значення результатів вимірювань об'єму газу $\delta_{V_{csp}}$ у цьому випадку має вигляд

$$\delta_{V_{csp}} = \left[\frac{141,42 \cdot G \cdot F}{V_{csp} \cdot (F^2 + 1)} \right]. \quad (31)$$

Далі розраховується різниця між абсолютною величиною різниці між результатами вимірювань об'єму газу на суміжних вузлах обліку газу ($\Delta_{V_{c1-2}}$) та допустимою розбіжністю (G), що зумовлені похибками вимірювань:

$$\Delta_{V_{cH}} = \left| \Delta_{V_{c1-2}} \right| - G. \quad (32)$$

Якщо виконується умова

$$\Delta_{V_{cH}} \leq 0, \quad (33)$$

то різниця між результатами вимірювань об'єму газу на суміжних вузлах обліку газу може бути зумовлена похибками вимірювань на цих вузлах.

Якщо умова (33) не виконується то значення $\Delta_{V_{cH}}$ – це є частка розбіжностей значень об'єму газу за результатами його вимірювань на суміжних вузлах обліку газу, яка зумовлена неконтрольованими (позаштатними) чинниками.

Для проведення якісної оцінки результатів вимірювань об'єму газу на вузлі обліку № 1 було відібрано 3 доби з цього періоду, коли облік газу здійснювався лише на одному трубопроводі, та проаналізовано результати погодинного обліку. Результати обліку наведені у колонках 1 та 4 таблиці 3 та на рис. 2.

За середніми за кожну годину результатами вимірювань тиску, температури та диференціального тиску, з урахуванням властивостей газу (густини природного газу за стандартних умов та молярних часток у ньому азоту та діоксиду карбону), а також характеристик конкретного витратомірного пристрою, проведено розрахунки витрати газу за стандартних умов q_{HP} за допомогою програми „РАСХОД-НП”. Ре-

зультати розрахунків наведені у колонках 2 та 5 таблиці 3.

Відносні відхилення δ_{HP} (%) розрахункових значень витрати q_{HP} , розрахованих за програмою „РАСХОД-НП”, від значень модифікованої витрати q_{GPC} , розраховувались за формулою

$$\delta_{HP} = \frac{100 \cdot (q_{GPC} - q_{HP})}{q_{HP}}. \quad (34)$$

У колонках 3 та 6 у таблиці 4 та на рис. 3 наведені результати розрахунків δ_{HP} за формулою (34).

Найбільші відхилення значень q_{GPC} від значень q_{HP} (значення δ_{HP} , які у таблиці 4 мають позначку **) є у випадках коли результати вимірювань об'єму газу за ці години (а також перепад тиску на діафрагмі) значно відрізняються від значень об'єму газу за попередні години. Це свідчить про значні зміни перепаду тиску протягом цієї години і значення V_{zod} не слід вважати модифікованою витратою q_{GPC} . Але той факт, що коли значення тиску та температури стабільні, значення q_{GPC} відрізняються від значень q_{HP} менше ніж на 0,01% (значення δ_{HP} , які у таблиці 4 мають позначку *), свідчить про те, що облік газу на вузлі № 1 здійснюється достовірно у відповідності з документом [3].

На випробувальному стенді фірми „РМГ-Україна” проведено дослідження характеристик похибок турбінних лічильників ТЛІ та ТЛ2. За результатами досліджень характеристик похибок турбінних лічильників газу шляхом апроксимації за методом найменших квадратів за допомогою програми „Origin” одержані коефіцієнти поліномів за типом рівняння (8) залежностей похибок турбінних лічильників від витрати. Ці рівняння мають вигляд

$$\delta_{V_{p1}} = 2,6861354 - 0,00343848 \cdot q_p + \quad (35)$$

$$+ 1,9363014 \cdot 10^{-6} \cdot q_p^2 - 5,068176 \cdot 10^{-10} \cdot q_p^3 + \\ + 6,2601851 \cdot 10^{-14} \cdot q_p^4 - 2,9476251 \cdot 10^{-18} \cdot q_p^5;$$

$$\delta_{V_{p2}} = 1,8411043 - 0,00343848 \cdot q_p + \quad (36)$$

$$+ 2,0133741 \cdot 10^{-6} \cdot q_p^2 - 5,4122389 \cdot 10^{-10} \cdot q_p^3 + \\ + 7,0511347 \cdot 10^{-14} \cdot q_p^4 - 3,5680277 \cdot 10^{-18} \cdot q_p^5.$$

Графіки залежностей (35) та (36) зображено на рис. 4.

