

**Ф.Д. Матіко, Р.М. Федоришин**Національний університет “Львівська політехніка”,  
кафедра автоматизації теплових та хімічних процесів

## **ПРОЕКТУВАННЯ ТЕПЛОІЗОЛЯЦІЇ ВУЗЛІВ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ З МЕТОЮ УСУНЕННЯ ДОДАТКОВИХ ПОХИБОК ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ**

© Матіко Ф.Д., Федоришин Р.М., 2009

**Наведено удосконалену методику розрахунку товщини шару теплоізоляції для вузлів обліку природного газу, необхідну для виконання заходів з усунення додаткових похибок вимірювання витрати газу.**

**Improved technique for calculation of heat insulation layer thickness for natural gas accounting units is given in the paper. The technique is applied in order to eliminate additional errors of gas flow rate measurement.**

**Постановка проблеми.** Вимірювання температури потоку у витратомірах змінного перепаду тиску здійснюється на деякій відстані від звужуючого пристрою, яку необхідно витримати для того, щоб не спотворювати кінематичної структури потоку в місці розміщення звужуючого пристрою. На практиці вузли обліку природного газу, побудовані на основі методу змінного перепаду тиску, часто встановлюють на ділянках із змінними параметрами потоку, де наявні інтенсивні теплообмінні процеси. Внаслідок цих теплообмінних процесів температура у перерізі звужуючого пристрою відрізняється від температури газу в місці розміщення термоперетворювача, що призводить до виникнення додаткових похибок вимірювання температури і, відповідно, витрати газу [1, 2]. За результатами досліджень, виконаних авторами, встановлено, що величина сумарної додаткової похибки вимірювання температури газу навіть для умов середньої витрати газу може досягати декількох градусів Цельсія, а відповідна їй похибка витрати може досягати 0,3 ... 0,5 % [1, 2].

**Аналіз останніх досліджень.** Новим Міждержавним стандартом з обліку природного газу ГОСТ 8.586.1–2005 [3], який введений в дію на території України з 1 січня 2008 року, передбачено деякі заходи для усунення цих додаткових похибок. Зокрема п.7.1.7 цього стандарту вимагає виконувати теплоізоляцію вимірювальної ділянки трубопроводу. Однак методики виконання теплоізоляції в комплексі стандартів ГОСТ 8.586.1:5–2005 [3] не наведено.

Проектування теплоізоляції вимірювальних трубопроводів вузлів обліку, відповідно до [3], рекомендується здійснювати за СНиП 41-03-2003 [4]. Аналіз цього документа показує, що він не містить всієї інформації (методичних викладок, розрахункових формул) потрібної для визначення параметрів шару теплоізоляції трубопроводів (зокрема товщини теплоізоляційного шару). Необхідне істотне доповнення СНиП 41-03-2003 [4] для виконання розрахунку товщини теплоізоляційного шару.

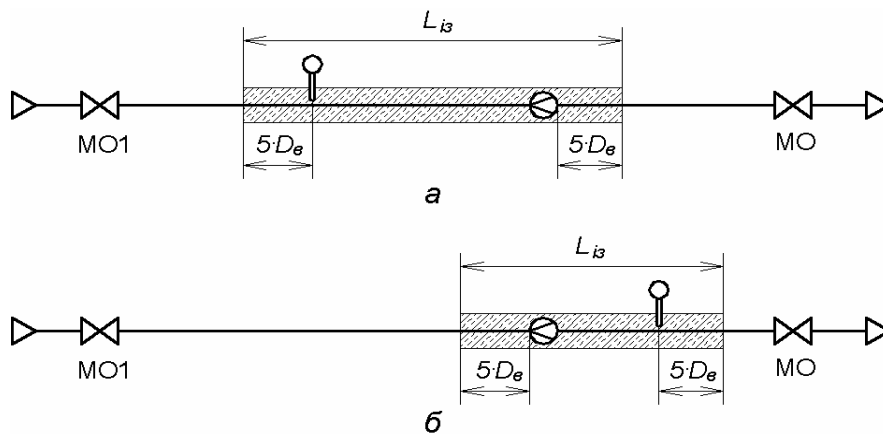
**Формулювання цілі статті.** Авторами цієї роботи поставлено за мету розробити, із врахуванням вимог сучасних нормативних документів з обліку середовищ методом змінного перепаду тиску та нормативних документів з проектування теплоізоляції, методику проектування теплоізоляції для вузлів обліку природного газу зі стандартними звужуючими пристроями.

