

УДК 004.9:534.8

DOI: 10.31471/2304-7399-2025-20(76)-257-271

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ДЛЯ КОНТРОЛЮ СТАНУ НАФТОГАЗОВИХ ТРУБОПРОВОДІВ

З. П. Лютак, І. З. Лютак

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
вул. Карпатська, 15, Івано-Франківськ, Україна, 76019;
e-mail: yihorlt@gmail.com*

У роботі проаналізовано сучасні методи неруйнівного контролю технічного стану нафтогазових трубопроводів, зокрема тензометричні та ультразвукові. Показано їхні переваги та обмеження в умовах складних геологічних середовищ, в яких прокладені магістральні нафтогазопроводи. Запропоновано удосконалення засобів контролю за допомогою температурної компенсації в тензодатчиках та нових конструкцій п'єзоперетворювачів. Досліджено вплив температурних змін на частотні характеристики перетворювачів, а також запропоновано методики для стабілізації акустичного контакту. Встановлено підхід щодо вибору оптимальних частотних характеристик п'єзопластин та їх ефективність у виявленні анізотропії металу труб. Розроблений товщиномір дозволяє безперервний контроль товщини труб навіть на овальних поверхнях, що важливо для магістральних газопроводів.

Ключові слова: *ультразвук, керовані хвилі, моделювання, скінченні елементи, неоднорідність, пружне середовище, нафтогазові трубопроводи, магістральні трубопроводи.*

Вступ

Нафтогазова галузь є однією з ключових складових економіки багатьох країн, включаючи Україну, де магістральні нафтогазопроводи відіграють стратегічну роль у транспортуванні енергоресурсів. Однак обладнання цієї галузі, таке як бурові вишки, трубопроводи, станки та установки, працює в умовах значних механічних навантажень, впливу агресивних середовищ, зсувів ґрунтів та інших зовнішніх факторів. Це призводить до деформацій, зміни структури металу та накопичення механічних напружень, що може спричинити аварії, економічні збитки та екологічні катастрофи. У зв'язку з цим удосконалення методів і засобів контролю технічного стану нафтогазового обладнання є актуальною задачею, яка має на меті підвищення безпеки, надійності та довговічності конструкцій.

Одним із головних напрямів вирішення цієї проблеми є застосування методів неруйнівного контролю (НК), які дозволяють оцінити стан обладнання без порушення його цілісності. Такі методи, як тензо-

метричний та ультразвуковий, набули широкого використання завдяки своїй ефективності у виявленні деформацій та напружень у металевих конструкціях. Вони дають змогу вчасно виявляти потенційні дефекти, що є критично важливим для запобігання аваріям, особливо в магістральних нафтогазопроводах, прокладених у гірській місцевості Карпат. Актуальність теми також підкреслюється необхідністю вдосконалення первинних перетворювачів, які є ключовими елементами приладів НК, адже їх точність і надійність безпосередньо впливають на якість діагностики.

Тензометричний метод є одним із найпоширеніших у контролі механічних параметрів нафтогазового обладнання. Він базується на використанні тензодатчиків, які вимірюють деформації металу шляхом реєстрації змін електричного опору при розтягуванні або стисненні. Цей метод дозволяє точно визначити величину деформацій та розподіл напружень у конструкціях, таких як стінки трубопроводів чи елементи бурових веж. Перевагою тензометричного методу є висока чутливість і можливість вимірювань у реальному часі, що дає змогу оперативно реагувати на зміни стану обладнання. Однак він має й недоліки: тензодатчики чутливі до температурних коливань і вологості, що може впливати на точність вимірювань, а їх встановлення потребує ретельної підготовки поверхні металу. Ультразвуковий метод також займає провідне місце в діагностиці нафтогазового обладнання. Він базується на використанні ультразвукових хвиль, які проникають у матеріал і відбиваються від дефектів, таких як тріщини, порожнини чи зміни структури металу. Цей метод дозволяє не лише виявляти дефекти, а й визначати товщину стінок трубопроводів, що є важливим для оцінки корозійного рівня пошкодження. Основною перевагою ультразвукового методу є його здатність виявляти внутрішні дефекти на складних об'єктах без необхідності демонтажу. Проте його ефективність залежить від якості первинних перетворювачів, а також від кваліфікації оператора, оскільки інтерпретація ультразвукових сигналів потребує досвіду.

