

АКУСТИКО-ЕМІСІЙНА ОЦІНКА СТАНУ ОБЛАДНАННЯ НАФТОПОМПУВАЛЬНОЇ СТАНЦІЇ

¹В.Р. Скальський, ²Р.М. Басараб, ¹О.М. Станкевич

¹Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України
79060, м. Львів, вул. Наукова, 5, тел. (0322) 631264

²Львівська філія “Магістральні нафтопроводи “Дружба” ВАТ “Укртранснафта”
79000, м. Львів, вул. Липинського, 12, тел. (0322) 725506

Представлено методику технічного діагностування обладнання нафтопомпувальної станції за критерієм оцінки типів руйнування конструкційних матеріалів за параметрами вейвлет-перетворення сигналів акустичної емісії (АЕ). Наведено результати її застосування під час планового обстеження нафтопомпувальної станції “Плецивка” філії “Магістральні нафтопроводи “Дружба” ВАТ “Укртранснафта”.

Ключові слова: нафтопомпувальні станції, руйнування, діагностування, акустична емісія, вейвлет-перетворення

Представлена методика технического диагностирования оборудования нефтеперекачивающей станции по критерию оценки типов разрушения конструкционных материалов по параметрам вейвлет-преобразования сигналов акустической эмиссии (АЭ). Показаны результаты ее применения во время планового обследования нефтеперекачивающей станции “Плесчівка” филиала “Магистральные нефтепроводы Дружба” ОАО “Укртранснефть”.

Ключевые слова: нефтеперекачивающие станции, разрушение, диагностирование, акустическая эмиссия, вейвлет-преобразование.

A new technique for technical diagnostics of oil pumping stations objects based on the spectral characteristic of acoustic emission signals (AE) and on the parameter their wavelet transformation is offered. The developed technique was applied during inspection at oil pumping stations “Pleschivka” of the open stock joint company “Ukrtransnafta”.

Key words: oil pumping stations, fracture, diagnostic, acoustic emission, wavelet transformation.

Оскільки характерними особливостями сучасних нафтопроводів є їх велика протяжність і значні об'єми pompування нафти, до основних проблем відносять забезпечення якісної експлуатації, ефективної роботи нафтопроводів і мінімізації шкоди для навколишнього середовища. Нафтопроводи потребують постійного контролю і заміни зношених ділянок. Основні магістральні нафтопроводи здебільшого не мають резервів, тому їх відмова призводить до збою постачання нафти і нафтопродуктів. Ремонт у встановлені терміни, а також попередження аварійних ситуацій належать до завдань державного значення.

Актуальність досліджень. Система магістральних нафтопроводів України (рис. 1) налічує 18 нафтопроводів діаметром до 1220 мм загальною довжиною 3506,6 км (в одну нитку – 4767,1 км, нафтопомпувальні станції (НПС) і морський нафтовий термінал (МНТ) “Південний”, резервуарні парки, системи електропостачання, захисту від корозії, телемеханіки, технологічного зв'язку, протипожежні та протиерозійні споруди тощо. Пропускна спроможність системи на вході – 114 млн. т/рік, на виході – 56,3 млн. т/рік [1].

За даними статистичних досліджень більшість аварій на нафтопроводах виникають внаслідок людського чинника [2] (рис. 2): 34,7 % – зовнішні фізичні (силові) дії на трубопроводи, у тому числі кримінальні врізання, що спричи-

няють витoki; 24,7 % – порушення норм і правил проведення робіт під час будівництва і ремонту, відхилення від проектних рішень; 12,4 % – порушення технічних умов під час виготовлення труб і устаткування; 4,7 % – помилкові дії експлуатаційного і ремонтного персоналу. Значний відсоток (23,5 %) аварій відбувається через корозивні пошкодження труб, запірної і регулюючої арматури.

Якщо усунути людський чинник, 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 корозивних каверн і зварних з'єднань [3, 4].