**Виклад основного матеріалу.** Відповідно до вимог міждержавного стандарту ГОСТ 8.586.1–2005 [3] вимірювальний трубопровід необхідно теплоізулювати на ділянці між звужуючим пристроєм та термоперетворювачем із запасом  $5D_e$  з кожного боку, як це показано на рисунку:

– при вимірюванні температури до звужуючого пристрою (рисунок а), необхідно теплоізулювати ділянку трубопроводу між перерізами на відстані  $5D_e$  до термоперетворювача та  $5D_e$  після звужуючого пристрою;

– при вимірюванні температури після звужуючого пристрою (рисунок б), необхідно теплоізулювати ділянку трубопроводу між перерізами на відстані  $5D_e$  до звужуючого пристрою та  $5D_e$  після термоперетворювача.

При цьому стандарт [3] вимагає, щоб після виконання теплоізулюції зміна температури потоку на ділянці між термоперетворювачем та звужуючим пристроєм не перевищувала допустимого значення  $\Delta T_{дон}$ :  $\Delta T_{дон} = \pm 0,3$  °С – для газових середовищ;  $\Delta T_{дон} = \pm 1,5$  °С – для рідких середовищ.



*Схема вимірювальної ділянки трубопроводу, на якій встановлюється теплоізулюція:*

*а – при встановленні термоперетворювача до ЗП; б – при встановленні термоперетворювача після ЗП*

Отже, проектування теплоізулюції вимірювальних трубопроводів доцільно виконувати за допустимою зміною температури потоку між термоперетворювачем та звужуючим пристроєм. Основні вимоги до цього способу проектування викладено в СНиП 41-03-2003 [4]. У цьому документі наведено, зокрема, і вимоги до вибору матеріалу теплоізулюції. Для трубопроводів із додатною температурою потоку (до 300 °С) та всіх способів прокладання, крім безканалного, необхідно застосовувати теплоізулюційні матеріали із густиною не більше за 200 кг/м<sup>3</sup> і коефіцієнтом теплопровідності в сухому стані не більше за 0,06 Вт/(м·К). Для трубопроводів із від'ємною температурою потоку (до -40 °С) – із коефіцієнтом теплопровідності в сухому стані не більше ніж 0,05 Вт/(м·К). Із переліку сучасних стандартизованих теплоізулюційних матеріалів цим вимогам відповідають матеріали, наведені у табл. 1.

*Таблиця 1*

**Параметри деяких теплоізулюційних матеріалів [6]**

№ з/п	Назва матеріалу	Нормуючий документ	Коефіцієнт теплопровідності при 25±5 °С, Вт/(м·К)	Густина, кг/м <sup>3</sup>
1	Мати мінераловатні рулоновані	ГОСТ 9573-82	≤ 0,045	75 ... 125
2	Циліндри і напівциліндри мінераловатні	ГОСТ 23208-83	0,048 ... 0,052	100, 150, 200
3	Повсть еластична із мінеральної вати	ТУ 36-2111-78	0,044 ... 0,046	50 ... 100
4	Мати базальтові АТМ-10	РСТ УССР 5012-76	0,037 ... 0,046	40 ... 80
5	Мати із скловати	ТУ 95-324-80, ТУ 18-16-84-82	0,044 ... 0,06	8 ... 50
6	Пінополістирол	ТУ 6-05-1178-78	0,027 ... 0,04	50 ... 180
7	Пінополіуретан	ТУ 67-78-75	0,035 ... 0,052	50 ... 200
8	Поролон		0,04	8