У статті Chen Mu та співавторів [1] досліджувався ультразвуковий метод із використанням багатомодового повнофокусного підходу (Total Focusing Method, TFM) для виявлення аксіальних дефектів у трубопроводах, особливо у важкодоступних та віддалених зонах. Автори розробили методiku, яка дозволяє точно локалізувати дефекти, такі як тріщини, за допомогою комбінації різних ультразвукових мод. Перевагою цього методу є висока роздільна здатність і можливість роботи з віддаленими об'єктами без фізичного доступу. Однак недоліком є складність реалізації на практиці через потребу в спеціалізованому обладнанні та високій кваліфікації операторів, що може ускладнити широке застосування в польових умовах. У роботі Pengchao Chen [2] аналізуються сучасні досягнення та перспективи технологій моніторингу безпеки, інспекції та оцінки стану нафтогазових трубопровідних мереж. Дослі-

дження охоплює різні методи, включаючи ультразвукові та тензометричні, з акцентом на інтеграцію автоматизованих систем для підвищення ефективності діагностики. Перевагою є комплексний підхід до оцінки стану трубопроводів, що сприяє зниженню ризиків аварій. Проте дослідження має обмеження, оскільки не надає конкретних практичних рішень для реалізації запропонованих технологій, а також не враховує вплив складних геологічних умов, що робить його менш ефективним, яка фокусується на специфічних методах НК. Teng Feiyu та співавтори [3] у своїй статті розробили вдосконалений імовірнісний алгоритм візуалізації для вирішення проблеми розділення гвинтових розсіяних траєкторій під час ультразвукової інспекції трубопроводів із використанням керованих хвиль. Алгоритм дозволяє підвищити точність виявлення дефектів у складних структурах труб. Перевагою є висока точність локалізації дефектів і можливість роботи зі складними траєкторіями хвиль. Однак недоліком є висока складність алгоритму при обчисленні, що ускладнює його застосування в реальному часі, особливо для великих магістральних трубопроводів, де потрібна швидка обробка даних. У дослідженні Wu Jing та співавторів [4] запропоновано метод розпізнавання слабких сигналів ультразвукових керованих хвиль для виявлення малих дефектів у трубопроводах на основі автокодувальника з шумозаглушенням, побудованого на одновимірній згортковій нейронній мережі (CNN). Метод дозволяє ефективно виділяти слабкі сигнали на фоні шумів, що є значною перевагою для виявлення ранніх дефектів. Однак результати можуть бути неточними в умовах сильного зовнішнього шуму, а також метод потребує значних обчислювальних ресурсів для навчання моделі, що ускладнює його практичне застосування на об'єктах із обмеженим доступом до потужного обладнання. Співавтори [5, 6] досліджували характеристики множинних дефектів у підземних трубопроводах за допомогою нелінійних ультразвукових керованих хвиль із кодовою модуляцією типу чіп $T(0,1)$. Вони показали, що використання нелінійних хвиль дозволяє виявляти дефекти, які важко ідентифікувати традиційними методами. Перевагою є висока чутливість до малих за розмірами дефектів і можливість роботи з підземними трубопроводами. Однак метод є складним у застосуванні через необхідність точного налаштування параметрів передавального сигналу, що обмежує його застосування для магістральних нафтогазопроводів. У статті Fan Qunying та співавторів [7] досліджуються методи розподіленого моніторингу зміщень та оцінки деформацій для підземних трубопроводів у зонах розломів. Автори пропонують підхід, який базується на інверсії деформацій для оцінки стану трубопроводів, що зазнають впливу геологічних зсувів. Перевагою цього методу є можливість точного визначення зміщень у складних умовах, що сприяє підвищенню безпеки трубопроводів. Однак дослідження фокусується лише на зміщеннях, а не на прямому контролі механічних напружень чи деформа-

цій металу, а також потребує складного обладнання, що ускладнює його практичне застосування. Huang Jie та співавтори [8] у своїй роботі розробили та провели симуляційний аналіз нової гнучкої одиниці інспекції деформацій (FDIU) для нафтогазових трубопроводів. Ця одиниця призначена для виявлення деформацій у трубопроводах шляхом адаптації до їх геометрії. Перевагою є інноваційність підходу та можливість роботи зі складними формами трубопроводів, що може бути корисним для магістральних систем. Проте дослідження обмежене симуляційним характером, без реальних експериментальних даних, що робить результати важкими для безпосереднього практичного застосування для протяжних об'єктів, якими є магістральні нафтогазопроводи. У дослідженні Sun Zhen та співавторів [9] розглядається моніторинг деформацій трубопроводів за допомогою волоконно-оптичних сенсорних систем із довгою базою вимірювання. Автори описують методи, експерименти та інженерні застосування, демонструючи здатність системи виявляти деформації в реальному часі. Перевагою є висока точність і можливість безперервного моніторингу великих ділянок трубопроводів, що ідеально підходить для магістральних систем. Однак волоконно-оптичні системи є дорогими та складними в установці, що може обмежити їх широке використання, а також метод частково відходить від основного фокусу статті на тензометричні та ультразвукові методи. Yan Bing-Chuan та співавтори [10] досліджували втомні пошкодження зварних швів трубопроводів шляхом циклічних випробувань тиском на повномасштабних трубах із дефектами зварювання. Дослідження показало, як дефекти впливають на довговічність зварних швів під циклічним навантаженням. Перевагою є практична спрямованість і можливість використання результатів для оцінки надійності трубопроводів. Проте дослідження зосереджене на втомі зварних швів, а не на методах НК для контролю деформацій чи напружень, а також потребує складних випробувальних стендів, що ускладнює масштабування методу.

