

ШЛЯХИ ПРАКТИЧНОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ РОЗРОБЛЕНОГО МЕТОДУ БЕЗКОНТАКТНОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЮ ТОВЩИНИ СТІНКИ ГАЗОПРОВІДІВ У ПРОЦЕСІ ВНУТРІШНЬОТРУБНОЇ ДІАГНОСТИКИ ГАЗОПРОВІДІВ

Т.Т. Котурбаши, М.О. Карнаш

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42002,
e-mail: koturbash@ukr.net*

Проблема забезпечення надійності та безпеки постачання природного газу магістральними трубопроводами набуває дедалі більшої актуальності через значний ступінь зношеності та старіння устаткування вітчизняного нафтогазового комплексу. Попереджувальні міри дозволять значно збільшити безпеку експлуатації трубопроводів шляхом зменшення ризику виникнення небезпечних ситуацій. Проведення внутрішньотрубною технічної діагностики включено до одного з двох обов'язкових основних кваліфікаційних процесів Системи керування цілісністю трубопроводу (PIMS), що є основою міждержавного стандарту ГОСТ CEN/TC 15173. В статті наведено основні результати експериментальних досліджень та запропоновано шляхи практичної реалізації розробленого методу безконтактного ультразвукового контролю товщини стінки газопроводів у процесі внутрішньотрубною діагностики газопроводів, шляхом удосконалення існуючих засобів внутрішньотрубною діагностики та розробки відповідної нормативної документації. Відсутність нормативного забезпечення внутрішньотрубною діагностики в Україні призводить до неоднозначності щодо вимог проведення регулярного технічного обстеження існуючих газопроводів, створює значні труднощі та невизначеності щодо розроблення методик проведення внутрішньотрубною діагностики та оцінки її результатів. Запропоновано основні підходи для розроблення та типову структуру таких документів у відповідності до вимог безпеки в нафтогазовому комплексі та вимог Системи керування цілісністю трубопроводу та ГОСТ CEN/TS 15173.

Ключові слова: технічна діагностика, інтелектуальний поршень, магістральний газопровід, ультразвуковий контроль в середовищі природного газу

Проблема обеспечения надежности и безопасности поставок природного газа с помощью магистральных трубопроводов становится все более актуальной по причине крайней изношенности и старения оборудования отечественного нефтегазового комплекса. Предупредительные меры позволят значительно увеличить безопасность эксплуатации трубопроводов и уменьшат риск возникновения опасных ситуаций. Проведение внутритрубной технической диагностики включено в один из двух обязательных основных квалификационных процессов Системы управления целостностью трубопроводов (PIMS), что является основой межгосударственного стандарта ГОСТ CEN/TC 15173. В статье приведены основные результаты экспериментальных исследований и предложены пути практической реализации разработанного метода бесконтактного ультразвукового контроля толщины стенки газопроводов в процессе внутритрубной диагностики газопроводов путем совершенствования существующих средств внутритрубной диагностики и разработки соответствующей нормативной документации. Отсутствие нормативного обеспечения внутритрубной диагностики в Украине приводит к неоднозначности относительно требований проведения регулярного технического обследования существующих газопроводов и создает значительные трудности и неопределенности по разработке методик проведения внутритрубной диагностики и оценки ее результатов. Предложены основные подходы для разработки и типовую структуру таких документов в соответствии с требованиями безопасности в нефтегазовом комплексе и требований ГОСТ CEN/TS 15173.

Ключевые слова: техническая диагностика, интеллектуальный поршень, магистральный газопровод, ультразвуковой контроль в среде природного газа

The problem of ensuring safety and security of supply of natural gas pipelines is becoming increasingly important because of the considerable degree of wear and tear of equipment of the domestic oil and gas industry. Preventive measures will significantly increase the security of pipelines and reduce the risk of dangerous situations. Conducting of in-line technical diagnostics is included in one of two required core competency processes in, Pipeline Integrity Management Systems (PIMS), which is the basis of interstate standard GOST CEN/TC 15 173. The article presents the main results of experimental studies and the ways of practical realization of the developed method of non-contact ultrasonic inspection of pipeline wall thickness in the in-line inspection of gas pipelines, by improving existing means of in-line inspection. Lack of regulatory support for in-line inspection in Ukraine leads to ambiguity about the requirements for regular technical inspection of the existing pipelines and creates significant challenges and uncertainties for the development of methodologies for in-line inspection and evaluation of its results. The basic approach for the design and the typical structure of such documents in accordance with the requirements of security in the oil and gas industry and the requirements of Standard CEN/TS 15173 has been proposed.

Keywords: technical diagnosis, intelligent pig, main pipeline, gascoupled ultrasonic inspection

Вступ

Питання забезпечення надійності та безпечності постачання природного газу магістральними трубопроводами набуває дедалі більшої актуальності через значний ступінь зношеності та старіння устаткування вітчизняного нафтогазового комплексу [1]. Попереджувальні заходи дозволять значно підвищити рівень безпеки експлуатування трубопроводів шляхом зменшення ризику виникнення небезпечних ситуацій. Потреба в нових технологіях для моніторингу технічного стану трубопроводів спричинена як ризиком виникнення аварійних ситуацій, так і необхідністю забезпечення цілісності трубопроводу з метою надійного постачання енергоносіїв.

