

УДК 681.518.5+519.25

**Олександр Красильников<sup>1</sup>**, к.ф.-м.н., доц., <https://orcid.org/0000-0001-5666-6459>

**Віктор Берегун<sup>2</sup>**, к.т.н., доц., <https://orcid.org/0000-0002-6673-4491>

**Тетяна Полобюк<sup>1\*</sup>**, к.т.н., <https://orcid.org/0000-0001-8161-1767>

<sup>1</sup> Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна;

<sup>2</sup> Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», проспект Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна;

\* Автор-кореспондент: [polobyuk@gmail.com](mailto:polobyuk@gmail.com)

## АНАЛІЗ ХАРАКТЕРИСТИК КУМУЛЯНТНОЇ СИСТЕМИ ВІЯВЛЕННЯ ВИТОКІВ РІДИНИ У ТРУБОПРОВОДАХ

**Анотація.** Акустичні шумові сигнали, що генеруються витоком рідини через течу в трубопроводі, мають у загальному випадку негаусівський розподіл, тому для подальшого розвитку акустичного контактного течешукування разом із кореляційно-спектральними методами доцільно застосовувати методи, що використовуються для ймовірнісного аналізу негаусівських процесів, зокрема, кумулянтні методи шумової діагностики. Розглянуто принцип кумулянтного методу виявлення витoku рідини в трубопроводах у процесі експлуатації, який заснований на застосуванні кумулянтів для розрізнення акустичних шумових сигналів, що реєструються в точках контролю ділянки трубопроводу, а саме на використанні відстані між векторами кумулянтів сигналів та взаємної кореляційної функції сигналів. Наведено структурну схему кумулянтної системи виявлення витoku рідини. З метою використання кумулянтної системи виявлення витоків для діагностування енергетичних установок розроблено макет акустичної системи виявлення витоків, який є апаратно-програмним комплексом, що здійснює збір, реєстрацію та статистичну обробку акустичних шумових сигналів, у результаті якої приймається рішення про наявність або відсутність витoku, наведено параметри апаратної частини системи. Для отримання оцінок статистичних характеристик реальних сигналів витoku використано установку, яка дозволяє здійснювати за сталих умов фізичне моделювання витoku рідини в трубі у стоячій воді, з фіксованими розмірами течі та контролем рівня тиску. Як заваду використано акустичний шум, створюваний потоком рідини, що рухається в трубопроводі теплового пункту. З використанням статистичних характеристик реальних сигналів визначено характеристики кумулянтної системи виявлення витоків – загасання сигналу витoku; максимальна відстань між перетворювачами, за якої виявляється витік; чутливість виявляча; досліджено вплив смугової фільтрації на ці характеристики.

**Ключові слова:** акустичне контактне течешукування, виявляч витоків рідини, акустичні шумові сигнали, кумулянтний аналіз.

### 1. Вступ

Надійність енергетичних об'єктів і систем залежить переважно від стану трубопровідного устаткування – паропроводів, водопроводів, трубопроводів теплових мереж та ін. Останні десятиліття для експлуатаційного контролю герметичності трубопроводів енергетичного устаткування широко застосовується метод акустичного контактного течешукування (АКТ) [1–20]. Виявлення витоків методом АКТ засноване, як правило, на аналізі кореляційно-спектральних характеристик акустичних шумових сигналів, що генеруються витоком рідини через течу в об'єкті контролю [11–20]. Незважаючи на велику кількість розробок у даній області, застосування існуючих систем з виявлення та течешукування супроводжується похибками виявлення. Це

обумовлено складністю акустичної обстановки – конструкцією та безпосереднім доступом до об'єкту контролю, різноманітністю фізичних явищ, що супроводжують утворення сигналів витoku в наскрізному дефекті та їх подальше поширення об'єктом контролю, наявністю акустичних завад, створюваних працюючим устаткуванням.

Сигнали витoku мають у загальному випадку негаусівський розподіл, тому для подальшого розвитку АКТ разом із кореляційно-спектральними методами доцільно застосовувати методи, що використовуються для ймовірнісного аналізу негаусівських процесів, зокрема, кумулянтні методи шумової діагностики [17], що дозволить підвищити достовірність та чутливість до виявлення витоків. У роботі [18] на базі кумулянтного методу запропоновано спосіб виявлення витоків рідини в трубопроводі та структурна схема системи виявлення.

© О. КРАСИЛЬНИКОВ, В. БЕРЕГУН, Т. ПОЛОБЮК, 2022

Для подальшого використання кумулянтної системи виявлення витоків рідини необхідно дослідити її основні характеристики – максимальну довжину контрольованої ділянки трубопроводу та чутливість виявляча, що і визначає мету роботи.

**2. Кумулянтна система виявлення витоків**

Розглянемо модель формування акустичного сигналу витоку у трубопроводі [19]. Вважатимемо, що діагностована ділянка трубопроводу є прямолінійною (рис. 1).

Нехай у певній точці  $x_0$  трубопроводу виникла теча, тоді внаслідок перепаду тисків з труби відбувається витік робочої речовини (рідини), яка збуджує механічні коливання, що є джерелом акустичного сигналу витоку  $\xi_B(t)$ . У такій системі утворюється кілька джерел пружних коливань середовища – у зоні течі та в самому трубопроводі. Акустичний сигнал витоку  $\xi_B(t)$ , що сформувався, поширюється трубою в обидва боки від точки  $x_0$  і приймається встановленими в точках  $x_1$  і  $x_2$  електроакустичними перетворювачами (ЕАП-1 і ЕАП-2). Сигнал витоку спотворюється завадами  $\xi_{31}(t)$  і  $\xi_{32}(t)$ , які обумовлені шумами, створюваними переважно рухомим потоком рідини.

Електричні сигнали  $\xi_1(t)$  і  $\xi_2(t)$  на виході перетворювачів мають різні часові затримки відносно сигналу витоку  $\xi_B(t)$ , які залежать як від відстані між джерелом сигналу витоку та перетворювачами, так і від швидкості поширення акустичних хвиль у середовищі. Отже, спрощена модель діагностичних сигналів  $\xi_1(t)$  і  $\xi_2(t)$  на виході перетворювачів має такий вигляд:

$$\xi_1(t) = \xi_{B1}(t) + \xi_{31}(t) = A_1 \xi_B(t - \tau_1) + \xi_{31}(t);$$

$$\xi_2(t) = \xi_{B2}(t) + \xi_{32}(t) = A_2 \xi_B(t - \tau_2) + \xi_{32}(t),$$

де  $\xi_{B1}(t)$  і  $\xi_{B2}(t)$  – акустичні сигнали витоку в точках прийому;  $A_1 = A_{\text{сеп}}(l_1)$ ,  $A_2 = A_{\text{сеп}}(l_2)$  – величина загасання акустичного сигналу витоку на ділянках  $l_1 = x_0 - x_1$  і  $l_2 = x_2 - x_0$ ;  $\tau_1 = l_1/c$ ,  $\tau_2 = l_2/c$  – час затримки надходження сигналу

витоку до точок  $x_1$  і  $x_2$ ;  $c$  – швидкість звуку в трубопроводі.