Розрахунок товщини шару теплоізоляції для забезпечення зміни температури потоку між термоперетворювачем та звужуючим пристроєм, не більшої за допустиму, може бути виконаний із застосуванням залежностей СНиП 2.04.14-88 [5]. Згідно із [5] товщину шару теплоізоляції визначають за формулою:

$$\Delta_{i3} = \frac{D_3}{2} \cdot (B-1), \quad (1)$$

де  $D_3$  – зовнішній діаметр трубопроводу;  $B=D_{i3}/D_3$  – відношення зовнішнього діаметра шару теплоізоляції до зовнішнього діаметра трубопроводу.

Відношення діаметрів  $B$  обчислюють за формулою [5]:

$$\ln B = 2 \cdot \pi \cdot \lambda_{i3} \cdot \left( R_n - \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{cm}} \cdot \ln \frac{D_3}{D_6} - \frac{1}{\alpha_{нов.і3} \cdot \pi \cdot (D_3 + 0,1)} \right), \quad (2)$$

де  $\lambda_{i3}$  – коефіцієнт теплопровідності матеріалу теплоізоляції;  $R_n$  – необхідний лінійний опір теплопередачі стінки трубопроводу з теплоізоляцією;  $\lambda_{cm}$  – коефіцієнт теплопровідності матеріалу стінки трубопроводу;  $\alpha_{нов.і3}$  – коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні теплоізоляції до навколишнього повітря (згідно з [5] приймається таким, що дорівнює 29 Вт/(м<sup>2</sup>·К) для трубопроводів, розташованих на відкритому повітрі і 11 Вт/(м<sup>2</sup>·К) для трубопроводів, розташованих у приміщеннях).

Формула (2) отримана із деякими припущеннями, які дають змогу спростити розрахунок. По-перше, коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні теплоізоляції до навколишнього повітря, який є функцією шуканого діаметра ізоляції, прийнятий як відома константа. Значення цієї константи визначені у [5] із певним запасом, що дає змогу однозначно виконати умову зміни температури газу на вимірювальній ділянці  $\Delta T \leq \Delta T_{дон}$ . Для прикладу, коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні теплоізоляції до навколишнього повітря для умов ізоляції трубопроводу на відкритому повітрі при температурі газу +15 °С, температурі повітря -20 °С та швидкості вітру 5 м/с становить 19,9 Вт/(м<sup>2</sup>·К).

По-друге, опір теплообміну ізоляції із повітрям  $R_{нов.і3} = 1/(\alpha_{нов.і3} \cdot \pi \cdot (D_3 + 0,1))$  визначається для фіксованої товщини шару теплоізоляції 0,05 м ( $(D_3 + 0,1)/2 = (R_3 + 0,05)$  м), що дає змогу записати рівняння (2) у явному вигляді і не застосовувати для його розв'язання числових методів. Вказані припущення істотно спрощують розрахунок зовнішнього діаметра ізоляції  $D_{i3}$ , і при цьому в підсумку не порушують виконання основної умови розрахунку  $\Delta T \leq \Delta T_{дон}$ .

Необхідний лінійний опір теплопередачі  $R_n$  при розрахунку товщини шару теплоізоляції трубопроводу за заданим зниженням (підвищенням) температури газу може бути обчислений за формулами, наведеними в [5]. Авторами ці формули перетворені до вигляду, зручного для застосування при розрахунку теплоізоляції газопроводів:

$$R_n = \frac{3,6 \cdot L_{i3} \cdot A}{q_{с.газ} \cdot \rho_c \cdot c_{р.газ} \cdot \ln \frac{T_{газ.н} - T_{нов}}{T_{газ.к} - T_{нов}}} \text{ при } \frac{T_{газ.н} - T_{нов}}{T_{газ.к} - T_{нов}} > 2; \quad (3)$$

$$R_n = \frac{3,6 \cdot L_{i3} \cdot A \cdot (T_{газ.с} - T_{нов})}{q_{с.газ} \cdot \rho_c \cdot c_{р.газ} \cdot (T_{газ.н} - T_{газ.к})} \text{ при } \frac{T_{газ.н} - T_{нов}}{T_{газ.к} - T_{нов}} < 2, \quad (4)$$

