

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

На правах рукопису



УДК 620.179

КОТУРБАШ ТАРАС ТАРАСОВИЧ

**УДОСКОНАЛЕННЯ УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДУ
ВНУТРІШНЬОТРУБНОЇ ДІАГНОСТИКИ МАГІСТРАЛЬНИХ
ТРУБОПРОВОДІВ**

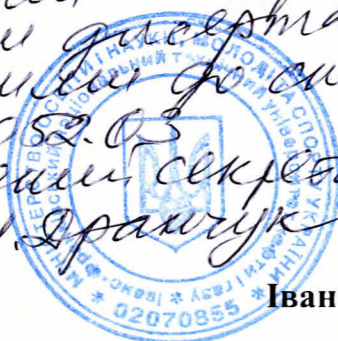
**Спеціальність 05.11.13 – Прилади і методи контролю та
визначення складу речовин**

**Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук**

*Цей примірник дисертації
ідентичний з оригіналом
з іншим примірником - Науковий керівник:
каши дисертації, по-
давши її до видавництва*

**Науковий керівник:
кандидат технічних наук,
доцент Карпаш М.О.**

*Всесвітній секретар
М. Драчук 27.09.12р.*



Івано-Франківськ – 2013

d457



d457

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1	
АНАЛІЗ МЕТОДІВ ТА ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ	
ВНУТРІШНЬОТРУБНОЇ ДІАГНОСТИКИ МАГІСТРАЛЬНИХ	
ТРУБОПРОВІДІВ.....	11
1.1 Характеристика об'єкта контролю.....	11
1.2 Аналіз методів та засобів внутрішньотрубної діагностики	
магістральних трубопроводів.....	17
1.2.1 Внутрішньотрубна діагностика магнітними методами	
контролю.....	19
1.2.2 Внутрішньотрубна діагностика вихрострумівими методами....	24
1.2.3 Акустичні методи внутрішньотрубної діагностики.....	28
1.3 Вибір методу внутрішньотрубної діагностики та аналіз проблем які	
виникають при розробці акустичних безконтактних методів технічної	
діагностики.....	32
1.4 Вибір та обґрунтування напрямку досліджень.....	38
РОЗДІЛ 2	
ТЕОРЕТИЧНЕ ОБґРУНТУВАННЯ МОЖЛИВОСТІ ЗДІЙСНЕННЯ	
УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЮ ПРИ ВНУТРІШНЬОТРУБНІЙ	
ДІАГНОСТИЦІ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ ЗА ШТАТНИХ	
ТЕХНОЛОГІЧНИХ УМОВ.....	40
2.1 Розроблення фізичної моделі процесу ультразвукового контролю.....	40
2.2 Моделювання затухання ультразвукових коливань в середовищі	
природного газу.....	45
2.3 Оцінка втрат енергії ультразвукових коливань під час контролю...51	51

2.4	Узагальнена методологія оцінки втрат та співвідношень рівнів луно-імпульсів при ультразвуковому контролі.....	60
2.5	Визначення оптимальних конструктивних параметрів ультразвукового перетворювача.....	66
	Висновки до розділу.....	71

РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ МОЖЛИВОСТІ

РЕАЛІЗАЦІЇ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЮ ЗА УМОВ БЛИЗЬКИХ ДО УМОВ ПРОВЕДЕННЯ ВНУТРІШНЬОТРУБНОЇ ДІАГНОСТИКИ

МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ ЗА ШТАТНИХ

ТЕХНОЛОГІЧНИХ УМОВ74

3.1	Опис експериментальної установки	76
3.2	Проведення експериментальних досліджень.....	84
3.3	Аналіз та обробка результатів проведених експериментальних досліджень	87
3.4	Метрологічна оцінка удосконаленого методу ультразвукового контролю.....	94
	Висновки до розділу.....	99

РОЗДІЛ 4

ШЛЯХИ ПРАКТИЧНОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ РОЗРОБЛЕНОГО МЕТОДУ

БЕЗКОНТАКТНОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЮ ТОВЩИНИ СТІНКИ ГАЗОПРОВІДІВ У ПРОЦЕСІ ВНУТРІШНЬОТРУБНОЇ

ДІАГНОСТИКИ ГАЗОПРОВІДІВ.....101

4.1	Розробка конструкції технічного засобу, що реалізує удосконалений метод безконтактного ультразвукового контролю	103
4.2	Нормативне забезпечення внутрішньотрубної діагностики.....	110
4.3	Впровадження результатів досліджень у нормативні документи..	113

4.4 Апробація розробленого удосконаленого методу безконтактної ультразвукової діагностики магістральних трубопроводів.....	115
Висновки до розділу	120
ВИСНОВКИ.....	121
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	124
ДОДАТКИ.....	135

ВСТУП

Актуальність теми. Питання забезпечення надійності та безпеки постачання природного газу магістральними трубопроводами набуває дедалі більшої актуальності через значний ступінь зношеності та старіння устаткування вітчизняного нафтогазового комплексу. 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.

Проведення внутрішньотрубної технічної діагностики включено в один з двох обов'язкових основних кваліфікаційних процесів Системи керування цілісністю трубопроводу (PIMS), що є основою міждержавного стандарту ГОСТ СЕН/ТС 15173. Проте відсутність нормативного забезпечення щодо проведення внутрішньотрубної діагностики в Україні призводить до неоднозначності щодо вимог проведення регулярного технічного обстеження існуючих трубопроводів, створює значні труднощі щодо розроблення методик проведення внутрішньотрубної діагностики та оцінки її результатів.

Основною задачею технічного діагностування трубопроводів є встановлення фактичної товщини стінки трубопроводу та виявлення дефектів типу порушення суцільності. Найбільш ефективним для проведення робіт з технічного діагностування за всією довжиною трубопроводу та з мінімальними простоями в роботі трубопроводу, є здійснення внутрішньо-трубної діагностики з використання інтелектуальних поршнів, що рухаються під напором транспортованого продукту. Проте існуючі інтелектуальні магнітні поршні мають низьку точність ($\pm 10\%$) та достовірність контролю (80%), а поршні, що реалізують акустичні методи контролю, практично непридатні для застосування в газопроводах, оскільки потребують наявності контактної середовища між перетворювачем та стінкою трубопроводу. У зв'язку з цим, можна зробити висновок, що внутрішньо-трубна діагностика з використанням поршнів, потребує удосконалення, для забезпечення вищої достовірності та точності контролю.

Аналіз існуючих методів та засобів контролю показав, що найбільш придатним з точки зору необхідних контрольованих параметрів та достовірності контролю є акустичний ультразвуковий метод контролю, котрий потребує удосконалення, для забезпечення можливості його використання у газопроводах.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Дисертаційна робота виконувалася у рамках ДЗ/467-2009 «Розроблення нового методу безконтактного акустичного контролю геометричних характеристик металоконструкцій Міносвіти та науки» № держреєстрації 0109U006324, Д-11-11-П «Розроблення новітніх неруйнівних методів діагностики та моніторингу деградації матеріалів металоконструкцій довготривалої експлуатації» Міносвіти та науки № 0111U002999, ГМ-9/2010 «Розроблення національних стандартів, гармонізованих з міжнародними стандартами серії ISO 13628 (Проектування та експлуатування систем підводного видобутку вуглеводнів)» Мінпаливенерго №0110U006983, 44/2011 «Розроблення стандарту організації України (СОУ) "Магістральні нафтопроводи. Підводні переходи. Правила технічного експлуатування" ПАТ "Укртранснафта"» №0111U004874.