Задачу виявлення витоку рідини в трубопроводі розглядатимемо як задачу розрізнення двох акустичних шумових сигналів  $\xi_1(t)$  і  $\xi_2(t)$ . Для розв’язання цієї задачі використаємо одновимірні кумулянтні функції сигналів  $\xi_1(t)$ ,  $\xi_2(t)$  та їх взаємну кореляційну функцію. Вважатимемо, що завади в точках  $x_1$  і  $x_2$  є незалежними процесами з однаковими імовірнісними характеристиками, а сигнал витоку  $\xi_B(t)$  та завада  $\xi_3(t)$  – незалежними стаціонарними випадковими процесами. Тоді одновимірні кумулянти  $\kappa_{s,1}$ ,  $\kappa_{s,2}$  сигналів  $\xi_1(t)$ ,  $\xi_2(t)$  та їх взаємна кореляційна функція  $R_{12}(\tau)$  описуються формулами

$$\kappa_{s,1} = A_1^s \kappa_{s,B} + \kappa_{s,3};$$

$$\kappa_{s,2} = A_2^s \kappa_{s,B} + \kappa_{s,3};$$

$$R_{12}(\tau) = A_1 A_2 R_B(\tau - \Delta\tau), \quad (1)$$

де  $\kappa_{s,B}$ ,  $\kappa_{s,3}$  – кумулянти  $s$ -го порядку сигналу витоку і завади;  $R_B(\tau)$  – кореляційна функція витоку  $\xi_B(t)$ ,  $\Delta\tau = \tau_2 - \tau_1 = (l_2 - l_1)/c$ .

Кумулянтний метод виявлення витоку полягає у використанні для розрізнення сигналів  $\xi_1(t)$  і  $\xi_2(t)$  їх взаємної кореляційної функції  $R_{12}(\tau)$  та відстані між векторами кумулянтів сигналів – метрики, визначеної формулою

$$\begin{aligned} \rho_{\mathbf{k}}(\xi_1, \xi_2) &= \rho(\mathbf{k}_1, \mathbf{k}_2) = \sum_{s=1}^n |\kappa_{s,1} - \kappa_{s,2}| = \\ &= \sum_{s=1}^n \left| \kappa_{s,B} (A_1^s - A_2^s) \right|, \end{aligned} \quad (2)$$

де  $\mathbf{k}_1 = (\kappa_{1,1}, \kappa_{2,1}, \dots, \kappa_{n,1})$ ,  $\mathbf{k}_2 = (\kappa_{1,2}, \kappa_{2,2}, \dots, \kappa_{n,2})$  – вектори кумулянтів сигналів  $\xi_1(t)$  і  $\xi_2(t)$ . Вочевидь, якщо сигнали  $\xi_1(t)$  і  $\xi_2(t)$  співпадають, то  $\mathbf{k}_1 = \mathbf{k}_2$  і  $\rho_{\mathbf{k}}(\xi_1, \xi_2) = 0$ .

З урахуванням формули (2) вирішальне правило про наявність або відсутність витоку формулюється так:

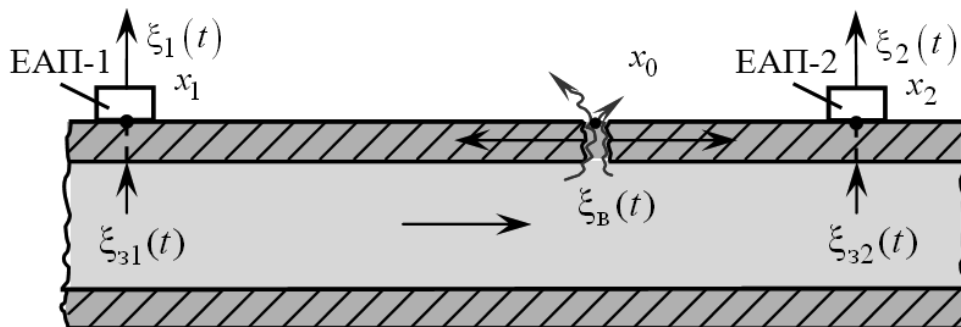


Рис. 1. Схема ділянки діагностування трубопроводу

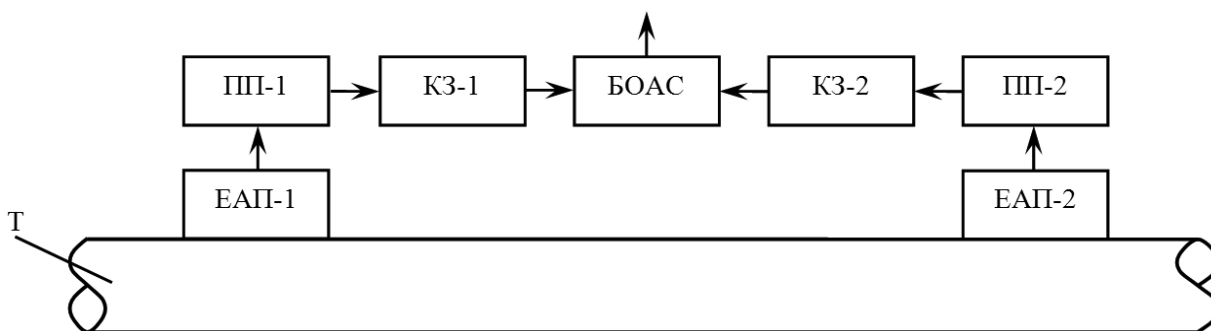


Рис. 2. Структурна схема системи виявлення витоків [18]

– витік відсутній, якщо одночасно виконуються дві умови

$$\rho_{\mathbf{k}}(\xi_1, \xi_2) = 0, \max_{\tau} R_{12}(\tau) = 0;$$

– витік є, якщо виконується хоча б одна з двох умов

$$\rho_{\mathbf{k}}(\xi_1, \xi_2) > 0 \text{ або } \max_{\tau} R_{12}(\tau) > 0.$$

На рис. 2 наведено структурну схему кумулянтної акустичної системи виявлення витоків, на якій позначено: Т – трубопровід; ЕАП-1, ЕАП-2 – електроакустичні перетворювачі; ПП-1, ПП-2 – попередні підсилювачі; КЗ-1, КЗ-2 – канали зв’язку; БОАС – блок обробки акустичних сигналів.