Стан проблеми. Термін експлуатації більшості нафтопроводів України перевищує 30-35 років, що спонукає до особливої уваги стосовно технічного стану їх обладнання (табл. 1).

Для оцінки технічного стану складових елементів магістральних нафтопроводів і прийняття рішення про можливість їх подальшої безпечної експлуатації використовують різноманітні методи і засоби неруйнівного контролю (НК) [5]. Методика технічного діагностування зазначених об'єктів передбачає застосування методів НК комплексно. До найпоширеніших і добре розвинутих серед сучасних методів НК, що застосовуються з метою виявлення експлуатаційних тріщиноподібних дефектів, належать

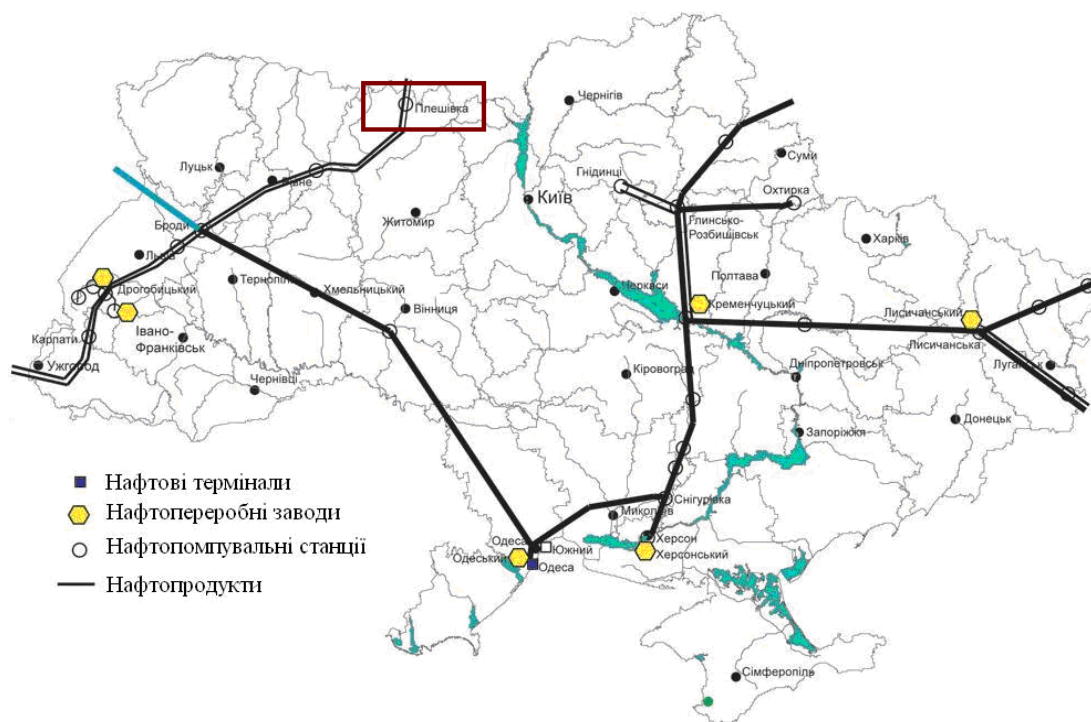


Рисунок 1 – Схема системи магістральних нафтопроводів України

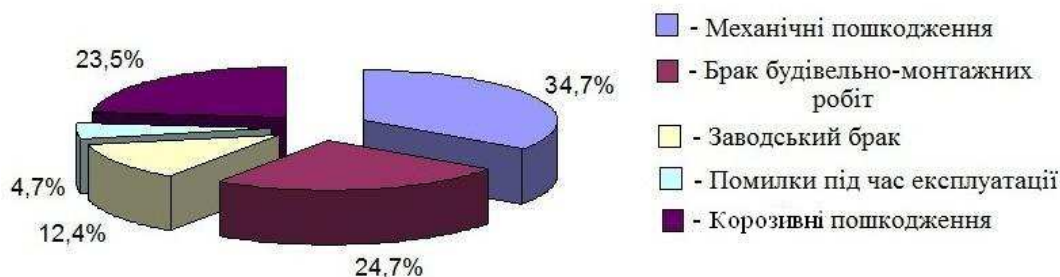


Рисунок 2 – Розподіл причин аварій на магістральних трубопроводах у % від загальної кількості відмов