Аналіз статистичної інформації щодо причин відмов нафтогазового транспортного обладнання та виникнення аварійних ситуацій [2, 3] дозволяє класифікувати їх три основні типи: виробничого походження, залежні від часу, випадкові. Статичні джерела виникнення небезпек не розвиваються з часом і тому не загрожують виникненням порушень цілісності трубопроводу. До них належать дефекти виготовлення, монтування та зварювання, які зазвичай повністю вдається усунути за результатами проведення гідростатичного випробування трубопроводу. Випадкові джерела виникнення інцидентів на трубопроводі можуть з'являтися в будь-який час на різних місцях, вони включають будь-які сторонні пошкодження, вплив погодних умов, неправильну експлуатацію та різноманітні зовнішні впливи. Такі джерела рідко піддаються регулярному моніторингу та контролю в силу своєї випадкової природи, проте на даний момент ведеться розробка засобів передбачення та керування найбільш типовими чинниками впливу. Дефекти, залежні від часу, збільшуються та розвиваються в процесі експлуатування трубопроводу і тому потребують регулярного моніторингу з метою уникнення аварій та забезпечення цілісності. До таких дефектів належать втрати металу та тріщини, спричинені процесами корозії, втоми й повзучості та впливом навколишнього середовища. Дефекти такого типу є найбільш небезпечними з точки зору безпечності експлуатування трубопроводу та попередження виникнення аварійних ситуацій і тому потребують завчасного виявлення та постійного моніторингу.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій щодо проблеми технічної діагностики газопроводів

Близько 60% магістральних трубопроводів в Україні експлуатуються понад 30 років [1]. Замінують та модернізують ці металоконструкції значно нижчими темпами, ніж це необхідно для їх належного оновлення. Основна причина виходу з ладу магістральних трубопроводів (28,9%) (для порівняння у Європейському Союзі – 15%) – внутрішні та зовнішні корозійні пошкодження [2]. З метою визначення фактичного

технічного стану трубопроводів та прогнозування його зміни, слід періодично проводити технічну діагностику. Проведення внутрішньотрубною технічної діагностики включено до одного з двох обов'язкових основних кваліфікаційних процесів Системи керування цілісністю трубопроводу (PIMS) [4], що є основою міждержавного стандарту ГОСТ CEN/TS 15173, котрий знаходиться на етапі остаточного погодження та в найближчому майбутньому буде введений в дію на території України. Згідно з проектом стандарту, після введення трубопроводів в експлуатацію слід проводити регулярний моніторинг технічного стану трубопроводу та реєструвати виявлені зміни з метою прогнозування розвитку джерел порушення цілісності. Всі отримані під час проведення технічної діагностики дані порівнюють з даними, отриманими в ході попередніх діагностичних робіт, для виявлення реальних змін, що відбулись за час експлуатації трубопроводу та міждіагностичний період.

Основною задачею технічного діагностування трубопроводів є встановлення фактичної товщини стінки трубопроводу та виявлення дефектів порушення суцільності. Найбільш ефективним для проведення робіт з технічного діагностування по всій довжині трубопроводу та з мінімальними простоями в роботі трубопроводу є здійснення внутрішньотрубною діагностики з використанням інтелектуальних поршнів з, як правило, магнітними давачами, що рухаються під напором транспортованого продукту. Інтелектуальні поршні з магнітними давачами реалізують метод вимірювання розсіяння магнітного потоку (MFL) [5-6]. Потужні електромагніти намагнічують стінку трубопроводу до досягнення стану магнітного насичення. В будь-якій точці трубопроводу з надмірною товщиною стінки матеріал труби не може втримувати весь магнітний потік. Тому цей потік розсіюється (витікає) із зовнішньої та внутрішньої сторін стінки труби в зоні дефекту. Магнітні давачі вимірюють це розсіяння магнітного потоку з внутрішньої сторони трубопроводу та записуються дані в власну пам'ять рухомого пристрою з прив'язкою до координат поршня в кожний конкретний момент часу. Наступним кроком є розшифрування виміряного масиву даних за допомогою спеціального програмного забезпечення висококваліфікованими операторами.

Цей метод контролю найбільш поширений у практиці проведення внутрішньотрубною діагностики газопроводів, оскільки він є відносно недорогим (най дешевшим серед інших методів внутрішньотрубною діагностики) та добре зрозумілий з точки зору реалізації (використовується понад 40 років). Найбільшим недоліком даного методу є його низька точність та повторюваність. Метод вимірювання розсіяння магнітного потоку дозволяє проводити вимірювання втрати металу в точці контролю відносно сусідніх областей об'єкта контролю з точністю $\pm 10\%$ при довірчому рівні 80% [6], що за нормативного значення бракувального критерію

втрати 12,5% від товщини стінки трубопроводу [7] може вважатись недостатнім. Недоліком методу є те, що ним можна вимірювати тільки втрату металу, а залишкова товщина розраховується шляхом віднімання виміряного значення втрати металу в точці контролю від номінального значення товщини стінки трубопроводу. На відміну від методів, що дозволяють безпосередньо вимірювати дійсну товщину стінки (наприклад, ультразвуковий метод контролю). Результати контролю газопроводів за допомогою інтелектуальних поршнів, що реалізують метод розсіювання магнітного потоку, неможливо безпосередньо застосувати в залежностях для визначення залишкового ресурсу трубопроводу (B31G, RSTRENG), регламентованих в Системі керування цілісністю трубопроводу [4].

Номінальну товщину стінки трубопроводу для розрахунку залишкової товщини беруть з технічної документації на трубопровід, що не завжди відповідає реальній товщині за всією довжиною контролюваного трубопроводу. Це призводить до значних труднощів в інтерпретації результатів контролю, та є небезпечним з точки зору прийняття рішення про допустимість конкретного дефекту. Калібрування магнітних перетворювачів на контрольованому трубопроводі не вирішує цієї проблеми, оскільки матеріал стінок труб, з яких складається трубопровід, може мати значний розкид за складом, фізико-механічними та магнітними параметрами, що негативно впливають на результати вимірювань і унеможливають, або призводять до невірних розшифрувань результатів контролю.