У таблиці 4 наведені значення:

– середніх квадратичних похибок δ_A апроксимації залежностей відносних похибок δ_{V_p} від витрати газу за робочих умов q_p (далі – апроксимації);

– відносних похибок δ_A апроксимації цих залежностей;

Таблиця 3 — Результатів погодинного обліку об'єму газу на вузлі обліку № 1

Витрата газу за результатами обліку на ГРС "Хотів", $q_{ГРС}$, м ³ /год	Витрата газу за результатами розрахунків за програмою РАСХОД-НП, $q_{НП}$, м ³ /год	$\delta_{НП}$, %	Витрата газу за результатами обліку на ГРС "Хотів", $q_{ГРС}$, м ³ /год	Витрата газу за результатами розрахунків за програмою РАСХОД-НП, $q_{НП}$, м ³ /год	$\delta_{НП}$, %
64,2895	64,1373	-0,23674	52,58198	52,5703	-0,02221
67,15278	67,1384	-0,02141	51,10594	51,0823	-0,04626
67,57143	67,5745	0,004543*	48,67466	48,6229	-0,10634
67,01321	66,9942	-0,02837	39,01522	38,9889	-0,06746
68,0351	68,0352	0,000147*	34,01567	33,9251	-0,26626
66,5257	66,519	-0,01007	29,58667	29,5443	-0,14321
65,98211	65,8982	-0,12717	27,62058	27,6242	0,013106
54,30105	54,2268	-0,13674	27,86522	27,8504	-0,05318
57,2538	57,2475	-0,011	28,89599	28,8772	-0,06503
56,83389	56,8249	-0,01582	53,42572	50,9632	4,60924**
58,05641	58,052	-0,0076*	60,21894	60,1996	-0,03212
58,43061	58,4279	-0,00464*	50,56992	50,3826	-0,37042
58,20467	58,1952	-0,01627	54,24202	54,075	-0,30792
52,62007	52,4587	-0,30667	63,58718	63,4637	-0,19419
48,10853	48,1043	-0,00879	58,45088	58,4525	0,002772*
45,66644	45,6629	-0,00775*	51,50262	51,4465	-0,10897
42,88331	42,86	-0,05436	49,38443	49,3799	-0,00917*
39,36439	39,3583	-0,01547	47,47782	47,4754	-0,0051*
38,78719	38,7891	0,004924*	45,80296	45,7947	-0,01803
39,49257	39,4819	-0,02702	46,93537	46,9265	-0,0189
38,82401	39,2608	1,125051	47,38602	47,3814	-0,00975*
39,67886	39,6712	-0,0193	49,08127	49,0606	-0,04211
40,7776	40,7645	-0,03213	49,66024	49,6258	-0,06935
42,21768	42,1231	-0,22403	53,74439	53,7265	-0,03329
51,18924	50,8872	-0,59005	56,31446	56,2838	-0,05444
57,16556	57,1535	-0,0211	55,14997	55,1314	-0,03367
55,72234	55,7187	-0,00653*	49,43043	49,3779	-0,10627
55,62861	55,6161	-0,02249	42,43238	42,3497	-0,19485
54,53956	54,536	-0,00653*	35,81642	35,7912	-0,07041
53,42575	53,4155	-0,01919	31,96411	31,8446	-0,37389
51,9694	51,9097	-0,11488	28,26378	28,2599	-0,01373
38,15633	38,1199	-0,09548	29,61579	29,5926	-0,0783
38,0902	38,0871	-0,00814*	34,34587	34,1644	-0,52836
38,54821	38,5412	-0,01819	45,56453	45,1896	-0,82285
38,58798	38,5746	-0,03467	63,90764	63,4653	-0,69216
59,81941	58,5448	-2,13076**	67,18953	67,1872	-0,00347*
$\delta_{НП} = 100 \cdot (q_{ГРС} - q_{НП}) / q_{НП}$					

– відносних похибок $\delta_{V_{рб}}$ визначення базового об'єму газу за робочих умов;

– відносних похибок $\delta_{V_{сб}}$ визначення базового об'єму газу.

Було проведено порівняльний аналіз результатів обліку природного газу на вузлах № 1 та № 2 ГРС „Хотів” протягом 16 місяців.

За значеннями об'єму газу за робочих умов q_p , які були одержані у результаті обліку на вузлі №2, було розраховано середні за кожну добу значення витрати газу за формулою (3), де $\tau = 24$ год. та відповідні значення δ_{V_p} – за апроксимаційними рівняннями (35) та (36) залежно від часу роботи кожного з лічильників ТЛ1 та ТЛ2.