акустичні методи (ультразвуковий, акустичної емісії (АЕ) та вібродіагностичний). Наприклад, методом АЕ можна виявити джерела зародження та розвитку руйнування під час навантаження елемента обладнання зміною тиску, встановити приблизні координати дефектів, оцінити стан конструкції на основі аналізу її сигналів. Ультразвуковий метод НК дає змогу, окрім місця знаходження дефекту, визначити його геометричні характеристики, глибину залягання тощо. Застосування цих двох методів дає можливість точніше оцінити ступінь небезпеки дефекту та надати висновок про можливість подальшої експлуатації обладнання трубопроводу.

Розвиток тріщин (крихке руйнування) у матеріалі – процес непередбачуваний, швидкоплинний, а тому найнебезпечніший щодо цілісності та безвідмовної роботи об'єкта контролю (ОК). Існує низка підходів використання методу АЕ для побудови критеріїв і методик ідентифікування типів макроруйнування конструкційних матеріалів (крихке чи в'язке) на ранніх стадіях його розвитку та у будь-який момент часу експлуатації конструкції чи виро-

бу за: енергією [6], амплітудними [7] та частотними характеристиками [8] сигналів АЕ, найстійкішими параметрами АЕ-сигналів з урахуванням режимів вимірювального АЕ-тракту [9]. У більшості випадків для аналізу сигналів АЕ використовують перетворення Фур'є, яке не дає часової локалізації особливостей сигналів, що відповідають певним механізмам руйнування. Для кількісної оцінки типів руйнування конструкційних матеріалів нами запропоновано критеріальний показник на основі параметрів неперервного вейвлет-перетворення (НВП) у фіксований момент часу [10, 11].

Отже, за допомогою ефективних методик оцінки типів руйнування можна у реальному режимі часу оцінити стан матеріалу ОК, виявити найнебезпечніші механізми руйнування, а відтак, запобігти виникненню аварійної ситуації.

До основних об'єктів системи магістральних нафтопроводів України належить ділянка трансконтинентального нафтопроводу "Дружба". Зокрема, складовою частиною цього нафтопроводу є НПС "Плещівка" (див. рис. 1), яка обслуговує ту частину нафтопроводу, що про-

Таблиця 1 – Технічні характеристики лінійної частини магістральних нафтопроводів України

| № з/п | Назва нафтопроводів | Рік введення в експлуатацію | Термін експлуатації, років | Діаметр, мм | Протяжність в одну нитку, км |
|-------|--|-----------------------------|----------------------------|-------------|------------------------------|
| 1 | Мічуринськ-Кременчук | 1974 | 38 | 720 | 355,0 |
| 2 | Гніденці-Гл.Розбишівська I, II нитки | 1966/1972 | 46/40 | 377 | 128,6 |
| 3 | Гл.Розбишівська-Кременчук | 1966 | 46 | 530 | 148,3 |
| 4 | М. Павлівка-Гл. Розбишівська | 1967 | 45 | 377 | 73,7 |
| 5 | Самара-Лисичанськ | 1977 | 34 | 1220 | 164,7 |
| 6 | Лисичанськ-Тихорецьк I, II нитки | 1975/1989 | 37/23 | 720 | 413,8 |
| 7 | “НПС Лисичанськ-Лисичанський НПЗ” I, II нитки км 0-7 | 1975 | 37 | 720 | 14,0 |
| 8 | Лисичанськ-Кременчук | 1978 | 34 | 1220/1020 | 421,3 |
| 9 | Кременчук-Херсон | 1972 | 40 | 720/1020 | 393,6 |
| 10 | Снігурівка-Одеса | 1977 | 35 | 720/1020 | 249,7 |
| 11 | Мозир-Броди I, II черга | 1963/1974 | 49/38 | 720 | 727,3 |
| 12 | Броди-Держжордон I, II черга | 1962 | 50 | 530/720 | 650,0 |
| 13 | Відвід на Угорщину км 0-21,4 | 1972 | 40 | 720 | 21,9 |
| 14 | Одеса-Броди | 2002 | 10 | 1020 | 673,7 |
| 15 | Долина-Дрогобич | 1962 | 50 | 273 | 58,7 |
| 16 | Жулин-Дрогобич | 1999 | 13 | 530 | 43,1 |
| 17 | Орів-Дрогобич | 1973 | 39 | 219 | 23,8 |
| 18 | Борислав-Дрогобич | 1983 | 29 | 168 | 8,1 |
| | Разом | 1962/2002 | 50/10 | 168/1220 | 4569,4 |

