

# ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДУ АКУСТИЧНОЇ ЕМІСІЇ ДЛЯ ДІАГНОСТУВАННЯ КОРПУСІВ ЯДЕРНИХ РЕАКТОРІВ (Огляд)

## Повідомлення III. Нормативна база і перспективи застосування методу акустичної емісії в ядерній енергетиці

І.М. НЕКЛЮДОВ, З.Т. НАЗАРЧУК, В.Р. СКАЛЬСЬКИЙ, Л.Н. ДОБРОВОЛЬСЬКА

Фіз.-мех. ін-т ім. Г.В. Карпенка НАНУ. 79060, м. Львів, вул. Наукова, 5. E-mail: skal@ipm.lviv.ua

Постійне оновлення нормативної бази діагностування корпусів реакторів АЕС відбувається на фоні кількох конкуруючих тенденцій. З одного боку, маємо наростаючу стурбованість старінням діючого енергогенеруючого обладнання, ресурс якого неухильно наближається до свого проектного закінчення, а з іншого – дві катастрофи, що не пов'язані з таким старінням. Катастрофа 1986 р. на Чорнобильській АЕС відбулась через суттєві недоліки конструкції та ненормативні дії обслуговуючого персоналу, а 2011 р. на японській АЕС Фукусіма – через природний катаклізм, у якому поєднались землетрус та цунамі позапроектних рівнів. І хоча згадані катастрофи завдали відчутного удару по репутації атомної енергетики, АЕС і далі залишаються одним із головних претендентів на задоволення зростаючих енергетичних потреб людства. Сучасні тенденції створення методів діагностування стану ядерного енергетичного обладнання вимагають розвитку наявної і розроблення нової нормативної бази для їх успішного застосування. Бібліогр. 41.

*Ключові слова:* акустична емісія, ядерна енергетика, нормативна база діагностування

**Розроблення нормативних документів щодо застосування методу АЕ.** Впровадження НК, в тому числі методу АЕ на АЕС, не можна розглядати виключно з огляду науково-технічного, оскільки ця галузь особливо охоплена величезним масивом законів, постанов, рекомендацій та інших нормативних актів, без яких впровадження жодного з методів діагностування є неможливим. Ядерна енергетика від початків її мирного застосування завжди підлягала найсуворішим юридичним вимогам, важливість ядерної безпеки усвідомлювали на найраніших стадіях проектування АЕС [1].

Більше того, світова громадськість усвідомлювала необхідність широкої міжнародної співпраці на цьому полі, внаслідок чого у 1956 р. було створено Міжнародну агенцію з атомної енергії (англійською: International Atomic Energy Agency – IAEA). Розуміючи, що майбутнє ядерної енергетики суттєво залежатиме від упевненості широкої громадськості у повній безпеці експлуатування та утилізації ядерних відпрацьованих матеріалів, IAEA від 1974 р. активно займається нормативною базою, що стосується ядерної безпеки [1, 2].

Постійне оновлення цієї бази відбувається на тлі кількох конкуруючих тенденцій. З одного боку маємо наростаючу стурбованість старінням діючого енергогенеруючого обладнання, ресурс якого щільно наближається до свого запроектованого кінця, та дві катастрофи, що не пов'язані з таким старінням. Катастрофа 1986 р. на Чорнобильській АЕС відбулась через серйозні недоліки конструкції та ненормативні дії людей, а 2011 р. на япон-

ській АЕС Фукусіма – через природний катаклізм, у якому поєднались землетрус та цунамі позапроектних рівнів. З іншого боку, у світі наростає споживання електроенергії, що на тлі глобальних кліматичних змін стримує розвиток енергетичних потужностей на органічному паливі, а отже стимулює розвиток джерел енергії, що не супроводжуються генеруванням великих кількостей вуглекислого газу. Серед останніх, мабуть, лише ядерна енергетика зможе впродовж найближчої перспективи забезпечити значний рівень генеруючих потужностей, тоді як гідро-, вітрова, сонячна чи інші види електроенергії сьогодні можуть задовольнити лише незначний відсоток потреб.

Впродовж років IAEA створила понад 200 стандартів, що охоплюють ядерну та радіаційну безпеку, утилізацію та транспортування [1]. Всі ці документи, що створені на підставі консенсусу між нормотворчими представниками країн-учасниць, формулюють мінімальний всесвітньо-прийнятий рівень вимог безпеки. Кожна країна при цьому встановлює свої власні нормативи, які беруть до уваги локальні особливості та державну політику. Стандарти безпеки можна розділити на три категорії, що

- пов'язують безпеку із адмініструванням та відповідальністю за всі етапи створення та експлуатування АЕС і виведення її з експлуатації;
- стосуються етапу проектування;
- стосуються експлуатування АЕС.

До останньої відносять всі заходи, що стосуються контролю стану обладнання АЕС, у тому числі і



неруйнівного. Зокрема, у Вимогах Безпеки № NS-R-1 [2] зазначено, що обладнання першого контуру повинно бути спроектоване, виготовлене і розташоване так, щоб упродовж терміну експлуатування енергоблоку було можливо здійснювати відповідну перевірку та випробування цілісності контуру. Крім того, слід забезпечувати спостереження процесів старіння матеріалу корпусу реактора (особливо у зоні інтенсивного опромінювання), в тому числі радіаційного і теплового окрихчування та корозійного розтріскування. Результати випробувань цілісності оболонки першого контуру повинні демонструвати відсутність: недопустимих дефектів (тобто дефектів, розмір яких перевищує критичний) та значної втрати рівня безпеки.

Як зазначає Гаттон [3] у своєму огляді, до методу АЕ на початках його застосування в ядерній енергетиці був надмірний ентузіазм, який згодом зумовив певне розчарування зацікавлених у його застосуванні суб'єктів. Це, з одного боку, зумовило значне зацікавлення державних інституцій та суттєве фінансування відповідних АЕ-досліджень і спричинило значний розвиток як фундаментальних, так і прикладних досліджень з розвитком інструментальної бази методу. У США діяла ціла програма науково-дослідних робіт, затверджена комітетом U.S. NRC, головними виконавцями якої були Pacific Northwest Laboratories та Battelle Memorial Institute [3, 4].

З іншого боку, негативним аспектом стали передчасні намагання щодо впровадження цього методу до нормативної бази ASME, яка є обов'язковою для всіх експлуатаційників. У 1987 р. Гаттон зазначив, що справа стандартизації методу АЕ для моніторингу цілісності металу, який працює під тиском, успішно просуvalась у рамках комітету E07.04 ASTM [5]. Наполеглива праця в цьому напрямку привела до появи двох стандартів ASTM E1139 [6] та E1211 [7]. Однак набагато важливішим було затвердження відповідних нормативів у розділі XI Кодексу ASME. Наполегливість Гаттона та інших учених дала свій результат. У 11-й редакції U.S. NRC Regulatory Guide 1.147 Inservice Inspection Code Case Acceptability ASME Section XI знаходимо статтю N-471, де викладено нормативні підходи, якими повинні користуватися під час першого та наступних застосувань АЕ-методу для виявлення дефектності корпусів ядерних реакторів [8]. Введення цієї норми у ASME датоване 1990 р., її затвердження у NRC відбулось у 1992 р., а публікація – у 1994 р. Повторне затвердження у ASME відбулось у 1993 р., про що довідуємось із 12-ї редакції документу 1.147 NRC, опублікованому у 1999 р. [9].