Метод вимірювання розсіювання магнітного поля дозволяє отримати тільки значення залишкової товщини стінки трубопроводу, проте не дає жодних відомостей стосовно того, зсередини чи ззовні знаходиться виявлений дефект. Цей факт унеможливає класифікацію та відбракування за виявленим дефектом, тобто метод дозволяє тільки ідентифікувати дефекти, відносно великого розміру з подальшим уточненням форми, розмірів, орієнтації та глибини залягання дефекту за допомогою інших методів неруйнівного контролю після шурфування відповідної ділянки трубопроводу, або шляхом зіставлення з результатами вимірювань у іншій площині. З огляду на фізичну природу магнітного контролю, цим методом практично неможливо виявити протяжні дефекти типу розшарування та локального порушення суцільності в тілі труби (втомні тріщини).

Постановка задачі досліджень

З огляду на сучасний стан проблеми проведення внутрішньотрубною діагностики та отримані в попередніх дослідженнях результати щодо удосконалення методів внутрішньотрубною діагностики, було сформовано задачу розробки шляхів практичної реалізації розробленого методу безконтактного ультразвукового контролю товщини стінки газопроводів у про-

цесі внутрішньотрубною діагностики газопроводів шляхом удосконалення існуючих засобів внутрішньотрубною діагностики та розробки відповідної нормативної документації.

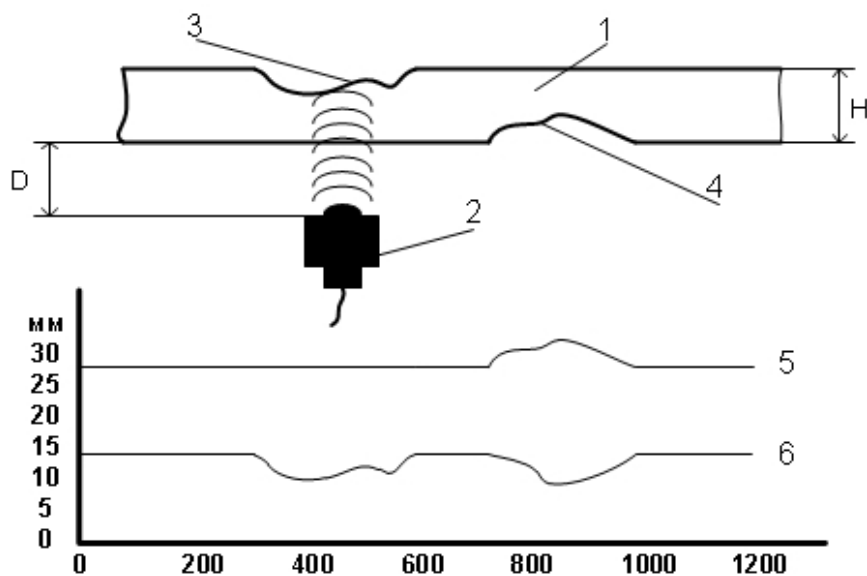
Результати проведених досліджень

Метод безконтактного ультразвукового контролю при внутрішньотрубною діагностиці газопроводів

З наведених вище недоліків, можна зробити висновок, що внутрішньотрубною діагностика з використанням поршнів, котрі реалізують метод вимірювання розсіювання магнітного потоку, потребує удосконалення для забезпечення вищої достовірності контролю. Зокрема, для вирішення проблеми відсутності опорної точки для вимірювання залишкової товщини стінки трубопроводу при внутрішньотрубною діагностиці методом вимірювання розсіюаних магнітних потоків, пропонується використати запропонований авторами безконтактний ультразвуковий луно-імпульсний метод контролю залишкової товщини стінки металоконструкцій [8].

Як відомо, ультразвуковий луно-імпульсний метод контролю дозволяє визначити саме товщину об'єкта контролю, шляхом вимірювання часової затримки повернення луно-імпульсу, введеного в тіло об'єкта контролю. Похибка вимірювання товщини ультразвукового луно-імпульсного методу контролю становить кілька відсотків [9]. При цьому хвиля, згенерована ультразвуковим перетворювачем, проходить крізь контактне середовище та потрапляє на поверхню об'єкта контролю; частина енергії ультразвукової хвилі проходить в тіло об'єкта контролю а частина відбивається у зворотному напрямку, дозволяючи, таким чином, отримати опорну часову точку для вимірювання часу затримки повернення хвилі, що відбилась від внутрішньої поверхні об'єкта контролю. При цьому можна отримати відомості як про товщину об'єкта контролю, так і про профіль його поверхні (рис.1) [10].

Значним обмеженням використання ультразвукового контролю при внутрішньотрубною діагностиці газопроводів є значне неспівпадіння акустичних імпедансів контактної середовища (природного газу), стінки трубопроводу та п'єзоелектричного перетворювача. Результатом значно нижчої густини природного газу та меншої швидкості поширення ультразвуку в ньому є співвідношення акустичного імпедансу газу та сталі, яке становить більш ніж $10^5:1$ за нормальних умов, що призводить до значної втрати енергії ультразвукової хвилі при проходженні границі розділу середовищ. Проблема також ускладнюється тим фактом, що при проведених контролі ультразвуковий імпульс долає 4 границі розділу середовищ: перетворювач/контактне середовище, контактне середовище/об'єкт контролю та у зворотному напрямку. Використання водяної пробки або заповнення трубопроводу водою призводить до виведення значних ділянок газопроводів з експлуатації на період проведення технічної діаг-