Постановка проблеми у загальному вигляді

Незважаючи на значний прогрес у розробці методів неруйнівного контролю (ННК) для оцінки технічного стану нафтогазового обладнання, низка проблем залишається невирішеною. Тензометричні методи, хоча й забезпечують високу чутливість до деформацій, не враховують накопичені зміни в металі трубопроводів під час тривалої експлуатації, що обмежує їх ефективність для оцінки напружено-деформованого стану (НДС) [1]. При використанні ультразвукових методів, таких як луно-імпульсний, виникають труднощі через нестабільність акустичного контакту при використанні контактних рідин, що призводить до шумів і недостовірних результатів, особливо на нерівних поверхнях [9]. Крім того, сучасні методи, такі як волоконно-оптичні системи [9] чи нелінійні ультразвукові хвилі [6], хоча й демонструють високу точність, є дорогими та складними у впровадженні, що ускладнює їх ши-

роке застосування в польових умовах. Також недостатньо дослідженим залишається вплив повільних температурних змін на частотні характеристики п'єзоперетворювачів, що впливає на точність вимірювань товщини металу трубопроводів.

Мета роботи

Метою даного дослідження є вдосконалення методів і засобів неруйнівного контролю технічного стану нафтогазового обладнання, зокрема магістральних трубопроводів, шляхом підвищення точності та надійності тензометричних і ультразвукових методів. Дослідження спрямоване на розробку підходів для компенсації температурних похибок, а також на мінімізацію впливу нестабільного акустичного контакту під час ультразвукового контролю, що дозволить отримувати достовірні дані про НДС металу трубопроводів. Крім того, планується аналіз ефективності використання автоматизованих систем моніторингу для своєчасного виявлення просторових зміщень трубопроводів у складних геологічних умовах, таких як гірська місцевість, з метою запобігання аварійним ситуаціям та забезпечення екологічної безпеки.

Теоретичне обґрунтування.

Для визначення величини деформацій металу вище сказаних конструкцій, зокрема магістральних нафтогазопроводів, використовуються тензометричні методи контролю, основою яких є тензодатчики. Вихідним сигналом тензодатчика є зміна його електричного опору. Незначні зміни довжини тензочутливого елемента датчика під дією прикладеного навантаження викликає помітні зміни його електричного опору [1]:

$$R = \rho \frac{L}{S}, \quad (1)$$

де R – опір чутливого елемента; ρ – густина пружного середовища; питомий опір чутливого елемента; L – довжина чутливого елемента; S – площа поперечного перерізу чутливого елемента.

Залежність між зміною електричного опору і величиною деформацій характеризується чутливістю k , яка визначається виразом (2):

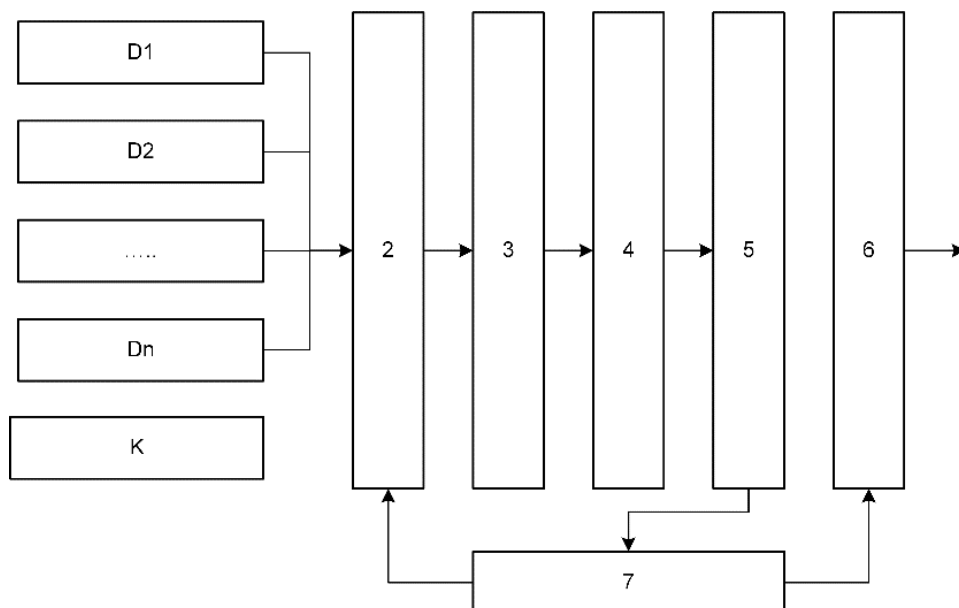
$$k = \frac{\partial R / R}{\partial L / L} = \frac{\partial R}{\varepsilon R}, \quad (2)$$

де k – коефіцієнт чутливості; ε – відносна деформація; ∂R – зміна опору; ∂L – зміна довжини чутливого елемента.