Система працює наступним чином. Сигнали, що надходять на перетворювачі, підсилюються попередніми підсилювачами і передаються каналами зв’язку в блок обробки акустичних сигналів.

У блоці обробки акустичних сигналів обчислюються оцінки взаємної кореляційної функції  $\hat{R}_{12}(\tau)$  сигналів  $\xi_1(t)$  та  $\xi_2(t)$ , вектори оцінок їх кумулянтів  $\hat{\mathbf{k}}_1 = (\hat{k}_{1,1}, \hat{k}_{2,1}, \dots, \hat{k}_{n,1})$ ,  $\hat{\mathbf{k}}_2 = (\hat{k}_{1,2}, \hat{k}_{2,2}, \dots, \hat{k}_{n,2})$  і метрика

$$\hat{\rho}_{\mathbf{k}}(\xi_1, \xi_2) = \rho(\hat{\mathbf{k}}_1, \hat{\mathbf{k}}_2) = \sum_{s=1}^n |\hat{k}_{s,1} - \hat{k}_{s,2}|. \quad (3)$$

На основі отриманих оцінок блок обробки акустичних сигналів формує рішення про відсутність або наявність витоків за такими правилами:

– витік відсутній, якщо одночасно виконуються дві умови

$$\hat{\rho}_{\mathbf{k}}(\xi_1, \xi_2) = 0, \max_{\tau} \hat{R}_{12}(\tau) = 0;$$

– витік є, якщо виконується хоча б одна з двох умов

$$\hat{\rho}_{\mathbf{k}}(\xi_1, \xi_2) > 0 \text{ або } \max_{\tau} \hat{R}_{12}(\tau) > 0.$$

З метою використання кумулянтної системи для діагностування енергетичних установок розроблено макет акустичної системи виявлення витоків (рис. 3). Він є апаратно-програмним

комплексом, що здійснює збір, реєстрацію та статистичну обробку акустичних шумових сигналів, в результаті якої приймається рішення про наявність або відсутність витоків [19].

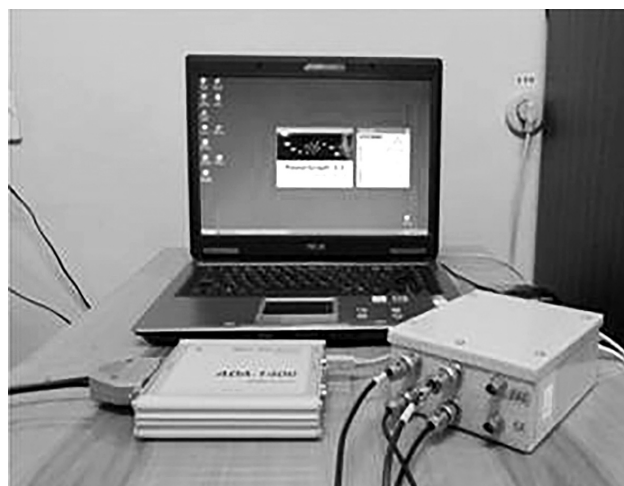


Рис. 3. Макет акустичної системи виявлення витоків [19]

До складу апаратної частини системи входять п’єзоелектричні акселерометри KD 39 (робочий діапазон частот до 13 кГц, чутливість за напругою 5 мВ/(м/с<sup>2</sup>)); підсилювач заряду (коефіцієнт підсилення за напругою 24 дБ); модуль АЦП ADA-1406 (розрядність 14 біт, частота дискретизації до 350 кГц, 16 аналогових каналів); ноутбук ASUS із процесором Intel Core 1,73 ГГц, ємністю оперативної пам’яті 1 Гбайт, об’ємом вільного місця 160 Гбайт.

У програмне забезпечення системи входить блок збору та реєстрації акустичних сигналів; блоки оцінювання їх імовірнісних характеристик – кумулянтів, кумулянтних коефіцієнтів, щільності ймовірностей, кореляційно-спектральних характеристик; блок прийняття рішення.

Для практичної реалізації кумулянтного методу виявлення витоків необхідно визначити наступні характеристики виявляча.

1. Величину загасання  $A_{\text{сеп}}(l)$ , яка необхідна для використання формули (1).

2. Значення реальної максимальної відстані  $L = x_2 - x_1$  між перетворювачами, за якої витік виявляється.

3. Чутливість методу, яка визначається мінімальним значенням величини  $\Delta l = l_2 - l_1$ , за якого у разі наявності витіку сигнали  $\xi_1(t)$  і  $\xi_2(t)$  розрізняються.

### 3. Визначення параметрів кумулянтного виявляча

Для знаходження характеристик виявляча необхідно знати конкретні значення кумулянтів і кумулянтних коефіцієнтів реальних сигналів витіку рідини та їх залежності від величини тиску в трубі і діаметра течі. Крім того, повинні бути відомі ймовірнісні характеристики акустичних завод, створюваних рухомих потоком рідини. На даний час імовірнісні характеристики акустичних сигналів витіку та завод, які залежать від багатьох факторів, вивчені недостатньо, тому для їх отримання проведено експериментальні дослідження із застосуванням напівнатурного моделювання.

Для отримання достовірних результатів статистичного аналізу акустичних сигналів витіку використано установку [19], яка дозволяє здійснювати фізичне моделювання витіку рідини в трубі у стоячій воді та виключити вплив шуму потоку рідини, що рухається в трубі, і вплив зовнішніх шумів. Основним вузлом установки є сталеві труба діаметром 159 мм та товщиною стінки 7 мм. У трубу через вузол подачі та регулювання надходить рідина, надлишковий тиск якої може досягати 0,8 МПа і контролюється манометром, встановленим на трубі. Для імітації витіку рідини в патрубках на трубі встановлюється насадка з наскрізним отвором циліндричної форми з мідними стінками та діаметром каналу 1 мм.

Як заводу використано акустичний шум, створюваний потоком рідини, що рухається в трубопроводі теплового пункту в корпусі № 7 Інституту технічної теплофізики НАН України. Розрахунковий температурний графік системи опалення – 95–70 °С. Теплове навантаження системи опалення складає 0,410 Гкал/год (0,476 МВт). У процесі вимірювання на зовнішньому контурі трубопроводу розподільної мережі тиск становив близько 0,7 МПа, об'ємна витрата теплоносія в середньому становила понад 1000 л/год, що забезпечувало швидкість потоку понад 0,567 м/с.

Для збору, реєстрації та статистичної обробки акустичних сигналів витіку та заводи використано систему виявлення витоків.

