МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОБЧИСЛЮВАЛЬНІ МЕТОДИ

DOI: <https://doi.org/10.15407/emodel.43.03.003>
УДК 004.942:620.179.18:621.643.8

О.А. Владимирський, д-р техн. наук, **І.А. Владимирський**, канд. техн. наук
Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України
Україна, 03164, Київ, вул. Генерала Наумова, 15
тел. +38 (050) 2503612, +38 (050) 7116930
e-mail: av1000000@ukr.net; leakdetect@rambler.ru; gosho2018@yahoo.com

Кореляційні параметричні методи визначення координат витоків підземних трубопроводів

Розроблені методи діагностування підземних трубопроводів є розвитком відомого кореляційного методу визначення координат витоків з врахуванням ускладнень, які вносять множинність типів хвиль та пошкоджень у сукупності зі сторонніми завадами. Побудовано діагностичну модель ділянки трубопроводу, яка моделює наявність в ньому пошкоджень як джерел стаціонарних акустичних шумів, багатохвильове поширення цих шумів до датчиків течешукача, а також наявність сторонніх, статистично не пов'язаних завад. Модель призначена для формалізації наявних ускладнень та побудови адекватних алгоритмів їх подолання. Сформовано перелік діагностичних параметрів, які в умовах інтерференційних спотворень за величиною характеризують якість селекції інформативної хвилі гідравлічного удару. Проаналізовано зв'язок ускладнень з цими параметрами, зроблено висновки щодо їхнього подальшого застосування.

К л ю ч о в і с л о в а : трубопровід, хвиля, кореляція, модель, витік.

Кореляційний метод (КМ) має багато переваг [1—3] і є одним з найпоширеніших при визначенні координат витоків в трубопроводах. Однак застосування КМ може супроводжуватися суттєвими помилками при визначенні координат витоків [1, 2, 4, 5]. На основі численних опублікованих експериментальних і теоретичних даних [4, 5, 6—11] встановлено, що на підземних трубопроводах реєструються не тільки хвилі гідравлічного удару, а й інші хвилі, які поширюються з різними швидкостями і мають різне загасання.

Підвищення достовірності КМ неможливе без урахування багатохвильової природи поширення вібросигналів і явищ інтерференції. Тому у [12] було запропоновано загальний методологічний підхід до вирішення цієї проблеми, який стосовно пошуку витоків має такі основні етапи:

© Владимирський О.А., Владимирський І.А., 2021

- формування діагностичної моделі (ДМ) ділянки трубопроводу, орієнтованої на пошук витоків в умовах множинності типів акустичних хвиль та витоків, інтерференційних спотворень та наявності сторонніх акустичних завад;
- формування переліку діагностичних параметрів, чутливих до інтерференції хвиль (ІХ), які за величиною характеризують якість просторово-частотної селекції найбільш потужної та інформативної хвилі гідравлічного удару;
- визначення координат найбільш потужного витoku та координат інших пошкоджень (за наявності) за результатами аналізу сукупності визначених показових параметрів.

Розглянемо детальніше розробку нових, стійких до ускладнень, методів пошуку витоків на основі означеного підходу.

Постановка задачі. Відповідно до [12] для визначення місць витоків в умовах багатохвильового поширення (БП) акустичних сигналів необхідно виконати наступне:

1. Забезпечити можливість впливу на ступінь інтерференційних спотворень сигналів при їх реєстрації під час пошуку витоків. Для цього, по перше, з обох кінців діагностованої ділянки трубопроводу (ДДТ) необхідно мати вільні місця доступу (МД) до трубопроводу для кількох позицій датчиків на відстані не менше 0,5 м, по друге, вихідними даними повинні бути не окремі сигнали з кінців ДДТ, а масиви цифрових акустичних даних $\{x_n(i)\}$ і $\{y_j(i)\}$, де n відповідає положенню датчика на одному кінці ДДТ, а j — на іншому його кінці. Зазначені масиви формуються синхронно.

2. Сформувати ДМ ДДТ у вигляді матриці з G строками лінійних смугових фільтрів з частотною характеристикою $\exp(-j\omega T_\eta) \dot{H}_\eta(\omega)$, де $\eta=1, \dots, G$ — номер хвилі, що моделюється; $\dot{H}_\eta(\omega)$ — частотна функція, яка визначає частотні властивості η -ї модельованої хвилі, тобто зайнятий хвилею частотний діапазон, загасання і групову затримку поширення основної енергії; T_η — частотно-незалежна затримка поширення η -ї хвилі, яка визначає фазову швидкість поширення η -ї хвилі [12]. Вплив на ДДТ акустичного шуму від джерел зовнішніх завад і витоків враховується введенням джерел широкосмугових шумоподібних сигналів $S_i(t)$. У ДДТ вводяться також елементи просторового зсуву ΔL_j між датчиками для позначення управління умовами ІХ при реєстрації акустичних сигналів на поверхні трубопроводу.

3. Сформувати масиви оцінок кореляційних функцій $\{R_{nj}(k)\}$ на основі первинних даних, які є масивами синхронних багатоканальних записів акустичних сигналів і зазнають кореляційної обробки.

4. Для здобуття частотних спектрів просторово залежних діагностичних параметрів кожна функція $R_m(k)$, де m — nj -а пара позицій датчиків, розкладається на смугові компоненти,

$$\psi_{m\mu}(k) = \sum_{n=1}^{N_h} (R_m(k-n)h_{\mu}(n)), \quad m = 1 \dots M, \quad (1)$$

фільтрами з імпульсними характеристиками $h_{\mu}(k)$ в заданому діапазоні частот від нижньої f_n до верхньої f_b границі робочого діапазону з наступним компенсуванням часового зсуву, внесеного фільтрами у результати. Фільтри є лінійними смуговими з резонансними частотами f_{μ} :

$$f_{\mu} = f_n + (\mu-1) \Delta f,$$

де $\mu = 1, 2, \dots M_1$; $M_1 \in R$; $M_1 = (f_b - f_n) / \Delta f + 1$.

5. Враховуючи завдання пошуку витоків, необхідно встановити вид операторів ϕ_{γ} для визначення діагностичних параметрів якості управління $P_{\gamma m\mu} = \phi_{\gamma}(\psi_{m\mu}(k))$, яке здійснюється перебором просторового m та частотного μ параметрів управління для максимізації параметрів якості.

Побудова діагностичної моделі трубопроводу (див. рисунок) дозволяє уявити явища БП, ІХ і акустичних завад, які суттєво впливають на точність і достовірність визначення місць витоків підземних трубопроводів у вигляді, зручному для розробки відповідного практичного методу врахування їх впливу і вирішення задачі виявлення витоків з високою точністю і достовірністю. Вплив на ДДТ джерел акустичних завад і витоків подано у вигляді статистично не пов'язаних один з одним широко-смугових стаціонарних випадкових сигналів $S_i(t)$.

Багатохвильове поширення моделюється паралельними багатоланковими лінійними смуговими фільтрами. Модель складається з G каналів і N секцій. На рисунку символами ΔT_{η} і h_{η} позначено відповідно фіксовану часову затримку поширення та імпульсну характеристику фільтру кожної секції η -го каналу, символами ΔL_n і ΔL_j — управління умовами ІХ при реєстрації акустичних сигналів на поверхні трубопроводу.

Формування вібро сигналів $x(t)$, $y(t)$, які реєструються відповідно в МД1 і МД2 згідно з ДМ здійснюється так:

$$x_n(t) = \sum_{i=1}^N x_{ni}(t); \quad x_{ni}(t) = \sum_{\eta=1}^G \xi_{\eta xi}(t);$$

$$\xi_{\eta xi}(t) = d_{\eta i} \int_0^T (S_i(t-\tau) \phi_{x\eta i}(\tau) d\tau; \quad (2)$$

$$y_j(t) = \sum_{i=1}^N y_{ji}(t); \quad y_{ji}(t) = \sum_{\eta=1}^G \xi_{\eta yi}(t);$$

$$\xi_{\eta yi}(t) = d_{\eta i} \int_0^T (S_i(t-\tau) \phi_{y\eta i}(\tau) d\tau, \quad (3)$$

де $d_{\eta i}$ — коефіцієнт передачі сигналу від i -го джерела акустичного шуму $S_i(t)$ в η -у хвилю; $\phi_{x\eta i}(t)$ і $\phi_{y\eta i}(t)$ — імпульсні характеристики частини η -го каналу моделі, що відокремлюють джерело $S_i(t)$ від місця реєстрації вібросигналу, відповідно в МД1 і МД2; $\xi_{\eta xi}(t)$ і $\xi_{\eta yi}(t)$ — частини акустичного сигналу $S_i(t)$, перенесені η -ю хвилею, відповідно до МД1 і МД2; $x_{ni}(t)$ і $y_{ji}(t)$ — породжені i -м джерелом акустичного шуму компоненти реєстрованих сигналів відповідно $x_n(t)$ і $y_j(t)$.

Вирази для кореляційних функцій. У відповідності до [12] запишемо (2) і (3) у вигляді

$$x_n(t) = \sum_{i=1}^N x_{ni}(t); \quad x_{ni}(t) \approx \sum_{\eta=1}^G \left(\varepsilon_{\eta}^{L_{xi} + \Delta L_n} S_{i\eta} \left(t - \frac{L_{xi}}{V_{\eta}} - \frac{\Delta L_n}{V_{\eta}} \right) \right); \quad (4)$$

$$y_j(t) = \sum_{i=1}^N y_{ji}(t); \quad y_{ji}(t) \approx \sum_{\eta=1}^G \left(\varepsilon_{\eta}^{L_{yi} + \Delta L_j} S_{i\eta} \left(t - \frac{L_{yi}}{V_{\eta}} - \frac{\Delta L_j}{V_{\eta}} \right) \right). \quad (5)$$

Тут ΔL_n і ΔL_j — n -е і j -е зміщення датчика вздовж трубопроводу в МД1 і МД2, показане на рисунку у вигляді відповідних елементів просторового управління; $x_n(t)$ — сигнал $x(t)$, зареєстрований в точці n на поверхні трубопроводу в МД1; $y_j(t)$ — сигнал $y(t)$, зареєстрований в точці j на поверхні трубопроводу в МД2; $S_{i\eta}(t)$ — частина сигналу в смузі пропускання η -го фільтра, яка поширюється з груповою швидкістю V_{η} ;

Діагностична модель ділянки трубопроводу для визначення координат витоків: 1 — управління через обрання місця установки n вібродатчика (додаванням ΔL_n); 2 — управління через обрання місця установки j вібродатчика (додаванням ΔL_j)

ε_η — питомий коефіцієнт загасання в η -й модельованій хвилі; L_{xi} і L_{yi} — відстань від i -го джерела сигналу $S_i(t)$ відповідно до МД1 і МД2, $L_{xi} + L_{yi} = L$, де L — відстань між МД1 і МД2.

Уявимо оцінку взаємної кореляційної функції (ВКФ) сигналів $x_n(t)$ і $y_n(t)$, сформованих згідно з (4) і (5):

$$R_m(k) = R_{nj}(k) = \frac{1}{N_3} \sum_{i=1}^{N_3} (x_n(i) y_j(i+k)) = \frac{1}{N_3} \sum_{i=1}^{N_3} \left(\sum_{q=1}^N x_{nq}(i) \sum_{u=1}^N y_{ju}(i+k) \right) =$$

$$= \frac{1}{N_3} \sum_{i=1}^{N_3} \left[\sum_{q=1}^N \sum_{\eta=1}^G \left(\varepsilon_{\eta}^{L_{xq} + \Delta L_n} S_{q\eta} \left(i - \frac{L_{xq}}{V_{\eta}} - \frac{\Delta L_n}{V_{\eta}} \right) \right) \sum_{u=1}^N \sum_{v=1}^G \left(\varepsilon_v^{L_{yu} + \Delta L_j} S_{uv} \left(i - \frac{L_{yu}}{V_v} - \frac{\Delta L_j}{V_v} + k \right) \right) \right].$$

Тут індекси q і u введено замість i , тому що i використовується у формулі ВКФ; в одній із сум замість η використано v , щоб показати взаємні перемноження всіх складових обох сум. Одну з сум «за джерелами», враховуючи достатньо велике значення N_3 , винесено вперед, тому що джерела не корельовані між собою:

$$R_m(k) =$$

$$= \sum_{q=1}^N \left[\frac{1}{N_3} \sum_{i=1}^{N_3} \left(\sum_{\eta=1}^G \left(\varepsilon_{\eta}^{L_{xq} + \Delta L_n} S_{q\eta} \left(i - \frac{L_{xq}}{V_{\eta}} - \frac{\Delta L_n}{V_{\eta}} \right) \right) \sum_{v=1}^G \left(\varepsilon_v^{L_{yq} + \Delta L_j} S_{qv} \left(i - \frac{L_{yq}}{V_v} - \frac{\Delta L_j}{V_v} + k \right) \right) \right) \right];$$

$$R_m(k) =$$

$$= \sum_{q=1}^N \left[\sum_{\eta=1}^G \varepsilon_{\eta}^{L_{xq} + \Delta L_n} \sum_{v=1}^G \left(\varepsilon_v^{L_{yq} + \Delta L_j} \frac{1}{N_3} \sum_{i=1}^{N_3} \left(S_{q\eta} \left(i - \frac{L_{xq}}{V_{\eta}} - \frac{\Delta L_n}{V_{\eta}} \right) S_{qv} \left(i - \frac{L_{yq}}{V_v} - \frac{\Delta L_j}{V_v} + k \right) \right) \right) \right];$$

$$R_m(k) = \sum_{q=1}^N \left[\sum_{\eta=1}^G \left(\varepsilon_{\eta}^{L_{xq} + \Delta L_n} \sum_{v=1}^G \left(\varepsilon_v^{L_{yq} + \Delta L_j} R_{q\eta v} \left(\frac{L_{xq}}{V_{\eta}} + \frac{\Delta L_n}{V_{\eta}} - \frac{L_{yq}}{V_v} - \frac{\Delta L_j}{V_v} + k \right) \right) \right) \right].$$

Для ідентичності позначень у формулах і на рисунку з позначеннями замінімо q на i . Тоді остаточно запишемо

$$R_m(k) = \sum_{i=1}^N \left[\sum_{\eta=1}^G \left(\varepsilon_{\eta}^{L_{xi} + \Delta L_n} \sum_{v=1}^G \left(\varepsilon_v^{L_{yi} + \Delta L_j} R_{i\eta v} \left(\frac{L_{xi}}{V_{\eta}} + \frac{\Delta L_n}{V_{\eta}} - \frac{L_{yi}}{V_v} - \frac{\Delta L_j}{V_v} + k \right) \right) \right) \right], \quad (6)$$

де $R_{i\eta v}(k)$ — складова ВКФ i -го джерела акустичного шуму на ДДТ між η -ю і v -ю хвилями від даного джерела.

Діагностичні параметри якості управління та параметри управління. Для обробки акустичних даних, адекватної отриманій діагностичній моделі [12], зареєструємо синхронно $m = 1 \dots M$ пар цифрових акустичних даних $\{x_n(i)\}$ і $\{y_j(i)\}$, де n відповідає положенню датчика на одному кінці ДДТ, а j — на іншому його кінці. Обчислимо взаємні кореляційні функції $R_m(k)$ цих пар та у відповідності з (1) отримаємо розклад цих функцій на компоненти $\psi_{m\mu}(k)$ смугових кореляційних функ-

цій, де μ — смуги частот із заданими центральними частотами f_μ , $\mu = 1, 2, \dots, M_1$.

Далі, на основі аналізу структури (6) встановимо вид операторів Φ_γ для визначення діагностичних параметрів якості управління $P_{\gamma m\mu} = \Phi_\gamma(\Psi_{m\mu}(k))$, яке здійснюється перебором просторового m та частотно-го μ параметрів управління з метою максимізації параметрів якості. Спочатку замість $P_{\gamma m\mu}$ візьмемо параметри $A_{m\mu}$ і $Q_{m\mu}$, які є оцінками відповідно потужності та відношення сигнал — завада (якості) для хвилі, що домінує у вимірюваннях в μ -й смузі частот при m -й позиції пари датчиків, розташованих по обидві сторони від витоків. Обчислимо ці параметри за формулами

$$\Psi'_{m\mu}(k) = \eta(\Psi_{m\mu}(k)) \Omega_{m\mu}(k); \quad (7)$$

$$A_{m\mu} = \max_k (\Psi'_{m\mu}(k)) = \Psi'_{m\mu}(k_{m\mu}); \quad (8)$$

$$Q_{m\mu} = \frac{A_{m\mu}}{\sqrt{M_{m\mu} \sum_{k=0}^{N-1} [\Psi_{m\mu}(k) \Omega_{m\mu}(k)]^2}}; \quad (9)$$

де N — число відліків взаємної кореляційної функції; η — функція перетворення $\Psi_{m\mu}(k)$ для підвищення точності визначення часових параметрів взаємної кореляційної функції, наприклад її огибаюча; $\Omega_{m\mu}(k)$ — вагова функція для можливого виключення з аналізу частини $\Psi_{m\mu}(k)$; $M_{m\mu}$ — масштабний множник для урахування дії зважування.

Вираз для оцінки різниці групових затримок хвилі, яка дійшла від пошкодження до кінців ДДТ і домінує в μ -й смузі частот у вимірюваннях при m -й позиції пари датчиків на трубопроводі, та вираз для оцінки координати її джерела набувають вигляду

$$dT_{m\mu} = \frac{k_{m\mu}}{F_d}; \quad L_{xm\mu} = \frac{L_m}{2} + \frac{V_\mu}{2} dT_{m\mu}, \quad (10)$$

де F_d — частота дискретизації за часом безперервних сигналів з датчиків; $k_{m\mu}$ — відлік смугової кореляційної функції, який відповідає максимуму у (8); V_μ — групова швидкість відповідної хвилі; L_m — довжина ДДТ між парою датчиків течешукача, які знаходяться у позиції m .

Формула (9) впливає з класичного визначення синтезу узгодженого фільтра, сформульованого, наприклад, в [13, с. 397] як завдання синтезувати фільтр, що забезпечує отримання на виході найбільш можливого відношення пікового значення сигналу до середньо-квадратичного значення шуму. З огляду на таку постановку завдання і враховуючи багатохвильовий характер поширення вібросигналів та інтерференційні особливості їх реєстрації як сукупності когерентних хвиль, а також яскраво виражені резонансні властивості трубопроводу, обираємо спосіб розкладання вихідної широкосмугової взаємної кореляційної функції на смугові кореляційні функції $\psi_{m\mu}(k)$.

Оскільки в розглянутих залежностях (8)—(10) частоти можуть приймати тільки фіксовані значення, які дорівнюють f_μ , $\mu = 1, 2, \dots, M_1$, будемо позначати їх в більш зручному для аналізу вигляді, а саме A_{mf} , Q_{mf} , dT_{mf} і L_{xmf} .

Параметрами якості управління також є ділянки L_{xmf} зі стійкими до зміни частоти, майже постійними значеннями координати. Кожна з таких ділянок описується сукупністю координати L_{xmf} та відповідного їй діапазону частот $f = f_1 \dots f_2$, у межах якого $L_{xmf} \approx \text{const}$. Таку зручну для аналізу кореляції сукупність відповідних їй координати та діапазону частот будемо називати координатною поличкою [14] і позначати цю поличку у складі координатного спектру L_{xmf} як $L_{xmf_1f_2}$. Поняття координатної полички є центральним у пропонуванних параметричних методах аналізу кореляційних функцій, тому що наявність у спектрі координат поличок $L_{xmf_1f_2}$ є умовою інформативності фактично всіх інших параметрів [14].

Отже, у параметричному методі, що розглядається, до основних параметрів управління впливом на вид смугових кореляційних функцій $\psi_{mf}(k)$ належать просторовий m та частотний f параметри. Додатковими параметрами, управління якими може здійснюватися менш інтенсивно, є ширина смуги пропускання B скануючого фільтра з імпульсною характеристикою $h_\mu(n)$ з урахуванням $\mu = f$ в (1) та шаг його перестроювання за частотою $\Delta f = KB$, $K < 0,5$, між сусідніми значеннями параметра f . До додаткових слід також віднести параметри управління $\Omega_{m\mu}(k)$ і $M_{m\mu}$ в (7) і (9).

Параметрами якості управління є параметри A_{mf} , Q_{mf} та $L_{xmf_1f_2}$. Крім того, вони є просторово-частотними спектрами оцінок потужності, відношення сигнал—завада та координатами, які обчислюються за смуг-

говими кореляційними функціями $\psi_{mf}(k)$ згідно (8)—(10). За наявними у складі L_{xmf} координатними поличками $L_{xmf_1f_2}$ судять про імовірні координати пошкоджень, а по відповідним за частотою величинам A_{mf} , Q_{mf} та $f_2 - f_1$ визначають достовірність цих координат.

Вказані параметри утворюють єдину взаємопов'язану інструментальну систему просторово-частотного аналізу кореляційних функцій, яка дозволяє виділяти найменш спотворені інтерференцією та завадами дані для більш точного визначення координат пошкоджень трубопроводів.

Зв'язок між моделлю, параметричним аналізом та визначенням координат витоків. Незважаючи на багатокomпонентний вигляд (6) при пошуку витоків в напірних трубопроводах з рідинним наповненням здебільшого (більше ніж в 90 % випадків) виконуються наступні умови, що спрощують аналіз (6).

1. В межах ДДТ зазвичай немає інших джерел акустичних шумів, які за потужністю дорівнюють витокам. Водночас, присутність сторонніх акустичних завад від тертя об стінки труб середовища, що транспортується, шуму від руху авто- і залізничного транспорту, будівельних робіт та інших шумів підлягає подальшому врахуванню як малопотужні (у середньому за тривалим сигналом), але чисельні джерела, що створюють суттєві завади типу білого чи забарвленого шуму, в оброблюваних сигналах є практично статистично не пов'язаними. Винятком є МД, в які надходять потужні акустичні завади з сусідніх ділянок, зокрема від споживачів з відгалужень.

Тому перед застосуванням КМ пошуку витоків даний вид «поза межних» завад (джерела яких знаходяться за межами ДДТ, в тому числі всередині МД) слід чітко ідентифікувати і при їх суттєвій потужності на час пошуку витоків усувати (елеватори перекривати, шумлячі засувки регулювати та ін.). Природа джерел даних завад, методи їх ідентифікації і усунення є специфічними і повинні бути опрацьовані для кожного конкретного виду підземних трубопроводів (теплові мережі, водопроводи, нафтопроводи, продуктопроводи та ін.). У випадках, коли повністю відключити джерела поза межних завад не вдається, можна задіяти додатковий механізм управління за допомогою параметрів $\Omega_{m\mu}(k)$ і $M_{m\mu}$ в (7) і (9) для усунення завад.

2. Часто необхідність визначення місця розташування витoku виникає через короткий термін часу після його появи, наступний витік ще не встигає з'явитися в межах ДДТ. Множинні наскрізні пошкодження найчастіше локалізуються в області найбільш інтенсивного локального корозійного впливу на метал, наприклад в області контакту металу труби з

грунтом, де один виток генерує найбільш потужний акустичний шум у порівнянні з іншими. В результаті координата найбільш потужного акустичного шуму нерідко вказує на локалізовану в просторі групу витоків чи на область зі значною корозією.

3. Серед багатьох типів хвиль, що генеруються витком, найбільш потужними і широкосмуговими є хвилі гідравлічного удару.

Беручи до уваги прийняті практичні особливості пошуку витоків, а також особливості, застосовані для запропонованої моделі ДДТ, припустимо, що сигнали $x_n(t)$ і $y_j(t)$, які реєструються в МД1 і МД2 (див. рисунок), складаються з корельованих сигналів витоків, що мають багатохвильову структуру з G хвиль, і некорельованих завад. Кожна хвиля займає певний піддіапазон частот, має загасання і свою групову швидкість, відмінну від інших хвиль.

Позначимо $\psi_{mf}(k)$ результат фільтрації $R_m(k)$ смуговим фільтром з лінійною фазо-частотною характеристикою з резонансною частотою f і шириною смуги пропускання B . При незначному впливі акустичних завад на функцію $\psi_{mf}(k)$ і попаданні у f -у смугу пропускання смугового фільтра основної енергії v -ї хвилі (відповідає одному з горизонтальних ланцюгів $D_{v1} \dots D_{vN}$ на рисунку) одержана координата L_{xmf} (10) відповідатиме координаті z -го витoku (6) за умови

$$\psi_{mf}(k) \approx \varepsilon_v^{L_{xz} + \Delta L_n} \varepsilon_v^{L_{yz} + \Delta L_j} R_{zvv} \left(\frac{L_{xz}}{V_v} + \frac{\Delta L_n}{V_v} - \frac{L_{yz}}{V_v} - \frac{\Delta L_j}{V_v} + k \right), \quad (11)$$

де m відповідає позиціям n і j датчиків.

Однак, як випливає з (6), не зважаючи на потрапляння f -го скануючого фільтра в частотний діапазон v -ї інформативної хвилі, виконанню умови (11) в загальному випадку перешкоджають такі чинники:

- можливість потрапляння в смугу B дії фільтра сигналів від інших витоків, $i \neq z$;
- можливість інтерференційного накладання v -ї хвилі з іншими хвилями;
- можливість суттєвої статистичної похибки оцінки ВКФ, викликаній, з одного боку, загасанням $\varepsilon_v^{L_{xz} + \Delta L_n} \varepsilon_v^{L_{yz} + \Delta L_j}$ сигналу витoku в обраній смузі частот, а з іншого, — обмеженою величиною інтервалу усереднення N_3 ВКФ в поєднанні з можливим, відносно високим, рівнем некорельованих акустичних завад.

Ступінь впливу зазначених перешкод на строгість рівняння (11) суттєво залежить від вибору параметрів m , f і B . Її можна відстежувати за

параметрами A_{mf} , Q_{mf} та $f_2 - f_1$ у спектрі $L_{xmf_1f_2}$. Якщо ці параметри, сумісні за частотою, є відносно великими, то відповідній смуговій ВКФ $\psi_{mf}(k)$ притаманна більша строгість рівняння (11), та навпаки. Слід нагадати, що праву частину (11) оцінюємо, підбираючи найбільш близьку з обчислених смугових кореляційних функцій за їхніми параметрами якості A_{mf} , Q_{mf} та $f_2 - f_1$ у наявних координатних полицках $L_{xmf_1f_2}$. Це дає можливість, використовуючи фізичну нерівномірність впливу завад на спектри корисних сигналів та залежність цього впливу від різних позицій пари датчиків m , відокремлювати кореляційні функції вібросигналів одних типів хвиль від впливу інших, без чого точне діагностування трубопроводів може бути проблематичним.

Звичайним завданням при пошуку витоків є визначення координати найбільшого витoku, якому відповідає джерело хвиль v гідравлічного удару з відомою груповою швидкістю V_v . Нехай обчислено відповідні спектри параметрів. Потрібно виділити такі параметри m, f і B , при яких найбільш строго виконується (11).

Це відбувається за допомогою обчислених параметрів якості управління A_{mf} , Q_{mf} та $f_2 - f_1$ у $L_{xmf_1f_2}$ для номінально обраної смуги B . Ці параметри за сумісною величиною відображають ступінь виконання (11) щодо найбільш широкосмугової (великий показник $f_2 - f_1$ для $L_{xmf_1f_2}$) потужної (великий показник A_{mf}) хвилі від найбільш потужного (великий показник A_{mf}) джерела в такій смузі частот (параметр управління f і ширина смуги B фільтра) і при такому просторовому положенні датчиків (параметр управління m), при яких вплив інших хвиль внаслідок IX та інших витоків (великий показник Q_{mf}), а також величини статистичної похибки (великий показник Q_{mf}) мінімальні.

Отже, виявлена координата L_{xmf} , що відповідає полицці $L_{xmf_1f_2}$, воєвидь, найбільше відповідає витoku в трубопроводі.

Висновки

Запропонований спосіб створення параметричних методів діагностування підземних трубопроводів дозволяє формувати обґрунтовані та цілеспрямовані алгоритми узгодженої просторової та частотної селекції акустичних даних, які мають багатохвильовий характер поширення акустичних сигналів від витоків, в умовах інтерференційних явищ та сторонніх акустичних завад.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Баранов В.М. Акустические измерения в ядерной энергетике. М.: Энергоатомиздат, 1990, 320 с.
2. Дробот Ю.Б., Грешников В.А., Бачегов В.Н. Акустическое контактное течеискание. М.: Машиностроение, 1989, 120 с.
3. Каллакот Р. Диагностика повреждений. М.: Мир, 1989, 512 с.
4. Владимирський А.А., Владимирський І.А. Особенности распространения вибросигналов по трубопроводам тепловых сетей большого диаметра // Зб. наукових праць ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України «Моделювання та інформаційні технології», 1999, вип. 3, с. 37—41.
5. Владимирський А.А., Владимирський І.А., Семенюк Д.Н. Уточнение диагностической модели трубопровода для повышения достоверности течеискания// Акустичний вісник Інституту гідромеханіки НАН України, 2005, 3 (8), с. 3—16.
6. Иофе В.К., Корольков В.Г., Сапожков В.Г. Справочник по акустике. М.: Связь, 1979, 312 с.
7. Иродов И.Е. Волновые процессы. Основные законы. М. — СПб, 1999, 263 с.
8. Мякишев Г.Я., Синяков А.З. Физика: Колебания и волны. Учеб. для углубленного изучения физики. М.: Дрофа, 2002, 288 с.
9. Павленко Ю.Г. Физика / Учеб. пособие. Джангар: «Большая Медведица», 1998, 574 с.
10. Rewerts, L.E., Roberts, R., and Clark, M.A. Dispersion compensation in acoustic emission pipeline leak location. Review of Progress in QNDE, 16A, D.O. Thompson and D.E. Chimenti, eds., Plenum Press, New York, pp. 427—434.
11. Патент US6138512A, IPC G01M3 / 24; G01S11 / 14; G01V1 / 00; (МПК1-7): G01H17 / 00; КПК G01M3 / 243 (EP); G01S11 / 14 (EP); G01V1 / 001 (EP). Method and apparatus for determining source location of energy carried in the form of propagating waves through a conducting medium / Ronald A. Roberts; Lance E. Rewerts; Mary Amanda Clark. Заявл. 29.07.1998. Оpubл. 31.10.2000.
12. Владимирський О.А. Параметричні методи діагностування підземних трубопроводів з урахуванням багатохвильового поширення інформаційних сигналів//Електрон. моделювання, 2019, **41**, № 1, с. 3—17.
13. Гоноровский И.С. Радиотехнические цепи и сигналы/ Учеб. для высших учебных заведений. М.: «Радио и связь», 1986, 512 с.
14. Патент на корисну модель № 144444; G01M 3/24, G01M 3/18, F17D 5/02. Параметричний кореляційний спосіб визначення координат витоків трубопроводів. Владимирський О.А., Владимирський І.А. Оpubл. 25.09.2020. Бюл. № 18.

Отримано 20.05.21

REFERENCES

1. Baranov, V.M. (1990), *Akusticheskiye izmereniya v yadernoy energetike* [Acoustic measurements in nuclear power engineering], Energoatomizdat, Moscow, USSR.
2. Drobot, Yu. B., Greshnikov, V.A. and Bachegov, V.N. (1989), *Akusticheskoye kontaktnoye techeiskaniye* [Acoustic contact leak detection], Mashinostroyeniye, Moscow, USSR.
3. Callakot, R. (1989), *Diagnostika povrezhdeniy* [Diagnostics of injuries], Mir, Moscow, USSR.
4. Vladimirsky, A.A. and Vladimirsky, I.A. (1999), “Peculiarities of vibration signals propagation through pipelines of heating networks of large diameter”, *Modelyuvannya ta informatsiyni tekhnolohiyi*, Vol. 3, pp. 37-41.

5. Vladimirsky, A.A., Vladimirsky, I.A. and Semenyuk, D.N. (2005), "Refinement of the diagnostic model of the pipeline to increase the reliability of leak detection", *Akustychnyy visnyk Instytutu hidromekhaniky NAN Ukrayiny*, Vol. 3, no 8, pp. 3-16.
6. Iofe, V.K., Korolkov, V.G. and Sapozhkov, V.G. (1979), *Spravochnik po akustike* [Handbook of acoustics], Svyaz, Moscow, USSR.
7. Irodov, I.E. (1999), *Volnovyye protsessy osnovnyye zakony* [Wave processes basic laws], St. Petersburg, Moscow, Russia.
8. Myakishev, G.Ya. and Sinyakov, A.Z. (2002), *Fizika: Kolebaniya i volny* [Physics: Oscillations and Waves], Drofa, Moscow, Russia.
9. Pavlenko, Yu.G. (1998), *Fizika: Uchebnoye posobiye* [Physics: textbook, Bolshaya Medveditsa, Moscow, Russia.
10. Rewerts, L.E., Roberts, R. and Clark, M.A. (1997), "Dispersion compensation in acoustic emission pipeline leak location. Review of Progress in QNDE", Plenum Press, Vol. 16, pp. 427-434.
11. Roberts, R.A., Rewerts, L.E. and Clark, M.A. (1998), Patent US6138512A, IPC G01M3 / 24; G01S11 / 14; G01V1 / 00; G01H17 / 00; G01M3 / 243 (EP); G01S11 / 14 (EP); G01V1 / 001 (EP); "Method and apparatus for determining source location of energy carried in the form of propagating waves through a conducting medium", application date July 29, 1998, publication date October 31, 2000.
12. Vladimirsky, A.A. (2019), "Parametric methods for diagnostics of underground pipelines taking into account of multiwave propagation of information signals", *Elektronne modelyuvannya*, Vol. 41, no 1, pp. 3-17.
13. Gonorovsky, I.S. (1986), *Radiotekhnicheskiye tsepi i signaly* [Radiotechnical circuits and signals], Radio i svyaz, Moscow, Russia.
14. Vladimirsky, O.A. and Vladimirsky, I.A. (2020), Patent for utility model No. 144444; G01M 3/24, G01M 3/18, F17D 5/02, "Parametric correlation method of assigning coordinates of turns of pipelines", publication date September 25, 2020, Bul. No. 18.

Received 20.05.21

A.A. Vladimirsky, I.A. Vladimirsky

CORRELATION PARAMETRIC METHODS FOR DETERMINING THE COORDINATES OF LEAKS IN UNDERGROUND PIPELINES

The article is devoted to the development of methods for diagnosing underground pipelines, is the development of the well-known correlation method for determining the coordinates of leaks in the direction of taking into account complications that introduce a multiplicity of types of waves and damage in conjunction with extraneous interference. Development begins with the construction of a diagnostic model of the pipeline section. The presence of damages on it as sources of stationary acoustic noises, multi-wave propagation of these noises to the leak detector sensors, as well as the presence of extraneous, statistically unrelated noises are modeled. The model is designed to formalize the existing complications and build adequate algorithms for their solutions. Then a list of diagnostic parameters is formed, which, in terms of interference distortions, characterizes in magnitude the quality of selection of individual waves, including informative waves of water hammer. The concept of a coordinate shelf as an indicator of the presence of correlation in the calculated spectra of the parameters of correlation functions is presented. The relationship of complications with these parameters is analyzed, conclusions are drawn regarding their further use.

Keywords: pipeline, wave, correlation, model, leak.

ВЛАДИМИРСЬКИЙ Олександр Альбертович, д-р техн. наук., пров. наук. співробітник Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України. В 1981 р. закінчив Київський політехнічний інститут. Область наукових досліджень — моделі, методи, апаратні і програмні засоби діагностування енергетичних і енергоємних об'єктів.

ВЛАДИМИРСЬКИЙ Ігор Альбертович, канд. техн. наук., ст. наук. співроб. Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України. В 1987 р. закінчив Київський політехнічний інститут. Область наукових досліджень — діагностика технічного стану енергетичних об'єктів, зокрема підземних трубопроводів за допомогою акустичних та теплофізичних методів, цифрова обробка сигналів, підвищення достовірності результатів діагностики шляхом адаптації методів діагностування до різних умов їхнього застосування.