У 1997 р. співробітники NRC у своєму огляді зазначали, що метод АЕ пройшов всі необхідні апробування і показав дієвість не тільки в лабо-

раторних умовах, але і на діючих реакторах, наприклад, на реакторі станції Limerick [10]. У 2000 р. вийшов додаток до V розділу Кодексу ASME редакції 1998 р. [11]. У ньому чотири статті присвячені впровадженню методу АЕ, зокрема Стаття 11 присвячена ємностям, виготовленим із пластмасових композитних матеріалів, Стаття 12 – металевим ємностям, які гідростатично перевіряють із застосуванням методу АЕ, Стаття 13 – безперервному АЕ-моніторингу ємностей та Стаття 29 – стандартам ASTM та іншим нормативним документам, в яких сформульовано методологічні принципи і процедури, що стосуються випробувань за допомогою методу АЕ. Слід зазначити, що АЕ – єдиний метод НК, рекомендований до безперервного моніторингу цілісності відповідального обладнання.

Оскільки діючі ядерні енергоблоки не передбачали використання АЕ-контролю чи моніторингу, то для ядерної енергетики ці статті означали не стільки впровадження методу АЕ на діючих, скільки перспективність використання АЕ-діагностування на нових енергоблоках. Стаття 12 унормовувала законність використання методу АЕ на етапі гідростатичних випробувань обладнання першого контуру перед введенням енергоблоку в експлуатацію, а Стаття 13 унормовувала онлайн-моніторинг обладнання діючого реактора. При цьому встановлено процедури перевірки кваліфікації персоналу, що відповідає за АЕ-обстеження, а також об'єм АЕ-контролю, його тривалість, критерії оцінювання та ранжування, а також спосіб документації виявлених дефектів. Виконання всіх процедур АЕ-контролю повинно відповідати технічним стандартам, розробленим переважно більшістю у ASTM [11].

Стаття 13, зокрема, приділяє немало уваги первинним перетворювачам АЕ, дозволяючи використання як перетворювачів прямого контакту, так і з хвилеводами. Розташовувати перетворювачі на досліджуваному об'єкті контролю слід таким чином, щоб забезпечити належний рівень сигналу від дефектів–джерел АЕ та належну точність для виявлення місця знаходження дефекту. Вибраний первинний перетворювач – низько- чи високотемпературний, радіаційно стійкий чи нестійкий – має відповідати своєму призначенню. Рівень наведених електромагнітних шумів на ділянці «первинний перетворювач–попередній підсилювач–з'єднувальні кабелі» не повинен перевищувати 0,7 В за 90 дБ підсилення. Спектральні характеристики АЕ-перетворювачів повинні бути оптимально підібраними стосовно співвідношення «сигнал–шум» та згасання сигналу АЕ. Рекомендується використання диференційних первинних перетворювачів, призначених для відстежування наведених електромагнітних сигналів



та індуктивно налаштованих, для яких спектральні характеристики модифіковані задля посилення чутливості у певній ділянці спектру. Для передачі АЕ-даних до АЕ-системи потрібно використовувати коаксіальні кабелі. Крім того, серйозну увагу необхідно звернути на місця проходження комунікацій через герметичну оболонку реактора. Після ФТ-випробувань на АЕС Limerick стало зрозуміло, що у майбутніх проектах ядерних енергоблоків слід передбачити належну систему кабелів, які проходять через герметичну оболонку. Вони повинні гарантувати мінімальні втрати та мінімальне наведення електромагнітних шумів на всій ділянці передавання АЕ-даних [11].

Система обробки та реєстрування АЕ-даних повинна містити наступні модулі для кожного каналу: підсилення; ідентифікування сигналу та опрацювання сигналу. Вона має бути обладнаною відеодисплеєм для проглядання зареєстрованих АЕ-сигналів під час експлуатування, а також надійну систему зберігання АЕ-даних. Система аналізу даних може бути інтегрована у функцію дисплея або працювати в режимі пост-обробки записаних АЕ-даних. Система онлайн-моніторингу повинна бути здатною обробляти та записувати АЕ-дані зі швидкістю не менше, ніж 50 імпульсів за секунду одночасно для всіх каналів, в режимі безперервного моніторингу та зі швидкістю не менше, ніж 100 імпульсів за секунду одночасно для всіх каналів, в режимі довільних 15-секундних інтервалів [11].

Система АЕ-моніторингу повинна в режимі реального часу розрізняти сигнали АЕ, викликані ростом тріщини, від сигналів АЕ, породжених іншими причинами, причому жоден сигнал, що перевищує поріг дискримінації, не повинен пропасти. Динамічний діапазон процесора сигналу повинен бути щонайменше 36 дБ для кожного вимірюваного параметра, причому процесор повинен управлятися модулем дискримінації, який обмежує кількість АЕ-сигналів тільки до тих, які перевищують рівень дискримінації. Останній визначається рівнем шумів [11].

Серед параметрів сигналів АЕ, які повинні відстежувати система АЕ-моніторингу: сумарний рахунок імпульсів, сумарний рахунок імпульсів на кожному первинному перетворювачі, амплітуда пікового імпульсу сигналу, час наростання амплітуди, площа огинаючої (виміряна у В·с), диференційні часи приходу сигналу. На додаток до перелічених, система повинна для кожного сигналу фіксувати реальні час і дату, а також параметри енергоблоку, які можуть впливати на ріст тріщини (тиск, температура тощо), та діюче значення шумів для кожного каналу з метою відстежування витоків через наскрізні дефекти першого контуру. Коли швидкість рахунку від групи первинних

перетворювачів перевищить задану межу, система АЕ-моніторингу повинна включати блок оповіщення оператора із зазначенням розташування групи перетворювачів, які виявили надміру активне джерело АЕ [11].

Стаття 13 описує вимоги до всіх складових системи АЕ-моніторингу, до методів їх верифікації, включно із засадами встановлення первинних перетворювачів, їх калібрування, перевірки системи локації, встановлення кабелів, АЕ-монітору тощо. Зазначимо, що Стаття 13 і визначає специфічні вимоги до системи АЕ-моніторингу обладнання ядерного енергоблоку. Наприклад, власні шуми попереднього підсилювача не повинні перевищувати 7 мкВ у перерахунку до його входу (хвильовий опір 50 Ом). Спектральні характеристики попереднього підсилювача мають відповідати первинним перетворювачам. Динамічний діапазон АЕ-системи із відключеними первинними перетворювачами потрібно перевіряти за допомогою генератора сигналів ще перед встановленням на об'єкті контролю. Пакети синусоїдальних сигналів від генератора подають на входи кожного з попередніх підсилювачів для перевірки відповідності коефіцієнтів підсилення, функцій опрацювання АЕ-даних, швидкості опрацювання інформації тощо. Рівень сигналу від генератора повинен знаходитися в межах 0,25...5,0 мВ (амплітудне значення), тривалість пакетів – 0,5 і 3,0 мс, частота – 100 кГц і 1 МГц [11].

