

# ПРОБЛЕМИ ВИМІРЮВАНЬ В НАРОДНОМУ ГОСПОДАРСТВІ

УДК 536.5:534-8

## КОРЕКЦІЯ ПОХИБОК ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТ НАФТОПРОДУКТІВ МЕТОДОМ ЇХ УЛЬТРАЗВУКОВОЇ ТОМОГРАФІЯ В ТРУБОПРОВОДІ

© Любомир Буняк, Михайло Дорожовець, Андрій Кузій, Ігор Ліхновський, Ярослав Луцук, Андрій Озгович, Богдан Стадник, 2000

Державний університет "Львівська політехніка", кафедра "Інформаційно-вимірювальна техніка", вул. С. Бандери, 12, 79013, Львів, Україна.

*В статті розглядається корекція похибок визначення витрат нафтопродуктів методом томографічного контролю параметрів їх руху в трубопроводі. Наводяться результати досліджень корекції похибок обліку нафти, отримані на спеціально створеній експериментальній установці.*

*В статье рассматриваются коррекция погрешности определения расхода нефтепродуктов путем томографического контроля параметров их движения в трубопроводе. Приводятся результаты коррекции погрешностей учета нефти, полученные на специально созданной установке.*

*In article the error corrections of the oil quantity by the tomography evaluation of the moving parameters into tube. The estimates of the correction error of the oil quantity using special made tool are presented.*

### 1. Вступ

При комерційному обліку транспортування нафтопродуктів в трубопроводах основним вимірюваним параметром є об'ємна витрата

$$Q = \int_{S_T} V_n(x, y) ds = S_T \bar{V}_n, \quad (1)$$

де

$$\bar{V}_{n,s} = \frac{1}{S_T} \int_{S_T} V_n(x, y) ds, \quad (2)$$

середня по площі  $S_T$  трубопроводу просторова швидкість руху  $V_n(x, y)$  нафтопродукту;  $S_T = \pi D_T^2 / 4$ ,  $D_T$ -внутрішній діаметр трубопроводу.

Як впливає з (1), при сталому діаметрі трубопроводу для визначення витрати необхідно вимірювати середню в площині перетину трубопроводу швидкість руху нафтопродукту. Для побудови витратомірів одним з найпростіших в реалізації є ультразвуковий (УЗ) метод [1-3]. Він не вимагає розміщення вимірювальних перетворювачів всередині трубопроводу, тому такий витратомір не збурює потоку нафти і не створює похибки від взаємодії вимірювального засобу з об'єктом дос-

лідження. Суть УЗ методу полягає у вимірюванні інтервалів часу поширення УЗ імпульсів під певним кутом  $\varphi$  в трубопроводі (рис.1) за течією

$$t_{ab} = \int_{l_{ab}} \frac{dl}{V_{y3} + V_n \cos \varphi}$$

і проти течії  $t_{ba} = \int_{l_{ba}} \frac{dl}{V_{y3} - V_n \cos \alpha}$  і визначенні

віднесеної до довжини вимірювального шляху  $l_{ab}$  між УЗ перетворювачами піврізниць цих інтервалів:

$$\begin{aligned} \bar{t}_\Delta &= \frac{t_{ab} - t_{ba}}{2l_{ab}} = \frac{1}{l_{ab}} \int_{l_{ab}} \frac{V_n \cos \varphi dl}{V_{y3}^2 - (V_n \cos \varphi)^2} \cong \\ &\cong \frac{\bar{V}_{n,l_{ab}} \cos \varphi}{V_{y3}^2}, \end{aligned} \quad (3)$$

де  $V_{y3}$ - швидкість ультразвуку в нафті;

$\bar{V}_{n,l_{ab}} = \frac{1}{l_{ab}} \int_{l_{ab}} V(x, y) dl$  – середня швидкість руху

нафти вздовж вимірювального шляху  $l_{ab}$ . У (3) прийнято, що швидкість руху нафти набагато менша за швидкість ультразвуку в нафті ( $V_n \ll V_{y3}$ ).