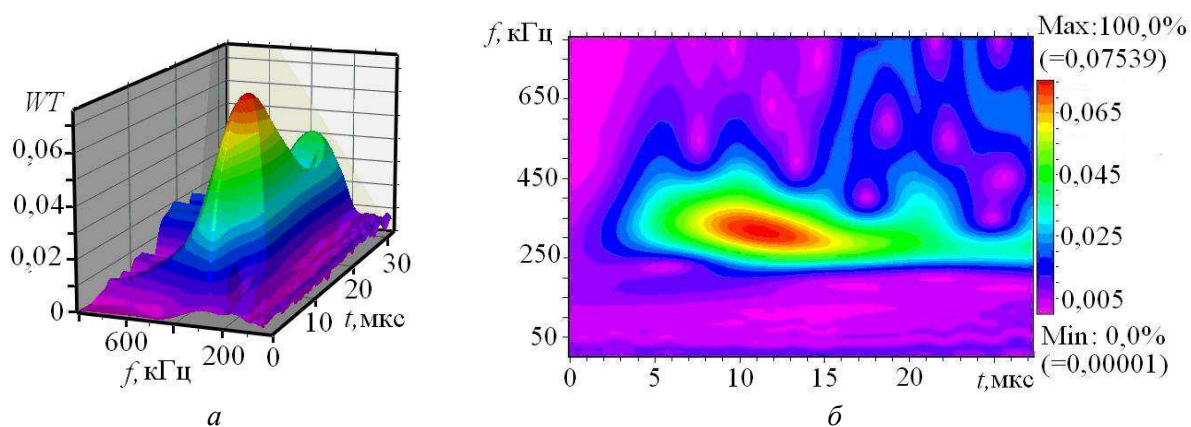


Рисунок 3 – Результат НВП у вигляді тривимірної поверхні (а) та проекції спектра на площину з ізолініями (б).

ходить через Житомирську, Хмельницьку та Рівненську області. Її основна функція полягає у забезпеченні перекачування нафти від Мозиря до Бродів та підтримання тиску у трубопроводі.

Мета роботи – виявити утворення та розвиток тріщиноподібних дефектів на обладнанні НПС за критерієм оцінки типів руйнування конструкційних матеріалів на основі параметрів вейвлет-перетворення сигналів АЕ та видати рекомендації щодо подальшого їх експлуатування.

Методика досліджень. Для обробки сигналів АЕ широко застосовують різні види вейвлет-перетворення, зокрема неперервне [12]. У результаті НВП одержують спектр коефіцієнтів кореляції сигналу з вейвлетом у вигляді поверхні у тривимірному просторі (рис. 3, а). На основі проекції спектра на площину з ізолініями (рис. 3, б) можна прослідкувати зміну коефіцієнтів на різних масштабах у часі, а також виявити локальні екстремуми структури досліджуваного процесу. Великі значення вейвлет-коефіцієнтів означають наявність у сигналі значних флуктуацій у даний момент часу і одночасно хорошу відповідність огинаючої сигналу і вей-

влета. Чим сильніше виражена особливість сигналу, тим більше вона виділяється на спектрограмі і тим вищий рівень вейвлет-коефіцієнтів [13].