Первинні АЕ-перетворювачі повинні витримувати робоче середовище – температуру, вологість, вібрації, радіаційне опромінення – впродовж не менше, ніж 2 роки. В області гарячої зони реактора допустимо використовувати первинні перетворювачі, оснащені хвилеводами, достатньо довгими, щоб винести п'єзокерамічний елемент та електронні компоненти попереднього підсилювача поза зону інтенсивного опромінення. Частотні характеристики АЕ-сигналу на виході попереднього підсилювача повинні бути такими, щоб мінімізувати вплив акустичних шумів, які виникають внаслідок протікання теплоносія. Спектральні характеристики шумів у точках майбутнього АЕ-моніторингу необхідно отримувати ще перед встановленням первинних АЕ-перетворювачів. На підставі цієї інформації підбирають відповідні спектральні характеристики останніх, причому крутизна спаду нижче вибраної частоти моніторингу повинна становити щонайменше 15 дБ на 100 кГц. Це досягається використанням індуктивності між п'єзоелементом і входом попереднього підсилювача. Зріз верхньої ділянки спектру повинен починатися від 1 МГц із крутизною спаду не менше, ніж 15 дБ на октаву. Ці вимірювання виконуються з використанням широкосмугового джерела акустичного шуму, отриманого під час





обдування поверхні калібрувального металевого блоку гелієвим струменем із сопла. Порогові значення для всіх каналів встановлюють на одному рівні: 0,5–1,0 В вище рівня шумів вимірвальних АЕ-каналів [11].

Стаття 13 також визначає аналітичний вираз для апроксимації залежності швидкості  $dN/dt$  росту тріщини від швидкості рахунку АЕ-імпульсів. Представлена у англійській системі мір, ця залежність виглядає так:

$$da/dt = 290 (dN/dt)^{0,53}, \quad (1)$$

якщо  $da/dt$  виражена у мікродюймах за секунду. Це відповідає

$$da/dt = 7,37 (dN/dt)^{0,53}, \quad (2)$$

якщо  $da/dt$  виражена у мкм/с [11].

Якщо за аналізом АЕ-даних тріщина розвивається швидше, ніж це дозволяють критерії прийняття (acceptance criteria), ту ділянку металу, де було виявлено ріст тріщини, слід обстежити іншими методами НК за найближчої нагоди. Крім того, існують додаткові норми використання АЕ-моніторингу так званих обмежених зон за наступних умов:

- моніторинг ділянок металу, де були виявлені тріщиноподібні дефекти;
- моніторинг певних зварних з'єднань;
- моніторинг ділянок, чутливих до руйнування (втома, корозія тощо);
- покращення співвідношення «сигнал–шум».

Додатковою вимогою до таких систем локального моніторингу є реєстрація щонайменше 90 % АЕ-сигналів, що виникають у обстежуваній ділянці та ігнорування щонайменше 90 % сигналів, що надходять з-поза неї [11].

Спеціальної уваги надано в Статті 13 питанню використання АЕ-обладнання в умовах агресивного зовнішнього середовища. Зокрема, більшість первинних АЕ-перетворювачів не передбачені для роботи за температур, вищих від 150 °С. Деякі перетворювачі, які виготовлені для високотемпературних вимірювань, не можуть працювати тривалий час. Додатковий вплив агресивного середовища і/чи радіаційного опромінення призведе до подальшого скорочення терміну життєздатності такого АЕ-перетворювача. Для вирішення цієї проблеми Стаття 13 пропонує застосовувати хвилевідні первинні перетворювачі, розроблені групою Гаттона для моніторингу головного циркуляційного трубопроводу АЕС Limerick [12]. Такого типу хвилевідні АЕ-перетворювачі були успішно апробовані впродовж навіть 2,5 років безперервної роботи в умовах високих температур і радіації. Для хвилевода діаметром 3,3 мм, виконаного з корозійностійкої сталі типу AISI 308, коефіцієнт згасання хвиль АЕ становить 0,45 дБ на кожний фут довжини, тобто 1,5 дБ/м [11].

Нормованим у Статті 13 є також застосування АЕ для виявлення витоків теплоносія. Перевагою АЕ-моніторингу є швидкість виявлення витoku та здатність його кількісної оцінки. Для цієї мети використовують первинні перетворювачі з певними спектральними характеристиками: за наявності високочастотних шумів робоча смуга перетворювача може бути обмеженою 200...500 кГц, тоді як в умовах низькочастотного шуму допустимо використовувати перетворювачі з частотами нижче 100 кГц. Кількісні залежності інтенсивності АЕ сигналу від швидкості витoku встановлюють у лабораторних умовах ще перед встановленням системи моніторингу на об'єкт контролю. Первинні перетворювачі АЕ обладнані хвилеводами діаметром 3...13 мм та довжиною не більшою, ніж 250 мм, добре себе зарекомендували для виконання поставленого завдання. Для належно встановленої системи АЕ-моніторингу вважають, що перевищення діючого значення напруги АЕ-сигналу над шумом щонайменше на 3 дБ впродовж щонайменше 30 хв свідчить про витік. Місцезнаходження витoku встановлюють за аналізом зміни діючих значень напруги сигналів від встановлених первинних перетворювачів [11].

Стаття 13 розділу V наводить ще низку вимог до запровадження АЕ-моніторингу на обладнанні ядерного енергоблоку. Одночасно, в додадку 2000 р. до Кодексу ASME редакції 1998 р. у розділі XI, що стосується правил контролю обладнання АЕС, вміщено статтю IWA-2234 Acoustic Emission Examination [13]. У ній зазначено, що АЕ-контроль може бути використаний для моніторингу тріщиноподібного дефекту, виявленого іншими методами НК. Перед початком АЕ-моніторингу розмір дефекту має бути встановленим за допомогою ультразвукового діагностування відповідно до інших нормативних документів ASME. АЕ-моніторинг слід здійснювати згідно з вимогами Статті 13 розділу V із наступними додатковими вимогами щодо розбивання процесу моніторингу на двомісячні періоди та прогностичних розрахунків розміру тріщини на моменти закінчення цих періодів із відстеженням критичності розміру тріщиноподібного дефекту та критеріїв його прийняття, сформульованим у статтях IWB-3600 чи IWC-3600. Якщо ж росту тріщини не фіксується впродовж операційного циклу, оператор може повернутися до типових процедур експлуатування відповідно до Статей IWB-3130 чи IWC-2410 [11].