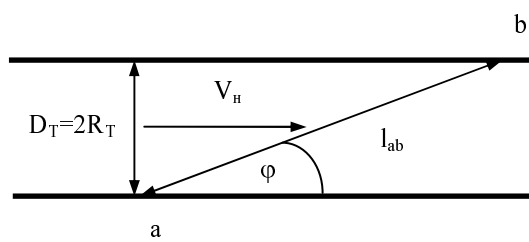


Рис. 1. До вимірювання швидкості руху нафти

**2. Особливості руху нафтопродуктів**

Нафти та деякі інші нафтопродукти особливо при температурах, близьких до температури їх застигання, належать до так званих аномальних, неньютонівських чи в'язкопластичних рідин [4,5]. В'язкість таких рідин (так звана структурована в'язкість [5]) при заданій температурі не є сталою, а залежить від градієнта швидкості та тиску. Рух таких рідин починається лише за умови, коли дотичне міжшарове напруження в них стане більше за деяке порогове значення  $\tau_0$  [5]. Воно залежить від виду рідини і зменшується зі збільшенням температури. Наприклад, для нафт, що мають приблизно до 25 % смолистих речовин, експериментально встановлено, що  $\tau_0$  зменшується в  $\approx 6$  разів при зміні температури від 18 °C до 30 °C [5]. Тому в холодний сезон для покращання умов транспортування таких нафт трубопровід в певних місцях вздовж траси прогривають.

Рух в'язкопластичних нафтопродуктів в трубопроводі відрізняється від руху ідеальних, ньютонівських рідин і навіть за умови ламінарного потоку профіль швидкості відхиляється від параболічного [4,5]. Зокрема, в усталеному режимі в рівнянні профілю швидкості  $V(r)$  нафти в трубі з'являється член, що залежить від параметра  $\tau_0$  [5]

$$V(r)/V_{nm} \cong 1 - (r/R_T)^2 - \alpha(1 - r/R_T), \quad (4)$$

де  $V_{nm}$  – максимальна швидкість в центрі труби;  $r$  – відстань точки від центра труби:  $r \leq R_T$ ;

$$\alpha = \frac{4L\tau_0}{\Delta PR_T}; \quad L - \text{довжина ділянки трубопроводу,}$$

$\Delta P$  – різниця тисків від початку ділянки до поточного місця.

В ідеальному випадку для ньютонівських рідин за умови ламінарного руху швидкість описується просторовою параболою [4,5]. Тому се-

реднє значення швидкості  $\bar{V}_{n,s}$  по площі трубопроводу (2) і середнє  $\bar{V}_{n,l_{ab}}$  вздовж вимірювального шляху однозначно пов'язані між собою

$$\bar{V}_{n,s} = \beta \cdot \bar{V}_{n,l_{ab}}, \quad (5)$$

де  $\beta$  – коефіцієнт, що залежить від просторового розміщення вимірювального каналу. При його проходженні через центр труби  $\beta = 0.75$ .

Враховуючи (2), (3) і (4), а також, що  $l_{ab} = D_T / \sin \varphi$ , з (1) маємо

$$Q = \beta \pi D_T V_{yz}^2 \text{tg} \varphi l_{ab}. \quad (6)$$

Це рівняння можна розглядати як номінальну функцію перетворення УЗ витратоміра.

Очевидно, що при деформації параболічного профілю швидкості (4) вирази (5) та (6) стають залежними від параметра  $\tau_0$ , а також інших властивостей руху нафти в трубопроводі. Отже, неврахування особливостей руху в'язкопластичних нафт при вимірюванні витрати УЗ методом може спричинити суттєву методичну похибку.