У наших дослідженнях для побудови неперервного вейвлет-перетворення сигналів АЕ використали програмний пакет AGU-Vallen Wavelet [14], в якому за материнський вибрано вейвлет Габора.

Враховуючи властивості максимальних значень вейвлет-коефіцієнтів та результати експериментальних досліджень, запропоновано критерій оцінювання типів макроруйнування матеріалів за основними характеристиками неперервного вейвлет-перетворення сигналів АЕ [10, 11]. На основі обчислення критеріального параметра

$$\kappa = WT_{\max} \times \Delta f_0 / \Delta f, \quad (1)$$

який враховує максимальне значення вейвлет-коефіцієнта WT_{\max} , ширину смуги частот Δf , що йому відповідає, та ширину робочої смуги АЕ-тракту Δf_0 , що визначається робочою смугою частот первинного перетворювача, встановлюють тип макроруйнування, що відбувається у даний момент часу в ОК.

Отже, в основі методики випробувань матеріалів виробів та елементів конструкцій, що враховує запропонований критерій, лежить така послідовність дій [9]:

1) вибрати тип первинного перетворювача (ПАЕ) та встановити його робочу смугу пропускання (для обчислення критеріального показника κ покладемо ширину робочої смуги АЕ-тракту $\Delta f_0 = 0,4$ МГц, якщо ж смуга робочих частот вибраного ПАЕ відмінна від $0,2 \leq f_0 \leq 0,6$ МГц, то під час обчислень необхідно врахувати поправковий множник);

2) вибрати місця встановлення ПАЕ на ОК з урахуванням зникання пружних хвиль АЕ в матеріалі;

3) здійснити відповідні налаштування АЕ-апаратури;

4) провести калібрування чутливості ПАЕ на ОК;

5) здійснити відбір АЕ-інформації під час роботи ОК або збудити в ньому пружні хвилі АЕ за регламентованими відповідними ДСТУ чи іншими чинними галузевими документами;

6) побудувавши НВП сигналу АЕ; визначити характеристики, що входять до складу критеріального параметра κ : максимальне значення вейвлет-коефіцієнта; за проекцією на площину “вейвлет-коефіцієнт–частота” визначити ширину смуги частот;

7) за залежністю (1) обчислити кількісне значення критеріального параметра κ і зіставити його з критеріями в'язкого ($\kappa < 0,1$), квазікрихкого ($0,1 \leq \kappa < 0,2$) чи крихкого ($\kappa \geq 0,2$) руйнування;

8) встановити тип руйнування в даний момент часу з урахуванням навантаження чи деформації об'єкта контролю;

9) визначити місце знаходження джерела, що згенерувало зареєстровану подію АЕ;

10) прийняти рішення щодо розмірів та орієнтації тріщиноподібного дефекту за відомими аналітичними залежностями або оцінити об'ємну пошкодженість локалізованого об'єму руйнування;

11) оформити протокол випробувань даного ОК.

Результати досліджень та їх обговорення. Під час технічного діагностування наземного технологічного обладнання НПС використовували одночасно дві АЕ-системи SKOP-8M під час навантаження вузлів внутрішнім тиском із одночасною реєстрацією сигналів АЕ. Для випробувань на окремих ділянках станції тиск у нафтопроводі змінювали двома способами: зменшенням з 3,8 до 0,9 МПа та підвищенням тиску компресорною станцією від 1,0 до 6,25 МПа (рис. 4).

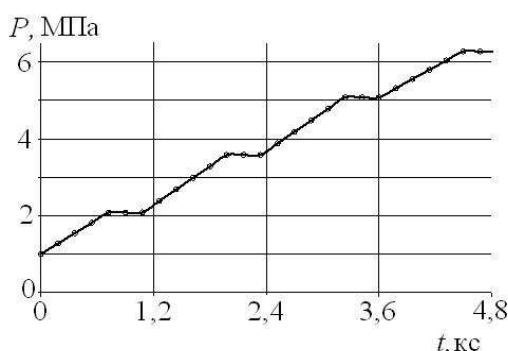


Рисунок 4 – Графік зміни тиску P в елементах обладнання вузлів магістральних pompувальних агрегатів і зворотних клапанів I черги

Для АЕ-діагностування зародження та розвитку дефектів в елементах вузлів магістральних pompувальних агрегатів використали квазірезонансні ПАЕ з робочою смугою частот $0,2 \dots 0,6$ МГц. Коефіцієнт підсилення попередніх підсилювачів становив 34 дБ. Діагностування проводили за температури $+8^{\circ}\text{C}$ і максимального тиску у трубопроводі 6,25 МПа.

Перед початком робіт було здійснено відповідні налаштування портативних АЕ-систем SKOP-8M: 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) – 600; фільтра високих частот (кГц) – 200; поріг дискримінації (%) – 28; рівень власних шумів, приведених до входу попереднього підсилювача (мкВ) – 7.

Для експериментального визначення коефіцієнта зникання пружних хвиль АЕ у матеріалі ОК скористались розробленою у ФМІ ім. Г. В. Карпенка НАН України методикою [9]. Спочатку ПАЕ розташовували на трубопроводі за лінійною схемою з кроком 0,3 м та збуджували пружну хвилю АЕ на віддалі 0,3 м від 1-го ПАЕ за допомогою зонда-імітатора АЕ-системи SKOP-8M.

Вибравши максимальні амплітуди зареєстрованих сигналів АЕ та апроксимувавши їх за співвідношенням (2)

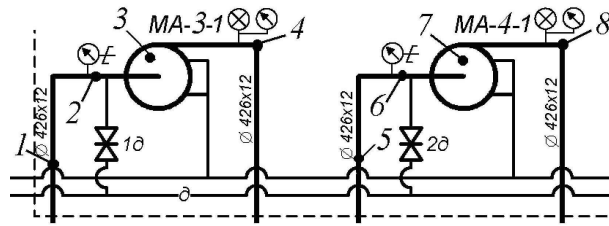
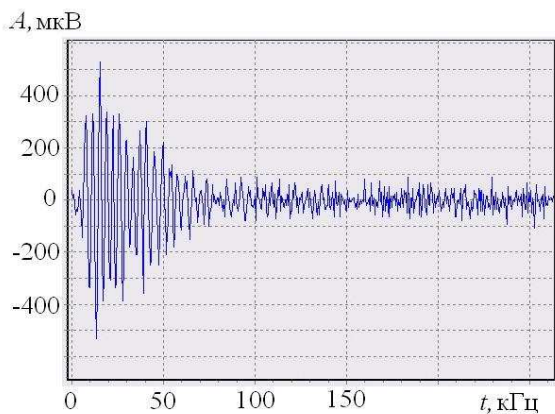


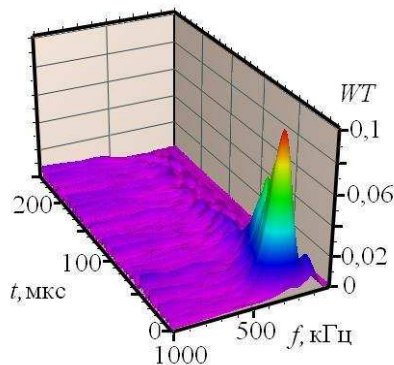
Рисунок 5 – Схема розташування ПАЕ (точки 1-8) на ділянці АЕ-діагностування помпувальних агрегатів