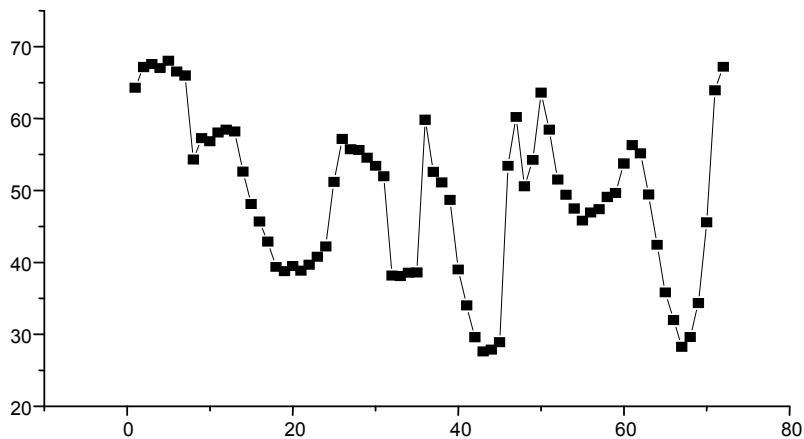


Рисунок 2 — Витрата газу за результатами обліку на ГРС „Хотів”, $q_{ГРС}$, м³/год (за даними таблиці 4)

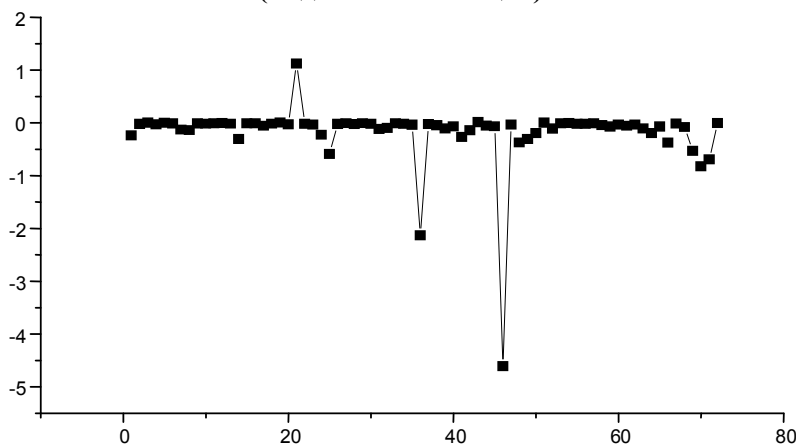


Рисунок 3 — Відхилення витрати газу за результатами обліку на ГРС „Хотів” ($q_{ГРС}$) від витрати газу, яка одержана за результатами розрахунків за програмою РАСХОД-НП ($q_{НП}$)

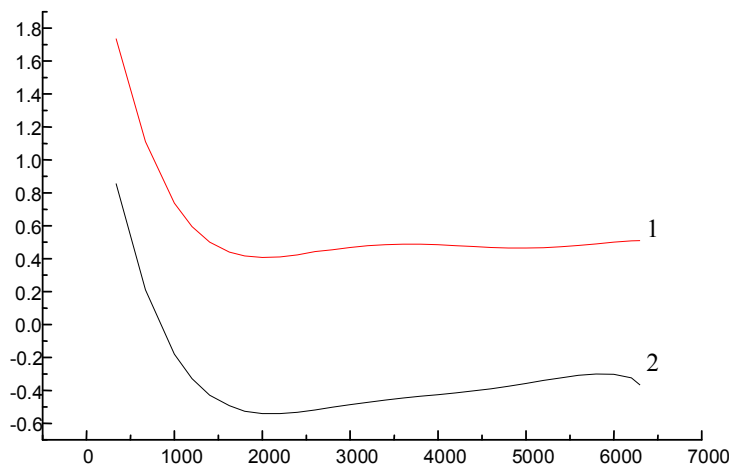


Рисунок 4 — Залежності похибок турбінних лічильників ТЛ1 (крива 1) та ТЛ2 (крива 2) від витрати

Далі, за формулою (10) було розраховано базові значення об’єму газу $V_{сб}$, які відповідають значенням об’єму газу V_c , одержаним у результаті обліку на вузлі №2.

За результатами обліку на вузлах № 1 та № 2 та з урахуванням характеристик цих вузлів розраховані значення:

- допустимих розбіжностей у результатах вимірювань об’єму газу – за формулою (19);
- різниць між результатами вимірювань об’єму газу – за формулою (22);
- середньовиважених значень об’єму газу – за формулами (23), (27) або (29);

Таблиця 4

Похибки	Лічильник		Примітки
	ТЛ1	ТЛ2	
σ_A	0,04388	0,04362	
δ_A	0,088	0,087	$\delta_A = 2 \cdot \sigma_A$
$\delta_{V_{рб}}$	0,265	0,265	За формулою (13)
$\delta_{V_{сб}}$	0,665	0,665	За формулою (12)

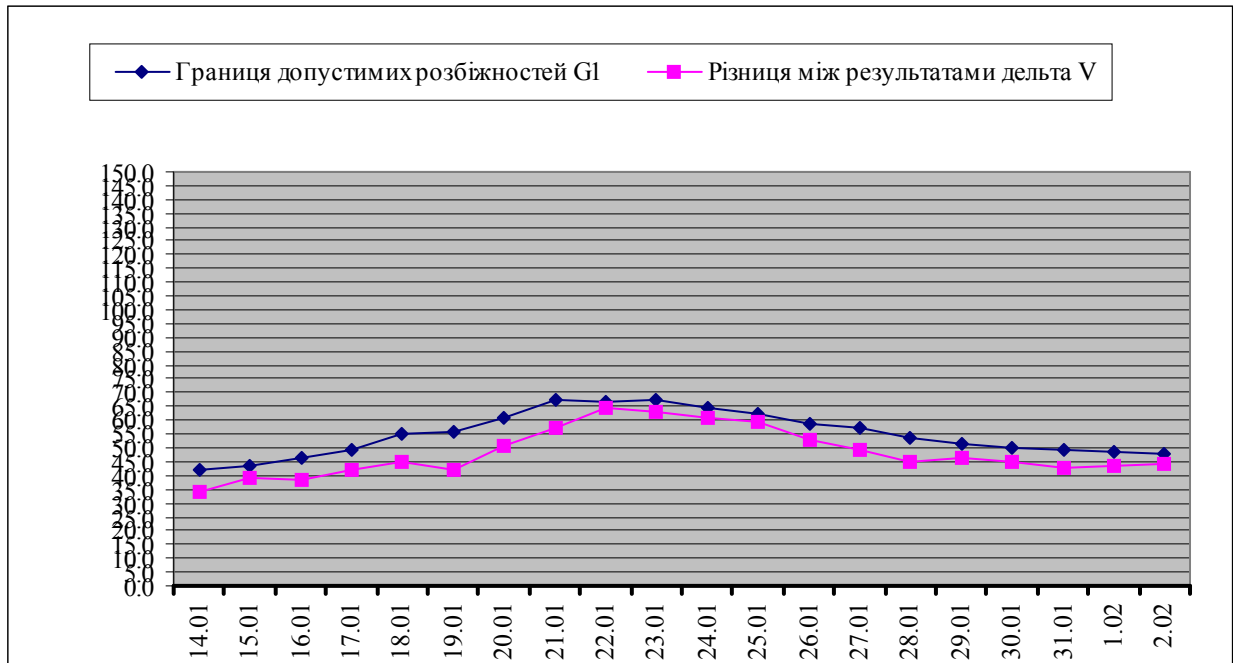


Рисунок 5

– відносних похибок визначення середньовиважених значень об’єму газу – за формулами (26) або (31);

– часток розбіжностей значень об’єму газу, які обумовлені неконтрольованими (позаштатними) чинниками (за наявності) – за формулою (32);

– відносних відхилень середньовиважених значень від базових значень об’єму газу за формулою

$$\delta_{сб} = \frac{100 \cdot (V_{сб} - V_{ср})}{V_{сб}} \quad (37)$$

На рис. 5 зображено графіки змін різниць між результатами вимірювань об’єму газу на вузлах № 1 і № 2 ($\Delta V_{с1-2}$), які розраховані за формулою (22), та границь допустимих розбіжностей значень об’єму газу за результатами його вимірювань на цих вузлах обліку газу (G), що зумовлені похибками вимірювань.

Аналіз даних, наведених на рис. 5, засвідчив, що умова (32) не виконувалась через наявність позаштатних або аварійних ситуацій (відключення чи заміна лічильника на вузлі №2, переключення транспортування газу з одного трубопроводу на інший (облік був частково відсутній), велику кількість позаштатних ситуацій у вузлі №1 (за умов, коли $\Delta p < \Delta p_{min}$ достовірність обліку – сумнівна).

Таким чином, різниці між результатами вимірювань об’єму газу на вузлах обліку № 1 (змінний перепад тиску) та № 2 (турбінні лічильники) зумовлені похибками вимірювань об’єму газу на цих вузлах, за винятком випадків, коли ці різниці зумовлені наявністю позаштатних або аварійних ситуацій.

Література

- 1 Андрієшин М. Впровадження нових систем обліку в УМГ “Київтрансгаз”// Інформаційний огляд ДК “Укртрансгаз”. – 2003. – № 3(14). – С. 38-41.
- 2 Андрієшин М. П. Каневський С.О., Карнаш О.М. та ін. Вимірювання витрати та кількості газу: Довідник. – Ів.-Фр.: ПП “СІМІК”, 2004. – 157 с.
- 3 РД 50-213-80 Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. – М. Издательство стандартов, 1982. – 319 с.
- 4 Новицкий П. В. Основы информационной теории измерительных устройств. – Л., Энергия, 1968. – 248 с.
- 5 ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объёма.