Ще одним чинником, що впливає на результат УЗ вимірювання витрати, є залежність швидкості ультразвуку в нафті від температури, яка практично лінійна [1]

$$V_{yz} = V_0 - S_\Theta \Theta, \quad (7)$$

де  $V_0$  – початкова швидкість при 0 °C;  $S_\Theta$  – крутизна температурної залежності.

Інформацію про швидкість ультразвуку в нафті несе півсумарний час поширення УЗ імпульсів в протилежних напрямках, віднесений до довжини шляху  $l_{ab}$ , тобто

$$\bar{t}_\Sigma = \frac{t_{ab} + t_{ba}}{2l_{ab}} = \frac{1}{l_{ab}} \int_{l_{ab}} \frac{V_{yz}(x, y) dl}{V_{yz}^2(x, y) - (V_n \cos \alpha)^2} \cong \frac{1}{l_{ab}} \int_{l_{ab}} \frac{dl}{V_{yz}(x, y)}. \quad (8)$$

З останнього видно, що просторова зміна швидкості ультразвуку при проходженні ультразвукових імпульсів через досліджуване середовище спричиняється до її нелінійного усереднення – усереднення оберненої швидкості ( $W_n = 1/V_n$ ).

Подібне спостерігається і в результатах вимірювання половини різниці інтервалів часу поширення УЗ імпульсів у (2), яка залежить від

просторових розподілів як швидкості  $V_n(x,y)$  руху нафти, так і швидкості  $V_{y3}(x,y)$  ультразвуку в ній

$$\bar{t}_{\Delta} = \frac{t_{ab} - t_{ba}}{2l_{ab}} = \frac{\cos \alpha}{l_{ab}} \int_{l_{ab}} \frac{V_n(x,y) dl}{V_{y3}^2(x,y)}. \quad (9)$$

Тому для коректного вимірювання витрати нафти як в (1) необхідно мати просторовий розподіл її швидкості руху  $V_n(x,y)$ , а також, як випливає з (9), також просторовий розподіл швидкості ультразвуку  $V_{y3}(x,y)$  в ній. Як було вже сказано вище, обидві швидкості виявляються температурозалежними.

### 3. Двокрокова томографія просторового розподілу швидкості руху нафти

Поставлену вище задачу розв'язують методом реконструктивної томографії [6-10]. В [7,8] описана і досліджена УЗ томографічна система відтворення просторового розподілу температури рідин в об'єктах круглої форми. Для цього на внутрішній поверхні труби еквідистантно розміщують  $n$  УЗ перетворювачів, за допомогою яких у всіх можливих напрямках вимірюють інтервали часу поширення імпульсів.

Стосовно нафтопроводів існують проблеми розміщення УЗ перетворювачів всередині труби. Їх можна розміщувати лише ззовні, що практично унеможливує реалізувати широкую діаграму спрямованості випромінювання ультразвуку всередині труби, тобто організувати кругове сканування досліджуваного середовища, як це зроблено в [7,8].

Експериментально встановлено, що кут зона сканування ультразвуком від одного УЗ перетворювача в найкращому випадку досягає  $60 \dots 90^\circ$ , що при  $p = 8$  УЗ перетворювачах забезпечує приймання сигналу лише 3-5-ма протилежно розташованими перетворювачами (рис.2), при  $p = 12$  УЗ перетворювачах - 5-7-ма. Отже, при зовнішньому розміщенні УЗ перетворювачів, кількість незалежних результатів вимірювань скорочується з максимального  $M1=p(p-1)/2$  до  $M2=p(3 \dots 7)/2$ . При  $p=8$  кількість вимірювань скорочується з  $m1=28$  до  $m2=12-20$ , при  $p=12$  - з 66 до 30-42 результатів вимірювань часових інтервалів. Зменшення кількості результатів вимірювань погіршує точність відтворення розподілу температури і швидкості ультразвуку всередині труби,

однак власне висока точність відтворення температури не потрібна, оскільки тут йдеться про корекцію температурної похибки вимірювання витрати, а не температури.

