

ПРОБЛЕМИ МЕТРОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Метрологічне забезпечення, яке включає встановлення та застосування метрологічних норм і правил, розроблення, виготовлення та застосування технічних засобів, необхідних для досягнення єдності і потрібної точності вимірювань, базується на науковій, законодавчій, нормативній, технічній та організаційній основах.

Дослідження причин недосконалості обліку в газорозподільній системі, частина результатів яких наведена в літературі [1–3], дозволяють зробити висновок, що саме недоліки в основах метрологічного забезпечення призводять до втрат значних об'ємів природного газу.

Ці недоліки взаємопов'язані і для їх освітлення необхідно розглянути великий об'єм матеріалу, що неможливо зробити в одній статті.

В даній роботі розглянуті лише деякі проблеми обліку, які зумовлені недоліками наукової основи.

Науковою основою метрологічного забезпечення є метрологія (п. 4.2. ДСТУ 2682-94) – наука про вимірювання, методи і засоби забезпечення їх єдності і способи досягнення необхідної точності.

У взаємних розрахунках з споживачами об'єм газу V_n у відповідності до вимог ГОСТ 2939-63 приводиться до температури $T_c = 20^\circ\text{C}$ ($293,15^\circ\text{K}$), тиску $P_c = 760$ мм. рт. ст., (101325 н/м²), вологості, що дорівнює 0.

Вимірювання об'ємів газу проводиться за реальних тисків, температур, та вологості, а потім приводиться до умов, визначених стандартом, виходячи з основного об'єднаного закону газового стану рівності

$$\frac{P_{\text{пос}} \times V_{\text{пос}}}{T_{\text{пос}}} = \frac{P_c \times V_{n \text{ пос}}}{T_c} \quad (1)$$

$$V_{n \text{ пос}} = \frac{T_c \times P_{\text{пос}} \times V_{\text{пос}}}{P_c \times T_{\text{пос}}} \quad (2)$$

$$\frac{P_{cn} \times V_{cn}}{T_{cn}} = \frac{P_c \times V_{n.cn}}{T_c} \quad (3)$$

$$V_{n.cn} = \frac{T_c \times P_{cn} \times V_{cn}}{P_c \times T_{cn}} \quad (4)$$

де $V_{n.noc}$ – об'єм постаченого газу визначений постачальником приведений до стандартних умов ГОСТ 2939-63; $V_{n.cn}$ – об'єм спожитого газу визначений споживачем приведений до стандартних умов ГОСТ 2939; V_{noc} – об'єм постаченого газу у фізичних одиницях об'єму (за показами лічильника); V_{cn} – об'єм спожитого газу у фізичних одиницях об'єму (за показами лічильника); P_{noc} – значення тиску газу у постачальника; P_{cn} – значення тиску газу у споживача; T_{noc} – значення температури газу у постачальника; T_{cn} – значення температури газу у споживача; P_c – значення тиску за стандартних умов ГОСТ 2939 $P_c = 760$ мм.рт.ст. (0,101325 МПа); T_c – значення температури за стандартних умов ГОСТ 2939 $T_c = 293,15$ К, $t_c = 20^\circ\text{C}$.

Проте рівність правої і лівої складових рівнянь (1), (3) справедлива лише для ідеальних газів у вузьких діапазонах тиску і температури і в об'ємах, ізольованих від впливу зовнішнього середовища.

У реальних умовах за наявності теплових потоків енергії, зумовлених різницею температури газу і навколишнього середовища, відбуваються процеси, які направлені на наближення значення температури газу до значення температури навколишнього середовища.

У результаті цих перетоків енергії об'єми газу, що визначені на вузлах обліку у споживачів і постачальників розташованих в різних умовах навколишнього середовища (поза приміщенням і в приміщенні) одного і того ж газового потоку, можуть різнитись на значну величину. Причому взимку і влітку розбіжності можуть мати різний знак.

В експлуатації постійно фіксується розбіжність у вимірах одного і того ж потоку газу вузлами обліку, які знаходяться в різних умовах оточуючого середовища. Величина розбіжності може перевищувати 20%.