Результати досліджень наведено в роботах [19, 20] і використано надалі, щоб визначити характеристики виявляча.

*Визначення величини загасання.* Вважатимемо, що

$$A_{\text{сеп}}(l) = A^l, \quad (4)$$

де  $A$  – коефіцієнт загасання, який дорівнює величині загасання сигналу витіку на відстані 1 м, тобто  $A = A_{\text{сеп}}(1)$ . Нехай сигнал приймається ЕАП у точках  $x_1$ ,  $x_2$  (рис. 4).

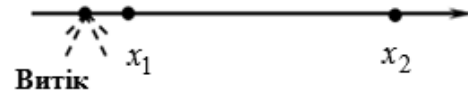


Рис. 4. Схема розташування перетворювачів на трубі

З формули (1) отримуємо, що за відсутності заводи кумулянти в точках  $x_1$ ,  $x_2$  на відстані  $l_1$  і  $l_2$  від точки  $x_0$  дорівнюють  $\kappa_{s,1} = \kappa_s(l_1) = \kappa_{s,B} A^{s l_1}$ ,  $\kappa_{s,2} = \kappa_s(l_2) = \kappa_{s,B} A^{s l_2}$ , звідки випливає формула для знаходження коефіцієнта загасання:

$$A = \left[ \frac{\kappa_{s,2}}{\kappa_{s,1}} \right]^{s(l_2-l_1)^{-1}}.$$

Для знаходження оцінок  $\hat{\kappa}_{s,1}$  і  $\hat{\kappa}_{s,2}$  проведено дослідження сигналів витіку [19] при тиску в трубі 0,6 МПа та діаметрі каналу 1 мм; акселерометри встановлювались на трубу на відстані  $x_1 = 0,05$  м і  $x_2 = 1,05$  м від витіку, тобто  $l_2 - l_1 = 1$  м. Результати оцінювання кумулянтів сигналів витіку в точках  $x_1$ ,  $x_2$  і розрахунок величини  $\delta_s = |\hat{\kappa}_{s,2} / \hat{\kappa}_{s,1}|^{1/s}$  наведено в табл. 1.

Для подальших розрахунків приймаємо коефіцієнт загасання рівним

$$A = \delta_2 = \sigma_2 / \sigma_1 = 0,744 \text{ м}^{-1},$$

де  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$  – середньоквадратичні відхилення сигналу витіку в точках  $x_1$ ,  $x_2$ . Зауважимо, що коефіцієнт загасання  $A$  сигналу на відстані 1 м не перевищує значення 3 дБ.

Отже, величина загасання на підставі формули (4) визначається виразом

$$A_{\text{сеп}}(l) = A^l = 0,744^l.$$

*Розрахунок відстані між перетворювачами.* Нехай теча знаходиться на відстані  $l_1 = L/2$  від точки  $x_1$ . Для знаходження максимальної відстані між перетворювачами  $L$  порівняємо кумулянти  $\kappa_{s,1}$  сигналу в точці  $x_1$  та заводи  $\kappa_{s,3}$ . Вимагаємо виконання умови

$$\begin{aligned} |\kappa_{s,1}| - |\kappa_{s,3}| &= A_1^s |\kappa_{s,B}| - |\kappa_{s,3}| = \\ &= A^{s l_1} |\kappa_{s,B}| - |\kappa_{s,3}| > 0. \end{aligned} \quad (5)$$

**Таблиця 1.** Статистичні характеристики сигналу витoku за поширення на відстані 1 м

$s$	2	3	4	5	6
$\hat{\kappa}_{s,1}$	1,0852	-0,0027	0,3846	0,0064	0,7237
$\hat{\kappa}_{s,2}$	0,6012	-0,0033	0,1030	-0,0098	0,0801
$ \hat{\kappa}_{s,2} / \hat{\kappa}_{s,1} $	0,554	1,222	0,268	1,531	0,111
$\delta_s$	0,744	1,069	0,719	1,089	0,693

Із формули (5) отримуємо

$$L = 2l_1 \leq -2 \frac{\lg K_s}{s \lg A} = 15,573 \frac{\lg K_s}{s}, \quad (6)$$

де параметр  $K_s$  дорівнює

$$K_s = \frac{|\kappa_{s,B}|}{|\kappa_{s,3}|} = \frac{|\kappa_{s,B}|}{|\kappa_{s,3}|}. \quad (7)$$

Для знаходження відстані  $L$  використаємо результати роботи [20], де вимірювання характеристик сигналу витoku проводились за тиску в трубі 0,6 МПа і діаметрі каналу 1 мм, а завади – за тиску в трубі 0,7 МПа. У табл. 2 наведено оцінки кумулянтів сигналу витoku  $\hat{\kappa}_{s,B}$  та завади  $\hat{\kappa}_{s,3}$ , отримані за формулою (7) оцінки параметра  $K_s$  та розраховані за формулою (6) значення оцінок відстані  $\hat{L}$ .

З даних табл. 2 отримуємо середнє значення величини відстані між перетворювачами  $L = 20,5$  м.

*Визначення чутливості методу.* Поставимо завдання визначити при заданій відстані  $L$  значення  $\Delta l = l_2 - l_1$ , за якого  $\rho(\kappa_1, \kappa_2) > 0$ , тобто мінімальне значення величини  $\Delta l$ , за якого у разі наявності витoku сигнали  $\xi_1(t)$  і  $\xi_2(t)$  розрізняються. Припустимо, що  $x_1 < x_0 < L/2$ . Тоді  $l_1 = 0,5L - 0,5\Delta l$ ,  $l_2 = 0,5L + 0,5\Delta l$ , і кумулянти в точках  $x_1$ ,  $x_2$  дорівнюють

$$\kappa_{s,1} = A^{0,5s(L-\Delta l)} \kappa_{s,B} + \kappa_{s,3};$$

$$\kappa_{s,2} = A^{0,5s(L+\Delta l)} \kappa_{s,B} + \kappa_{s,3}.$$

Порівнюємо кумулянти  $\kappa_{s,1}$  і  $\kappa_{s,2}$ . Для цього розглянемо відношення

$$\begin{aligned} \frac{|\kappa_{s,1}|}{|\kappa_{s,2}|} &= \frac{|A^{0,5s(L-\Delta l)} \kappa_{s,B} + \kappa_{s,3}|}{|A^{0,5s(L+\Delta l)} \kappa_{s,B} + \kappa_{s,3}|} \leq \\ &\leq \frac{A^{0,5s(L-\Delta l)} (|\kappa_{s,B}| + |\kappa_{s,3}|)}{A^{0,5s(L+\Delta l)} (|\kappa_{s,B}| + |\kappa_{s,3}|)}. \end{aligned}$$

Введемо параметр

$$\lambda_s = \frac{A^{0,5s(L-\Delta l)} (|\kappa_{s,B}| + |\kappa_{s,3}|)}{A^{0,5s(L+\Delta l)} (|\kappa_{s,B}| + |\kappa_{s,3}|)}. \quad (8)$$

Задамо умову  $\lambda_s > 1$  і проаналізуємо параметр  $\lambda_s$  залежно від  $\kappa_{s,3}$ .