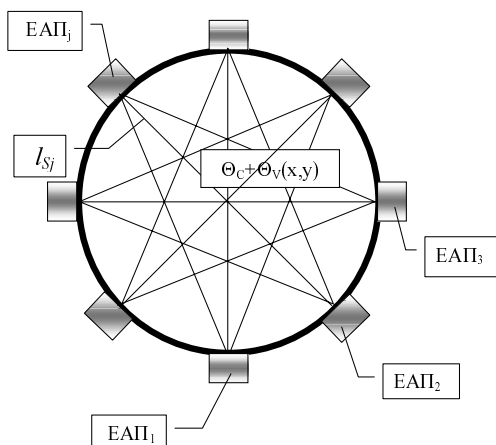


Рис.2. Схема акустичних каналів у трубопроводі (ЕАП-електроакустичний перетворювач)

Як випливає з (9) для відтворення просторового розподілу швидкості нафти  $V_n(x,y)$  необхідно мати просторовий розподіл швидкості ультразвуку  $V_{y3}(x,y)$  в ній.

#### 3.1. Томографія просторового розподілу оберненої швидкості ультразвуку в нафті

Оскільки у (8) швидкість ультразвуку входить у знаменнику, то необхідно відтворювати образ не самої швидкості, а оберненої величини до неї – оберненої швидкості чи сповільнення ( $W_{y3}(x,y) = 1/V_{y3}(x,y)$ ). Для цього її апроксимують лінійною комбінацією відомих базових функцій  $\Psi_i(x,y)$  [7-12]

$$W(x,y) = \sum_{i=1}^{n1} C_i \Psi_i(x,y), \quad (10)$$

де  $C_i$  – невідомі коефіцієнти,  $n1$  – кількість базових функцій. Інтегруючи цей вираз у всіх можливих  $j$ -х напрямках ( $j = 1 \dots m$ ), отримаємо очікувані результати вимірювання

$$\begin{aligned} \bar{t}_{\Sigma j}^c &= \frac{1}{l_j} \int_{l_j} W(x,y) dl_j = \sum_{i=1}^{n1} C_i \frac{1}{l_j} \int_{l_j} \Psi_i(x,y) dl_{ji} = \\ &= \sum_{i=1}^{n1} C_i R_{ij}, \end{aligned} \quad (11)$$

де  $R_{ij} = \frac{1}{l_j} \int_{l_j} \Psi_i(x,y) dl_j$  – коефіцієнти проекційної матриці розміром  $m \times n1$ , як інтеграли від  $i$ -х базових функцій в  $j$ -х напрямках.

Прирівнюючи очікувані результати вимірювання до фактичних результатів вимірювання (вектор часових інтервалів  $t^m$ ) отримуємо систему  $m$  лінійних рівнянь з  $n_1$  невідомими  $C_i$  ( $i=1..n_1$ ), розв'язуючи яку методом найменших квадратів, знаходять значення коефіцієнтів при апроксимаційних функціях [7-10]

$$C = (R^T R)^{-1} R^T t_{\Sigma}^m. \quad (12)$$

Підставляючи (12) у (10), отримуємо відтворений розподіл оберненої швидкості ультразвуку.

$$W_{y_3}(x, y) \cong \sum_{i=1}^{n_1} \left[ (R^T R)^{-1} R^T t_{\Sigma}^m \right]_i \Psi_i(x, y). \quad (13)$$

### 3.2. Томографія просторового розподілу швидкості руху нафти

Відтворивши за результатами вимірювання середніх інтервалів часу поширення УЗ імпульсів образ оберненої швидкості ультразвуку в нафті, після підстановки його у (9) отримуємо таке томографічне рівняння для різницевого інтервалу часу:

$$\bar{t}_{\Delta j} = \frac{\cos \alpha}{l_j} \int_{l_j} V_n(x, y) \cdot W_{y_3}^2(x, y) dl. \quad (14)$$