1 – стінка трубопроводу; 2 – ультразвуковий перетворювач; 3 – зовнішня корозія (втрата металу); 4 – внутрішня корозія (втрата металу); 5 – отриманий профіль внутрішньої поверхні трубопроводу; 6 – виміряна товщина стінки трубопроводу; H – товщина стінки трубопроводу; D – відстань між перетворювачем та поверхнею стінки трубопроводу

Рисунок 1 – Метод безконтактного ультразвукового контролю при внутрішньотрубній діагностиці газопроводів

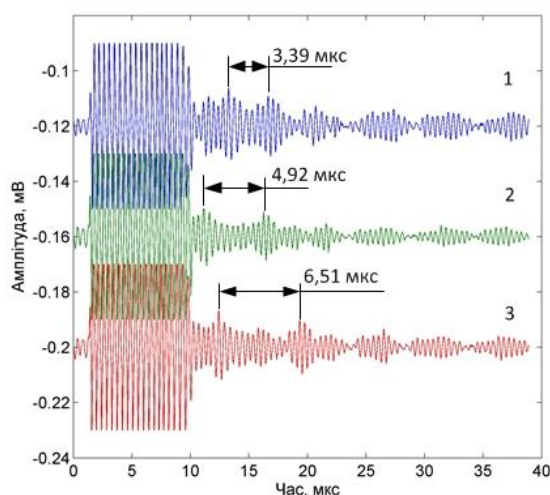
ностики та, як правило, рідко застосовується операторами трубопровідного транспорту [11]. В ході попередніх теоретичних досліджень процесу контролю було показано, що використання природного газу під тиском 4-5 МПа як контактної середовища (робочий тиск для запуску інтелектуальних поршнів) дозволяє зменшити втрати енергії ультразвуку на всьому шляху його проходження в 1,6 раз порівняно з нормальними умовами (середовище природний газ, тиск атмосферний) [12]. При цьому, зменшення тиску контактної середовища негативно впливає на процес контролю та збільшує втрати енергії ультразвукового імпульсу, тоді як збільшення тиску контактної середовища дозволяє додатково зменшити втрати енергії на границях розділу середовищ і, відповідно, затрати енергії акумуляторів інтелектуального поршня на збудження перетворювачів.

В результаті проведеного авторами експериментального дослідження щодо перевірки безконтактного ультразвукового методу контролю товщини стінки газопроводів у процесі внутрішньотрубної діагностики [13], вдалось підтвердити можливість здійснення такого контролю товщини стінки за умов, що близькі до реальних робочих умов запуску снаряду для внутрішньотрубної діагностики (контактне середовище – азот, тиск середовища – 50 МПа).

В ході експерименту було використано звичайний комерційно доступний п'єзоперетворювач (П111-2,5-К12-003 «ЛуЧ») з робочою частотою 2,5 МГц та з погоджувальним елементом власної конструкції, виготовленим з врахування характеристик (акустичного опору) контактної середовища, на основі досвіду попередніх досліджень [14]. Підвищення тиску

середовища та застосування погоджувальних елементів дозволило зменшити втрати енергії ультразвукового імпульсу на границях розділу середовищ. Узгодження акустичного імпедансу перетворювача та контактної середовища було виконано шляхом використання погоджувального елемента, виготовленого з одного шару з силікону, акустичний імпеданс – $1.2 \cdot 10^6 \text{ кг/м}^2 \text{с}$, товщина – 0,085 мм. Це дозволило зменшити втрати енергії ультразвукового імпульсу при проходженні границі розділу «п'єзоперетворювач – контактне середовище» на сумарну величину 18 дБ в прямому та зворотному напрямках, за умов тиску середовища, рівному 50 МПа.

В результаті проведеного експерименту було отримано поверхневі та донні луноімпульси від досліджуваного об'єкта контролю. Детектування та визначення часу приходу поверхневих імпульсів не викликало значних труднощів, проте чітко детектувати часові параметри донних імпульсів значно меншої амплітуди (співвідношення амплітуд поверхневого та донного імпульсу за умов тиску середовища склало 32 дБ) на фоні шуму не вдалось. Застосування післяобробки отриманих сигналів у програмному середовищі MATLAB, що складалась з процедур згладжування та фільтрування, дало змогу отримати чітко ідентифіковані на фоні шумових завад серії донних імпульсів та визначити їхні часові характеристики. В результаті вдалось визначити товщину досліджуваних в ході експерименту трьох взірців стінок трубопроводу (швидкість поширення ультразвуку в матеріалі зразків – 5957 м/с), що з похибкою 5% відповідали їхнім реальним значенням (рис. 2).



1 – для товщини 10 мм, 2 – для товщини 15 мм,
3 – для товщини 20 мм

**Рисунок 2 – Отримані для різної товщини
взірця луно-імпульси**

Необхідною умовою впровадження методів та засобів неруйнівного контролю в промисловість є їх метрологічне забезпечення. При вимірюванні товщини безконтактним ультразвуковим луно-імпульсним методом, як і при будь-яких непрямих вимірюваннях, завжди виникають похибки результату вимірювання, які залежать від неточності визначення первинної величини. В нашому випадку такою первинною величиною є час поширення акустичних коливань, що, в свою чергу, залежить від багатьох параметрів. Проведемо аналіз причин, які впливають на точність вимірювання товщини запропонованим методом:

- зміна параметрів контактної середовища під час руху поршня в трубопроводі (тиску, густини), що спричиняє зміну швидкості поширення ультразвукових коливань від перетворювача до об'єкта контролю і втрату енергії ультразвукових зондуючих імпульсів;
- зміна тривалості переднього фронту луно-імпульсу;
- похибка блоку, який здійснює вимірювання часу поширення УЗК;
- зміна швидкості поширення ультразвукових коливань внаслідок неоднорідності матеріалу ОК, впливу зміни умов вимірювань;
- інші причини.