Стаття IWB-3600 стосується аналітичного оцінювання критичності тріщиноподібних дефектів в обладнанні Класу 1, тобто першого контуру. Стосовно корпусу ядерного реактора ці вимоги прописані у частині IWB-3610, яка присвячена компонентам товщиною понад 10 см, виготовленим із феритної сталі. При цьому тріщини в аустенітній наплавці не потребують оцінювання, тоді як три-



щини, які пронизують наплавку наскрізь і вриваються у феритну основу корпусу реактора, підлягають оцінюванню, як і всі інші тріщиноподібні дефекти, що порушують цілісність феритної складової корпусу реактора. До критеріїв прийняття, за якими дозволяється експлуатування об'єкту з наявною тріщиною, відносять: критерій розміру тріщини (IWB-3611); критерій коефіцієнта інтенсивності напружень (IWB-3612); критерій коефіцієнта інтенсивності напружень за умов, що температура перевищує  $T_{NDT} + 60^{\circ}\text{F}$  (IWB-3613) [11].

Стаття IWB-3130 стосується процедур періодичного об'ємного та поверхневого контролю обладнання Класу 1, тобто першого контуру. Зокрема, у частині IWB-3132 ідеться про умови прийняття обладнання, які встановлюються за результатами контролю (IWB-3132.1), або внаслідок заміни чи ремонту пошкодженого компоненту (IWB-3132.2), або внаслідок аналітичних розрахунків, які, якщо здійснені згідно з встановленими процедурами, переконливо показують, що обладнання може безпечно працювати з дефектом, хоч його розміри за результатами НК і перевищують допустимі [11].

У цих же Додатках 2000 р. до Кодексу ASME редакції 1998 р. нормується застосування методу АЕ на обладнанні Класу 2, як це зроблено у частині IWC-2420, вимоги якої суттєво перегукуються із вимогами, описаними вище [13].

Таким чином, метод АЕ посів належне місце у Кодексі ASME, який відіграє роль основоположної нормативної бази для країн-користувачів ядерної енергії та міжнародних контролюючих організацій, таких як ІАЕА. Відстежуючи зміни у питанні застосування методу АЕ на АЕС, можна зауважити, що у 13-й редакції регламенту U.S. NRC Regulatory Guide 1.147 Inservice Inspection Code Case Acceptability ASME Section XI, виданого 2003 р., знову знаходимо статтю N-471, до якої у 1998 р. ASME уведено поправки [14]. Ця норма Кодексу ASME востаннє була Perezatverdzhena у 2002 р. в ASME і у 2007 pp. у NRC [15, 16]. У 2002 р. ASME цю статтю анулює, як зазначено у 16-й редакції документу 1.147 NRC [17]. Вилучення статті N-471 зі збірника прикладів застосування різних методів НК Inspection Code Case Acceptability, однак, не означало вилучення методу АЕ з Кодексу ASME. В редакції 2004 р. відповідні статті розділів V і XI зберігаються і їх використовують провідні фірми-виробники обладнання для АЕС, як, наприклад, французька AREVA. Зауважимо, що Кодекс ASME або просто перекладений з англійської мови на мови країн ядерного клубу, або із незначними змінами адаптований до діючих у цих державах нормативів. Наприклад, нормативні документи Франції теж передбачають можливість (не обов'яз-

ковість) застосування методу АЕ на корпусах діючих реакторів АЕС.

Незважаючи на тимчасове згасання активності АЕ-контролю корпусів ядених реакторів, можна сподіватися, що розвиток електроніки, матеріалознавства та механіки руйнування відкриють нові надії на успішне використання методу АЕ у майбутньому [18].

**Перспективи використання АЕ для контролю руйнування корпусних реакторних сталей.** Останніми роками спостерігаємо посилення активності довкола ядерної енергетики, спричиненої, з одного боку, потребою продовження терміну експлуатування 436 реакторів та, з іншого, перспективами понад 60 енергоблоків, що знаходяться у стані спорудження, а також понад 160 (станом на 2011 р.) реакторів, спорудження яких обговорюється. І хоча катастрофічна аварія на АЕС Фукусіма-1 в Японії завдала серйозного удару по репутації атомної енергетики, АЕС і далі залишаються одним із головних претендентів на задоволення зростаючих енергетичних потреб людства [19]. У США, наприклад, можна виділити три головні напрями такої активності:

- продовження ліцензій діючих реакторів на легкій воді;

- створення оновлених версій легководяних реакторів – так званих Generation III+ (Gen III+);

- розроблення нових типів реакторів – так званих Generation IV (Gen IV) – із використанням системи пасивної безпеки [20]. До них відносять і малі модульні реактори (small modular reactors – SMR).

Світова ядерна енергетика підлягає найсуворішим вимогам нормативних документів як національних, так і міжнародних органів. Це стосується, в тому числі, і засобів технічного діагностування, що охоплюють теоретичні, інструментальні та методологічні аспекти. У США значна частина із 104 діючих ядерних реакторів, тривалість ліцензій у яких становить 40 років, постанала перед завданням продовження ліцензій на наступних 20 років, після чого можуть вдатися і до продовження терміну дії енергоблоків до 80 років. Першим етапом продовження такої ліцензії є розгорнуті дослідження рівня і механізмів старіння матеріалів головних елементів обладнання, виявлення і знешкодження усіх небезпечних дефектів у елементах конструкцій чи обладнанні.

Впродовж років виявилось, що старіння конструкційних матеріалів є важливим чинником безпеки, і якщо окремі елементи конструкцій чи обладнання, які частково втратили свої функціональні властивості, можна замінити на інші, то замінити корпус ядерного реактора, чи, наприклад, трубопроводи першого контуру, неможливо. Тому виявлення і відстежування дефектів у такому обладнанні має виняткову вагу. Останнє ж є ділян-



кою активного використання різних засобів НК. Підкреслимо, що методологія діагностування таких об'єктів швидко розвивається, не втрачаючи мотивації, пов'язаних із припиненням експлуатації діючих реакторів, оскільки і на реакторах нового покоління, що тепер перебувають у стані активного розроблення, проблеми діагностування і моніторингу не відрізнятимуться суттєво від тих, що існують на діючих АЕС [19].

З огляду на це, все принципове обладнання ядерного енергоблоку поділяють на активне, себто таке, що має рухомі компоненти – помпи, клапани, та пасивне – корпус реактора, головні циркуляційні трубопроводи тощо. Для контролю стану діючого (старіючого) пасивного обладнання у США розроблено і впроваджено «Плани контролю старіння» (Aging Management Plans) і «Регламентований контроль» (Scheduled In-Service Inspection). Вони визначають вимоги до НК, включно з переліком методів діагностування, періодичності, кваліфікаційних процедур тощо. При цьому ці документи безпосередньо пов'язані з Кодексом ASME, який був і залишається основоположним для операторів ядерних реакторів [17, 19, 21].

Діючі ядерні енергоблоки спроектовано так, що НК корпусів реакторів під час їхнього експлуатування не передбачався. Нормативні вимоги до такого контролю з'явилися, коли АЕС вже були введені в роботу, а тому НК їх окремих елементів був і залишається утрудненим, а то і неможливим. Однак для майбутніх реакторів, що сьогодні проходять стадію проектування, тобто для реакторів Gen III+ та Gen IV, передбачається впровадження сучасних систем АЕ-моніторингу. АЕ-дані, накопичені такими системами впродовж експлуатації реактора, увійдуть у банк даних, на основі якого робитимуть висновки про залишковий ресурс та безпеку роботи енергоблоку.

Сьогодні спеціалісти щораз більше віддають перевагу такому підходу до обслуговування ядерних реакторів, коли поточні ремонти роблять не періодично згідно з планом, а за потребою відповідно до ступеня погіршення його стану (для активного обладнання) чи на основі даних автоматизованого моніторингу (для пасивного). На АЕС нового покоління головними складовими систем виявлення та відстежування дефектності матеріалів реакторного обладнання будуть: методи НК та аналізу для виявлення деградованого чи аномального стану металу; алгоритми кількісного оцінювання рівня деградування елементів обладнання та алгоритми для розрахунку залишкового ресурсу цих елементів [19]. До методів НК пасивного обладнання, які сьогодні є регламентовані відповідними нормативними документами, належать: радіографічні, ультразвукові, візуальні, електромагнітні та теплові. За винятком

візуального контролю всі ці методи призначені для виявлення дефектів матеріалу шляхом локального впливу на нього певним збудником енергії. Вони вимагають проведення суцільного обстеження цілої деталі, що у випадку корпусу ядерного реактора є надзвичайно затратним процесом. Вигідно в цьому сенсі відрізняється метод АЕ, що планується для моніторингу пасивного обладнання, оскільки з його допомогою можна кількісно оцінювати тріщиноутворення, витік теплоносія та відстежувати наявність незакріплених елементів [22–26].

Стосовно класифікації, то переважну більшість діючих ядерних реакторів відносять до Generation II (Gen II). До цієї генерації належать і реактори типу ВВЕР, що працюють в Україні [27]. Вдосконалення другої генерації реакторів шляхом покращення технології палива, теплової ефективності, системи пасивної безпеки і стандартизованого дизайну окремих елементів можуть вивести реактори на рівень третього покоління Gen III. Нещодавно збудовані енергоблоки, як, наприклад, АВWR – Advanced Boiling Water Reactor в Японії, теж належать до Gen III. Прикладами реакторів Gen III+, у яких покращені показники безпеки та ефективності роботи, є European Pressurized Reactor – EPR типу AP-1000 та Economic Simplified Boiling Water Reactor – ESBWR. Енергоблоки EPR споруджуються тепер у Фінляндії, Франції та Китаї. Корпуси таких реакторів обладнають системою безперервного моніторингу в режимі реального часу, як, наприклад, на реакторі EPR Олкілуото у Фінляндії, де встановлено 256-каналну систему моніторингу [19].

Оцінка ступеня зрілості діагностичних та прогностичних технологій для АЕС наступного покоління виявила, що для пасивних компонентів (до них належать і корпуси ядерних реакторів) діагностичні технології знаходяться в процесі розробки, а прогностичних ще немає [28, 29]. Частково це пов'язано з тим, що конструкції реакторів нового покоління – Gen IV – можуть суттєво відрізнятися від існуючих. Наприклад, Міністерство енергетики США серед запропонованих проектів вибрало конструкцію реактора з надвисокою температурою енергоносія – так званого Very High Temperature Reactor – VHTR (реактор надвисокої температури), призначеного для виробництва як електроенергії, так і водню. Регульований графітом і охолоджений гелієм, з гранульованим паливом низькозбагаченого урану, такий реактор мав би високу термодинамічну ефективність та проектний ресурс 60 років. Для виготовлення його корпусу використовуватимуть сталі вищого рівня міцності порівняно з традиційними (SA508/SA533 та 2-1/4Cr-1Mo) і передбачають застосування керамічних та композитних матеріалів на внутріш-





ній поверхні корпусу, оскільки температура теплоносія може перевищувати 800 °С, досягаючи 1050 °С [30].

Для забезпечення належної роботи такого реактора мусить бути створена новітня система діагностування як для етапу його виготовлення, так і для періоду експлуатування. Серед існуючого спектру методів НК, які розглядаються як пріоритетні, виділяють акустичні, зокрема акустико-емісійний [30]. Можна сподіватися, що із прискорюючим поступом у мікроелектроніці та комп'ютерних технологіях метод АЕ може ставати щораз привабливішим. Громіздкі системи АЕ та величезні масиви АЕ-даних, які створювали суттєві перешкоди для впровадження цього методу, перестають бути проблемами з мініатюризацією та суттєвим збільшенням швидкості обробки інформації. Більше того, стрімко розвиваються безпроводні системи передачі даних, які витісняють протяжні дротяні мережі, що з'єднують первинні перетворювачі з системами аналізу, опрацювання і зберігання даних контролю. Не виключено, що і оптичні безконтактні АЕ-перетворювачі також можуть знайти своє застосування, особливо для моніторингу важкодоступних ділянок корпусу реактора.

Останнім часом значно підвищився інтерес до автоматизованих алгоритмів аналізу даних, отриманих із систем неруйнівного контролю пасивних компонентів АЕС, наприклад, систем вихрострумове моніторингу [31, 32]. Для виявлення дефектів у пасивних компонентах застосовують кілька різних емпіричних підходів. Типовим є попереднє підсилення сигналу та його фільтрування задля зменшення впливу неінформативного шуму та підвищення співвідношення «сигнал/шум». Така процедура зменшує загальну кількість сигналів, що потребують подальшого аналізу. Після цього зазвичай йде процедура дискримінації сигналів відносно порогових значень (у шкалі часу чи частоти, чи вейвлетних параметрів), внаслідок якої виокремлюються лише корисні інформативні сигнали. Ці ж підходи, до речі, впродовж десятиріччя успішно використовують під час АЕ-діагностування обладнання та конструкцій.

Одним із важливих питань, що стосується діагностування пасивних компонентів АЕС, є надійність методу вимірювань. Загалом, виявлення і діагностування дефектів матеріалу має імовірнісну складову, що залежить від таких чинників, як рівень шумів, мікроструктура, стан поверхні, доступ, людський чинник тощо. В ядерній енергетиці питання надійності методів НК нормовані у розділі XI, додатку VIII Кодексу ASME [17, 19, 21], де визначено відповідні методи, методики та кваліфікації персоналу. Використання автоматизованих

алгоритмів для виявлення та оцінювання дефектів металу ускладнює процедуру розрахунку надійності того чи іншого методу НК. Однак, без огляду на те, чи використовують автоматизовані алгоритми чи ні, імовірність виявлення дефекту в матеріалі (probability of detection – POD) мусить бути задана для подальшого прогностичного аналізу залишкового ресурсу обладнання. З іншого боку імовірність невиявлення дефекту використовують для встановлення ефективності системи чи програми моніторингу обладнання [19].

Ключовим елементом довготривалого експлуатування АЕС є управління процесами старіння матеріалів обладнання пасивного типу, до якого відносяться і корпуси ядерних реакторів. Відповідно до Кодексу ASME, станом на сьогодні, для періодичного НК обладнання та елементів конструкцій АЕС можна використовувати електромагнітні, ультразвукові, радіографічний та візуальний методи. На відміну від перерахованих, метод АЕ-моніторингу – єдиний, згідно з Кодексом ASME, який санкціонований для безперервного моніторингу дефектів окремих елементів АЕС і який можна використовувати за умови, що діагностування здійснюється іншими методами НК. Оцінювання швидкості росту тріщини слід здійснювати що два місяці, екстраполюючи розрахункові дані на момент найближчої зупинки енергоблоку, коли можна буде встановити можливість чи неможливість подальшого експлуатування цього обладнання. Крім того, згідно з правилами Кодексу ASME (стаття IWA-2234 Частини I розділу XI) кожний новий дефект, виявлений методом АЕ, повинен діагностуватися іншим методом НК [19, 33]. Оцінювання швидкості росту тріщини із застосуванням методу АЕ здійснюють на основі консервативних розрахунків, наведених у Статті 13 та додатку I розділу V Кодексу.

Кодекс ASME регламентує також вимоги до застосування методу АЕ для моніторингу витоків теплоносія. Ці вимоги вписані у Статті 13 та додатку VI розділу V Кодексу ASME. Лабораторні дослідження показали, що чутливість системи моніторингу витоків становить 0,05...20 мг/с в залежності від рівня шумів. Саме за допомогою такої системи було виявлено корозійну тріщину в накривці реактора на АЕС Bugey у Франції. Виявлений витік теплоносія становив близько 0,05 мг/с [34].

Застосування методу АЕ може мати й опосередковану функцію. Оскільки нормованою залишилась практика використання зразків-свідків типу Шарпі для визначення ступеня окрихчування металу, використання методу АЕ для виявлення умов розвитку руйнування під час динамічного навантаження дає змогу підвищити достовірність випробувань, що має велике значення з огляду на обмежену кількість зразків-свідків та важли-



вість висновків, які роблять із аналізу отриманих результатів. Значення  $J$ -інтеграл  $J_{id}$  в момент зародження тріщини під час динамічного навантаження зразка та динамічну межу плинності  $\sigma_{yd}$  вважають критеріальними параметрами для визначення пружнопластичної поведінки матеріалів в умовах швидкого навантаження. Для визначення цих величин під час випробувань триточковим ударним згином важливим є виявлення факту зародження тріщини та встановлення межі плинності з кривою «ударне навантаження–деформація» відповідно. Саме для реєстрування розвитку в'язкої тріщини та для визначення початку плинності матеріалу було запропоновано використовувати метод АЕ. Під час випробувань на ударний згин АЕ-перетворювачі встановлювали на молоті маятника, а за навантаження триточковим згином із середньою його швидкістю додаткові АЕ-перетворювачі встановлювали на поверхні зразка. Результати, отримані під час цих експериментів, показали, що за допомогою методу АЕ можна отримувати достовірні результати як для значення  $\sigma_{yd}$  так і для  $J_{id}$ , оскільки встановлювався момент зародження/розвитку в'язкої тріщини. Характерні сигнали АЕ, отримані при цьому, відрізнялись у залежності від процесу, який їх зумовлював [35].

Досліджують і вплив радіаційного опромінення на АЕ-перетворювачі, очевидно вивчаючи перспективи використання АЕ-контролю цілісності матеріалів, які працюють в умовах високої радіації [36].

Не зупиняється активність у цьому напрямі одного із чільних світових виробників АЕ обладнання – MISTRAS Group. В одному із своїх останніх рекламних оголошень корпорація переконує, що для контролю стану підйимальних пристроїв регулюючих/поглинаючих стрижнів системи управління і захисту реактора можна успішно використовувати метод АЕ [37]. Відповідно до нормативних вимог, зокрема рекомендацій NUREG-0612 [38] та ANSI N14.6-1978 [39], накривка корпусу і системи управління і захисту реактора повинні періодично перевірятися шляхом перевантаження та неруйнівного контролю. При цьому підйимальні пристрої мають перевірятися або шляхом 10-хвилинного 150% перевантаження з одночасним спостереженням критичних областей і зварних з'єднань на предмет деформування та утворення дефектів, або ретельною перевіркою розмірів, візуальної інспекції та НК їх головних несучих зварних з'єднань. Для проведення 150%-ного перевантажувального випробування такого пристрою його необхідно витягнути і перемістити поза корпус реактора, що є дороговартісною процедурою, зокрема через зупинку виробничого циклу. Ще дорожчим є розбирання підйимального пристрою на частини і їх приготування до НК з

небезпекою пошкодження під час його повторного збирання і встановлення. Задля зменшення витрат на контроль стану системи управління і захисту реактора запровадили його АЕ-контроль. Вперше такий підхід випробували на 1-му блоці АЕС Watts Bar. Після цього його запровадили у 1990 р. на 1- і 2-му блоках АЕС Sequoyah у США зусиллями Науково-дослідного інституту EPRI та Tennessee Valey Authority під патронатом NRC. Відтак і на інших АЕС був запроваджений аналогічний АЕ-контроль. Крім вже згаданих переваг, тут мінімізується радіаційне опромінення персоналу і відсутні витратні матеріали, що використовуються у інших методах НК і які кожного разу потрібно ретельно прибирати. Такий підхід повинен мати і чисто економічну перевагу порівняно з традиційними методами НК [23].

Серед публікацій останнього періоду знаходимо праці, присвячені різним АЕ-дослідженням. Наприклад, корейські вчені досліджували ефективність і технічні особливості використання АЕ-обладнання для локації та оцінювання маси незакріплених металевих об'єктів у межах першого контуру енергоблоку [40]. Система моніторингу незакріплених частин або елементів конструкції (Loose Parts Monitoring System – LPMS) є однією з найважливіших систем моніторингу структурної цілісності ядерних енергоблоків, оскільки незакріплені металеві частинки/деталі можуть спричинити блокування теплоносія в гарячій зоні реактора, перешкодити рухові регулюючих стрижнів-поглиначів, пошкодити головну циркуляційну помпу, спричинити пошкодження теплообмінника тощо. Система LPMS виконує три завдання: повідомляє про наявність незакріпленого об'єкта, встановлює місце його розташування та оцінює масу. Такі системи АЕ-моніторингу знаходять своє застосування у різних країнах світу [41].

Впродовж кількох десятиріч метод АЕ знайшов гідне місце серед інших методів НК товстостінних ємностей, що працюють під тиском у нафтопереробній та хімічній галузях. Його шлях у атомну енергетику, з огляду на значно вищий рівень нормативного регулювання, був і залишається складним. За більш ніж півсторіччя зусиль щодо впровадження методу АЕ можна відзначити певні успіхи, однак говорити про його нормативне обов'язкове впровадження для відстежування руйнування корпусів ядерних реакторів сьогодні не можна. Все ж спроби надати цьому методу ширші повноваження не зупиняються, особливо з огляду на його значний розвиток, зокрема інструментальної частини, що включає як первинні перетворювачі, так і системи опрацювання, реєстрації та обчислювально-інформаційні системи аналізу сигналів АЕ.





Постоянное обновление нормативной базы диагностирования происходит на фоне нескольких конкурирующих тенденций. С одной стороны имеем нарастающую обеспокоенность старением действующего энергогенерирующего оборудования, ресурс которого неуклонно приближается к своему проектному окончанию, а с другой – две катастрофы, не связанные с таким старением. Катастрофа 1986 г. на Чернобыльской АЭС произошла из-за существенных недостатков конструкции и ненормативных действий обслуживающего персонала, а в 2011 г. на японской АЭС Фукусима – вследствие естественного катаклизма, в котором объединились землетрясение и цунами внепроектных уровней опасности. И хотя упомянутые катастрофы нанесли ощутимый удар по репутации атомной энергетики, АЭС продолжают оставаться одним из главных претендентов на удовлетворение растущих энергетических потребностей человечества. Современные тенденции разработки методов диагностирования состояния ядерного энергетического оборудования, требуют развития имеющейся и создание новой нормативной базы для их успешного применения.

1. *Regulatory control of nuclear power plants. Part A (Textbook) / IAEA Training Course Series № 15.* – Vienna: International Atomic Energy Agency, 2002. – 448 p.
2. *Safety of nuclear power plants: Design / IAEA Safety Requirements No. NS-R-1.* IAEA Safety Standards Series. – Ibid, 2000. – 73 p.
3. *Hutton P. H.* Acoustic emission for continuous monitoring of light-water reactor systems: a status review // *Materials Evaluation.* – 1988. – **46**, № 2. – P. 241–246.
4. *Hutton P. H., Kurtz R. J., Friesel M. A.* An overview of development and application of acoustic emission methods in the United States // *Nuclear Engineering and Design.* – 1989. – **113**. – P. 59–69.
5. *Hutton P. H.* Progress for on-line acoustic emission monitoring of cracks in reactor systems // *Ibid.* – 1987. – **98**. – P. 135–140.
6. *ASTM E1139 / E1139M-12* Standard practice for continuous monitoring of acoustic emission from metal pressure boundaries. – West Conshohocken: ASTM International. – DOI: 10.1520/E1139\_E1139M-12. – 2012. – 6 p.
7. *ASTM E1211 / E1211M-12* Standard practice for leak detection and location using surface-mounted acoustic emission sensors. – West Conshohocken: ASTM International. – DOI: 10.1520/E1211\_E1211M-12. – 2012. – 5 p.
8. *Inservice inspection code case acceptability; Regulatory guide 1.147; ASME Section XI; Division 1 / Office of Nuclear Regulatory Research, USNRC.* – Washington: U.S. Nuclear Regulatory Commission. – 1994. – Revision 11. – 10 p.
9. *Inservice inspection code case acceptability; Regulatory guide 1.147; ASME Section XI; Division 1 / Office of Nuclear Regulatory Research, USNRC.* – Washington: U.S. Nuclear Regulatory Commission, 1999. – Revision 12. – 15 p.
10. *Serpan C.Z., Mayfield M.E., Muscara J.U.S.* Nuclear Regulatory Commission research for primary system integrity regulations // *Nuclear Engineering and Design.* – 1997. – **171**. – P. 1–14.
11. *Nondestructive examination.* 2000 Addenda to Section V of 1998 ASME Boiler and pressure vessel code – An international code / The American Society of Mechanical Engineers. – New York, 2000. – 738 p.
12. *Hutton P.H., Friesel M.A., Dawson J.F.* Continuous AE crack monitoring of a dissimilar metal weldment at Limerick Unit 1 // *Research Report NUREG/CR-5963, PNL-8844.* – Richland: Pacific Northwest Laboratory, 1993. – 91 p.
13. *Rules for inservice inspection of nuclear power plant components.* 2000 Addenda to Section XI of 1998 ASME Boiler and pressure vessel code – An international code / The American Society of Mechanical Engineers. – New York, 2000. – 789 p.
14. *Inservice inspection code case acceptability; Regulatory guide 1.147; ASME Section XI; Division 1 / Office of Nuclear Regulatory Research, USNRC.* – Washington: U.S. Nuclear Regulatory Commission, 2003. – Revision 13. – 25 p.
15. *Inservice inspection code case acceptability; Regulatory guide 1.147; ASME Section XI; Division 1 / Office of Nuclear Regulatory Research, USNRC.* – Washington: U.S. Nuclear Regulatory Commission, 2005. – Revision 14. – 31 p.
16. *Inservice inspection code case acceptability; Regulatory guide 1.147; ASME Section XI; Division 1 / Office of Nuclear Regulatory Research, USNRC.* – Washington: U.S. Nuclear Regulatory Commission, 2007. – Revision 15. – 33 p.
17. *Inservice inspection code case acceptability; Regulatory guide 1.147; ASME Section XI; Division 1 / Office of Nuclear Regulatory Research, USNRC.* – Washington: U.S. Nuclear Regulatory Commission. – 2010. – Revision 16. – 36 p.
18. *Bond L. J.* Fitness tests for old nuclear reactors – Can nuclear power stations operate safely for 80 years? // *IEEE Spectrum – Inside Technology.* Internet Magazine [August 2012] [Электронный Ресурс]. – Режим доступа: <http://spectrum.ieee.org/energy/nuclear/fitness-tests-for-old-nuclear-reactors/0/>. – Назва з екрану.
19. *Prognostics and health management in nuclear power plants: a review of technologies and applications / J.B. Coble, P. Ramuhalli, L.J. Bond et al. / Report PNNL-21515.* – Richland: Pacific Northwest National Laboratory, July 2012. – 124 p.
20. *Abram T., Ion S.* Generation-IV nuclear power: A review of the state of the science // *Energy Policy.* – 2008. – **36**. – P. 4323–4330.
21. *Rules for in-service inspection of nuclear power plant components, Section XI / ASME Boiler and Pressure Vessel Code.* – New York: ASME. – 2012. – 574 p.
22. *Harris D. O., Dunegan H. L.* Continuous monitoring of fatigue crack growth by acoustic emission techniques // *Experimental Mechanics.* – 1974. – **11**. – P. 71–81.
23. *Acoustic emission monitoring of hot functional testing: Watts Bar Unit 1 nuclear reactor / P.H. Hutton, J.F. Dawson, M.A. Friesel et al. / Research Report NUREG/CR-3693, PNL-5022.* – Richland: Pacific Northwest Laboratory, 1984. – 52 p.
24. *Acoustic emission of fatigue crack in pressure pipe under cyclic pressure / Q. Ai, C.-X. Liu, X.-R. Chen et al. // Nuclear Engineering and Design.* – 2010. – **240**. – P. 3616–3620.
25. *Acoustic emission and guided wave monitoring of fatigue crack growth on a full scale pipe specimen / R.M. Meyer, S.E. Cumblidge, P. Ramuhalli et al. // Proceedings of SPIE – Health monitoring of structural and biological systems; March 6-10, 2011, San Diego, CA / Society of Photo-Optical Instrumentation Engineers.* – Bellingham, 2011. – **7984**. – P. 24-1–24-10.
26. *On-line monitoring for improving performance of nuclear power plants – Part 2: Process and component condition monitoring and diagnostics / IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-1.2.* – Vienna: International Atomic Energy Agency. – 2008. – 69 p.
27. *BBEP-1000 (Остання зміна 16 вересня 2013) [Електронний ресурс] // Вікіпедія: Вільна Енциклопедія.* – Режим доступу: <http://uk.wikipe-dia.org/wiki/BBEP-1000> (16.09.13). – Назва з екрану.
28. *Howard P.* Prognostic technology – new challenges / P. Howard // *Proceedings of the 59<sup>th</sup> Machinery Failure Prevention Technology – MFPT Conference; April 18–21, 2005, Virginia Beach / Society for Machinery Failure Prevention Technology.* – Dayton, 2005. – P. 3–8.



29. *Improved economics of nuclear plant life management* / L.J. Bond, S.R. Doctor, D.B. Jarrell, J.W.D. Bond // Proceedings of the 2<sup>nd</sup> Intern. Symposium on Nuclear power plant life management; Oct. 15–18, 2007; Shanghai. – Vienna: International Atomic Energy Agency, 2008. – IAEA Paper IAEA-CN-155-008KS. – 26 p.
30. *Next generation nuclear plant materials research and development program plan* / G.O. Hayner, R.L. Bratton, R.E. Mizia, W.E. Windes / INL/EXT-06-11701. Revision 3. – Idaho Falls: Idaho National Laboratory, 2006. – 220 p.
31. *Automated analysis systems for characterizing eddy current SG inspection data* / J. Benson, S. Ramakrishnan, S. Majumdar et al. // Proc. of the 13th Intern. Symposium on Applied electromagnetics and mechanics – ISEM2007; Sept. 9–12, 2007, East Lansing. – IOS Press, 2007. – P. 157–158.
32. *Automated analysis of array probe eddy current data* // Report 1015125. – Palo Alto: Electric Power Research Institute, Inc., 2008. – 8 p.
33. *Advanced instrumentation, information, and control system technologies: nondestructive examination technologies – FY11 report* / R.M. Meyer, J.B. Coble, P. Ramuhalli, L.J. Bond / Report PNNL–20671. – Richland: Pacific Northwest National Laboratory, 2011. – 86 p.
34. *Stress corrosion cracking in the vessel closure head penetrations of French PWRs* / D. Buisine, F. Cattant, J. Champredonde et al. // Proc. of the 6<sup>th</sup> Intern. Symposium on Environmental degradations of materials in nuclear power systems – Water Reactors; Aug. 1–5, 1993 / eds by R.E. Gold and E.P. Sdvienon. – Warrendale: MRS. – 1993. – P. 845–853.
35. *Richter H., Böhmert J., Viehriig H.-W.* The use of acoustic emission to determine characteristic dynamic strength and toughness properties of steel // Nuclear Engineering Design. – 1999. – 188. – P. 241–254.
36. *Holbert K. E., Sankaranarayanan S., McCready S. S.* Response of lead metaniobate acoustic emission sensors to gamma irradiation // IEEE Transactions of the Nuclear Society. – 2005. – 52. – P. 2583–2590.
37. *Acoustic emission inspection of RPV lift & internals to meet NUREG-0612 – Industry application* / MISTRAS Group Inc., Services Division. – 2012. – 1 p.
38. *Control of heavy loads at nuclear power plants. Resolution of generic technical activity A–36* / U.S. Nuclear Regulatory Commission, Report NUREG–0612. – Washington: U.S. NRC, 1980. – 123 p.
39. *ANSI N14.6–1978* American national standard for special lifting devices for shipping containers weighing 10,000 pounds (4500 kg) or more for nuclear materials. – Washington: American National Standards Institute, 1993. – 9 p.
40. *Choi Y.-C., Park J.-H., Choi K.-S.* An impact source localization technique for a nuclear power plant by using sensors of different types // ISA Transactions. – 2011. – 50. – P. 111–118.
41. *Loose parts monitoring system (LPMS)* // PakAtom / Newsletter of the Pakistanian Atomic Energy Commission. – 2011. – P. 4.

First acoustic-emission (AE) measuring systems of commercial modification were developed, and correlations between AE signal parameters and fracture propagation characteristics were established in the first half of the XXth century. This was exactly the basis for awakening the interest of nuclear energy technology developers and operators to this new method, which will eventually become an effective addition to the existing technologies of non-destructive testing (NDT) for detection and monitoring of nuclear reactor body defects. In view of the extremely high requirements made to such facilities in terms of their quality and integrity, significant efforts were focused on AE method development and its introduction into industry already at the end of 1970ties. Practical realization of the techniques and means for AE monitoring and diagnostics of the condition of NPP reactor bodies confirmed the high effectiveness of the method, although different opinions were expressed on this subject at the start of their introduction. 41 References.

**К е y w o r d s :** acoustic emission, nuclear power engineering, diagnostics normative base

Поступила в редакцию  
10.07.2015

## XIV МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ТЕХНІЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ «ПРИЛАДОБУДУВАННЯ: СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ»

22–23 квітня 2015 р. у Національному технічному університеті «Київський політехнічний інститут» (НТУУ «КПІ») відбулася XIV Міжнародна науково-технічна конференція «Приладобудування: стан і перспективи». Метою конференції було спілкування фахівців з питань перспективних розробок, прецизійних технологій, нових рішень у приладобудуванні, зустріч з керівниками провідних підприємств, формування спільних проєктів, пошук партнерів для співпраці.

В роботі конференції взяли участь 242 представника 42 промислових підприємств, академічних, вузівських та галузевих дослідницьких установ з 15 міст України, Іраку, Республіки Білорусь, Російської Федерації тощо.

В межах конференції на кафедрі приладів та систем неруйнівного контролю НТУУ «КПІ» працювала секція № 7 «Неруйнівний контроль, технічна та медична діагностика». В роботі секції взяли участь більше 80 фахівців у галузі неруйнівного контролю з різних міст України, що надали понад 30 доповідей. Серед учасників конференції представники: Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, Харківського національного технічного університету «ХПІ»; Національного авіаційного університету, НТУУ «КПІ», Інституту проблем матеріалознавства НАН України, Інституту технічної теплофізики НАН України та ін.

Окрім названих гостей міста свої доповіді представили викладачі та магістранти НТУУ «КПІ», зокрема кафедри приладів та систем неруйнівного контролю, а також співробітники інших ВНЗ м. Києва.

Доповідачі у своїх виступах висвітлювали такі актуальні в наш час питання, як основні проблеми розробки акустико-емісійних вимірювальних систем, застосування алгоритмів для обробки даних приладів дефектоскопії ходової частини рухомого складу, питання індуктивних та магнітних перетворювачів та систем пошуку та контролю дефектів та багато інших проблемних питань сьогодення. Відбулась також студентська наукова конференція з питань неруйнівного контролю. Було представлено понад 30 доповідей студентами з Івано-Франківська, Львова та студентами кафедри ПСНК НТУУ «КПІ».

Пропонуємо колегам взяти участь у роботі секції № 7 «Неруйнівний контроль, технічна та медична діагностика», що працюватиме у межах XV науково-технічної конференції «Приладобудування: стан і перспективи», яка відбудеться у квітні 2016 р. (телефон оргкомітету секції: (044) 454-95-47).

Павленко Ж.О., НТУУ «КПІ»