На відміну від (8), у (14) шукана величина (просторовий розподіл швидкості руху нафти  $V_n(x, y)$ ) виступає не самостійно, а з відомою вже ваговою функцією  $g(x, y) = W_{y_3}^2(x, y)$  – квадратом відтвореної оберненої швидкості ультразвуку. Застосовуючи, як у (10), апроксимацію швидкості руху нафти базовими функціями  $\Phi_i(x, y)$ :  $V_n(x, y) = \sum_{k=1}^r K_i \Phi_i(x, y)$  і виконуючи послідовно, як (10)-(12) операції: інтегрування у всіх напрямках апроксимаційних функцій ( $\frac{1}{l_j} \int_{l_j} V_n(x, y) W_{y_3}^2(x, y) dl_j = \sum_{i=1}^r K_i P_{ij}$ , де  $P_{ij} = \frac{1}{l_j} \int_{l_j} \Phi_i(x, y) W_{y_3}^2(x, y) dl_j$ ), формування та розв'язування системи рівнянь ( $K = (P^T P)^{-1} P^T \bar{t}_{\Delta}^m$ ), отримуємо відтворений розподіл

$$V_n(x, y) \cong \frac{1}{\cos \alpha} \sum_{i=1}^n \left[ (P^T P)^{-1} P^T \bar{t}_{\Delta}^m \right]_i \Phi_i(x, y). \quad (15)$$

Звідси шукана середня просторова швидкість нафти

$$\begin{aligned} \bar{V}_n &= \frac{1}{S_T S_T} \int V_n(x, y) dS = \\ &= \frac{1}{\cos \alpha} \sum_{i=1}^n K_i \frac{1}{S_T S_T} \int \Phi_i(x, y) dS = \frac{1}{\cos \alpha} K^T \bar{N}, \end{aligned} \quad (16)$$

де елементи вектора  $\bar{N}$ :  $\bar{N}_i = \frac{1}{S_T S_T} \int \Phi_i(x, y) dS$  як середні по перетині труби значення відомих апроксимаційних функцій, розраховані заздалегідь.

### 4. Результати досліджень

Вибір апроксимаційних функцій залежить від апріорної інформації про просторовий розподіл швидкості руху нафти та ультразвуку в ній. Загалом ці розподіли є центрально-симетричними в перетині труби. Тому апроксимаційні функції необхідно вибирати також центрально-симетричними. За відсутності докладної інформації про розподіл швидкості ультразвуку в нафті (температури в нафті) доцільно використати двовимірні поліноми Чебишова [10-12] з відповідною модифікацією для забезпечення центральної симетрії. Якщо рух нафти розглядати в усталеному режимі, то як апроксимаційні можна взяти функції вигляду (4), додатково зі сталим початковим значенням. При нестационарному русі нафти закон зміни її швидкості складніший [5]. Тому для зменшення методичної похибки знаходження витрати нафти в нестационарному режимі доцільно також використати поліноми Чебишова. З метою визначення ефективності запропонованої методики попередньо були виконані дослідження методом імітаційного моделювання. При цьому вплив другого члена швидкості (параметр  $\alpha$ ) змінювали від 5% до 20%. Задавали також початкове стале значення швидкості  $V_{n0}$  в межах від 2.5% до 10% від максимальної швидкості. Моделі розподілу температури нафти приймалася такими:  $\Theta(r) = \Theta_0 + \Theta_m \left( 1 - (r/R)^2 \right) i$   $\Theta(r) = \Theta_0 + \Theta_m \cos \left( \frac{\pi r}{2 R} \right)$ , при цьому початкова температура  $\Theta_0 = 20^\circ\text{C}$ , а амплітуда зміни температури  $\Theta_m = 10^\circ\text{C}$  і  $20^\circ\text{C}$ . Швидкість ультразвуку для заданого розподілу

температури визначали за (7) при  $V_0=1455\text{м/с}$  і  $S_\Theta=3.25\text{м/с}$ .