Таблиця 1 – Метрологічна оцінка методу безконтактного ультразвукового контролю

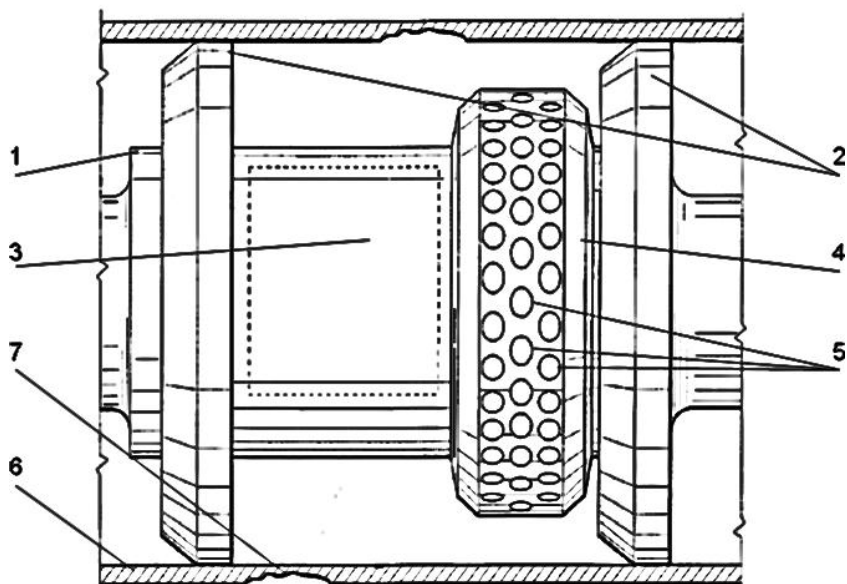
№	Реальна товщина взірця (мікрометр клас точності 1, діапазон 0-25мм), мм	Виміряне середнє товщини взірця, мм	Абсолютна випадкова похибка, мм	Відносна похибка вимірювань, %
1	10,20	10,62	0,44	4,11
2	12,58	13,05	0,55	4,2
3	15,45	15,26	0,61	3,9
4	17,58	17,87	0,81	4,51
5	20,3	20,78	0,84	4,02
6	22,04	22,72	1,02	4,49

Оскільки аналітично врахувати вплив перелічених причин виникнення похибок на результат вимірювання практично неможливо, для оцінки достовірності вимірювання товщини було вирішено провести експериментальну оцінку методу безконтактного ультразвукового контролю за результатами вимірювань товщини взірців в ході багатократних спостережень, використовуючи розроблену експериментальну установку. Згідно з розробленою методикою експериментальних досліджень, на кожному з 6 взірців було проведено по 10 вимірювань та здійснено метрологічну оцінку результатів багатократних вимірювань товщини взірців на експериментальній установці [15]. Результати метрологічної оцінки методу без-контактного ультразвукового контролю згідно з стандартною методикою наведені в таблиці 1.

Діапазон товщин складає від 10,20 мм до 22,14 мм. Зведена до діапазону (11,94 мм) похибка вимірювань товщини методу безконтактного ультразвукового контролю на експериментальній установці не перевищує 5,7%. Абсолютна похибка вимірювань у вказаному діапазоні товщин на експериментальній установці склала 0,68 мм.

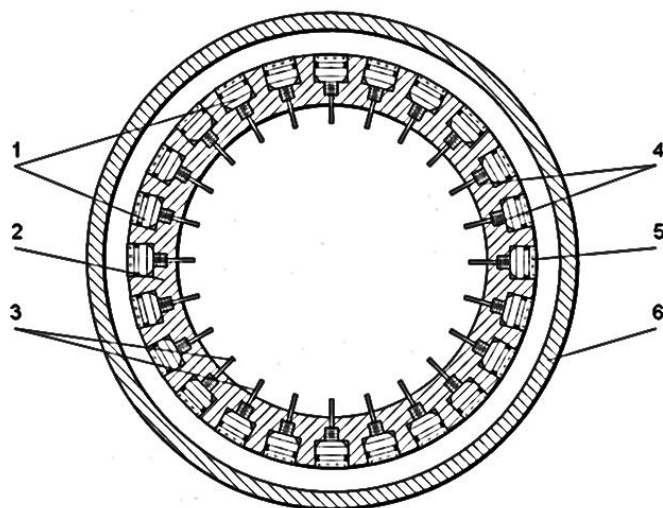
Технічна реалізація методу безконтактного ультразвукового контролю при внутрішньотрубній діагностиці

Реалізацію запропонованого методу безконтактного ультразвукового контролю для потреб внутрішньотрубної діагностики пропонується здійснювати у вигляді окремого модуля (рис. 3), що приєднується до існуючого інтелектуального поршня з магнітними перетворювачами. Приєднуваний модуль слід розміщувати після розмагнічувальних електромагнітів інтелектуального поршня з метою уникнення впливу магнітного поля на електронні компоненти модуля та ультразвукові перетворювачі. Ультразвуковий блок має форму поршня, що підтримується юбками, виготовленими з еластомеру. Юбки забезпечують рух поршня в трубопроводі під напором середовища. Тіло поршня складається з блоку безконтактних перетворювачів та блоку електронного забезпечення та акумуляторів. Блок безконтактних перетворювачів містить набір п'єзоелектричних перетворювачів, виготовлених у формі пістонів, закручують у відповідний посадковий отвір (рис. 4).