Таблиця 2 – Геометрія розташування ПАЕ на ОК

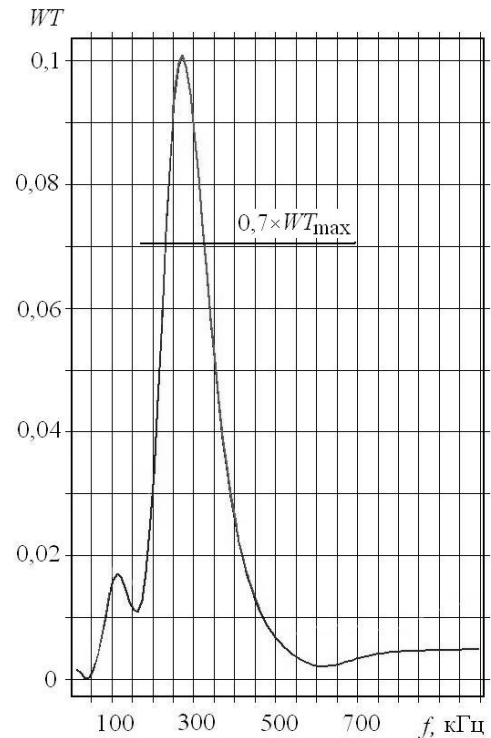
| Номери ПАЕ | 1-2 | 2-3 | 3-4 | 5-6 | 6-7 | 7-8 |
|---------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Відстань між ПАЕ, м | 2,5 | 1,2 | 1,5 | 2,5 | 1,2 | 1,5 |



а



б



в

Рисунок 6 – Хвильове відображення сигналу АЕ (а); НВП (б) та його проєкція на площину “WT-f” у момент часу, що відповідає WT_{max} (в)

$$y = de^{-\delta x}, \quad (2)$$

де δ – коефіцієнт зникання,
 x – шлях проходження хвилі,
 d – коефіцієнт апроксимації, зробили висновок, що ПАЕ на прямих ділянках нафтопроводу можна розташувати 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 (рис. 5, табл. 2).

За результатами АЕ-досліджень на всіх ОК було зареєстровано сигнали, які не перевищували встановлений поріг дискримінації, тобто вимірювальна система їх реєструвала як шуми.

На ділянці навколо ПАЕ № 5 вузла магістральних помпувальних агрегатів черги I під час зміни тиску від 1,0 до 6,25 МПа зі швидкістю 0,05 МПа / хв зареєстровано 48 сигналів АЕ, які за інтегральним критерієм ступеня небезпеки (РД 03-131-97) належать до класу 2 (активне джерело) [9].

На рисунку 6 зображено характерний вид цих сигналів АЕ.

Зазначимо, що їх особливістю є вузькі спектри домінуючих частот (рис. 6, в), незалежно від величини максимального значення амплітуди сигналу. Проаналізувавши дані сигнали АЕ за допомогою неперервного вейвлет-перетворення (рис. 6, б, в), встановили, що: діапазон

значень максимальних вейвлет-коефіцієнтів становить $WT_{max} - 0,08-0,16$; ширина смуги спектрів частот Δf на рівні $0,7 \times WT_{max} - 55-170$ кГц; діапазон значень критеріального параметра $k - 0,2-1,0$ — крихке руйнування.

Згідно з розробленим алгоритмом оцінки крихкого руйнування та методики АЕ-діагностування за таких високих значень критеріального параметра було зроблено висновок про необхідність додаткових обстежень досліджуваної ділянки іншими методами НК на предмет виявлення та оцінки розмірів тріщиноподібних дефектів. У результаті проведених досліджень ультразвуковим і магнетним методами виявили тріщину на згині трубопроводу, яка розвивалась. Для забезпечення подальшої безпечної експлуатації об'єкта ділянку з виявленим дефектом замінили новим елементом.

Висновки

У роботі запропоновано методику випробувань виробів та елементів конструкцій, яка передбачає ідентифікування типів руйнування конструкційних матеріалів на ранніх стадіях його розвитку та у будь-який момент часу експлуатації об'єкта контролю. Застосування запропонованого критерію оцінки типів руйнування конструкційних матеріалів за параметрами вейвлет-перетворення сигналів АЕ під час діагностування обладнання нафтопомпувальної станції дало змогу виявити сигнали, для яких значення критеріального параметра становили $0,2 \leq k \leq 1,0$, що відповідає крихкому руйнуванню. А це означає, що об'єкт контролю мав дефект, який під час додаткового навантаження розвивався. Враховуючи ступінь небезпеки такого явища, за результатами перевірки іншими методами НК дефектне місце трубопроводу замінили придатним до експлуатації елементом.