В найгіршому випадку (при найбільших змінах температури  $\Theta_m=20^\circ\text{C}$  і швидкості руху нафти  $\alpha=20\%$ ) відносна методична похибка визначення витрати двокроковим томографічним методом не перевищувала  $\approx 0.15\%$ . Застосовуючи одноканальне ультразвукове вимірювання витрати, методична похибка досягала  $\approx 3...5\%$ . При менших змінах вказаних величин ( $\Theta_m=10^\circ\text{C}$  і  $\alpha=10\%$ ) відносна методична похибка не перевищує  $\approx 0.06\%$  в томографічному методі і  $\approx 1.5\%$  при одноканальному методі. Отже, застосування двокрокового томографічного методу вимірювання витрати забезпечує суттєве зменшення похибки від впливу прос-

торових змін температури та швидкості руху нафти.

Для експериментального дослідження впливу температурної зміни параметрів руху нафти на точність визначення її витрати нами була створена установка (рис.3). На спрощеному зображенні устави не показані всі УЗ перетворювачі. При цьому традиційними термоперетворювачами контролювали фактичну температуру нафти у трубопроводі, а також за допомогою установки контрольного обліку нафти визначали дійсне значення витрати нафти. Зміну температури нафти здійснювали паровим нагрівачем та водяним охолоджувачем. Дослідження виконувалися при витратах від 200 до 2000  $\text{м}^3/\text{год}$  і при зміні температури в діапазоні від 20 до 70  $^\circ\text{C}$ .

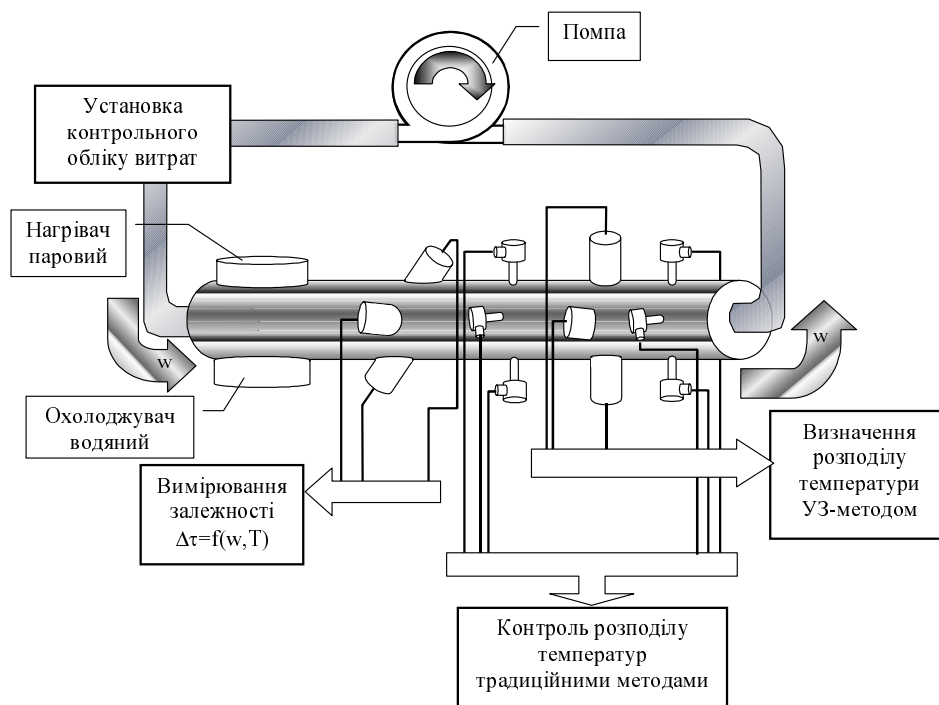


Рис. 3. Спрощена структура експериментальної установки для досліджень впливу розподілу температури на похибку вимірювання витрат

За результатами вимірювань часових інтервалів методом реконструктивної томографії спочатку визначали просторовий розподіл швидкості ультразвуку в нафті, а в наступному кроці – витрату нафти і порівнювали її з дійсним значеннями. Крім того, оцінювали витрату нафти при звичайному одноканальному вимірюванні (одна пара УЗ пере-

творювачів) і порівнювали її з фактичним та томографічно відтвореним значенням.