1. За відсутності завади ( $\kappa_{s,3} = 0$ ) з виразу (8) отримуємо  $\lambda_s = A^{-s\Delta l}$ . Тоді з останньої формули знаходимо значення  $\Delta l_s$ , враховуючи що  $A = 0,744 \text{ м}^{-1}$ :

$$\Delta l_s = -\frac{\lg \lambda_s}{s \lg A} = 7,7865 \frac{\lg \lambda_s}{s}. \quad (9)$$

Зокрема, для  $s = 2$  отримуємо  $\Delta l_2 = 3,8933 \lg \lambda_2$ .

Якщо задати параметр  $\lambda_s$  однаковим для всіх  $s$ , то  $\Delta l_s = 7,7865 \lg \lambda / s$  і  $\Delta l_s$  зменшується при використанні кумулянтів вищих порядків:

$$\frac{\Delta l_{s+k}}{\Delta l_s} = \frac{s}{s+k}, \quad k = 1, 2, \dots$$

**Таблиця 2.** Розрахункові значення відстані між перетворювачами залежно від кумулянтів

$s$	2	3	4	5	6
$\hat{\kappa}_{s,3}$	0,0020	$3,58 \cdot 10^{-7}$	$-1,20 \cdot 10^{-6}$	$5,38 \cdot 10^{-9}$	$6,09 \cdot 10^{-9}$
$\hat{\kappa}_{s,B}$	1,0852	-0,0027	0,3846	0,0064	0,7237
$\hat{K}_s$	542,6	7541,9	$3,20 \cdot 10^5$	$1,20 \cdot 10^6$	$1,19 \cdot 10^8$
$\hat{L}, \text{ м}$	21,3	20,12	21,44	18,94	20,96

Зокрема, використовуючи кумулянт  $\kappa_6$  величина  $\Delta l_6 \approx 0,333\Delta l_2$ .

2. Розглянемо вираз (8) у загальному випадку, тобто коли  $\kappa_{s,3} \neq 0$ . Використовуючи формулу (7) для параметра  $K_s$ , наведемо формулу (8) у такому вигляді:

$$\lambda_s = \frac{K_s A^{0,5s(L-\Delta l_s)} + 1}{K_s A^{0,5s(L+\Delta l_s)} + 1}. \quad (10)$$

Із формули (10) отримуємо наступний вираз:

$$L = -\frac{2}{s \lg A} \lg \frac{K_s (A^{-0,5s\Delta l_s} - \lambda_s A^{0,5s\Delta l_s})}{\lambda_s - 1}. \quad (11)$$

Оскільки  $K_s > 0$  і  $\lambda_s > 1$ , то формула (11) коректна за виконання умови

$$A^{-0,5s\Delta l_s} - \lambda_s A^{0,5s\Delta l_s} > 0,$$

із якої отримуємо нерівність

$$\Delta l_s > -\frac{\lg \lambda_s}{s \lg A} = 7,7865 \frac{\lg \lambda_s}{s}. \quad (12)$$

Праві частини формул (9) і (12) співпадають, отже, вираз (9) визначає мінімальне значення  $\min \Delta l_s$  величини  $\Delta l_s$ , яке не залежить від відстані між перетворювачами  $L$  і від наявності чи відсутності завади. Знайдемо значення  $\Delta l_s$ , які враховують відстань  $L$  та наявність завади. Підставляючи у формулу (11) значення  $A = 0,744 \text{ м}^{-1}$ , отримуємо

$$L = \frac{15,573}{s} \lg \frac{K_s (0,744^{-0,5s\Delta l_s} - \lambda_s \cdot 0,744^{0,5s\Delta l_s})}{\lambda_s - 1}. \quad (13)$$

Враховуючи дані табл. 2, прийmemo  $L = 20 \text{ м}$  і задамо  $\lambda_s = 2$ . Тоді з формули (13) отримуємо рівняння для знаходження  $\Delta l_s$ :

$$20 = \frac{15,573}{s} \lg K_s (0,744^{-0,5s\Delta l_s} - 2 \cdot 0,744^{0,5s\Delta l_s}). \quad (14)$$

Використовуючи значення параметра  $\hat{K}_s$  із табл. 2, чисельними методами отримуємо розв'язок рівняння (14) відносно  $\Delta l_s$  при різних значеннях порядків  $s$  (табл. 3).

Отже, отримане значення  $\Delta l_2 = 1,98 \text{ м}$  більше теоретичного значення, яке для  $\lambda_s = 2$  дорівнює  $1,172 \text{ м}$  (див. формулу (9)). Зі зростанням порядку  $s$  (окрім  $s = 4$ ) значення  $\Delta l_s$  зменшуються.

*Вплив фільтрації на характеристики виявлення витоків.* Отримані у роботі [19] результати спектрального аналізу сигналів витоків рідини у трубопроводі і завод показали, що у сигналі витоків можна виокремити три характерні смуги частот – 0–5 кГц; 5–10 кГц і 10–15 кГц, а основна потужність завади зосереджена в смузі 0–5 кГц. Спектральна щільність сигналу витоків перевищує спектральну щільність завади в середньому на 30 дБ у смузі 0–5 кГц, а в смугах 5–10 кГц та 10–15 кГц – більш ніж на 50 дБ.

Тому для подальших досліджень використано результати вимірювань кумулянтів із смуговою фільтрацією завади та сигналу. У табл. 4 наведено значення оцінок параметра  $\hat{K}_{s,\phi}$ , розраховані на підставі результатів роботи [20] за формулою

$$K_{s,\phi} = \left| \frac{K_{s,B}}{K_{s,3}} \right|.$$

З даних табл. 4 випливає, що після фільтрації в смугах 5–10 кГц та 10–15 кГц значення параметра  $\hat{K}_{s,\phi}$  на кілька порядків перевищує значення параметра  $\hat{K}_s$  без фільтрації. Визначимо відношення сигнал/завада так:

$$K = \frac{\sigma_B}{\sigma_3} = [K_{2,\phi}]^{1/2},$$

де  $\sigma_B$ ,  $\sigma_3$  – середньоквадратичні відхилення сигналу витоків та завади.