Мета роботи полягає у вирішенні актуальної науково-практичної задачі в галузі приладів та методів неруйнівного контролю – удосконалення ультразвукового методу внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів, шляхом проведення теоретичних та експериментальних досліджень, розроблення шляхів реалізації внутрішньотрубною ультразвукового контролю товщини та відповідного нормативного забезпечення.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі **задачі**:

- проаналізувати сучасний стан досліджень у галузі методів та засобів неруйнівного контролю магістральних трубопроводів;
- провести теоретичні дослідження можливості та ефективності врахування та використання параметрів середовища, що транспортується трубопроводом для проведення контролю;

- розробити аналітичну модель визначення оптимальних з точки зору мінімізації втрат енергії, акустичних та конструктивних параметрів п'єзоелектричного перетворювача;

- проведення експериментальних досліджень та промислової апробації удосконаленого ультразвукового методу внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів в статичному режимі за умов близьких до штатних технологічних умов проведення внутрішньотрубної діагностики.

Об'єктом дослідження є процес контролю технічного стану магістральних трубопроводів.

Предметом дослідження є методи і засоби акустичного контролю магістральних трубопроводів в штатних технологічних умовах проведення внутрішньотрубної діагностики, без припинення його експлуатації.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених в роботі задач використовувались методи неруйнівного контролю та математичного моделювання. Методи планування експерименту використовувались у ході виконання експериментальних досліджень. Для розроблення експериментального технічного засобу використовувались методи схемотехніки.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в тому, що:

- удосконалено ультразвуковий метод контролю товщини стінки трубопроводу, який полягає у використанні властивостей природного газу, що транспортується трубопроводом за штатних технологічних умов, як середовища для створення акустичного контакту між перетворювачем та об'єктом контролю (стінка трубопроводу), що дає змогу здійснювати внутрішньотрубний контроль поверхні та тіла стінки трубопроводу ультразвуковим методом без використання контактних рідин;

- удосконалено методологію оцінки втрат по всьому акустичному тракту, шляхом врахування параметрів середовища, його хімічного складу, тиску та температури, а також конструктивних параметрів ультразвукового перетворювача та умов контролю. Отримані результати оцінки, зменшення

втрати енергії ультразвукового сигналу, дозволили обґрунтувати можливість здійснення безконтактного ультразвукового контролю з одностороннім доступом до об'єкта контролю за штатних технологічних умов внутрішньотрубної діагностики, та визначити необхідні характеристики технічних засобів та допоміжної апаратури для його реалізації;

- вперше запропоновано методологію оцінки співвідношень рівнів поверхневого та донного луно-імпульсів при безконтактному ультразвуковому контролі в газоподібному середовищі;

- запропоновано аналітичну модель для визначення оптимальних з точки зору мінімізації втрат енергії, акустичних та конструктивних параметрів п'єзоелектричного перетворювача в залежності від характеристик середовища та параметрів контролю, що дало змогу здійснити вибір оптимальних матеріалу та конфігурації погоджувальних шарів та зменшити втрати енергії акустичних коливань на 40 дБ.

Практичне значення одержаних результатів полягає у розробленні технічних засад для реалізації засобів та нормативної документації, що дадуть змогу здійснювати ультразвуковий контроль трубопроводів за штатних технологічних умов, з використанням властивостей середовища, що транспортується, для створення акустичного контакту між ультразвуковими перетворювачами та об'єктом контролю, з метою зменшення втрат енергії генерованих ультразвукових коливань. Розроблений метод контролю дає можливість отримати інформацію про товщину стінки, наявність та глибину залягання дефектів, а також профіль внутрішньої поверхні трубопроводу. Розроблено програмне забезпечення, що дає можливість оцінювати втрат енергії та співвідношення рівнів ультразвукових коливань під час контролю в газоподібному середовищі.