Наприклад, при $R = 200$ Ом; $\varepsilon = 500 \cdot 10^{-6}$; $k = 1,5$, тобто зміна електричного опору складатиме 0,15 Ом. Дана зміна опору є умовою для вибору вторинного приладу для вимірювання деформацій.

Перевагою використання тензодавачів є те, що у важкодоступних місцях до трубопроводів (гірські переходи, водні переходи) їх можна використовувати для передачі інформації про зміну деформації металу і відповідно НДС внаслідок зміни просторового положення. Це дає мож-

лівість моніторингу реального стану магістральних трубопроводів у небезпечних місцях в реальному масштабі часу. Схема моніторингу показана на рис. 1. В даній схемі використаний спосіб зменшення температурних похибок шляхом використання додаткового компенсаційного тензодавача, який наклеєний на зразок з такого самого металу, як метал трубопроводу. При зміні температури металу трубопроводу, змінюється температура зразка з компенсаційним тензодавачем, яка буде компенсуватись у вимірювальній схемі. Зразок з компенсаційним тензодавачем є на цьому місці, що і система тензодавачів у небезпечному перерізі трубопроводу.



D₁, D₂ ... D_n – вимірювальні тензодавачі; 2 – комутатор; 3 – формувач сигналу; 4 – вимірювальний міст; 5 – АЦП; 6 – передавач інформації; 7 – схема управління; К – компенсаційний давач

Рис. 1. Тензометрична схема моніторингу

Робота такої схеми полягає в наступному. У вибраному перерізі трубопроводу встановлюють тензодавачі. Як показує практика, що достатньо 8 тензодавачів, які наклеюють на трубопровід і один на зразок металу, як компенсаційний. Сигнал від тензодавачів подається на комутатор 2, який від'єднує послідовно кожний із давачів за сигналом із схеми управління 7 з певною дискретністю часу. Сигнал із формувача 3 подається на вимірювальний міст 4, на який поступає також сигнал від компенсаційного тензодавача. Отриманий сигнал з вимірювального моста 4 подається на АЦП 5 а далі на схему управління 7. В боці 7 з мікропроцесором вичислюється значення деформацій і порівнюється із допустимим значенням. У випадку перевищення значення вимірної деформації від допустимої сигнал із блоку 7 включає передавач, який

зв'язаний з диспетчерським пунктом. Опитування тензодавачів проходить програмно.

Використання запропонованої системи з передачею інформації про зміну положення трубопроводів дає можливість запобігти виникненню аварійних ситуацій шляхом своєчасного прийняття рішень.

В якості чутливих елементів тензодатчиків використовуються різні за призначенням і технічними характеристиками компоненти для побудови спеціальних перетворювачів для вимірюванні крутного моменту, переміщення, ваги, сили, тиску, прогину. Принцип дії більшості тензодатчиків базується на зміні електричного опору чутливого елемента при його деформуванні під дією прикладеного зусилля. Вимірювання електричного опору тензодатчиків реєструється за допомогою спеціальних електронних чи електричних пристроїв. При вимірюваннях виникають похибки, які спричинені різними факторами. Точність вимірювання деформацій за допомогою тензодатчиків багато залежить від якості їх виготовлення і способу використання. Оскільки вимірювання деформацій з допомогою тензодатчиків базується на копіюванні переміщень точок поверхні, на яку вони наклеєні, то для отримання достовірних даних необхідно забезпечити надійне зчеплення тензодатчиків з поверхнею. Тому правильний вибір клею для склеювання тензодатчиків відіграє дуже важливу роль. Датчики закріплюють на поверхні досліджуваного елемента металу конструкції з допомогою швидко затвердіваючого клею. В робочому стані високо міцнісний сталевий дріт, як чутливий елемента датчика, що натягається між кінцевими затискачами, сприймає поверхневу деформацію. Зміна величини деформації супроводжується зміною ступеня натягу дрітного елемента. Характеристика тензодатчика визначається в основному властивостями матеріалу, з якого він виготовлений. Для вибору тензодатчика виходять з найбільш високої тензочутливості до деформацій. Це дає можливість при незначних деформаціях досліджуваного об'єкта викликати суттєві зміни його електричного опору. Крім цього, при виборі тензодатчиків потрібно враховувати його питомий електричний опір. Чим більший питомий опір матеріалу, тим більша зміна, згідно формули (1), електричного опору тензодатчика при однаковій деформації матеріалу, тим вища роздільна здатність отримання результатів, що дозволяє вимірювати малі деформації.