1 – корпус; 2 – еластомерні кільця; 3 – блок електронного забезпечення та акумуляторів;
4 – блок безконтактних ультразвукових перетворювачів; 5 – ультразвукові перетворювачі;
6 – трубопровід; 7 – дефект стінки трубопроводу

Рисунок 3 – Ескізне зображення модуля ультразвукового контролю

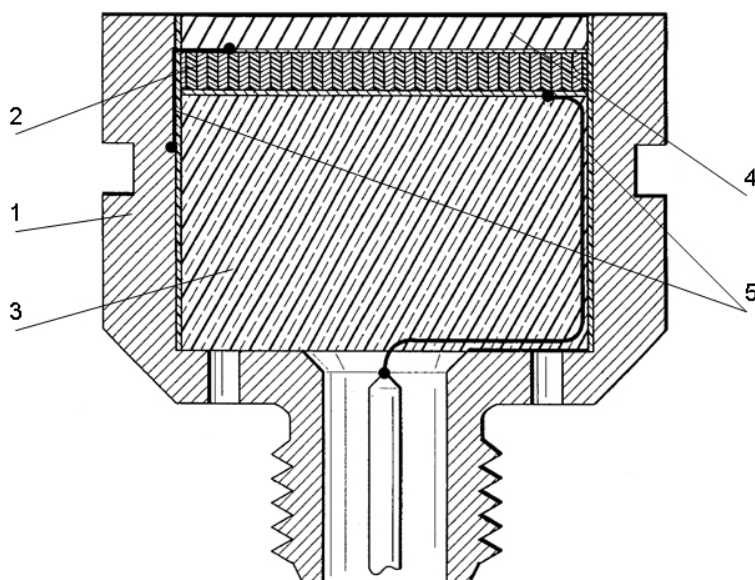


1 – п'єзоелектричний безконтактний перетворювач; 2 – корпус блоку безконтактних перетворювачів; 3 – контактні роз'єми перетворювачів; 4 – гніздо перетворювача; 5 – захисне заглиблення перетворювача; 6 – трубопровід

Рисунок 4 – Блок безконтактних ультразвукових перетворювачів в перерізі

Кожний перетворювач складається з корпусу, в якому знаходяться: п'єзопластина, демпфер, узгоджувачий коливальний контур, з'єднувальні провідники та погоджувальний елемент (рис. 5). Погоджувальний елемент та узгоджувачий коливальний контур кожного перетворювача попередньо налаштовані таким чином, щоб забезпечити максимальну передачу енергії електричного імпульсу генератора в контактне середовище. Погоджувальний елемент виготовлений з матеріалу з акустичним імпедансом, максимально наближеним до акустичного імпедансу контактного середовища (природного газу під робочим тиском для запуску інтелектуального поршня).

Кожний перетворювач збуджується періодичними електричними імпульсами генератора, розміщеного в блоці електронного забезпечення, що спричиняють утворення ультразвукової хвилі, що поширюється через контактне середовище до об'єкта контролю (стілки трубопроводу). Відбиті від внутрішньої та зовнішньої поверхонь ультразвукові коливання формують електричні імпульси після повернення до перетворювачів. Ці імпульси реєструються обладнанням, розміщеним в електронному блоці за певним алгоритмом (аналогове фільтрування низьких та високих частот відносно резонансної частоти збудження перетворювача), оцифровуються та записуються в блок пам'яті з



1 – корпус перетворювача; 2 – н'єзоелектрична пластина; 3 – демпфер;
4 – погоджувальний елемент; 5 – електричні контакти

Рисунок 5 – Ультразвуковий безконтактний перетворювач

прив'язкою до координат проходження інтелектуального поршня по довжині трубопроводу. Координати руху поршня по трубопроводу можна отримати з одометрів або даних геопозиціонування основного вимірювального блоку інтелектуального поршня з магнітними давачами.

Розшифрування записаних вимірювальних даних проводиться за допомогою програмного забезпечення та за участю оператора. Програмне забезпечення повинне включати необхідну постобробку сигналів для виділення донних імпульсів. За наявних поверхневого та донного імпульсу програмне забезпечення дозволить отримати профіль поверхні та донної поверхні стінки трубопроводу з прив'язкою до координат проходження інтелектуального поршня (рис. 2). В поєднанні з даними, отриманими від магнітних перетворювачів, можна сформулювати повну картину наявних дефектів та поточного технічного стану трубопроводу.

Нормативне забезпечення внутрішньотрубно́ї діагностики

Відомо, що якість неруйнівного контролю на 50% визначається кваліфікацією персоналу, що його здійснює. Для таких методів, як магнітний, електромагнітний та ультразвуковий, де велика частина робіт стосується розшифрування результатів контролю з урахуванням сукупності чинників впливу, ця частка може зростати. Виходячи з цих міркувань, доцільним є створення нормативно-технічного забезпечення для мінімізації впливу суб'єктивних чинників. Тому актуальним є питання розроблення серії нормативних документів різного рівня, які б регламентували процедури контролю згідно із запропонованим методом внутрішньотрубно́го діагностування газопроводів, які можуть бути використані для підтвердження їх відповідності вимогам безпеки в нафтогазовому комплексі та

вимогам ГОСТ CEN/TS 15173. Більшість газопроводів відпрацювала призначений термін служби, але це зовсім не означає, що вони досягли критичного стану чи втратили працездатність. Нерідко до переходу об'єкта в граничний стан може пройти ще багато років, а регулярний контроль характерних для нього критеріїв забезпечуватиме безпечність експлуатації та попередження раптових відмов відповідно до принципів системи управління цілісністю трубопроводів (Pipeline Integrity Management System). Тому виникає проблема розробки конкретних методик контролю технічного стану, яка може бути успішно вирішена тільки кваліфікованими фахівцями в галузі неруйнівного контролю, на професійному рівні обізнаними із специфікою розроблення та експлуатації об'єктів нафтогазового комплексу, які мають досвід розроблення нормативних документів принаймні галузевого рівня.