Особистий внесок здобувача. Основні положення та результати дисертаційної роботи одержані автором самостійно. Зокрема, в опублікованих у співавторстві роботах, автором особисто:

- запропоновано новий підхід щодо врахування та використання властивостей середовища, що транспортується трубопроводом для зменшення втрат енергії ультразвукової хвилі при проведенні ультразвукового контролю за робочих умов внутрішньо трубної діагностики [1, 4, 5, 8, 11, 13, 14];
- запропоновано спосіб безконтактного контролю глибини корозійного пошкодження та профілю поверхні об'єкту контролю [2, 3, 9, 12, 16];
- розроблено методику та проведено комплекс експериментальних досліджень з метою перевірки безконтактного ультразвукового методу контролю товщини стінки газопроводів за умов проведення внутрішньотрубної діагностики [6, 15];
- запропоновано шляхи технічної реалізації та проект нормативного забезпечення розробленого методу безконтактного ультразвукового контролю при внутрішньотрубній діагностиці трубопроводів [2, 7, 10].

Апробація роботи. Основні результати дисертаційної роботи доповідались і обговорювались на 16-ій та 17-ій міжнародних конференціях «Дефектоскопія'11» (Созополь, Болгарія), на 19-ій міжнародній конференції «Современные методы и средства неразрушающего контроля и технической диагностики» (м. Гурзуф, 2011р.), на 16-ій та 17-ій міжнародних конференціях «Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів «Леотест-2011» та «Леотест-2012» (м. Славське, Львівської області), на 10-ій міжнародній конференції виставці «Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів «Корозія-2010» (м. Львів, 2010р.), на 5-му міжнародному симпозіумі Вуглеводнів та хімічного складу «ISHC5» (Ішді Фредж, Алжир, 2010р.), на міжнародній науково-технічній конференції і виставці «Нафтогазова енергетика – 2011» (м. Івано-Франківськ, 2011р.), на міжнародній науково-технічній конференції, Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу (м. Івано-Франківськ, 2012р.), на науково-практичній конференції «Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання» (Івано-Франківськ, 2009р.), на 6-ій міжнародній науково-технічній конференції і виставці «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної

діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання» (м. Івано-Франківськ, 2011р.), та на семінарах кафедр «Методи та прилади контролю якості і сертифікації продукції» та кафедри «Технічної діагностики та моніторингу» Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу у 2010-2012 рр.

Публікації. За темою дисертаційної роботи опубліковано 16 друкованих праць, з них 7 – статей у фахових наукових виданнях, затверджених ВАК України, в тому числі 1 – у реферованому іноземному виданні, 7 - тези доповідей на конференціях, у тому числі 3 – на закордонних конференціях, 1 патент на винахід та 1 монографія у співавторстві.

Структура та об'єм роботи. Дисертація складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків. Дисертація викладена на 134 сторінках. Крім того робота проілюстрована 48 рисунками, включає 7 таблиць, список використаних джерел із 114 найменувань та 17 додатків.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ТА ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ВНУТРІШНЬОТРУБНОЇ ДІАГНОСТИКИ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

1.1 Характеристика об'єкта контролю

Незалежність держави та розвиток економіки на сучасному етапі розвитку суспільства залежать значною мірою від роботи паливно-енергетичного комплексу держави та надійності забезпечення енергоресурсами. Ефективність роботи паливно-енергетичного комплексу на технічному рівні визначається швидкістю впровадження нових досягнень науки і техніки та рівнем підготовки інженерного складу. В Енергетичній стратегії України до 2030 року, затвердженій кабінетом міністрів України, робиться значний наголос на необхідність забезпечення паливно-енергетичного комплексу високоефективними технічними засобами, новітніми технологіями та кваліфікованими фахівцями [1].

В розрізі Енергетичної стратегії України до 2030 року, питання забезпечення надійності та безпечності постачання природного газу набуває дедалі більшої актуальності через значний ступінь зношеності та старіння устаткування вітчизняного нафтогазового комплексу. Газотранспортна система України, є однією з найбільших та водночас найстаріших у Європі та включає 37 тис. км газопроводів, 121 компресорну станцію, в яких встановлено 800 газоперекачувальних агрегатів загальною потужністю 5.5 млн. кВт, 1324 газорозподільчі станції, 13 підземних газосховищ з активною ємністю 43 млрд. м³ [2, 3].

Більша частина магістральних газопроводів на території України (близько 30 %) була побудована у період з 1966 до 1970р.р., тобто 39-43 роки тому. Близько 21 % всіх газопроводів мають термін експлуатування, що перевищує нормативний. Згідно норм експлуатування до 2010 року повній заміні підлягало

1,7 тис. км з 13,2 тис. км основних магістральних трубопроводів, 0,8 тис. км із 9,5 тис. км інших магістральних трубопроводів та 0,3 тис. км із 13,8 тис. км трубопроводів-відведень. Спрацювання більшої частини трубопровідного обладнання у вітчизняній газотранспортній системі перевищує 60% і за останні 15-20 років не оновлювалося [4, 5]. Такий стан речей пов'язаний з проблемами як технічного так організаційного характеру. Шляхи вирішення даних проблем можливо окреслити наступним чином:

- реконструкція (модернізація) існуючого устаткування магістрального трубопровідного транспорту, що є практично неможливим на даний час, враховуючи вартість та обсяги робіт;
- розроблення наукових засад та впровадження в практику засобів та засобів для визначення фактичного технічного стану трубопроводів з метою оцінки та прогнозування їх залишкового ресурсу.

Наслідком низького рівня фінансування ремонтних робіт та складного фінансового стан відповідних суб'єктів господарської діяльності, заміна та модернізація устаткування системи трубопровідного транспорту здійснюється значно нижчими темпами, ніж це необхідно для її безпечного використання. Ця проблема в основному пов'язана з постійним зростанням вартості як будівництва та ремонту так і введення в експлуатацію нових об'єктів.

В деяких випадках вартість ліквідації наслідків аварій може значно перевищувати вартість будівництва об'єктів, що вийшли з ладу. Так, наприклад, у 2007 році поблизу с. Лука Таращанського району у полі (на відстані 1,5 км) на транзитному газопроводі «Уренгой — Помари — Ужгород» (діаметр 1400 мм, високого тиску – 7,5 МПа) стався вибух газу з послідуочим горінням. Внаслідок вибуху пошкоджено 30 м транспортної магістральної труби, вогнем знищено трав'яний настил. Горіння припинено шляхом перекриття подачі газу рис.1.1. У результаті пожежі вогнем знищено близько 1,5 гектара трав'яного настилу і кілька десятків дерев. Горіння газу припинене шляхом перекриття його подачі. Загиблих і потерпілих немає. Подача газу здійснюється обвідним газопроводом. У результаті аварії залишилися без газопостачання 22 населених пункту в

Таращанському районі, включаючи райцентр, 4 - в Богуславському районі і 6 - у Черкаській області. Сумарні збитки із врахуванням витрат на території склали понад 100 млн. гривень [6].

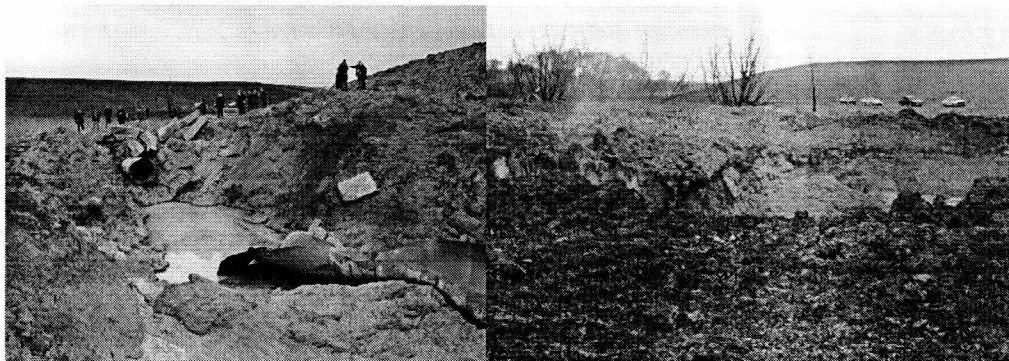


Рисунок 1.1 Аварія на транзитному газопроводі «Уренгой — Помари — Ужгород»

Низькі темпи оновлення об'єктів газотранспортної системи та недостатні обсяги заходів їх технічного обслуговування вимагають прийняття рішень щодо питань управління експлуатаційним строком їх надійного та безпечного використання цих об'єктів, шляхом визначення фактичного технічного стану і встановлення нових строків експлуатації, які перевищують передбачені проектною та експлуатаційною документацією строки, а також обов'язкових умов реалізації експлуатації в цей період [7,8].

Проаналізуємо основні причини виникнення аварій в нафтогазовому секторі та основні параметри, що впливають на фактичний технічний стан металокопункції і які необхідно контролювати.

Магістральні трубопроводи є найбільш капіталомісткі споруди будь-якого нафтогазового комплексу. Продовження терміну експлуатації магістральних трубопроводів має велике значення, в зв'язку з тим, що вартість прокладання кожного нового кілометра газопроводу є на порядок вищою, ніж реконструкція та ремонт вже існуючих. Труби сталі під впливом внутрішніх і зовнішніх навантажень та високих напружень в стінках трубопроводів, що діють на них постійно під час експлуатування, піддаються процесам старіння [9]. В наслідок

довготривалої експлуатації трубопроводів відбуваються незворотні деградаційні процеси, підвищується можливість крихкого та повільного руйнування металу, що є наслідком накопичення дефектів, внутрішніх мікронапружень і зниження захисних властивостей ізоляційних покриттів. Середній термін безремонтної експлуатації магістральних газопроводів становить не більше 23 років [10, 11].

Аналіз аварій на магістральних газопроводах в 1990-2000 роках дозволив сформулювати наступні основні причини їх виникнення: зовнішня корозія – 28,9 %, механічне зовнішнє пошкодження – 19,0 %, брак будівельно-монтажних робіт – 21,9 %, дефекти труб – 11,4 %, стихійні лиха – 9,5% [9]. Для Європейських країн розподіл аварій на газопроводах за період 1970-2010 років складає наступні часткові співвідношення: зовнішній вплив – 49 %, дефекти будівництва та матеріалу труб – 17 %, корозія – 16 %, рух ґрунтів – 7 %, помилка експлуатації – 5 %, інше – 6 % [10].

Аналіз статистичної інформації щодо причин відмов нафтогазового транспортного обладнання та виникнення аварійних ситуацій [9-12] дозволяє класифікувати їх три основні типи: виробничого походження, залежні від часу та випадкові. Статичні джерела виникнення небезпек не розвиваються з часом і тому не становлять загрози виникненню порушенню 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 впливовими чинниками. 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, повзучості та впливом навколишнього середовища (рис. 1.2). Дефекти такого типу є найбільш небезпечними з точки зору безпеки експлуатування трубопроводу та попередження виникнення аварійних ситуацій і тому потребують завчасного виявлення та постійного моніторингу [13,14].

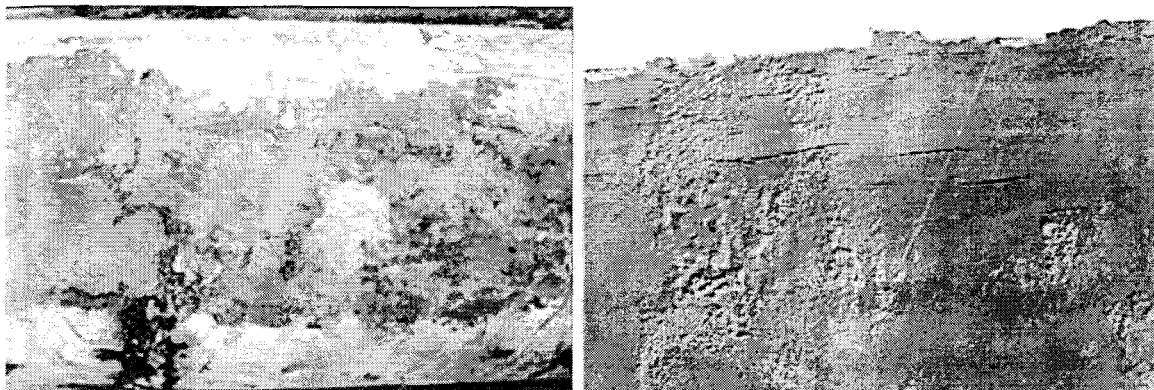


Рисунок 1.2 Корозійні пошкодження зовнішньої та внутрішньої поверхонь труб магістрального газопроводу

Досвід показує, що контроль корозійних пошкоджень дозволяє вірно складати графіки та скоротити прості обладнання при ремонтно-профілактичних роботах, запобігати непередбачуваним виходам обладнання з ладу та отримувати інформацію, необхідну для розробки ефективних засобів боротьби з корозією [15]. В більшості випадків саме зменшення залишкової товщини стінки труб, яке спричинене корозійним та ерозійним зносом призводить до виходу з ладу ділянки трубопроводу, припинення його роботи в штатному режимі та виникнення аварійних ситуацій (рис. 1.3). Аварії на таких об'єктах супроводжуються значними матеріальними та можливими людськими втратами, а також можуть загрожувати енергетичній незалежності держави.

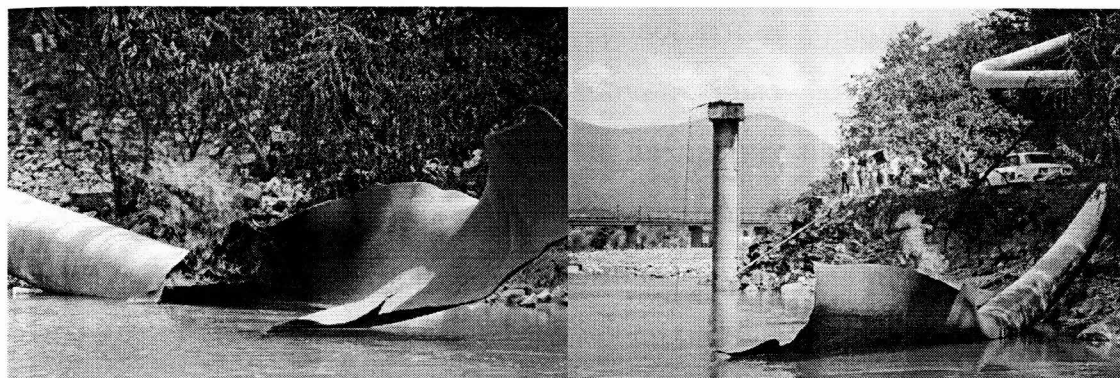


Рисунок 1.3 Розрив магістрального газопроводу, серед причин якого було встановлено зменшення товщини стінки

Саме тому володіння достовірною інформацією про стан кожного елемента газотранспортної системи дозволяє операційному персоналу приймати обґрунтовані та ефективні рішення про мінімізацію витрат на експлуатацію системи, передчасно виявляти несправності та локалізувати їх, проводити оптимальні обсяги ремонтних робіт в найкоротші терміни. Досвід показує, що використання методів регулярної діагностики технічного стану обладнання знижує витрати на заміну обладнання в п'ять разів, при тому як вартість поточного ремонту зменшується, а міжремонтний період збільшується у два рази та відповідно зменшуються витрати на енергоресурси [16].

Таким чином, підсумовуючи вищесказане, можемо сказати, що з метою визначення фактичного технічного стану трубопроводів газотранспортної системи та прогнозування його зміни, слід періодично проводити їх технічну діагностику. Проведення періодичної технічної діагностики дозволить отримати дійсні значення фізико-механічних характеристик та геометричних розмірів, а також результати дефектоскопічного обстеження, що є основними вихідними даними для визначення поточного технічного стану об'єкту контролю та розрахунку його залишкового ресурсу. Однією з основних задач технічного діагностування трубопроводів є встановлення фактичної товщини стінки трубопроводу. Як правило, бракувальним критерієм є зменшення товщини стінки труби понад 12,5 % від номінального значення [17]. Проте, для підвищення точності та забезпечення достовірності визначення фактичного технічного стану

магістрального трубопроводу необхідно проводити не точковий, а неперервний контроль по всій протяжності трубопроводу, оскільки розрахунок проводиться на основі мінімально допустимих значень вимірних параметрів. Враховуючи той факт, що переважна частина трубопроводів мають підземне розташування та захищена ізоляційним покриттям, найбільш оптимальним та економічно ефективним способом контролю їхнього технічного стану є використання методів внутрішньотрубної діагностики, що не потребує шурфування трубопроводу та зняття ізоляції.

З огляду на проведений аналіз стану проблеми внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів, можемо встановити наступні основні вимоги до методів та технічних засобів проведення технічної діагностики магістральних трубопроводів:

- вони повинні реалізовувати новітні методи неруйнівного контролю, в основному безконтактні;

- підхід, на якому базуватиметься метод, повинен бути таким, щоб його результати були достатньо достовірними та достатньої точності для їх використання при визначенні фактичного технічного стану та розрахунку залишкового ресурсу трубопроводу.

- технічні засоби повинні мати можливість автоматизації для забезпечення внутрішньотрубного контролю на великих ділянках трубопроводу без прямої участі оператора.

1.2 Аналіз методів та засобів внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів



Проведення внутрішньо-трубної технічної діагностики включено в один з двох обов'язкових основних кваліфікаційних процесів Системи керування цілісністю трубопроводу (PIMS) [13], що є основою міждержавного стандарту ГОСТ СЕН/ТС 15173, котрий перебуває 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 ведення реєстру виявлених змін, 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 між діагностичний період, та використовують для визначення поточного технічного стану трубопроводу та оцінки його залишкового ресурсу.

Для визначення фактичного технічного стану трубопроводу, використовуються методи неруйнівного контролю та технічні засоби що їх реалізують. Проте, жодний метод неруйнівного контролю та технічний засіб, що його реалізує, не є універсальним та придатним до застосування у будь-яких умовах та для будь-яких цілей. Саме тому перед операторами газотранспортних компаній та підприємств що надають послуги з діагностування трубопроводів завжди стоїть завдання вибору відповідного методу контролю та технічного засобу для кожної конкретної ситуації. Необхідні задачі щодо проведення контролю (контроль залишкової товщини стінки трубопроводу, виявлення дефектів, орієнтовні розміри дефектів що необхідно виявити) формують вимоги до вибору необхідного діагностичного обладнання [18-21].

Практика вітчизняних та зарубіжних газотранспортних компаній та компаній що надають послуги з діагностування магістральних трубопроводів показує, що найбільш ефективним для проведення робіт з технічного діагностування по всій довжині трубопроводу та з мінімальними простоями в роботі трубопроводу, є здійснення внутрішньо-трубної діагностики з використання інтелектуальних поршнів з, як правило, магнітними давачами, що рухаються під напором транспортованого продукту [22, 23]. Такі інтелектуальні снаряди-поршні можуть бути перетворювачами що реалізують різні методи контролю: магнітний, ультразвуковий, вихрострумний, оптично-візуальний. Розглянемо детально найбільш поширені засоби внутрішньотрубною діагностики та методи контролю які вони реалізують, для визначення їхніх можливих недоліків, обмежень застосування та шляхів удосконалення.

1.2.1 Внутрішньотрубна діагностика магнітними методами контролю

Найбільш часто застосовувані інтелектуальні поршні з магнітними давачами реалізують метод вимірювання розсіяння магнітного потоку (Magnetic flux leakage – MFL) (рис. 1.4) - [24]. