

ДІАГНОСТУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ НАФТОПОМПУВАЛЬНИХ СТАНЦІЙ МЕТОДОМ АКУСТИЧНОЇ ЕМІСІЇ

В. Р. СКАЛЬСЬКИЙ, д-р. техн. наук, **О. М. СТАНКЕВИЧ**, інж (Фіз.-мех. ін-т ім. Г. В. Карпенка НАН України, Львів),
Р. М. БАСАРАБ (ВАТ «Укртранснафта», Львів)

Запропоновано методику технічного діагностування обладнання нафтопомпувальних станцій за амплітудно-частотними характеристиками сигналів акустичної емісії та параметрами їх вейвлет-перетворення. Розроблену методику застосовано під час планового обстеження нафтопомпувальної станції «Чижівка» філії «Магістральні нафтопроводи «Дружба» ВАТ «Укртранснафта».

A procedure is proposed for engineering diagnostics of equipment of oil-pumping stations by amplitude-frequency characteristics of acoustic emission signals and parameters of their wavelet transformations. The procedure was applied during scheduled inspection of Chizhivka oil-pumping station of «Magistralni naftoprovodi» affiliate of A procedure is proposed for engineering diagnostics of equipment of oil-pumping stations by amplitude-frequency characteristics of acoustic emission signals and parameters of their wavelet transformations. The procedure was applied during scheduled inspection of Chizhivka oil-pumping station of «Magistralni naftoprovodi» affiliate of «Ukrtransnafta» OJSC.

Забезпечення промислової та екологічної безпеки експлуатування магістральних нафтопроводів належить до пріоритетних задач для підприємств, що їх експлуатують, у будь-якій країні світу [1]. Це зумовлено великою кількістю аварій, що часто мають важкі економічні та екологічні наслідки [2–4]. У літературі подають різні статистичні дані щодо причин аварій на нафтопроводах [5–7]. Зокрема, у праці [5] приведено розподіл причин пошкоджень магістральних трубопроводів за різні періоди у Росії, США та Великобританії (рис. 1). Якщо у Росії за вказаний період часу найбільший відсоток (39 %) від загальної кількості відмов складають відмови, що зумовлені корозією, то у США та Великобританії найбільший відсоток (47 %) становлять відмови внаслідок механічних пошкоджень.

За оцінкою фахівців більшість причин аварій на нафтопроводах України включають людський

фактор [6]: зовнішні фізичні (силові) дії на трубопроводи, у тому числі кримінальні врізання, що спричиняють витoki — 34,7 %; порушення норм і правил проведення робіт під час будівництва і ремонту, відхилення від проектних рішень — 24,7 %; порушення технічних умов під час виготовлення труб і устаткування — 12,4 %; помилкові дії експлуатаційного і ремонтного персоналу — 4,7 %. Значний відсоток (23,5 %) аварій відбувається через корозійні пошкодження труб, запірної і регулюючої арматури. Якщо виключити людський фактор, то за останніми статистичними даними майже 80 % усіх відмов нафтопроводів зумовлено первинними корозійно-механічними пошкодженнями та утворенням і подальшим розвитком поверхневих тріщиноподібних дефектів у місцях корозійних каверн і зварних з'єднань [8].

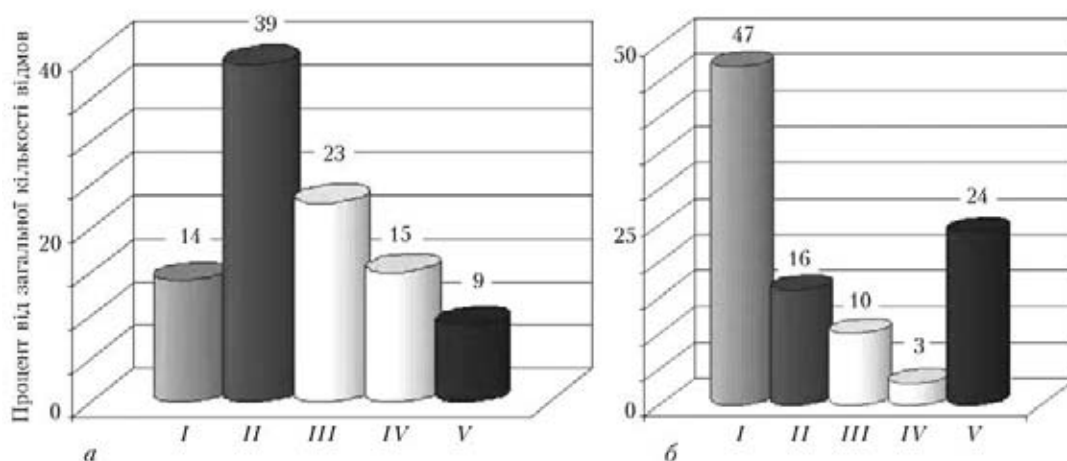


Рис. 1. Розподіл причин пошкоджень магістральних трубопроводів (%) від загальної кількості відмов: а — у Росії за період 1992–2002 рр.; б — у США та Великобританії 1990–2000 рр. (I — механічні пошкодження; II — корозія; III — пошкодження під час будівництва чи ремонту; IV — дефекти матеріалів; V — інші)



Для забезпечення безперебійного та безпечного постачання нафтопродуктів трубопровідну систему необхідно підтримувати у працездатному стані, здійснюючи контроль за технічним станом її ділянок. На сьогодні для технічного діагностування магістральних нафтопроводів застосовують різноманітні методи і засоби НК, які дають змогу оцінити технічний стан системи та зробити висновок про можливість її подальшої безпечної експлуатації [9]. Під час оцінки технічного стану трубопроводу найважливіше місце належить достовірному діагностуванню як лінійної частини, так і окремих вузлів та агрегатів технологічного обладнання, яке використовують для їх обслуговування. Спочатку на основі діагностики внутрішнього стану труб здійснюють первинний контроль, який дозволяє виявляти дефекти і визначати орієнтовно місця їх розташування. Після цього дефектні місця досліджують іншими методами НК та приймають рішення щодо допустимості дефекту чи встановлення ділянки трубопроводу в ремонтну чергу для забезпечення безпечної експлуатації.

Стан проблеми. Існуючі традиційні методи НК зорієнтовані в основному на пошук дефектів та визначення їх геометричних розмірів. Найпоширенішими і добре розвинутими серед сучасних методів НК для виявлення експлуатаційних дефектів типу тріщин є акустичні методи (акустичної емісії (АЕ), ультразвуковий), які мають суттєві переваги серед інших [10]. Вони мають високу чутливість, надійність і простоту застосування. Контроль об'єктів акустичними методами є найпродуктивнішим, має найкраще співвідношення вартість–достовірність отриманих результатів у порівнянні з іншими методами НК. Фізичну основу методів НК становлять дослідження змін характеристик металів і виявлення дефектів, що спричиняють ці зміни.

За час довготривалої експлуатації магістральних трубопроводів відбувається зміна структури металу, його механічних властивостей, з'являються корозійно пошкоджені та напружені ділянки трубопроводів [8, 11], що призводить до передчасного зародження та поширення поверхневих тріщин. Складною неоднорідною та термодинамічно нестійкою системою є зварні з'єднання, переважно через відмінності за хімічним складом та структурою окремих зон, наявністю залишкових напружень та пластичних деформацій [12]. Умови для руйнування створюють динамічні навантаження, які разом із структурними напруженнями ініціюють виникнення тріщин. Локалізація корозії зазвичай викликана мікронеоднорідністю металу і є однією з причин виникнення мікротріщин чи пігінгів, які розвиваються в мікро- та макротріщини [13].

Із позиції механіки руйнування розвиток тріщиноподібних дефектів (крихке руйнування)

складає найбільшу небезпеку щодо цілісності та безвідмовної роботи об'єкта, тому для технічної діагностики побудовано низку критеріїв та методик, які дозволяють ідентифікувати тип макроруйнування конструкційних матеріалів (крихке чи в'язке) на ранніх стадіях його розвитку та у будь-який момент часу експлуатації конструкції чи виробу. За аналізом зарубіжних і вітчизняних літературних джерел на сьогодні існує низка підходів щодо ідентифікування типів макроруйнування методом АЕ.

У 1960-х роках зроблено перші спроби ідентифікації сигналів АЕ за амплітудно-частотними характеристиками [14]. На думку авторів АЕ добре відображає процеси, які корелюють із механічними параметрами росту тріщини, зокрема зі швидкістю поширення та динамічними змінами в області її вершини. У праці [15] досліджували взаємозв'язок енергії АЕ та механізму пластичної деформації і руйнування. За результатами досліджень встановлено співвідношення для визначення енергії сигналів за їх амплітудами та визначено числові значення енергії для сигналів, що відповідають різним типам руйнування: процеси пластичної деформації характеризуються виділенням енергії порядку 10^{11} – 10^7 Дж, у той час як процес руйнування супроводжується великою кількістю енергетичних імпульсів 10^6 – 10^1 Дж. Під час вивчення процесу повільного поширення тріщини у високоміцній сталі [16] розроблено модель росту тріщини, яка встановлює зв'язок між площею підростання макро- та макротріщини та сумарним рахунком і амплітудою сигналів АЕ. Авторами праць [17] за результатами теоретичних та експериментальних досліджень уперше встановлено, що на стадії докритичного росту тріщини нормального відриву ширина смуги частот сигналів АЕ обернено пропорційна квадратові коефіцієнта інтенсивності напружень (КІН). На основі цього зроблено важливий висновок, що звуження смуги частот можна взяти за критерій ідентифікації стадій докритичного росту тріщини, а за її шириною можна визначити КІН, а відтак і розраховувати міцність елемента конструкції під час його експлуатації. Пізніше запропоновано критерій оцінки типів макроруйнування за найстійкішими параметрами сигналів АЕ, який враховує специфіку зміни їх амплітудно-частотних характеристик, час наростання переднього фронту імпульсу і режими відбору АЕ-інформації під час докритичного росту тріщин [10]. Більшість згаданих критеріїв ідентифікування типів руйнування побудовані на основі аналізу частотного спектра сигналу, який отримують за допомогою перетворення Фур'є. У працях [18, 19] для кількісної оцінки типів руйнування конструкційних матеріалів запропоновано критерій за основними параметрами неперервного вейвлет-перетворення (НВП) сигналів АЕ.

Таким чином, використовуючи ефективні методи оцінки типів руйнування конструкційних матеріалів, можна у реальному режимі часу оцінити стан матеріалу об'єкта контролю (ОК), виявивши найнебезпечніші механізми руйнування, та, водночас, запобігти виникненню аварійної ситуації.

Нафтотранспортна система України, експлуатацію якої здійснює ВАТ «Укртранснафта», складається з 19 нафтопроводів діаметром до 1220 мм включно загальною довжиною 3506,6 км (в одну нитку — 4767,1 км). Пропускна спроможність системи на вході — 114 млн. т/рік, на виході — 56,3 млн. т/рік. Роботу нафтопровідної системи забезпечує 51 нафтопомпвальна станція (НПС) [20]. До основних об'єктів системи магістральних нафтопроводів належить українська ділянка трансконтинентального нафтопроводу «Дружба». Зокрема, складовою частиною цього нафтопроводу є НПС «Чижівка», яка обслуговує ту його частину, що проходить через три області України (Житомирську, Хмельницьку, Рівненську) загальною протяжністю 500 км. Станція складається з двох черг. Перший пуск агрегату на НПС було здійснено 1 листопада 1967 р. Основна функція станції полягає у забезпеченні перекачування нафти від Мозиря до Бродів та підтримання тиску у трубопроводі.

Мета роботи — на основі критерію оцінки типів руйнування конструкційних матеріалів за

параметрами вейвлет-перетворення сигналів АЕ виявити утворення та розвиток тріщиноподібних дефектів на обладнанні НПС, встановити ступінь їх небезпеки та видати рекомендації щодо подальшого його експлуатування.

Методика досліджень. Характерною особливістю НВП сигналів є можливість виявлення локальних екстремумів структури досліджуваного процесу [21]. Високий рівень вейвлет-коєфіцієнтів свідчить про наявність у сигналі особливостей (розривів, сходинок, піків тощо), які відповідають одночасно особливостям процесів, що породжують ці сигнали. Ураховуючи властивості коефіцієнтів НВП та результати експериментальних досліджень процесів руйнування у різних конструкційних матеріалах [18, 19], для встановлення типу руйнування запропоновано такий алгоритм обробки сигналів АЕ (рис. 2):

1) покладаємо ширину робочої смуги АЕ-тракту $\Delta f_0 = 0,4$ МГц (якщо смуга робочих частот використаного первинного перетворювача сигналів АЕ (ПАЕ) становить $0,2 \leq f_0 \leq 0,6$ МГц, в іншому випадку під час обчислень критеріального параметра необхідно врахувати поправковий множник);

2) наступним кроком обробки АЕ сигналу є видалення шумової компоненти, що дозволяє зменшити об'єм даних, а відтак ефективніше використовувати ресурси персонального комп'ютера;

3) для отриманого очищеного сигналу будемо його НВП на основі вейвлета Габора [22]; фіксуємо момент часу, коли вейвлет-коєфіцієнт набуває максимального значення WT_{\max} та відповідну йому частоту f_{\max} ;

4) будемо проекцію вейвлет-перетворення на площину « $WT-f$ » у зафіксований момент часу і визначимо ширину смуги спектра частот Δf на рівні $0,7 \cdot WT_{\max}$ (як прийнято у практиці обробки інформаційних сигналів);

5) обчислюємо значення критеріального параметра k :

$$k = \frac{WT_{\max} \Delta f_0}{\Delta f}, \quad (1)$$

який враховує максимальне значення вейвлет-коєфіцієнта WT_{\max} , ширину смуги частот сигналу АЕ Δf , що йому відповідає, та ширину робочої смуги АЕ-тракту Δf_0 . Якщо отриманий результат задовольняє нерівність $0,1 < k$, то відповідний сигнал АЕ характеризує в'язкі механізми руйнування, що відбуваються у матеріалі. Якщо $k \geq 0,2$, то можна стверджувати про утворення та розвиток у конструкційному матеріалі тріщиноподібних дефектів (крихке

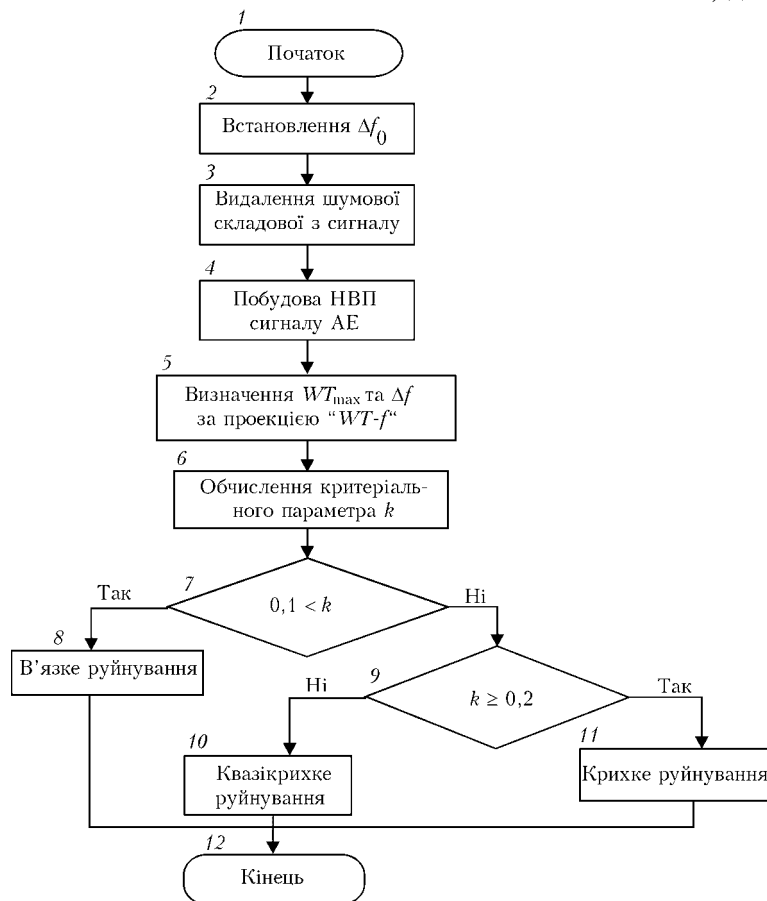


Рис. 2. Структурна схема алгоритму оцінки типів макроруйнування



руйнування), чим більше значення параметра, тим більша небезпека руйнування в об'єкті контролю.

Результати досліджень та їх обговорення. Випробування надземного технологічного обладнання НПС здійснювали одночасно двома АЕ-системами SKOP-8М за навантаження його внутрішнім тиском із одночасною реєстрацією сигналів АЕ. Для випробувань на окремих ділянках станції тиск у нафтопроводі змінювали двома способами: 1) зменшенням з 3,8 до 0,9 МПа; 2) нагнітанням тиску компресорною станцією від 0 до 4,2 МПа.

Перед початком робіт було здійснено відповідні налаштування портативної АЕ-системи SKOP-8М: кількість вимірювальних каналів — 8 (підсилення кожного 40 дБ); тривалість вибірки, мс — 2; період дискретизації аналогового сигналу, мкс — 0,5; частота зрізу фільтра низьких частот, кГц — 1000; фільтра високих частот, кГц — 40; поріг дискримінації, % — 28; рівень власних шумів, приведених до входу попереднього підсилювача, мкВ — 7.

Для АЕ-дослідження зародження та розвитку дефектів в елементах обв'язки фільтрів використали квазірезонансні ПАЕ з робочою смугою частот 0,2...0,6 МГц. Коефіцієнт підсилення попередніх підсилювачів становив 34 дБ, сигнали АЕ реєстрували в смузі частот 200...600 кГц, що визначалася технічними характеристиками ПАЕ та фільтрами високих і низьких частот відповідно. Діагностування проводилось за температури

довкілля та ОК +32 °С і максимального тиску у трубопроводі 4,2 МПа.

За розробленою у ФМІ ім. Г. В. Карпенка НАН України методикою [10] проводили експериментальне визначення коефіцієнта зникання пружних хвиль АЕ. Відповідно, спочатку ПАЕ розташовували на трубопроводі за лінійною схемою з кроком 0,3 м та збуджували пружну хвилю АЕ на віддалі 0,3 м від першого ПАЕ за допомогою зонда-імітатора АЕ-системи SKOP-8М. Зареєстровані максимальні амплітуди сигналів АЕ апроксимували залежністю:

$$y = de^{-\delta x},$$

де δ — коефіцієнт зникання; x — шлях проходження хвилі; d — коефіцієнт апроксимації.

Це дозволило зробити висновок, що ПАЕ на прямих ділянках нафтопроводу можна розташовувати з кроком не більше 4 м, а на технологічному обладнанні (засувки, клапани, трійники, коліна, корпуси обладнання, що виготовлені за допомогою литва) — не більше 1 м.

За результатами АЕ-досліджень на всіх ОК було зареєстровано сигнали, які не перевищували встановлений поріг дискримінації (система їх реєструвала як шуми), та сигнали АЕ, які згідно з інтегральними критеріями (РД 03-131-97) класифікації джерел АЕ за ступенем небезпеки належать до I класу [10] — пасивні джерела. На рис. 3 зображено характерний вид таких сигналів

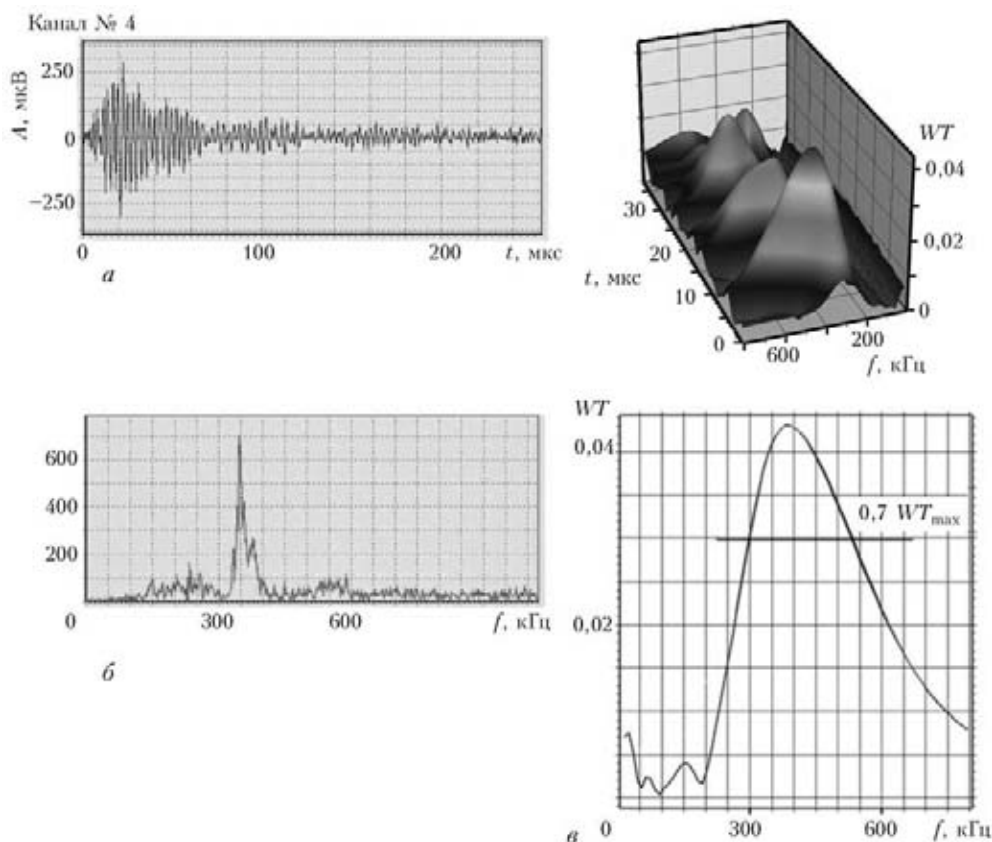


Рис. 3. Хвильове відображення (а), спектральні характеристики (б) та НВП (в) сигналу АЕ від пасивного джерела



АЕ. Їх особливістю є невеликі значення максимальних амплітуд (до 300 мкВ) (рис. 3, а) та широкі смуги домінуючих частот (рис. 3, б). За НВП для цих сигналів характерні низькі значення максимальних вейвлет-коефіцієнтів $0,03 \leq WT_{\max} \leq 0,05$ та смуги спектрів частот Δf на рівні $0,7 \cdot \Delta f_{\max}$ — $250 \leq \Delta f \leq 300$ кГц (рис. 3, в).

Згідно з алгоритмом оцінки типів руйнування, приведеним на рис. 2, для зареєстрованих сигналів АЕ обчислили значення параметра k за формулою (1): $k \leq 0,07$. Таким чином, джерела АЕ, які випромінювали зареєстровані сигнали, не становили небезпеки для ОК.

Однак, на ділянці навколо ПАЕ № 4 вузла фільтрів-брудовловлювачів I черги під час зміни тиску від 1,0 до 4,0 МПа зі швидкістю навантаження 0,05 МПа/хв зареєстровано 48 сигналів АЕ, які згідно класифікації [10] належать до II класу (активне джерело).

На рис. 4 представлено порядок розташування ПАЕ двох вимірювальних АЕ-систем SKOP-8M на технологічній схемі вузла фільтрів-брудовловлювачів I черги, де обведено фільтр № 1 та область, з якої було зареєстровано сигнали АЕ II класу активності. Відстані між ПАЕ (у метрах) у досліджуваному вузлі НПС: 1-2—1,5; 2-3 — 2,6; 3-4—3; 4-5—1,5; 6-7—1,5; 1'-2' —1,5; 3'-4' —1,5; 4'-5' —2,6 ;5'- 6'— 2,5; 6'-7' —1,5.

На рис. 5 показано характерний вид сигналів АЕ. Зазначимо, що ці сигнали на відміну від по-

передніх мали суттєво вищі значення амплітуд (до 4 мВ) (рис. 5, а) та вузькі спектри домінуючих частот (рис. 5, б). Проаналізувавши дані сигнали АЕ за допомогою вейвлет-перетворення (рис. 5, в), отримали: 1) діапазон значень максимальних вейвлет-коефіцієнтів $0,07 \leq WT_{\max} \leq 0,16$; 2) ши-

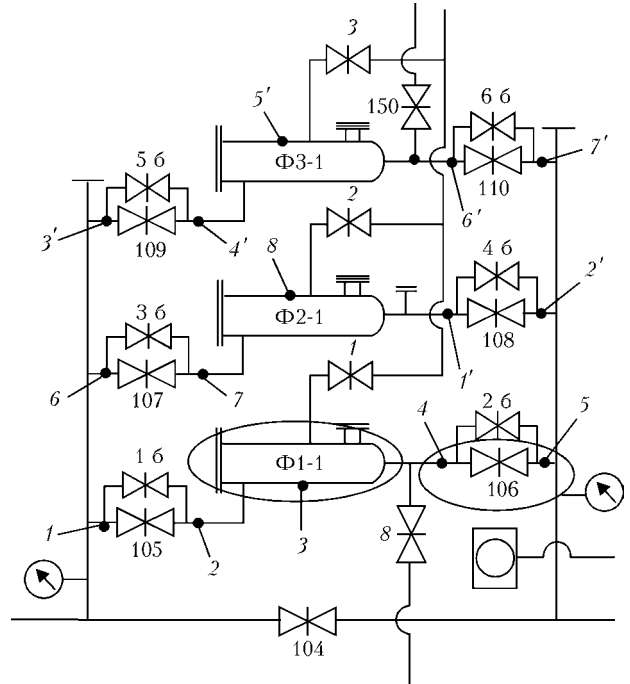


Рис. 4 Схема розташування ПАЕ (точки 1, 2, ..., 8 — ПАЕ SKOP-8M, № 1; 1', 2', ..., 8' — ПАЕ SKOP-8M, № 2)

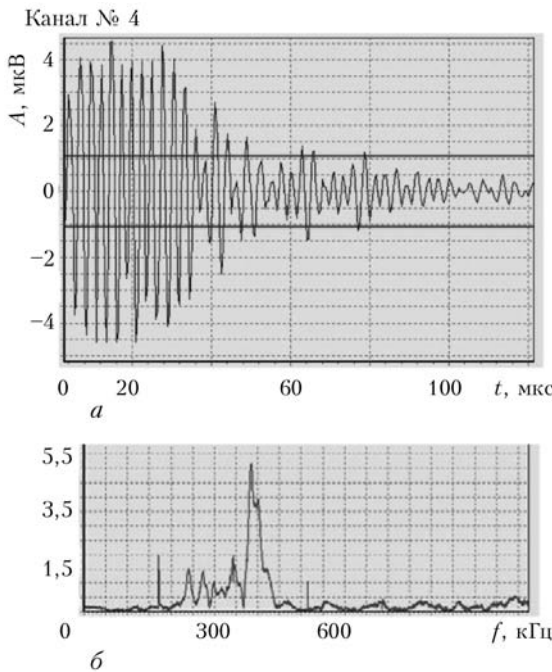
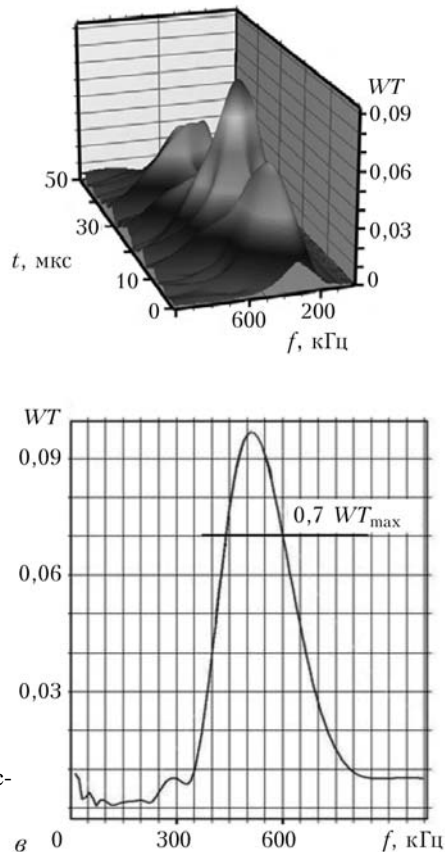


Рис. 5. Хвильове відображення (а); спектральні характеристики (б) та ВП (в) сигналу АЕ від активного джерела





рина смуги спектрів частот Δf на рівні $0,7 \cdot \Delta f_{\max}$ — $150 \leq \Delta f \leq 250$ кГц; 3) діапазон значень параметра $0,1 \leq k \leq 0,3$.

За таких високих значень критеріального параметра за алгоритмом оцінки крихкого руйнування та методики АЕ-діагностування встановлено необхідність додаткових обстежень досліджуваної ділянки іншими методами НК на предмет виявлення та оцінки розмірів тріщиноподібних дефектів. Після проведення АЕ-локації джерела та додаткової перевірки визначено місце генерування сигналів АЕ і виявлено, що вони спричинені вібрацією клапана закриття всередині засувки № 106 (див. рис. 4).

Висновки

Застосування критерію оцінки типів руйнування конструкційних матеріалів за параметрами вейвлет-перетворення сигналів АЕ під час діагностування обладнання нафтопомпувальної станції дало змогу виявити сигнали двох типів: 1) сигнали АЕ, що характеризували в'язке руйнування ($k \leq 0,07$) з низькими амплітудами, тому їх джерела не становили небезпеки для ОК; 2) сигнали АЕ з суттєво вищими амплітудами, для яких $0,1 \leq k \leq 0,3$, що відповідає крихкому руйнуванню. Додаткова перевірка підтвердила наявність несправності у клапані закриття, що дозволило її успішно усунути.

Таким чином, підсумки виконаного АЕ-діагностування обладнання нафтопомпувальної станції підтвердили ефективність запропонованої нами методики та засобів АЕ-діагностування.

Предложена методика технического диагностирования оборудования нефтеперекачивающих станций по амплитудно-частотным характеристикам сигналов акустической эмиссии и параметров их вейвлет-преобразования. Разработанная методика применена во время планового обследования нефтеперекачивающей станции «Чиживка» филиала «Магистральные нефтепроводы «Дружба» ОАО «Укртранснефть».

1. Антипов В. Н., Смирнов А. Ю. Основные требования промышленной безопасности для магистральных трубопроводов / Под ред. А. И. Владимиров, В. Я. Кершенбаума. — М.: Нац. ин-т нефти и газа, 2008. — 127 с.
2. Авария на нефтепроводе «Дружба» — мифы и реальность: мнение эксперта МСОЭС // ИА REGNUM. — Режим доступа: URL: <http://www.reg.um.ru/news/691160.html>.
3. Авария нефтепровода на Закарпатье сделала жизнь людей невыносимой // UA Reporter. — Режим доступа: URL: <http://ua-reporter.com/novosti/46582>.
4. Нафтова катастрофа у Мексиканській затоці стала найбільшою за історію США // ТСН. Новини. — Режим доступа: URL: <http://tsn.ua/svit/naftova-katastrofa-u-meksikanskiy-zatoci-stala-naybilshoyu-za-istoriyu-ssha.html>.

5. Статистика России и США. Особенности ремонта магистральных трубопроводов / А. П. Куляшов, Ю. И. Молев, А. М. Тютнев, В. А. Шапкин. — Режим доступа: URL: http://www.rusnauka.com/13_NPT_2008/Stroitelstvo/30160.doc.htm.
6. Андрусак А. В. Аналіз і причини відмов на нафтопроводі та фактори, які впливають на їх експлуатацію // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2008. — № 4. — С. 83–85.
7. Бабаджанова О. Ф., Павлюк Ю. Е., Сукач Ю. Г. Пожежонебезпечні аварійні виливи нафти з лінійної частини магістрального нафтопроводу // Пожежна безпека. — 2010. — № 16. — С. 27–34.
8. Причини та механізм локальної корозії промислових нафтопроводів / В. Ю. Чернов, В. Д. Макаренко, Є. І. Крижанівський, Л. С. Шлапак // Фіз.-хім. механіка матеріалів. — 2002. — № 5. — С. 97–102.
9. Гумеров А. Г., Гумеров Р. С., Акбердин А. М. Диагностика оборудования нефтеперекачивающих станций. — М.: Недра, 2003. — 346 с.
10. Назарчук З. Т., Скальський В. Р. Акустико-емісійне діагностування елементів конструкцій: наук.-техн. пос.: у 3 т. — Київ: Наук. думка, 2009. — 878 с.
11. Особливості корозії та корозійно-механічного руйнування тривало експлуатованих сталей магістральних трубопроводів / О. І. Звірко, З. В. Слободян, О. Т. Циркульник та ін. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2007. — № 2. — С. 81–86.
12. Skalsky V. R., Lyasota I. M. Estimation of the heat-affected zone for the electron-beam welding of plates // Materials sci. — 2010. — 46, № 1. — P. 115–123.
13. Зорин Н. Е. Факторы, влияющие на коррозионно-механические характеристики трубных сталей в процессе длительной эксплуатации // Магистральные и промышленные трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация и ремонт. — 2008. — Вып. 1. — С. 43–47.
14. Crack detection in pressure piping by acoustic emission / P. H. Hutton, R. N. Ord, H. N. Pedersen, J. C. Spanner / In: Nuclear Safety Quarterly Report — July, August, September, October, 1967 for Nuclear Safety Branch of USAEC Division of Reactor Development and Technology. BNWL-754. — Battelle-Northwest, Richland, Washington. — June 1968. — P. 3.1–3.13.
15. Mirabile M. Acoustic emission energy and mechanisms of plastic deformation and fracture // Nondestructive testing. — 1975. — 8, № 2. — P. 77–85.
16. Gerberich W., Atteridge D. G., Lessar J. F. An acoustic emission investigation of microscopic ductile fracture // Metallurgical Transactions. — 1975. — A6, № 4. — P. 797–801.
17. Теоретические концепции метода акустической эмиссии в исследовании процессов разрушения / А. Е. Андрейкив, Н. В. Лысак, О. Н. Сергиенко, В. Р. Скальський / Препр. АН УССР. Физ.-мех. ин-т; № 137. — Львов, 1987. — 49 с.
18. Скальський В. Р., Станкевич О. М. Використання вейвлет-перетворення сигналів акустичної емісії для визначення особливостей крихкого руйнування скла // Міжвуз. зб. «Інженерна механіка». — Луцьк, 2011. — Вып. 33. — С. 213–219.
19. Діагностування механізмів руйнування сталі 38ХНЗМФА за вейвлет-перетворенням сигналів акустичної емісії / В. Р. Скальський, Л. Р. Ботвіна, О. М. Станкевич та ін. // Техн. диагностика и неразруш. контроль. — 2011. — № 3. — С. 12–17.
20. Укртранснафта. Режим доступа: URL: <http://www.ukrtansnafta.com/ua/>.
21. Яковлев А. Н. Введение в вейвлет-преобразования: Уч. пос. — Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. — 104 с.
22. Vallen Systeme: The Acoustic Emission Company. — Access Mode: URL: <http://www.vallen.de>.

Надійшла до редакції
30.03.2012