Найбільш чутливими тензодатчиками при використанні даного методу вимірювання деформацій, є напівпровідникові. Вони краще реагують на динамічні навантаження і можуть бути також використані для оцінки рівня деформацій при коротко часовому статичному навантаженні. Недоліком таких тензодатчиків є висока чутливість до коливань температури і технологічно є крихкішими, ніж дрітні або фольгові. При використанні компенсаційних ланок в електричних схемах або спеціальних тензодатчиків з самокомпенсацією дозволяє зменшити по-

хибку, яка пов'язана з чутливістю електричного опору датчика до зміни температури навколишнього середовища. Даний метод з використанням температурної компенсації відіграє важливу роль при дослідженні магістральних трубопроводів компресорних станцій, їх надземної частини, посудин під тиском, які знаходяться під прямою дією змін навколишнього середовища. Тензодатчики повинні бути мініатюрними, компактними, легкими і достатньо простими в використанні при установленні їх на досліджувану поверхню металу.

Недоліком тензометрії є те, що зміну механічних параметрів металу трубопроводу можна визначити з моменту використання даного методу і не враховуються набуті зміни під час експлуатації, що обмежує їх використання. Газопроводи, які прокладені в гірській місцевості під дією розмиву схилів гір нерівномірного навантаження на бетонні опори на річкових переходах створюють додаткові дії зовнішніх сил, що прискорюють зсувні процеси, які приводять до просторового зміщення гілок газопроводу і тріщин ґрунту, рис. 2. Такі зсуви у горах найчастіше відбуваються в осінньо-весняний період, коли падають дощі, що може привести до аварійних ситуацій з непередбачуваними екологічними наслідками. Зміна просторового положення трубопроводів приводить до нерівномірного розподілу навантажень на окремих ділянках газопроводу, до зміни міцнісних параметрів металу труб і відповідно зміни напружено-деформованого стану (НДС) металу. Для визначення НДС об'єктів нафтогазової промисловості, зокрема магістральних газопроводів, є ультразвукові методи контролю.



Рис. 2. Тріщини ґрунту над газопроводом

Використання автоматизованих систем з передачею інформації про зміни положення трубопроводів дає можливість запобігти таких аварій, шляхом своєчасного прийняття рішень. Небезпечним явищем для нафтогазового обладнання є корозія металу. У даний час з швидким розвитком мікропроцесорної техніки, електроніки та комп'ютеризації технологічних процесів для контролю та діагностики нафтогазового обладнання широко використовуються ультразвукові методи контролю. В основі ультразвукових методів використано явище швидкості поширення ультразвукових хвиль через стінку металу трубопроводу. Цю властивість ультразвуку успішно використовують для побудови ультразвукових товщиномірів, які використовують для контролю товщини металу магістральних газопроводів. Товщина металу є важливим фізико-механічним параметром міцності, зокрема впливом на зміну напружено-деформованого стану металу, що є визначальним параметром для визначення термінів і умов подальшої експлуатації трубопроводу. При визначенні товщини металу з одностороннім доступом до вимірювальної поверхні використовують у п'єзоелектричних товщиномірах луноімпульсний метод, за допомогою якого визначають ступінь корозії, приймаючи за основу проектне значення товщини металу труби.

Як правило, для контролю товщини використовують роздільно-суміщений перетворювач, де в одному корпусі розміщені дві пластини розділені в вертикальній площині екраном. До переваг такого способу отримання вимірювальної інформації можна віднести високу чутливість і мініатюрність п'єзоперетворювача – до 5мм. Це дає змогу використовувати такий перетворювач для контролю товщин труб і інших овальних об'єктів з малим радіусом кривизни. Недоліком, який не дозволяє широко застосовувати даний спосіб контролю, є використання контактної рідини для передачі ультразвукових коливань від поверхні об'єкта контролю до первинного вхідного блоку вимірювального приладу. Частота електричних коливань f_0 , які поступають на вхідний блок товщиноміра становить:

$$f_0 = \frac{c}{2\lambda}, \quad (3)$$

де c – швидкість ультразвуку; λ – довжина хвилі.

При контактному способі контролю перетворювач знаходиться з досліджуваною поверхнею менше ніж довжина хвилі, що приводить до нестабільності контакту, збільшення шумів і як наслідок до отримання недостовірних результатів. Контактні перетворювачі використовують для дослідження виробів з добре оброблюваною поверхнею, якщо відсутні високі вимоги до стабільності акустичного контакту або при можливості зменшувати коливальну частоту самого перетворювача. Для зменшення впливу на результати контролю використовують цільовий і імерсійний спосіб контакту, при якому віддаль d більша за довжину

хвилі. У Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу розроблено ультразвуковий товщиномір, який дає можливість безперервного контролю товщини металу з рівною і овальною поверхнею з самозмочуванням. Даний товщиномір оснащений мікропроцесором, що дає змогу визначати місце виміру і зберігати виміряну інформацію в пам'яті.