Проте в жодній методиці обліку об'ємів природного газу в експлуатації умови оточуючого середовища не враховуються.

Лише за умов повірки вимагається підтримка температури оточуючого середовища в певному діапазоні.

Однак, навіть, за умови відсутності перетікання енергії між газом і навколишнім середовищем, кількість газу, яка передається постачальником не дорівнює кількості газу, яка споживається споживачем.

При зведенні балансів різницю між об'ємами переданого газу, переданого транспортними організаціями і об'ємами, спожитими споживачем, відносять до витрат на власні потреби, технологічних витрат, пов'язаних з проведенням регламентних та аварійних робіт, і втрат газу в газорозподільних системах.

Втрати газу в газорозподільних мережах поділяють на дійсні і уявні. До дійсних втрат відносяться втрати, пов'язані з експлуатаційними та аварійними витокami з газової системи. До уявних втрат відносять об'єми спожитого, але необлікованого газу через недосконалість приладного обліку.

Необхідно зазначити, що навіть за відсутності витоків і витрат на технологічні потреби та відсутність уявних втрат об'єми газу, надані газотранспортними організаціями, і об'єми спожитого газу визначені рівняннями (2), (4), у більшості організацій з газопостачання не можуть збігатися.

Це пов'язано з тим, що для визначення у взаємних розрахунках з споживачами об'єму газу V_n у відповідності до вимог ГОСТ 2939-63 контролюються температура і тиск, які визначаються кінетичною енергією молекул газу, що втрачається в процесі його транспортування.

Якщо температура в процесі проходження газу по газорозподільній мережі може теоретично залишитись без змін, то тиск на виході з газорозподільної системи завжди менший тиску газу на вході цієї системи, тому що рух газу від постачальника до споживача зумовлений саме різницею тисків на вході і виході системи. У зв'язку з тим, що тиск у споживача P_{cn} за умови рівності решти контрольованих параметрів завжди менший від тиску, визначеного у постачальника P_{noc} , розрахований за наведеними формулами об'єм спожитого газу $V_{n.cn}$ буде завжди менший об'єму, що визначений постачальником $V_{n.noc}$.

Падіння тиску зумовлене затратами енергії на подолання гідравлічного опору в процесі транспортування.

У газотранспортній системі на подолання гідравлічного опору газопроводів великого діаметру і загальною довжиною менше 40000 кілометрів газокомпресорними станціями витрачається значний об'єм енергії. Загальна довжина газорозподільної мережі перевищує 250000 кілометрів трубопроводів значно меншого діаметру, ніж у газотранспортній мережі. Тому газорозподільна мережа може мати значно більший гідравлічний опір, не дивлячись на те, що швидкість газового потоку в газорозподільній мережі нижча, а загальні втрати на подолання цього гідравлічного опору повинні бути значно більшими, ніж у газотранспортній мережі.

З цієї причини газові господарства, які мають менші гідравлічні опори газорозподільних мереж, при передачі газу споживачу, завжди мають менші втрати. Для прикладу можна розглянути ті підприємства з газопостачання та газифікації, у яких для передачі споживачам на незначні відстані менші двох десятків кілометрів передаються великі об'єми газу (Одеський припортовий завод, Черкаське ВО "Азот", що споживають понад мільярд кубічних метрів газу), і підприємства західних регіонів, які такий об'єм газу надають побутовим споживачам газовими мережами загальною довжиною біля 10000 кілометрів.

Втрати газу зумовлені подоланням гідравлічного опору не пов'язані з витокami газу в атмосферу і їх не можна віднести до уявних втрат, проте, вони являються об'єктивною реальністю і повинні враховуватись при зведенні балансів. На даний час методики їх розрахунків в газорозподільних системах не впроваджені. На жаль Концепція єдиної системи обліку газу і зведення балансу подачі – розподілу – споживання в газорозподільній організації яка покладена в основу єдиної системи обліку не враховує втрат зумовлених гідравлічним опором газорозподільних мереж.

Вплив різниць тисків ΔP і температур ΔT між контрольованими і зразковими лічильниками враховується в поправці до значення величини похибки контрольованих лічильників при її визначення згідно з [7, 8].

Необхідно відмітити, що при одних і тих же значеннях різниць тисків ΔP і температур ΔT величини поправок які визначаються як $\Delta P/P$ і $\Delta T/T$ зростають при зниженні тисків і температур. Практично вплив цього фактору газорозподільні організації відчувають як зріст втрат за значних похолодань та при зниженні тисків в мережах яке проводилось для забезпечення проплат за газ.

Зменшення втрат тиску в газорозподільній системі призведе до отримання споживачами значної кількості природного газу.

Елементарна заміна на вузлі обліку методом змінного перепаду тиску, який обліковує за рік мільярд кубів природного газу, діафрагми на сопло Вентурі після якого зменшення тиску в три рази менше ніж у діафрагми з тим же відношенням поперечного січення [5] призведе до того що на цьому вузлі споживач отримає додатково понад мільйон кубічних метрів газу в рік. Таких вузлів обліку більше десятка. При цьому самоокупність переоснащення буде становити менше року.

В наукових основах розрахунків об'ємів постаченого і спожитого газу вважається, що газ сухий. Вимоги п. 1.2. ГОСТ 5542-87 до вологовмісту передбачають, що б значення температури точки роси в пункті здачі було нижче температури газу. Згідно даних сертифікатів на якість

газу за 2002 р., температура точки роси газу в магістральних газопроводах коливається від мінус 17°C до плюс 4,5°C. У частині сертифікатів вказується, що температура точки роси вища за температуру газу в точці відбору проби. У значної частини вітчизняних нафтогазовидобувних родовищах за малих об'ємів газу, який надається в місцеву газорозподільну мережу, висока підсушка газу значно підвищує його собівартість, тому чекати низької температури точки роси газу в цих мережах малоймовірно. І на цих родовищах температура точки роси нерідко може перевищувати +20°C. В реальних умовах експлуатації, при різких пониженнях температури в зимові місяці, температура газу може знижуватись до температури зовнішнього середовища, доходити до мінус 30°C, і на газорозподільних пунктах в процесі редукування з високого тиску від 60 атмосфер до 3 атмосфер в результаті дросель-ефекту додатково знижуватись на 10...30 °C.

В результаті зниження температури газу до значення нижчого за значення температури точки роси в газопроводах на стінках трубопроводу випадає конденсат вологи та вуглеводневих сполук, наявність якого спотворює результати вимірювань. При встановленні побутових мембранних лічильників поза межами опалювальних приміщень фіксується вихід лічильників з ладу через замерзання сконденсованої вологи. В 2002 р. були заактовані випадки виявлення конденсату в ВАТ "Полтавагаз", "Луганськгаз", "Житомиргаз". Проте, затвердженої методики розрахунків витрат в умовах пониження температури зовнішнього середовища і газу при значеннях температури точки роси нижчої за температуру трубопроводу на даний час немає.

Існуючі методики розрахунку об'ємів постаченого газу не враховують значення температури оточуючого середовища.

Зниження значення температури точки роси вимагає значних затрат. У зв'язку з цим пропонувалось впровадити зміни до технічних умов по підвищенню значення температури точки роси. На основі викладених фактів цього робити не можна.

Нафтогазовидобувні організації, від яких отримують газ підприємства з газопостачання та газифікації ДК "Газ Україна", в окремих випадках не можуть забезпечити необхідну температуру точки роси, яка була б нижча за температуру газу і газопроводу за всіх умов експлуатації. Вихід з цього положення, очевидно, в підвищенні вимог до вузла обліку. Можливо, що для забезпечення відсутності конденсації на стінках трубопроводу, необхідно розміщати вузол обліку в опалювальному приміщенні.

На жаль, теоретичної бази теорії ідеальних газів для забезпечення необхідної достовірності обліку об'ємів реального газу недостатньо. Відсутність достовірної інформації по складу газу не дозволяє вірно визначити його метрологічні характеристики. Практично ми використовуємо в розрахунках лише значення вмісту азоту, двоокису вуглецю та густини газу, в той час як, згідно методик ряду зарубіжних країн, при визначенні значення коефіцієнту стисливості використовується інформація з 8 або 18 складових компонент газу.

У нашому національному програмному забезпеченні допускається використання чотирьох методів визначення стисливості газу. В певних діапазонах витрат можуть застосовуватись різні методи визначення коефіцієнту стисливості, які за однакових значень параметрів аргументів дають різні результати обчислень. Автори [4] показали, що різниця в розрахунках об'єму газу, який пройшов через прикордонні газовимірювальні станції за рік, при використанні в розрахунках коефіцієнту стисливості визначеного за методиками GERG – 91 [6] і Правил [5], становить 27 мільйонів кубічних метрів.

У найбільш поширеному методі визначення витрат газу – методі змінного перепаду тиску – прийнято, що процес вимірювання має адіабатичний (ізоентропійний) характер (проходить без теплообміну з оточуючим середовищем), в п. 6.3.9 ГОСТ 8563.2-97 з посиланням на ISO /TC/ 30/SC2/8 № н:1990 Code of practice of ISO 5167 наведено дані, що температура внаслідок розширення потоку за звужуючим пристроєм, як правило, нижче температури перед звужуючим пристроєм на 0,1...0,4 К.

Результати досліджень, проведених метрологічними службами ВАТ “Хмельницькгаз”, “Івано-Франківськгаз”, свідчать, що температура трубопроводу за звужуючим пристроєм за певних режимів газопостачання може відрізнятись від значення температури перед ним на 4...6°C.

При оцінці похибки за РД 50-213-80 та ГОСТ 8 563.2-97 визначення витрат приймаються допущення, що :

- між окремими складовими похибки вимірювань не існує кореляційних зв'язків і вони вважаються незалежними одна від одної;
- закон розподілу випадкових похибок вимірювань – нормальний.

У реальних умовах вимірювань існує взаємозалежність тиску, температури і перепаду тиску і їх залежність від зовнішніх факторів, яка не завжди визначається і не враховується. Через багатofакторну залежність результатів вимірювань нормальний закон розподілу зустрічається дуже рідко.

Ці факти ставлять під сумнів правомірність застосування коефіцієнта адіабати i , відповідно, достовірність розрахунку витрат та значення ймовірної похибки розрахунків. Невірно обраний математичний апарат визначення ймовірної похибки призводить до того, що реальна похибка обчислень суттєво різниться від розрахункової. Як свідчили результати вимірювань, при встановленні дублюючих систем, за значення розрахункової похибки вузла обліку в межах до 5%, реальна розбіжність результатів обчислень цього вузла обліку за певних режимів перевищувала 20% [2].

Сучасні програми розрахунків не враховують факторів впливу періоду опитування та обробки інформації. Значення величин контрольованих параметрів можуть братись як середніми за 0,2 с, так і середніми за добу, а значення барометричного тиску може братись середнім за рік по регіону. Проведені експериментальні роботи показали [1], що одні і ті ж значення контрольованих параметрів, при усередненні за 2 с і при усередненні за добу, за певних режимів газоспоживання приводять до розбіжності результатів розрахунків на 14 %.

Приклад впливу періоду часу на значення величини похибки величини періоду, за який проводиться усереднення наведений в ГОСТ 8.563.2-97. Проте, у програмному забезпеченні до цього часу не прийняте єдине значення періоду опитування і усереднення значень контрольованих параметрів, яке б дозволило в однакових умовах мати однакову величину похибки.

Основний метод визначення об'єму природного газу – метод змінного перепаду тиску – не враховує наявність дросель-ефекту, втому випадку, коли вузол обліку розташований після редуктора. В результаті того, що допускається розташування гільзи термометра в зоні пониженої температури газу, після редукування, температура газу, яка береться в розрахунках, може бути значно нижчою за температуру газу в зоні стандартного звужуючого пристрою. Розрахунки проведені при такому значенні температури завищують реальні значення витрат. Дослідження, проведені спеціалістами метрологічних служб газових господарств “Хмельницькгаз”, “Івано-Франківськгаз”, показали, що температура може відрізнятись на 5°C. Використання в розрахунках температури газу нижчої на 5°C від температури газу в зоні діафрагми, як це проводиться на вузлі обліку газу на ГРС Шаровечка при постачанні газу в ВАТ “Хмельницькгаз”, призводить до завищення значень розрахованого об'єму більше 1 мільйона кубів газу щорічно.

Згідно п. 6.2.11.6., 6.3.5. ГОСТ 8.563.2-97 в багатониткових системах вимірювань, при розгалуженні потоку по кількох паралельних

вимірювальних трубопроводах з однаковими внутрішніми діаметрами і однаковими розмірами звужуючого пристрою, допускається вимірювати тиск і температуру тільки в одному з трубопроводів.

У реальних умовах споживання, в результаті залежності температури від режимів споживання (перепаду тиску) і тиску газу від температури, значення тиску і температури в нитках з однаковими геометричними розмірами, але різними режимами споживання будуть різнитися.

Результати досліджень свідчать, що температура газу і температура трубопроводу можуть різнитися на значну величину. Проте, в існуючих програмах розрахунків температура газу, трубопроводу і стандартного звужуючого пристрою приймається однаковою.

Використання в обчисленнях значень температур і тисків, відмінних від реальних, призводить до суттєвих похибок в обчисленнях витрат.

У реальних умовах експлуатації відмічаються випадки несиметричного відкладення забруднень на стандартному звужуючому пристрої, в той час як вимоги до прямих ділянок на вузлах обліку повністю відповідають існуючим вимогам. Це свідчить про те, що в розрахунках прямих ділянок враховані не всі фактори впливу на формування газового потоку. А неспівпадіння осі газового потоку з віссю трубопроводу призводить до значних похибок в розрахунках.

Облік газу на базі лічильників основна теоретична база конструкції яких була розроблена в 19 і першій половині 20 століття, коли до їх точності ставились набагато слабші вимоги, також має ряд проблем.

З ростом об'ємів споживання, збільшенням номенклатури споживаючого обладнання, діапазон вимірювання існуючих засобів вимірювань у більшості споживачів не перекриває діапазон газоспоживання газоспоживаючого обладнання.

Значення величини похибки за різних витрат в діапазоні вимірювання неоднакові і залежність величини похибки від величини витрати носить нелінійний характер, що не враховується в засобах вимірювальної техніки, яка експлуатується.

Недостатньо враховується вплив вимірюваного і навколишнього середовища. Якщо деякі виробники лічильників за кордоном по замовленню проводять визначення частини характеристик лічильників на природному газі, то вітчизняні виробники проводять всі випробування на повітрі, яке суттєво різниться за своїми властивостями (густиною, в'язкістю, чистотою) від властивостей природного газу. Значення додаткових похибок від впливу температури навколишнього середовища визначаються шляхом випробувань при різних значеннях в'язкості оли-

ви, в той час як в реальних умовах зміна температури впливає не тільки на в'язкість, а на всі складові лічильників.

У зв'язку з цим лічильники які мають задовільні характеристики на повітрі в умовах виробничих випробувань в реальних умовах експлуатації на природному газі мають значні похибки.

У роботі ротаційних і турбінних лічильників для забезпечення їх функціонування між стінкою корпуса і роторами та елементами турбінного колеса обов'язково повинні бути нещільності, по яким відбуваються певні неконтрольовані перетоки газу [9].

Відношення величин цих неконтрольованих перетоків газу до загального потоку газу у промислових лічильників мізерне тому промислові лічильники навіть з цими перетоками неконтрольованого газу забезпечують облік газу з похибкою в межах до одного процента в значному діапазоні. При вимірюванні малих витрат газу, які необхідно обліковувати в побуті, починаючи з 18 літрів на годину для запальника котла величина відношення цих неконтрольованих перетоків газу до малих значень контрольованих витрат стає більш вагома і приводить до значних похибок в обчисленнях. В зв'язку з цим за рекомендаціями R32 Міжнародної організації з законодавчої метрології OIML затверджено номінали ротаційний і турбінних лічильників від $16 \text{ м}^3/\text{год}$ і вище

Вітчизняні виробники освоїли виробництво побутових роторних і турбінних лічильників починаючи від номінальної витрати $2,5 \text{ м}^3/\text{год}$. Для задовільної чутливості цих лічильників були конструктивно забезпечені малі зазори. В результаті того, що зазори малі зростає вплив відкладень складних вуглеводневих сполук природного газу, які осідаючи в зазорах на стінках лічильника та деталях роторів і турбінного колеса гальмують роботу лічильника. І як наслідок цього у 80% перевірених на 2–3-й рік експлуатації побутових ротаційних лічильників значення стартової витрати не відповідають технічним умовам, більшість лічильників при проведенні позачергової повірки забраковуються за мінімальних витрат. Статистичний матеріал ВАТ "Івано-Франківськгаз" свідчить що 19000 лічильників роторного типу нараховують за рік на 4 мільйони газу менше від такої кількості лічильників мембранного типу.

Практично у лічильників встановлених поза межами будинку відсутні коректори по температурі. Взимку без корекції по температурі об'ємів спожитого газу газові господарства мають значні втрати [10]. За даними наведеними спеціалістами фірми "Премагаз" лічильники без температурної компенсації які за температури $15\text{--}20^\circ\text{C}$ мали похибку в межах 1% за температури мінус 15°C мають похибку 10% яку ніхто не враховує. А таких лічильників зараз нараховується багато десятків тисяч.

Встановлення побудинкового обліку без коректорів по температурі також буде призводити до великих втрат.

Існуючий досвід побудинкового обліку на базі роторних, ультразвукових лічильників показав, що в процесі газопостачання побутових споживачів за відсутності централізованого теплопостачання газопостачаючі організації несуть великі втрати.

До цього часу невирішене питання з приведення обрахованих об'ємів газу в житловому фонді до нормальних умов визначених вимогами ГОСТ 2939-63.

У результаті того, що транспортуючі організації розраховують постачені об'єми газу в нормальних умовах, а газотранспортні організації весь об'єм газу спожитого побутовими лічильниками обраховують в фізичних кубах, втрачаються мільйони гривень.

Недоліки наукової бази характерні не тільки для вітчизняної техніки і технології вимірювань витрат газу. Так, коліна трубопроводу на початку і вкінці вимірювальної ділянки в конструкції європейського побутового ультразвукового лічильника впливають на епюру розподілу швидкостей газу по перерізу трубопроводу, характеристики турбулентності потоку і відповідно на достовірність обліку.

У вітчизняному прямоточному ультразвуковому побутовому лічильнику коліна відсутні, проте конструктори на початку і в кінці вимірювальної ділянки встановили ультразвуковий випромінювач і приймач, які також вносять відповідний вплив на характеристики турбулентності потоку і достовірність вимірювань.

Недостатній рівень наукової бази при розробці побутових термометричних, турбінних, роторних лічильників зумовлюють величезні втрати як на освоєння виробництва, так і при експлуатації продукції, що не відповідає вимогам експлуатації.

Процес науково необґрунтованих рішень впровадження нової техніки продовжується. Прикладом цього може служити розробка, виготовлення і проведення експлуатаційних випробувань левітаційно-імпульсних турбінних лічильників ЛИС-1. Малий діапазон витрат, високі вимоги до складу газу, до особливостей його встановлення будуть зумовлювати проблеми експлуатації цих лічильників в побуті.

Розглянуті вище деякі проблемі наукової основи метрологічного забезпечення тісно пов'язані з існуючими законодавчо-нормативними, технічними і організаційними основами, вплив яких неможливо глибоко розкрити в межах однієї статті.

Проте, працівниками наукових установ, виробництва, експлуатації та відповідних служб апарату управління роботи з підвищення точності вимірювань проводяться і на цьому терені є значні досягнення. Але в зв'язку з відсутністю координації робіт багато з них проводиться паралельно. Значна частина розробників повторює помилки, які були допущені попередниками. Окремі досягнення не стають здобутками широкого загалу. За недостатності у розробників достовірної інформації з експлуатації засобів вимірювальної техніки багато робіт проводиться в безперспективних напрямках, в результаті цього країна несе значні втрати.

Відсутність інформації про розробки, які проводились і проводяться окремими організаціями, дуже гальмує процес підвищення рівня метрологічного забезпечення обліку газу.

У зв'язку з тим, що питання удосконалення точності обліку газу є нагальним для газової промисловості України, в НАК "Нафтогаз України" було прийняте рішення створити метрологічний центр, який буде оснащений обладнанням, що відповідає вимогам сучасності.

Як відомо, ефективність роботи найсучаснішого обладнання в першу чергу визначається рівнем кваліфікації спеціалістів, які проводять роботи на цьому обладнанні. В силу специфіки обліку газу висококваліфіковані фахівці спеціалізуються по окремих напрямках метрологічного забезпечення і сконцентрувати в одному метрологічному центрі значну кількість висококваліфікованих спеціалістів нереально.

Проте реально і ефективно поєднати ініціативу розробників, виробників та експлуатаційників з можливостями метрологічного центру.

Пропонується, підвищити ефективність усунення недоліків наукової, технічної і законодавчо-нормативної основи, удосконаливши організаційну основу.

Враховуючи, що на даний час найпотужнішим джерелом обміну інформації являється Інтернет, на сьогоднішній день було б доцільно проводити обмін інформацією і, навіть, наради на базі електронної пошти метрологічного центру. При накопиченні достатнього матеріалу, який був би корисний всім метрологам галузі, метрологічний центр міг би створити свій сайт довідникової інформації з обміну досвіду.

Автори статті просять читачів, які поділяють думку щодо доцільності згуртування метрологів галузі на основі метрологічного центру або мають інші пропозиції з цього приводу, повідомити свою думку на електронну адресу центру seemb@visti.com

Висновок

Розглянута вище частина проблем метрологічного забезпечення свідчить що існуючі недоліки можуть призводити до значних втрат в газовій галузі. Над дослідженням і вирішенням деяких з цих проблем працюють як спеціалісти метрологічного центру НАК "Нафтогаз України" так і ряд наукових установ та виробничників і експлуатаційників метрологічної техніки. Проте для підвищення ефективності робіт які проводяться в цьому напрямку доцільно проводити їх координацію. Для координації спільних робіт необхідно визначити і створити форму її організації.

Література

1. *Волосянко В. Д.* Неточності у визначенні об'ємів природного газу в газорозподільній системі газопостачання // *Нафт. і газова пром-сть.* – 2001 – № 2. – с. 49–51.
2. *Волосянко В. Д., Гончарук М. І., Матяш Н. Ф.* Аналіз розбіжностей у результатах обчислень об'єму газу, проведених різними засобами вимірювань // *Нафт. і газова пром-сть.* – 2001. – №6. – с. 47–51.
3. *Волосянко В. Д., Волосянко Л. С.* Неврахований вплив температурного чинника на достовірність приладного обліку витрат природного газу // *Нафт. і газова пром-сть.* – 2002. – № 6. – с. 45–47.
4. *Пономарьов Ю. В., Болховітін М. І., Котуза О.* Аналіз різних алгоритмів розрахунку об'ємної витрати газу в системі газо- вимірювань // *Стандартизація, сертифікація, якість.* – 2002. – № 2 (17). с. 58–61.
5. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. – М: Изд-во стандартов, 1982. – 318 с.
6. ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости.
7. Правила испытаний РТВ. Т. 4. – 2-е изд., перераб. – 1982.
8. МОЗМ Р6 Международные рекомендации. Общие сведения об объемных счетчиках газа. – 1989.
9. *Шишко Г. Г., Енин П. М.* Учет расхода газа. – К.: Урожай, 1993. – 310 с.
10. *Єнін П. М, Шишко Г. Г, Предун К. М.* Удосконалення обліку природного газу населенням і дрібними споживачами // *Нафт. і газова пром-сть.* – 2002. – № 3. – с. 39–40.