Результати експерименту показали, що для одноканального вимірювача витрати похибка досягала до  $\approx -44\text{м}^3/\text{год}$  чи  $\approx -2.2\%$  при номінальній витраті 2000  $\text{м}^3/\text{год}$ , а застосовуючи томографічне визначення витрати похибка зменшилась до  $\approx$

-12 м<sup>3</sup>/год (≈-0,6%), включаючи також і інструментальну складову похибки вимірювань.

### 5. Висновки:

1. Внаслідок того, що нафти належать до неньютонівських, в'язкопластичних рідин і розподіл швидкості їх руху в тубопроводі відрізняється від ідеального параболічного, при використанні звичайного ультразвукового методу вимірювання витрати може спричинитися до значних методичних похибок (≈3...5%).

2. Методичну похибку визначення витрати можна суттєво зменшити (до декількох сотих десятих часток відсотка), застосовуючи двокроковий томографічний метод: спочатку за результатами вимірювань півсумарних інтервалів часу визначають розподіл оберненої швидкості ультразвуку в нафті, що використовується далі у другому кроці для визначення просторового розподілу швидкості руху нафти. При явно сталому розподілі температури нафти можна відразу перейти до другого кроку.

3. Запропонований метод доцільно застосовувати також для поточного визначення витрати при нестационарному русі нафти, при якому просторовий розподіл швидкості суттєво відрізняється від ідеального. Звичайні методи для таких вимірювань малоефективні.

1. Луцук Я.Т., Буняк Л.К., Стадник Б.І. Застосування ультразвукових сенсорів. Л., 1998. 232 с. 2. Биргер Г.И., Бражников Н.И. Ультразвуковые расходомеры. М., 1964. 3. Проспект фір-

ми на приладу "Ultrasonic clamp on flowmeters". 4. Альтишуль А.Д., Животовский Л.С. Иванов Л.П. Гидравлика и аэродинамика. М., 1987. 414 с. 5. Огибалов П.М., Мирзаджанзаде А.Х. Нестационарное движение вязко-пластичных сред. М., 1970. 415 с. 6. Green F. An acoustic Technique for Rapid Temperature Distribution measurement // J. Acoustic. Soc. Am. Vol.77. No 2. P.759-763. 7. Basarab-Horwath I., Dorozhovets M.M. Measurement of the temperature distribution in fluids Using Ultrasonic Tomography // New York.-IEEE Ultrasonic Symposium Proceedings. 1994. Vol.3. P.1891. 8. Дорожовець М.М., Басараб-Хорват І. Ультразвукове томографічне вимірювання температури // Вісн. ДУ "Львівська політехніка". 1996. № 305. С.102-107. 9. Schwartz A. Acoustic Measurement of Temperature and Velocity Fields in Furnace // Tomographic Techniques. Proceeding ECART-92-Manchester.- UK. 3/1992. P.381-389. 10. Дорожовець М.М. Математичні проблеми реконструкції об'єктів в технічній томографії // Вимірювальна техніка та метрологія. 1998. № 53. С.113-121. 11. Дорожовець М.М. Дослідження апроксимації поліноміальними базовими функціями в акустичній томографії температурних полів // Вимірювальна техніка та метрологія. 1999. Вип.54. С.11-18. 12. Dorozhovets M., Stadnyk B., Kowalczyk A. Temperature measurement by acoustic tomography system / Proceedings of TEMPMEKO'99 / The 7-th International Symposium on Temperature Measurement in Industry and science. Editors: Jaco F.Dubbeldam and Martin J. de Grood. Vol.2. Delft, The Netherlands. P.388-393.