При визначенні напружено-деформованого стану металу труб вимірюють швидкості ультразвуку у двох взаємоперпендикулярних площинах з використанням поперечних хвиль[11]:

$$\begin{aligned}\sigma_{xx} - \sigma_{yy} &= \left(\frac{C_{xx} - C_{x0}}{C_0} - \frac{C_{yy} - C_{y0}}{C_0} \right) A \\ \sigma_{xx} + \sigma_{yy} &= \left(\frac{C_{xx} - C_{x0}}{C_0} + \frac{C_{yy} - C_{y0}}{C_0} \right) B \quad , \quad (4) \\ A &= \frac{8\mu^2}{4\mu + l}, B = \frac{6K_0\mu}{2m - (\lambda - 2\mu)\left(1 + \frac{l}{4\mu}\right)} \\ C_{x0} &= C_0 + \varepsilon_x, C_{y0} = C_0 + \varepsilon_y\end{aligned}$$

де C_{xx} , C_{yy} – виміряні швидкості поперечних хвиль, поляризованих вздовж координатних осей; C_{x0} , C_{y0} – початкові швидкості поперечних хвиль із врахуванням анізотропії; C_0 – початкова швидкість поперечних хвиль без врахування анізотропії; K_0 – модуль об'ємної пружності; λ , μ – постійні Ляме; ε_x , ε_y – добавки до швидкостей поперечних хвиль, викликані початковою анізотропією в ненавантаженому металі труби.

Джерела ультразвукових коливань розрізняють за характером фізичних процесів, які використовуються для створення коливань. Основними промисловими джерелами ультразвукових коливання є два види – механічні і електричні. До перших відносяться джерела, які перетворюють механічну енергію із одного виду в інший (наприклад, швидкість і тиск потоку газу або рідини, які перетворюють механічну енергію в механічні коливання резонатора). До других відносять джерела, які перетворюють електричну енергію (напругу високої частоти) в механічні коливання відповідної частоти за допомогою різних ультразвукових перетворювачів. Джерела, які використовуються для створення коливань за видом збудження поділяються на п'єзоелектричні, електроакустичні та магнітно-акустичні, лазерні тощо. Всі інші характеристики, як потужність, коефіцієнт корисної дії тощо не мають принципіальних відмінностей у джерелах різного типу. Суть електро-акустичного та магнітно-акустичного збудження полягає в тому, що на високочастотну котушку подається змінне електричне поле, яке створюється змінним струмом внаслідок чого виникає магнітний потік. У верхніх шарах даної котушки під дією магнітного потоку наводяться вихрові струми.

Внаслідок взаємодії змінного магнітного поля котушки з змінним вихровим струмом метал котушки буде здійснювати коливання у вигляді зсувних хвиль, які поширюються у площині перпендикулярній до напрямку коливань металу котушки. Електромагнітне поле цих струмів наводить у котушці електрорушійну силу пропорціональну електричному сигналу. Лазерне збудження полягає в тому, що при нагріванні поверхні перетворювача лазером тепло передається по поверхні з запізненням. Нерівномірність температур окремих ділянок перетворювача приводить до розширення тіла і відповідно створення термомеханічних напружень, які змінюються в часі, що рівноцінно поширенню акустичних коливань. Головним вузлом ультразвукового пристрою є п'єзоелектричний перетворювач, ультразвукові пластини якого мають прямокутну, квадратну або круглу форму. Головним вузлом ультразвукового пристрою є п'єзоелектричний перетворювач, ультразвукові пластини якого мають прямокутну, квадратну або круглу форму і виготовляються з п'єзокераміки на основі титанату барія або з кварцу. Для виготовлення п'єзопластин широкого застосування на даний час отримали сполуки синтезовані на основі суміші титаната-цирконата-свинцю з аббревіатурою ЦТС-19 (цирконат – титанат свинцю), які є більш чутливими за кварцові. Було встановлено, що п'єзо ефект у пластинах на основі титанату барія відбувається не тільки при дії зовнішнього поляризованого поля, але зберігається довго після зняття зовнішнього поля, рис. 3.

Залежність резонансної частоти від товщини кристалу для різних матеріалів

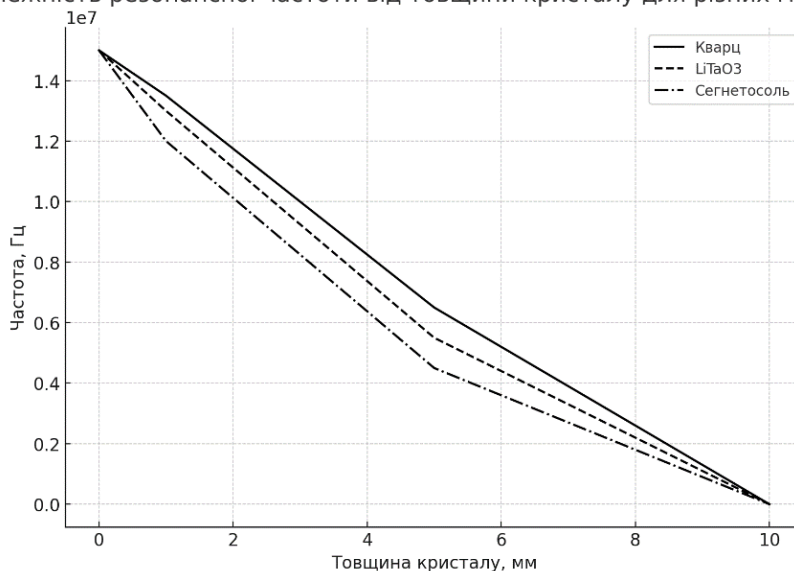


Рис. 3. Залежність резонансної частоти від товщини п'єзопластин для різних матеріалів