де  $L_{i3}$  – довжина ділянки допустимої зміни температури;  $A=1,05...1,2$  – коефіцієнт додаткового теплообміну, який залежить від конструкції трубопроводу [5];  $T_{газ.н}$  – початкова температура газу;  $T_{газ.к}$  – допустима кінцева температура газу;  $T_{газ.с}$  – середня температура газу на ізольованій ділянці трубопроводу:

$$T_{газ.с} = \frac{T_{газ.н} + T_{газ.к}}{2}; \quad (5)$$

$T_{нов}$  – температура навколишнього повітря;  $q_{с.газ}$  – об'ємна витрата газу за стандартних умов, м<sup>3</sup>/год;  $\rho_c$  – густина природного газу за стандартних умов, кг/м<sup>3</sup>;  $c_{р.газ}$  – ізобарна теплоємність природного газу за робочих умов, кДж/(кг\*К).

Теплоємність природного газу за робочих умов для природного газу конкретного складу може бути обчислена за методом ВНИЦ СМВ [7]. Значення ізобарної теплоємності для природного газу із густиною за стандартних умов  $\rho_c = 0,71 \text{ кг/м}^3$ , вмістом азоту  $x_a = 1,1 \%$  та вмістом вуглекислого газу  $x_y = 0,5 \%$ , обчислені за методом ВНИЦ СМВ [7], подано у табл. 2.

Таблиця 2

**Значення ізобарної теплоємності природного газу, кДж/(кг\*К)**  
(для природного газу складу:  $\rho_c = 0,71 \text{ кг/м}^3$ ,  $x_a = 1,1 \%$ ,  $x_y = 0,5 \%$ ).

T, °C P, МПа	-20	-10	0	10	20	30	40	50
0,4	2,09	2,10	2,12	2,14	2,16	2,18	2,20	2,23
1,0	2,15	2,16	2,17	2,18	2,20	2,21	2,24	2,26
2,0	2,26	2,26	2,25	2,26	2,26	2,28	2,29	2,31
3,0	2,40	2,37	2,35	2,34	2,34	2,34	2,35	2,36
4,0	2,57	2,51	2,47	2,44	2,42	2,42	2,42	2,42
5,0	2,78	2,67	2,60	2,55	2,51	2,49	2,48	2,48
6,0	3,02	2,85	2,74	2,66	2,61	2,58	2,56	2,54
7,0	3,30	3,06	2,90	2,79	2,72	2,67	2,63	2,61

Згідно із [4] температуру навколишнього повітря  $T_{пов}$  знаходять для обладнання, розміщеного на відкритому повітрі, так:

– для потоків із додатною температурою – як 0,92 від середнього значення найхолоднішої п'ятиденки;

– для потоків із від'ємною температурою – як максимальне середнє значення найтеплішого місяця;

– для трубопроводів, розміщених у приміщенні  $T_{пов}$ , приймають такою, що дорівнює проектній температурі в приміщенні, або, за відсутності даних про температуру в приміщенні, приймають такою, що дорівнює 20 °С.

Як видно із рекомендацій [4], температуру навколишнього повітря  $T_{пов}$  знаходять так, щоб врахувати найбільший температурний напір при зміні кліматичних умов упродовж року. Однак у вимірювальних трубопроводах витратомірів змінного перепаду тиску температура газу може бути як додатною, так і від'ємною (після редукторів ГРС). Тому рекомендації [4] для вибору температури повітря необхідно скоректувати. Зокрема, у вимірювальних трубопроводах вузлів обліку, розміщених після редукторів ГРС, температура газу під час опалювального періоду є часто від'ємною (внаслідок дроселювання газу за умови значних витрат). Температуру навколишнього повітря, на думку авторів, доцільно приймати такою, що дорівнює 0,92 від середнього значення найхолоднішої п'ятиденки, що відповідає максимальному температурному напору в умовах опалювального періоду. В літній період температура газу для цих вузлів є, як правило, додатною. Температуру навколишнього повітря доцільно приймати такою, що дорівнює максимальному середньому значенню найтеплішого місяця, що відповідає максимальному температурному напору в умовах літнього періоду.

Із сказаного випливає, що температурний режим роботи таких вимірювальних трубопроводів у літніх умовах та в умовах опалювального періоду істотно відрізняється як за температурним напором, так і за газодинамічними умовами (швидкість потоку). Отже, для правильного вибору товщини ізоляції таких газопроводів необхідне виконання двох розрахунків – для умов опалювального періоду та для умов літнього періоду.

Температуру газу на початку ділянки трубопроводу, для якої проектується теплоізоляція, доцільно прийняти такою, що дорівнює проектній температурі газового потоку. Однак у випадку, якщо проектується теплоізоляція для діючого вузла обліку і наявні дані про дійсну температуру газу, то необхідно користуватись усередненими значеннями дійсної температури.

Температура газу в кінці ділянки трубопроводу з теплоізоляцією визначається за заданим допустимим зниженням (підвищенням) температури газу:

$$T_{газ.к} = T_{газ.н} + \Delta T_{дон}, \quad (6)$$

де  $\Delta T_{\text{дон}}$  – задане допустиме зниження (підвищення) температури газу на ділянці трубопроводу з теплоізоляцією,  $\Delta T_{\text{дон}} = \pm 0,3 \text{ }^\circ\text{C}$  [3] ( $\Delta T_{\text{газ}} > 0$  при підвищенні температури газу і  $\Delta T_{\text{газ}} < 0$  при зниженні температури газу).

Отже, удосконалена методика розрахунку товщини шару теплоізоляції полягає у такому:

1) визначають характеристики вузла обліку природного газу та умови його роботи впродовж року; при цьому визначають параметри навколишнього середовища, які відповідають максимальному температурному напору під час зимового періоду та літнього періоду відповідно до рекомендацій, викладених вище;

2) на основі залежностей (1) – (6) виконують розрахунок товщини теплоізоляції для умов зимового періоду та для умов літнього періоду; для визначення нормованого значення товщини теплоізоляції вибирають більше із двох отриманих розрахункових значень товщини;

3) відповідно до рекомендацій [4] вибирають нормоване значення товщини теплоізоляції.

Наведемо, для прикладу, розрахунок товщини теплоізоляції для вимірювального трубопроводу діючого вузла обліку природного газу. Вимірювальна ділянка трубопроводу розміщена після редуктора ГРС на відкритому повітрі. Характеристики вимірювального трубопроводу цього вузла обліку та умови його роботи подано у табл. 3. Розрахунок товщини теплоізоляції виконаний в два етапи: для зимових умов та для літніх умов роботи вузла обліку. Визначення нормованого значення товщини теплоізоляції за [4] виконане на основі більшого із двох розрахункових значень. Результати розрахунку теплоізоляції наведено у табл. 4. У табл. 5 подано розрахункові значення додаткових похибок вимірювання температури і, відповідно, витрати газу за відсутності теплоізоляції вимірювальної ділянки трубопроводу та із теплоізоляцією. Як видно із табл. 5, теплоізоляція вимірювальної ділянки трубопроводу усуває значну систематичну складову похибки вимірювання витрати газу, яка при граничному температурному напорі ( $T_{\text{повітря}} = -20 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $T_{\text{газ}} = 0 \text{ }^\circ\text{C}$ ) та середній витраті газу може досягати +0,5 %.

Таблиця 3

### Характеристики вимірювального трубопроводу та умов його експлуатації

Назва параметра	Умовн. позначення	Значення параметра	
		Для зимових умов	Для літніх умов
Абсолютний тиск газу в трубопроводі, кгс/см <sup>2</sup>	$p_c$	3,0	
Середнє значення температури газу в трубопроводі, $^\circ\text{C}$	$T_c$	0	+5
Густина газу за стандартних умов, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{c,z}$	0,70	
Витрата газу, м <sup>3</sup> /год (за ст. ум.), максимальна / середня / мінімальна	$q_c$	4269,5 / 2582,1 / 384,3	
Внутрішній діаметр трубопроводу при (20 $^\circ\text{C}$ ), мм	$D_e$	208,16	
Зовнішній діаметр трубопроводу, мм	$D_z$	222,16	
Зовнішній діаметр гільзи термоперетворювача, мм	$d_{T,\text{зовн}}$	20	
Внутрішній діаметр гільзи термоперетворювача, мм	$d_{T,\text{внутр}}$	12	
Місце встановлення термоперетворювача		після діафрагми, в гільзі	
Відстань між термоперетворювачем і діафрагмою, м	$x_0$	1,7	
Температура повітря, $^\circ\text{C}$	$T_n$	-20	+25
Середня швидкість вітру, м/с	$v_n$	3	
Теплові характеристики матеріалів:			
– теплопровідність стінки трубопроводу (сталі), Вт/(м·К)	$\lambda_{ст}$	46,5	
– коефіцієнт теплопровідності матеріалу теплоізоляції (скловата) [6], Вт/(м·К)	$\lambda_{із}$	0,05	
– коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні теплоізоляції до навколишнього повітря [5], Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	$\alpha_{\text{нов.із}}$	29	

Таблиця 4

## Результати розрахунку товщини теплоізоляції

Назва параметра	Умовн. позначення	Значення параметра	
		Для середн. витрати в зим. умов.	Для мінім. витрати в літн. умов
Початкова температура газу (температура в перерізі звужуючого пристрою), °С	$T_{газ.п}$	0	+5
Допустима кінцева температура газу (температура в перерізі термоперетворювача), °С	$T_{газ.к}$	-0,3	+5,3
Середня температура газу на ізолюваній ділянці газопроводу, °С	$T_{газ.с}$	-0,15	+5,15
Довжина ділянки допустимої зміни температури (відстань між перерізами звужуючого пристрою та термоперетворювача), м	$L_{із}$	1,7	
Витрата газу, м <sup>3</sup> /год (за ст. ум.), максимальна / середня / мінімальна	$q_c$	2582,1	384,3
Ізобарна теплоємність природного газу за робочих умов [6], кДж/(кг·К)	$c_{р.газ}$	2,1204	2,1291
Розрахункова товщина теплоізоляції, мм	$\Delta_{із}$	3,1	32,4
Нормована товщина теплоізоляції згідно з [4], мм		40	
Довжина ділянки газопроводу, на якій згідно з [3] встановлюється теплоізоляція, м	$L_{із}+10D_в$	3,8	

Таблиця 5

## Результати розрахунку додаткових похибок вимірювання температури та витрати газу

Назва параметра	Умовн. позначення	Без теплоізоляції		З теплоізоляцією (40 мм)	
		1*	2**	1*	2**
Середня швидкість газу в трубопроводі, м/с	$v_c$	6,73	1,02	6,73	1,02
Питомий тепловий потік на одиницю довжини газопроводу, Вт/м	$dQ/dl$	-186,60	+105,39	-8,60	+8,32
Температура внутрішньої поверхні стінки трубопроводу, °С	$T_{ст.внутр}$	-4,30	+15,46	-0,20	+5,82
Температура зовнішньої поверхні стінки трубопроводу, °С	$T_{ст.зовн}$	-4,34	+15,48	-19,55	+24,53
Додаткова абсолютна похибка вимірювання температури газу, зумовлена теплообміном між гільзою термоперетворювача і стінкою трубопроводу, °С:	$\Delta T_{Г1}$	-1,61	+5,47	-0,07	+0,59
Додаткова абсолютна похибка вимірювання температури газу, зумовлена теплообміном стінки трубопроводу з повітрям, °С:	$\Delta T_{x1}$	-0,98	+3,41	-0,04	+0,28
Додаткова абсолютна похибка вимірювання температури газу, зумовлена дроселюванням газу на діафрагмі *, °С	$\Delta T_{др}$	-0,10	0,00	-0,10	0,00
Сумарна додаткова абсолютна систематична похибка вимірювання температури газу, °С:	$\Delta T_1$	-2,68	+8,88	-0,21	+0,87
Систематична похибка вимірювання витрати газу, що відповідає сумарній додатковій систематичній похибці вимірювання температури газу ( $\Delta T$ ), %:	$\delta_{q1}$	+0,49	-1,62	+0,04	-0,16

1\* Для середньої витрати в зимових умовах

2\*\* Для мінімальної витрати в літніх умовах

**Висновки.** Застосування удосконаленої авторами методики розрахунку товщини шару теплоізоляції дає можливість виконати проектування вузлів обліку відповідно до ДСТУ ГОСТ 8.586.1–2007 [3] та усунути додаткові систематичні похибки вимірювання витрати газу, зумовлені впливом температурного режиму потоку газу.

Методика пропонується для застосування в організаціях, які займаються проектуванням, монтажем та експлуатацією вузлів обліку природного газу.

1. Матіко Ф. Д., Федоришин Р. М. Вплив температурного режиму газопроводу на точність вимірювання витрати природного газу методом змінного перепаду тиску // Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація. – 2008. – № 617. – С. 100–108. 2. Федоришин Р. М. Підвищення точності вимірювання об'єму природного газу за допомогою пристроїв звуження потоку в системах з підігрівом газу: автореф. дис. к.т.н.: 05.11.01 / Нац. ун-т “Львівська політехніка”. – Львів, 2007. – 20 с. 3. ДСТУ ГОСТ 8.586.1–2007 Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования. 4. СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. 5. СНиП 2.04.14-88 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. 6. Хоменко В.П., Фаренюк Г.Г. Справочник по теплозащите зданий. – К.: Будівельник, 1986. – 216 с. 7. ГОСТ 30319.3-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 27 с.

УДК 621.32; 536.2

Р.П. Дяк<sup>2</sup>, В.О. Яцук<sup>1</sup>, П.Г. Столярчук<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Національний університет “Львівська політехніка”,  
кафедра метрології, стандартизації та сертифікації;

<sup>2</sup>Лабораторія вимірювальної техніки ЛКП “Залізничнотеплоенерго”

## МОЖЛИВОСТІ АВТОМАТИЗАЦІЇ ВИПРОБУВАНЬ ТЕРМОПЕРЕТВОРЮВАЧІВ ОПОРУ ПІД ЧАС МЕТРОЛОГІЧНОЇ ПЕРЕВІРКИ ТЕПЛОЛІЧІЛЬНИКІВ

© Дяк Р.П., Яцук В.О., Столярчук П.Г., 2009

Перевірка абсолютної похибки термоперетворювачів опору зазвичай здійснюється з використанням потенціометричної устави і характеризується високою трудомісткістю процесу та складністю його автоматизації. Проаналізовано напрями і розроблено структурну схему автоматизації перевірки термоперетворювачів опору під час метрологічних випробувань теплолічильників. Запропоновано використовувати у метрологічних вимірюваннях багатоканальні цифрові омметри з автоматичним коригуванням похибок та систем збирання–передавання даних через стандартні інтерфейси.

The absolute error of resistance thermometers checking is usually done by means of a potentiometric installation. High labour-consumption of the procedure and complication of automatization are the disadvantages of this method. The analysis of ways and developing of the method and structural scheme for computer-aided test of resistance of thermal transformers during metrological probation of thermal counters is researched in the paper. It is recommended to use digital ohmmeters using transferring – receiving of information through the standard interfaces during metrological probation.

**Вступ.** Вимірювання температури та різниці температур є однією з найважливіших процедур під час метрологічної перевірки загальнобудинкових теплолічильників. Контроль абсолютної похибки термоперетворювачів опору (ТО) здійснюється за ГОСТ 8.461 зазвичай за допомогою