Результати проведеного АЕ-діагностування обладнання нафтопомпувальної станції підтвердили ефективність запропонованої нами методики та засобів АЕ-діагностування.

Перспективним напрямком подальших досліджень для підвищення чутливості методу АЕ під час технічного діагностування реальних об'єктів є застосування та розроблення нових методів і прийомів обробки АЕ-інформації з використанням вейвлет-аналізу, зокрема, поєднання неперервного та дискретного вейвлет-перетворень.

Література

1 Укртранснафта. — [Електронний ресурс]. — Режим доступу: <http://www.ukrtransnafta.com/ua/>.

2 Андрусак А. В. Аналіз і причини відмов на нафтопроводі та фактори, які впливають на їх експлуатацію / А. В. Андрусак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2008. — № 4. — С. 83–85.

3 Особливості корозії та корозійно-механічного руйнування тривало експлуатованих сталей магістральних трубопроводів /

О. І. Звірко, З. В. Слободян, О. Т. Цирульник та ін. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2007. — № 2. — С. 81–86.

4 Дмитрах І. М. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень / І. М. Дмитрах, В. В. Панасюк. — Львів: ФМІ НАНУ, 1999. — 341 с.

5 Гумеров А. Г. Диагностика оборудования нефтеперекачивающих станций = Diagnostics of equipment in oil pumping stations / А. Г. Гумеров, Р. С. Гумеров, А. М. Акбердин. — М.: Недра, 2003. — 346 с.

6 Mirabile M. Acoustic emission energy and mechanisms of plastic deformation and fracture / M. Mirabile // Nondestructive testing. — 1975. — 8, № 2. — Р. 77–85.

7 Gerberich W. An acoustic emission investigation of microscopic ductile fracture / W. Gerberich, D. G. Atteridge, J. F. Lessar // Metallurgical Transactions. — 1975. — А6, № 4. — Р. 797–801.

8 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.

9 Назарчук З. Т. Акустико-емісійне діагностування елементів конструкцій: науково-технічний посібник: у 3 т./ З. Т. Назарчук, В. Р. Скальський. — Т. 2: Методологія акустико-емісійного діагностування. — К.: Наукова думка, 2009. — 263 с.

10 Скальський В. Р. Використання вейвлет-перетворення сигналів акустичної емісії для визначення особливостей крихкого руйнування скла / В. Р. Скальський, О. М. Станкевич // Наукові нотатки: міжвузівський збірник (за напрямом “Інженерна механіка”). — Луцьк. — Вип. 33. — 2011. — С. 213–219.

11 Діагностування механізмів руйнування сталі 38ХНЗМФА за вейвлет-перетворенням сигналів акустичної емісії / В. Р. Скальський, Л. Р. Ботвіна, О. М. Станкевич та ін. // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. — 2011. — № 3. — С. 12–17.

12 Терентьев Д. А. Вейвлет-анализ сигналов АЭ в тонкостенных объектах / Д. А. Терентьев, С. В. Елизаров // Контроль. Диагностика. — 2008. — № 7. — С. 51–54.

13 Дремин И. М. Вейвлеты и их использование / И. М. Дремин, О. В. Иванов, В. А. Нечитайло // Успехи физических наук. — 2001. — Т. 171, № 5. — С. 465–501.

14. Vallen Systeme: The Acoustic Emission Company. — [Virtual Resource]. — Access Mode: <http://www.vallen.de>.

Стаття надійшла до редакційної колегії
28.02.13

Рекомендована до друку
професором **Мойсишиним В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Шелковським Б.І.**
(Українська нафтогазова академія, м. Львів)