Такі документи повинні мати структуру:

- 1) Сфера застосування
- 2) Нормативні посилання
- 3) Терміни та визначення понять
- 4) Позначки та скорочення
- 5) Загальні вимоги
 - 5.1) Види та обсяги контролю
 - 5.2) Вимоги до організацій та персоналу, які здійснюють контроль
 - 5.3) Вимоги до засобів контролю
 - 5.4) Вимоги з охорони праці та екологічної безпеки під час виконання контролю
 - 5.5) Вимоги до організації робіт
- 6) Аналіз технічної та оперативної документації щодо об'єкта контролю
- 7) Методика ультразвукового контролю газопроводів
 - 7.1) Зони контролю та види дефектів
 - 7.2) Апаратура, інструменти, устаткування
 - 7.3) Підготовка до проведення контролю

7.4) Процедури контролю (опис і послідовність операцій; рівні оцінки, визначення характеристик дефектів)

7.5) Критерії відбракування

8) Оформлення результатів контролю

9) Норми часу на проведення контролю та його розшифрування

10) Форми документів, що надаються за результатами контролю

Пропонована типова структура узгоджується з вимогами щодо змісту стандартів на продукцію, процеси, послуги та методи контролювання і може бути конкретизована щодо вимог положеннями інших стандартів. Наприклад, вимоги до ультразвукового контролю регламентуються ДСТУ EN 583-1-2001, згідно з якими документ на проведення контролю повинен містити опис виробу, що підлягає контролю, перелік нормативних документів, вимоги до кваліфікації і сертифікації персоналу, який виконує контроль; опис устаткування для контролю; положення контрольованого об'єкта, зони контролю та схему сканування; порядок підготовки сканованих поверхонь, наволишні умови, та калібрування і настроювання устаткування; опис і послідовність операцій контролю, визначення характеристик дефектів та критерії приймання; рівні оцінки і реєстрації та звіт про результати контролю.

На підставі результатів, одержаних у процесі контролю, перевіряють відповідність значень параметрів об'єкта вимогам технічної документації, проводять необхідні розрахунки і визначають технічний стан об'єкта у даний момент часу, надаючи йому статусу справного, несправного, працездатного, непрацездатного тощо, і засвідчуючи це відповідними документами. Необхідно зауважити, що форми документів, які надаються за результатами контролю, повинні узгоджуватись з вимогами наглядових органів як за рівнем (технічний висновок, акт чи протокол), так і за порядком їх офіційного засвідчення (сертифікованим фахівцем другого або третього рівня, технічним експертом за напрямком тощо).

Розробці нормативних документів на рівні державних і галузевих стандартів на методи і засоби неруйнівного контролю, які базуються на методах визначення кореляційних зв'язків між контрольованими характеристиками якості та інформативними сигналами фізичного поля, приділяється велика увага. Сучасні засоби неруйнівного контролю та технічної діагностики дають змогу проводити контроль із записом його результатів у реальному масштабі часу на носіях ПЕОМ.

Для вирішення питань розроблення нормативних документів, що регламентували б порядок застосування розробленої технології безконтактного акустичного внутрішньотрубного діагностування газопроводів, було розроблено наступні нормативні документи:

1) Тимчасовий технологічний регламент «Контроль якості кільцевих зварних з'єднань трубопроводів під час укладання підводного газопроводу БК-1 Одеського ГР-МСП-4 Голі-

цинського ГКР з трубоукладальної баржі». Документ у встановленому порядку було погоджено з Інститутом електрозварювання імені Є.О.Патона НАН України, Галузевим експертно-технічним центром в нафтогазовій галузі ДП «Центр сертифікації і контролю якості будівництва об'єктів нафтогазового комплексу Держгірпромнагляду України», Територіальним управлінням Держгірпромнагляду в Івано-Франківській області та Технічним комітетом стандартизації ТК 146 «Матеріали, обладнання, технології і споруди для нафтогазової промисловості». Технологічному регламенту надано чинності наказом по ПАТ «Державне акціонерне товариство «Чорноморнафтогаз» 15 червня 2012 року. Цей нормативний документ відповідає основним положенням DNV-OS-F101 «Підводні трубопровідні системи» (в редакції 01.2010 р.) та API 1104 «Зварювання трубопроводів та споріднених споруд» (в редакції 2005 р.).

Таким чином, регламентованими методами неруйнівного контролю в процесі укладання (згідно з ДСТУ 2865) визначено наступні:

- візуальний;
- автоматизований ультразвуковий;
- ручний ультразвуковий;
- ручний вихрострумний;
- ручний проникаючими речовинами.

2) ДСТУ ISO 10405:2010 Нафтова і газова промисловість. Обслуговування та використання обсадних і насосно-компресорних труб.

3) ДСТУ ISO 13628-2:2011 Нафтова і газова промисловість. Проектування і експлуатування систем підводного видобування. Частина 2. Системи гнучких труб багат шарової структури без сполучених шарів для підводного і морського застосування.

4) ДСТУ ISO 13628-7:201 Нафтова і газова промисловість. Проектування і експлуатування систем підводного видобування. Частина 7. Системи водовіддільних колон для закінчення/ремонтну свердловини.

Висновки

Внутрішньотрубна діагностика з використанням поршнів, котрі реалізують метод вимірювання розсіяння магнітного поля, має значні недоліки, що ускладнюють процес прийняття рішень щодо визначення залишкової товщини трубопроводу, виявлення та допустимості дефектів. Проте запропоноване авторами удосконалення існуючих інтелектуальних поршнів дозволить забезпечити більшу достовірність контролю завдяки значним перевагам в точності ультразвукового контролю. Проведена авторами серія експериментальних досліджень методом безконтактного ультразвукового контролю в газовому середовищі під робочим тиском запуску інтелектуальних поршнів дала підстави підтвердити можливість проведення такого контролю та розроблення модулів ультразвукового контролю. Метрологічна оцінка методу була здійснена на експериментальній установці за багатократними вимірюваннями товщини вірців стінок газопроводів показала, що точ-

ність методу не перевищує 5,7% для діапазону товщин від 10,20 мм до 22,14 мм. Реальні робочі умови запуску інтелектуальних поршнів з безконтактним ультразвуковим модулем відзнятимуться від змодельованих в експерименті, і похибка, можливо, перевищить визначене в ході експериментальних досліджень значення. Проте метод безконтактного контролю в ході експериментальних досліджень вказав на значний потенціал щодо підвищення чутливості шляхом виготовлення та налаштування погоджувальних елементів для узгодження акустичного імпедансу ультразвукових перетворювачів та контактного середовища (природного газу під тиском).

Відсутність нормативного забезпечення внутрішньотрубної діагностики в Україні призводить до проблем з розробленням методик проведення внутрішньотрубної діагностики, її проведенням та оцінкою її результатів. Запропоновані основні підходи для розроблення таких документів у відповідності до вимог безпеки в нафтогазовому комплексі, вимог Системи керування цілісністю трубопроводу (PIMS) та ГОСТ CEN/TS 15173.

Література

- 1 Остах О. П. Технічна діагностика і ресурс конструкцій після довготривалої експлуатації / О.П. Остах, В.М. Учанін, І.М. Андрейко, І.Р. Маковійчук. // Фізичні методи та засоби контролю середовищ, матеріалів та виробів. – 1999. – Вип. 4. – С. 3–8.
- 2 Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О. М. Иванцов. – М.: ИЦ “ЕЛИМА”, 2004. – 1104 с.
- 3 Natural gas transmission pipelines pipeline integrity prevention, detection & mitigation practices. Topical Report GRI-00/0193. – Gas Research Institute, 2000. – 161p.
- 4 Gas supply systems - Frame of reference regarding Pipeline Integrity Management System (PIMS) (CEN 15173:2006) [Чинний від 01.06.2006]. – CEN/TC 234 Gassupply, 2006. – 28 p.
- 5 MFL Technology for Natural Gas Pipeline Inspection, GRI Topical Report GRI-98/0367 / Bubenik, T.A., Nestleroth, J.B., Eiber, R.J. – Gas Research Institute, 1998
- 6 Albert Teitsma. Technical Assessment Report Technology Assessment For Delivery Reliability For Natural Gas. – Gas Technology Institute, 2004.
- 7 Albert Teitsma. Technology assessment for delivery reliability for natural gas - inspection technologies – Technical report, DOE No. DE-FC26-02NT41647, Pipeline Inspection Technology, Gas Technology Institute Des Plaines, IL, 2004.
- 8 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов: РД 12-411-01 : 2001. – М.: Федеральный горный и промышленный надзор России (Госгортехнадзор России), 2002. – 49 с.
- 9 Experimental setup for air coupled ultrasonic hardware thickness control / Karpash O.M., D Rybitsky I.V., Karpash M.O., Koturbash T.T. // “Дни на безрушительный контроль 2011” Материалы XXVI Международной конференции “Дефектоскопия’11”. – Болгария. – 2011
- 10 H. Lei, Z. Ultrasonic Pig for Submarine Oil Pipeline Corrosion Inspection / H. Lei, Z. Huang, W. Liang, Y. Mao. // Russian Journal of Nondestructive Testing. – 2009. – Vol. 45, No. 4. – pp. 285–291.
- 11 Розроблення методу безконтактного акустичного контролю геометричних параметрів зварних з’єднань / О.М. Карпаш, Т.Т. Котурбаш, М.О. Карпаш, І.В. Рибіцький, Я.І. Коман // Методи та прилади контролю якості. – 2010. – № 24. – С. 9 – 12.
- 12 A new generation of Ultrasonic In-Line Inspection Tools for Detecting, Sizing and Locating Metal Loss and Cracks in Transmission pipelines / K. Reber, M. Beller, H. Willems, and O. A. Barbian// 2002 IEEE Ultrasonics Symposium. – 2003. – 671p.
- 13 Карпаш М.О. Оцінка втрат енергії акустичних коливань за ультразвукового контролю в середовищі природного газу / М.О. Карпаш, Т.Т. Котурбаш // Фізико-хімічна механіка металів. – 2011. – №6. – С. 122-128
- 14 Котурбаш Т.Т. Експериментальна перевірка безконтактного ультразвукового контролю товщини стінки газопроводів при внутрішньотрубній діагностиці / Т.Т. Котурбаш, М.О. Карпаш, І.В. Рибіцький. – Міжнародна науково-технічна конференція “Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу”, ІФНТУНГ, 15-18 травня 2012 р. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012.
- 15 Експериментальна установка для безконтактного акустичного контролю елементів металоконструкцій після корозійного пошкодження / О.М. Карпаш, Т.Т. Котурбаш, І.В. Рибіцький та ін. // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів: В 2-х т., Спецвипуск журналу «Фізико-хімічна механіка металів». – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, 2010 – №8, Т. 2. – С. 531-535.
- 16 Основи метрології та вимірювальної техніки: підручник / М. Дорожовець, В. Мотало, Б. Стадник, В. Василюк, А. Ковальчик; за ред. Б. Стадника. – Львів: Видавництво Національного університету „Львівська політехніка”, 2005. – 532 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
05.05.12*

*Рекомендована до друку професором
О. М. Карпашем*