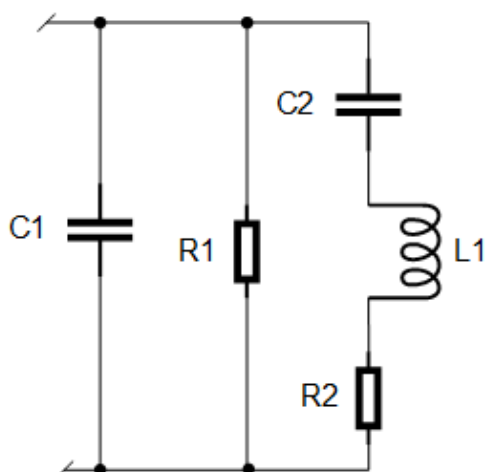
П'єзоелемент з даних матеріалів має прямий і зворотній п'єзоэффект і може працювати в режимі випромінювача і приймання ультразвуку хвиль. При збудженні пластини електричною енергією змінюється товщина, тобто зміни розміру за допомогою електричного поля. Власна (електрична) частота (Гц) для поздовжніх f_m і зсувних f_n коливань по товщині дорівнює [10]:

$$\begin{aligned} f_m &= \frac{1}{2d} \sqrt{\frac{C_{11}}{\rho}} \\ f_n &= \frac{1}{2l} \sqrt{\frac{E_n}{\rho}} \end{aligned} \quad (5)$$

де d – товщина кварцової пластини; l – довжина кварцової пластини; C_{11} – модуль пружності для даної орієнтації пластини; E_n – модуль пружності; ρ – густина.

Електрична енергія може бути перемінною у вигляді синусоїди або у вигляді короткого імпульсу. При цьому п'єзопластин працює як випромінювач, який створює коливання в такті з формою збуджуючого електричного сигналу і називається зворотнім п'єзоэффектом. Коли на пластину діє розтягуючи або стискаюча механічна сила, то на її обкладинках появляється електрична енергія у вигляді електричних зарядів, полярність яких змінюється від напрямку дії сили, так званий прямий п'єзоэффект, а пластин працює в режимі приймача. Для зняття і в подальшому перетворення сигналу з пластини її поверхні покриваються з двох сторін тонким шаром срібла до яких припаюються проводи.

Еквівалентна схема п'єзоперетворювача показана на рис. 4.



C_1 – власна ємність п'єзоперетворювача, R_1 – опір п'єзоелектричних втрат в матеріалі п'єзоперетворювача, L_1 – індуктивність, яка еквівалентна масі п'єзоперетворювача, C_2 – ємність, яка еквівалентна гнучкості п'єзоперетворювача, R_2 – опір випромінювання

Рис. 4. Еквівалентна схема п'єзоперетворювача

Значення параметрів коливального контуру еквівалентної схеми суттєво відрізняються за величиною від параметрів електричних LC – контурів. Тому реалізація ланок, які еквівалентні резонансній схемі п'єзоперетворювача, є неможливою. Динамічні параметри індуктивності контуру можуть перевищувати динамічні параметри п'єзоперетворювача і тисячу разів, що призводить до суттєвої нестабільності частоти. Еквівалентна схема п'єзоперетворювача, представлена на рис. 4, дає змогу краще зрозуміти внутрішні фізичні процеси, що відбуваються під час перетворення електричного сигналу в механічні ультразвукові коливання. Завдяки представлення роботи перетворювача у вигляді еквівалентного коливального контуру можна детальніше аналізувати його резонансні властивості, втрати енергії та стабільність частотної характеристики, що є критичними для точності неруйнівного контролю товщини трубопроводів і визначення їхнього НДС. Комплексний підхід до удосконалення як тензометричних, так і ультразвукових засобів контролю з урахуванням їхніх фізичних моделей і схемних рішень дозволяє підвищити надійність моніторингу технічного стану нафтогазового обладнання, забезпечуючи вчасне виявлення дефектів і попередження можливих аварійних ситуацій.

Висновки

У статті проведено глибокий аналіз існуючих методів неруйнівного контролю, зокрема тензометричних та ультразвукових. Виявлено, що хоча ці методи широко застосовуються у нафтогазовій галузі, їх ефективність обмежується факторами навколишнього середовища, зокрема температурними коливаннями, нестабільністю акустичного контакту та складною геометрією контрольованих об'єктів.

Для вирішення цих проблем запропоновано низку удосконалень. Зокрема, розроблено метод температурної компенсації в тензодатчиках та нову конструкцію п'єзоперетворювачів, які враховують зміни температури і дозволяють стабілізувати частотні характеристики. Також впроваджено підхід до використання товщиноміра з самозмазуванням і можливістю адаптації до овальних поверхонь, що особливо актуально для трубопроводів із ортотропною структурою.

Під час експериментального моделювання встановлено робочі частоти п'єзоперетворювачів, які забезпечують найкращу чутливість та стабільність. Встановлено, що використання нових матеріалів (наприклад, ЦТС-19) дає змогу досягти більш високої точності в діагностиці, порівняно з традиційними кварцовими пластинами.

Загалом доведено, що запропонований підхід дозволяє значно підвищити ефективність контролю товщини та напружено-деформованого стану металу магістральних трубопроводів. Він також відкриває можливості для інтеграції в автоматизовані системи моніторингу, що особливо важливо в умовах гірської місцевості та при підвищених екологічних ризиках.

Література

1. Chen Mu, Li J., Zhang Y. Ultrasonic multi-mode total focusing method for pipe axial defects in inaccessible and distant areas // Measurement. 2025. Vol. 251. P. 117238. DOI: 10.1016/j.measurement.2025.117238.
2. Pengchao Chen. Advancements and future outlook of safety monitoring, inspection and assessment technologies for oil and gas pipeline networks // Journal of Pipeline Science and Engineering. 2025. Vol. 5, iss. 1. P. 100267. DOI: 10.1016/j.jpse.2025.100267.
3. Teng Feiyu, Wang L., Zhang H. Improved-probabilistic imaging algorithm for separation problem of helical scattered path in pipeline ultrasonic guided wave inspection // Measurement. 2025. Vol. 246. P. 117474. DOI: 10.1016/j.measurement.2025.117474.
4. Wu Jing, Li X., Zhao Y. Weak ultrasonic guided wave signal recognition based on one-dimensional convolutional neural network denoising autoencoder and its application to small defect detection in pipelines // Measurement. 2025. Vol. 242. P. 116234. DOI: 10.1016/j.measurement.2025.116234.
5. Yi Jiang, Liu W., Chen H. Development and application of D1016 mm phased array ultrasonic internal inspection robot system for natural gas pipeline circumferential welds // Protection on Oil & Gas Pipelines. 2025. Vol. 2, iss. 1. P. 50–57.
6. Zang Xulei, Yang Q., Li M. Characterization of multi defects in buried pipelines using coded excitation nonlinear chirp T (0, 1) mode ultrasonic guided waves // International Journal of Pressure Vessels and Piping. 2025. Vol. 216. P. 105503. DOI: 10.1016/j.ijpvp.2025.105503.
7. Fan Qunying, Li X., Zhang Y. Research on distributed displacement monitoring and strain inversion assessment methods for buried pipelines in fracture zones // Tunnelling and Underground Space Technology. 2025. Vol. 159. P. 106430. DOI: 10.1016/j.tust.2025.106430.
8. Huang Jie, Wang H., Chen L. Development and Simulation Analysis of a Novel Flexible Deformation Inspection Units (FDIU) for Oil and Gas Pipelines // Available at SSRN 5077423. 2025.
9. Sun Zhen, Liu W., Zhao Q. Pipeline deformation monitoring based on long-gauge fiber-optic sensing systems: Methods, experiments, and engineering applications // Measurement. 2025. Vol. 242. P. 116911. DOI: 10.1016/j.measurement.2025.116911.
10. Yan Bing-Chuan, Zhang J., Li M. Cyclic pressure testing of full-scale pipes to evaluate fatigue damage to girth welds containing welding defects // Engineering Failure Analysis. 2025. Vol. 169. P. 109216. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2025.109216.
11. Лютак І. З. Математична модель методу контролю донних дефектів ультразвуковими спрямованими кільцевими хвилями // Східно-Європейський журнал передових технологій. – 2010. – № 5/4 (47). – С. 53–57.

Стаття надійшла до редакційної колегії 05.06.2025 р.

**IMPROVEMENT OF METHODS AND TOOLS FOR MONITORING
THE CONDITION OF OIL AND GAS EQUIPMENT****Z. P. Lyutak, I. Z. Liutak***Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;**St. Karpatska, 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine, 76019;**e-mail: ihorlt@gmail.com*

This paper analyses current methods of non-destructive testing (NDT) for evaluating the technical condition of oil and gas equipment, focusing on strain gauge and ultrasonic techniques. Their advantages and limitations under complex geological conditions are reviewed. Improvements are proposed via temperature compensation in strain gauges and new piezoelectric transducer designs. The influence of thermal variations on transducer frequency characteristics is studied, and methods are proposed to stabilize acoustic coupling. Resonant frequencies of novel piezo plates and their ability to detect metal anisotropy are determined. A newly developed thickness gauge enables continuous monitoring of pipe walls, including oval cross-sections, which is essential for long-distance gas pipelines.

Keywords: *ultrasound, guided waves, modelling, finite elements, heterogeneity, elastic medium.*