Використовуючи значення  $K_{2,\phi}$  з табл. 4, отримуємо, що застосування фільтрації збільшує відношення сигнал/завада для смуги 5–10 кГц більш ніж у 15 разів (на 23,9 дБ) та більш ніж у 19 разів (на 25,8 дБ) для смуги 10–15 кГц порівняно з відсутністю фільтрації.

**Таблиця 3.** Розрахункові значення чутливості методу

$s$	2	3	4	5	6
$\hat{K}_s$	542,6	7541,9	$3,20 \cdot 10^5$	$1,20 \cdot 10^6$	$1,19 \cdot 10^8$
$\Delta l_s, \text{ м}$	1,98	1,52	0,84	1,44	0,56
$\Delta l_s / L$	0,099	0,076	0,042	0,072	0,028

Знайдемо значення відстані  $L_{\phi}$  між перетворювачами та значення  $\Delta l_{\phi}$  для профільтованих у смузі 5–10 кГц сигналів витoku та завади, використовуючи результати табл. 4.

На підставі (6) формула для розрахунку максимальної відстані  $L_{\phi}$  має вигляд

$$L_{\phi} \leq -2 \frac{\lg K_{s,\phi}}{s \lg A} = 15,573 \frac{\lg K_{s,\phi}}{s}. \quad (15)$$

Усреднюючи значення відстані  $L_{\phi}$  для  $s=2,6$ , розраховані за формулою (15), отримуємо середнє значення величини відстані  $L_{\phi} = 40,5$  м. Отже, застосування фільтрації дозволяє збільшити відстань між перетворювачами з  $L \approx 20$  м до  $L_{\phi} \approx 40$  м, тобто вдвічі.

Знайдемо значення величини  $\Delta l_{s,\phi}$ , використовуючи вираз (13), у такому вигляді:

$$L_{\phi} = \frac{15,573}{s} \times \lg \frac{K_{s,\phi} \left( 0,744^{-0,5s\Delta l_{s,\phi}} - \lambda_{s,\phi} \cdot 0,744^{0,5s\Delta l_{s,\phi}} \right)}{\lambda_{s,\phi} - 1}, \quad (16)$$

де параметр  $\lambda_{s,\phi} > 1$  на підставі формули (10) дорівнює

$$\lambda_{s,\phi} = \frac{K_{s,\phi} A^{0,5s(L-\Delta l_{s,\phi})} + 1}{K_{s,\phi} A^{0,5s(L+\Delta l_{s,\phi})} + 1}.$$

Задамо для всіх  $s$  значення параметра  $\lambda_{s,\phi}$  однаковим  $\lambda_{s,\phi} = \lambda = 2$  і приймемо  $L = 40$  м. Тоді з формули (16) отримуємо рівняння для знаходження  $\Delta l_{s,\phi}$ :

$$40 = \frac{15,573}{s} \lg K_{s,\phi} \left( 0,744^{-0,5s\Delta l_{s,\phi}} - 2 \cdot 0,744^{0,5s\Delta l_{s,\phi}} \right). \quad (17)$$

Чисельними методами отримуємо розв'язки рівняння (17) відносно  $\Delta l_{s,\phi}$  для різних значень порядків  $s$  і  $\hat{K}_{s,\phi}$  (табл. 4), результати наведено в табл. 5.

Із порівняння даних табл. 3 і 5 можна зробити висновок, що  $\Delta l_{s,\phi} > \Delta l_s$  для всіх порядків  $s$  (окрім  $s = 4$ ), проте виконується нерівність відношень величин  $\Delta l_s / L > \Delta l_{s,\phi} / L_{\phi}$  для всіх порядків  $s$ .

#### 4. Висновки

1. На основі аналізу оцінок кумулянтів акустичних сигналів витoku рідини, отриманих на установці для їх фізичного моделювання, встановлено, що коефіцієнт загасання на відстані 1 м становить  $0,744 \text{ м}^{-1}$  (3 дБ/м). Величина загасання необхідна для розрахунку відстані між перетворювачами та визначення чутливості кумулянтного методу виявлення витоків.

2. Для знаходження максимальної відстані  $L$  між перетворювачами проведено порівняльний аналіз оцінок кумулянтів  $\kappa_{s,1}$  сигналу в точці прийому  $x_1$  та завади  $\kappa_{s,3}$ , у результаті чого отримано, що для виявлення витoku середнє значення величини відстані між перетворювачами становить  $L = 20,5$  м.

3. На підставі розробленої методики отримано оцінки чутливості  $\Delta l_s$  кумулянтного виявляча, абсолютне значення якої використовуючи кумулянт  $\kappa_2$  дорівнює  $\Delta l_2 = 1,98$  м, а відносне значення становить  $\Delta l_2 / L = 0,099$ .

Таблиця 4. Відношення сигнал/завада в різних смугах частот

Смуга фільтрації	$\hat{K}_{2,\phi}$	$\hat{K}_{3,\phi}$	$\hat{K}_{4,\phi}$	$\hat{K}_{5,\phi}$	$\hat{K}_{6,\phi}$
Без фільтра	542,6	7541,9	$3,20 \cdot 10^5$	$1,20 \cdot 10^6$	$1,19 \cdot 10^8$
0–5 кГц	76,65	2380,95	3223,14	$1,28 \cdot 10^5$	$1,64 \cdot 10^5$
5–10 кГц	$1,33 \cdot 10^5$	$2,24 \cdot 10^7$	$4,72 \cdot 10^{11}$	$1,81 \cdot 10^{12}$	$5,66 \cdot 10^{15}$
10–15 кГц	$2,05 \cdot 10^5$	$2,21 \cdot 10^8$	$1,63 \cdot 10^{14}$	$4,49 \cdot 10^{12}$	$5,53 \cdot 10^{18}$

Таблиця 5. Розрахункові значення чутливості методу при фільтрації в смузі 5–10 кГц

$s$	2	3	4	5	6
$\hat{K}_{s,\phi}$	$1,33 \cdot 10^5$	$2,24 \cdot 10^7$	$4,72 \cdot 10^{11}$	$1,81 \cdot 10^{12}$	$5,66 \cdot 10^{15}$
$\Delta l_{s,\phi}, \text{ м}$	2,37	2,42	0,61	1,95	0,57
$\Delta l_{s,\phi} / L_{\phi}$	0,059	0,061	0,015	0,049	0,014

4. Застосування смугової фільтрації дозволяє вдвічі збільшити значення відстані між перетворювачами, з  $L \approx 20$  м до  $L_{\phi} \approx 40$  м, а також збільшити чутливість методу, оскільки для всіх порядків  $s$  виконується нерівність відношень величин  $\Delta L_s/L > \Delta L_{s,\phi}/L_{\phi}$ .

Розробка кумулянтної системи виявлення витоків рідини дозволить підвищити достовірність та чутливість виявлення витоків рідини в трубопроводах. Подальшим розвитком цього напрямку може бути дослідження оцінок метрики (2), розробка системи прийняття рішень, дослідження застосування трикомпонентних перетворювачів, тощо.

#### Посилання

1. Дробот Ю.Б., Грешников В.А., Бачегов В.Н. Акустическое контактное течеискание. М.: Машиностроение, 1989. 120 с.
2. Заміховський Л.М., Штаєр Л.О. Контроль витоків з магістральних та технологічних трубопроводів: монографія. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. 224 с.
3. Баранов В.М., Гриценко А.И., Карасевич А.М. и др. Акустическая диагностика и контроль на предприятиях топливно-энергетического комплекса: монография. М.: Наука, 1998. 303 с.
4. Leak Detection: Technology and Implementation: 2nd edition. By Stuart, Hamilton. Bambos Charalambos Publisher: IWA Publishing, 2020. 200 p.
5. Ahmad S., Ahmad Z., Kim C-H., Kim J-M. A Method for Pipeline Leak Detection Based on Acoustic Imaging and Deep Learning. *Sensors (Basel)*. 2022; 22(4):1562. <https://doi.org/10.3390/s22041562>
6. Lin, W.; Wang, F.; Liu, Z.; Wu S.; Qiu X. Pipeline Leak Detection by Using Time-Domain Statistical Features. *IEEE Sensors Journal*. 2017. 17(19), 6431—6442.
7. Ting L.L., Tey J.Y., Tan A.C., King Y.J., Faidz A.R. Improvement of acoustic water leak detection based on dual tree complex wavelet transform-correlation method. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. 2019, 268: 012025. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/268/1/012025>
8. Tang X., Liu Y., Zheng L., Ma C., Wang H. Leak Detection of Water Pipeline Using Wavelet Transform Method. *International Conference on Environmental Science and Information Application Technology*, 2009. 217—220. <https://doi.org/10.1109/ESIAT.2009.57>
9. Meinert D., Gorny M., Pollmann A., Chen J., Garbi A. Monitoring Acoustic Noise in Steel Pipelines. *Proceedings of the 2008 7th International Pipeline Conference*. 2008 7th International Pipeline Conference, Volume 1. Calgary, Alberta, Canada. September 29—October 3, 2008. 509—516. ASME. <https://doi.org/10.1115/IPC2008-64115>

10. Приужалов А.Д., Капитонов Н.Л., Воронцов А.В. Контроль утечек в трубопроводной арматуре в процессе эксплуатации. *Технологии нефти и газа*. 2012 № 3. 50—53.
11. Hu Z., Tariq S., Zayed T. A comprehensive review of acoustic based leak localization method in pressurized pipelines. *Mech. Syst. Signal Processing*, 2021. 161: 107994.
12. Glentis G., Angelopoulos K. Leakage detection using leak noise correlation techniques: overview and implementation aspects. *Proceedings of the 23rd Pan-Hellenic Conference on Informatics*, 2019.
13. Faerman V.A., Cheremnov A.G., Avramchuk V.S., Shepetovsky D.V. The leak location package for assessment of the timefrequency correlation method for leak location. *IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series* 803 (2017): 012040. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/803/1/012040>
14. Владимирський О.А., Владимирський І.А. Просторовий і частотний кореляційні параметричні методи визначення координат витоків підземних трубопроводів. *Електронне моделювання*. 2021. Т. 43, № 4, 22—36.
15. Владимирський О.А. Параметричні методи діагностування підземних трубопроводів з урахуванням багатохвильового поширення інформаційних сигналів. *Електронне моделювання*. 2019, Т. 41, № 1, 03—18.
16. Луцкий М.Г., Пономаренко А.В., Филоненко С.Ф. Обработка сигналов акустической эмиссии при определении положения сквозных дефектов. *Автоматика. Автоматизация. Электротехнические комплексы и системы*. 2008. № 2, 74—82.
17. Красильников А.И. Перспективные направления шумовой диагностики теплоэнергетического оборудования. *Неруйнівний контроль та технічна діагностика – UkrNDT-2016: 8-ма Національна науково-технічна конференція, 22–24 листопада 2016: зб. допов. Київ: УТНКТД, 2016. 125—130.*
18. Спосіб виявлення витоків рідини в трубопроводах: пат. 112139 Україна: МПК F17D 5/02; G01N29/14; G01M 3/04; G01M 3/24 (2006.01). № а 2015 05917; заявл. 15.06.2015; опубл. 25.07.2016, Бюл. № 14.
19. Апаратно-програмне забезпечення моніторингу об'єктів генерування, транспортування та споживання теплової енергії: монографія / В.П. Бабак, та ін.; за ред. чл.-кор. НАН України В.П. Бабака. Київ: Ін-т техн. теплофізики НАН України, 2016. 298 с.
20. Берегун В.С., Красильников А.И., Полобюк Т.А. Анализ влияния фильтрации на чувствительность кумулянтного метода обнаружения акустических сигналов утечки. *Промислова теплотехніка*. 2018. Т. 40, № 2. 78—83.



## ANALYSIS OF THE CHARACTERISTICS OF A CUMULANT SYSTEM FOR LIQUID LEAKAGE DETECTION IN PIPELINES

**Oleksandr Krasylnikov**<sup>1</sup>, PhD (Phys. & Math.), Associate Professor,  
<https://orcid.org/0000-0001-5666-6459>

**Viktor Beregun**<sup>2</sup>, PhD (Engin.), Associate Professor,  
<https://orcid.org/0000-0002-6673-4491>

**Tetiana Polobiuk**<sup>1\*</sup>, PhD (Engin.), <https://orcid.org/0000-0001-8161-1767>

<sup>1</sup> Institute of General Energy of NAS of Ukraine, 172, Antonovycha Str., Kyiv, 03150, Ukraine;

e-mail: [info@ienergy.kiev.ua](mailto:info@ienergy.kiev.ua)

<sup>2</sup> National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, 37, Prosp. Peremohy, Kyiv, 03056, Ukraine;

e-mail: [viktorberegun@i.ua](mailto:viktorberegun@i.ua)

\* Corresponding author: [polobyuk@gmail.com](mailto:polobyuk@gmail.com)

**Abstract.** *Acoustic noise signals that are generated by fluid leakage due to a leak in the pipeline have in general case non-Gaussian distribution, so for the further development of acoustic contact leak detection together with correlation-spectral methods it is advisable to use methods used for probabilistic analysis of non-Gaussian processes, in particular cumulant methods of noise diagnostics. The principle of cumulant method of liquid leakage detection in pipelines during operation is considered, which is based on the use of cumulants to distinguish acoustic noise signals registered at the control points of the pipeline section, namely on use of the distance between the cumulant vectors of signals and the mutual correlation function of signals. The block diagram of the cumulant system for liquid leakage detection is given. In order to use the cumulant leakage detection system for power plant diagnosis, a layout of the acoustic leak detection system has been developed, which is a hardware-software complex that performs the collection, registration and statistical processing of acoustic noise signals, as a result of which a decision is made on the presence or absence of leakage, the parameters of the hardware part of the system were given. To obtain estimates of the statistical characteristics of real leakage signals, an installation was used that allows to perform physical modeling of fluid leakage in a pipeline in standing water under sustainable conditions, with fixed leak dimensions and pressure level control. Acoustic noise generated by the flow of fluid moving in the heat pipeline is used as interference. Using the statistical characteristics of real signals, the characteristics of the cumulant leakage detection system were determined – leakage signal attenuation; the maximum distance between the transducers at which the leakage is detected; detector sensitivity; the influence of bandpass filtering on these characteristics is investigated.*

**Keywords:** acoustic contact leak detection, liquid leakage detector, acoustic noise signals, cumulant analysis.

### References

1. Drobot, Yu.B., Greshnikov, V.A., & Bachegov, V.N. (1989). Acoustic contact leak detection. M.: Mashinostroenie, 120 p. [in Russian].
2. Zamikhovskiy, L.M., & Shtaiyer, L.O. (2013). Leakage control from main and technological pipelines: monograph. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 224 p. [in Ukrainian].
3. Gritsenko, A.I., Karasevich A.M., Kudryavcev, E.M., Remizov, V.V. & Sarychev, H.A. (1998). Acoustic diagnostics and control at the enterprises of the fuel and energy complex: monograph. M.: Nauka, 303 p. [in Russian].
4. Hamilton, S., & Charalambous, B. (2020). Leak Detection: Technology and Implementation. (2nd edition). IWA Publishing, 200 p.
5. Ahmad, S., Ahmad, Z., Kim, C.-H., & Kim, J.-M. (2022). A Method for Pipeline Leak Detection Based on Acoustic Imaging and Deep Learning. *Sensors (Basel)*, 22(4) [1562]. <https://doi.org/10.3390/s22041562>
6. Lin, W., Wang, F., Liu, Z., Wu, S., & Qiu, X. (2017). Pipeline Leak Detection by Using Time-Domain Statistical Features. *IEEE Sensors Journal*, 17(19), 6431–6442.
7. Ting, L.L., Tey, J.Y., Tan, A.C., King, Y.J., & Faidz, A.R. (2019). Improvement of acoustic water leak detection based on dual tree complex wavelet transform-correlation method. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 268 [012025]. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/268/1/012025>

8. Tang, X., Liu, Y., Zheng, L., Ma, C., & Wang, H. (2009). Leak Detection of Water Pipeline Using Wavelet Transform Method. International Conference on Environmental Science and Information Application Technology. Pp. 217–220. <https://doi.org/10.1109/ESIAT.2009.57>
9. Meinert, D., Gorny, M., Pollmann, A., Chen, J., & Garbi, A. (2008). Monitoring Acoustic Noise in Steel Pipelines. Proceedings of IPOC the 2008 7th International Pipeline Conferenc, 1. Calgary, Alberta, Canada, September 29–October 3, pp.509–516. ASME. <https://doi.org/10.1115/IPC2008-64115>
10. Prituzhalov, A.D., Kapitonov, N.L., & Vorontsov, A.V. (2012). Control of leaks in pipeline fittings during operation. Tekhnologii nefi i gaza, 3, 50–53 [in Russian].
11. Hu, Z., Tariq, S., & Zayed, T. (2021). A comprehensive review of acoustic based leak localization method in pressurized pipelines. Mech. Syst. Signal Processing, 161 [107994].
12. Glentis, G., & Angelopoulos, K. (2019). Leakage detection using leak noise correlation techniques: overview and implementation aspects. Proceedings of the 23rd Pan-Hellenic Conference on Informatics.
13. Faerman, V.A., Cheremnov, A.G., Avramchuk, V.S., & Shepetovsky, D.V. (2017). The leak location package for assessment of the timefrequency correlation method for leak location. IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series 803 [012040]. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/803/1/012040>.
14. Vladymyrskyi, O.A., & Vladymyrskyi, I.A. (2021). Spatial and frequency correlation parametric methods for determining the coordinates of leaks in underground pipelines. Elektronne modeliuвання, 43(4), 22–36 [in Ukrainian].
15. Vladymyrskyi, O.A. (2019). Creation of parametric methods for diagnosing underground pipelines taking into account the multi-wave propagation of information signals. Elektronne modeliuвання, 41(1), 03–18 [in Ukrainian].
16. Lutsky, M.G., Ponomarenko, A.V., & Filonenko, S.F. (2008). Processing of acoustic emission signals when determining the position of through defects. Avtomatika. Avtomatizatsiya. Elektrotekhnicheskie komplekxy i sistemy, (2), 74–82 [in Russian].
17. Krasilnikov, A.I. (2016). Promising directions of noise diagnostics of thermal power equipment. Proc. 8th National Scientific and Technical Conference Neruinivnyi kontrol ta tekhnichna diahnostyka – UkrNDT-2016, November 22–24, Kyiv, pp.125–130 [in Russian].
18. Babak, V.P., Krasylnikov, O.I., & Polobiuk, T.A. (2016). Method of detecting fluid leakage in pipelines (Patent UA No 112139). <https://uapatents.com/6-112139-sposib-viyavlennya-vitoku-ridini-v-truboprovodakh.html> [in Ukrainian].
19. Babak, V.P., Beregun, V.S., Burova, Z.A., Vorobyov, L.Y., Decusha, L.V., Krasilnikov, A.I., ... & Polobyuk, T.A. (2016). Hardware-software for monitoring the objects of generation transportation and consumption of thermal energy: monograph. Institute of Engineering Thermophysics of NAS of Ukraine, Kyiv, 298 p. [in Ukrainian].
20. Beregun, V.S., Krasilnikov, A.I., & Polobyuk, T.A. (2018). Analysis of the influence of filtration on the sensitivity of the cumulant method of detecting the acoustic signals of leakage. Promyslova teplotekhnika, 40(2), 78–83 [in Russian].

*Надійшла до редколегії: 31.03.2022*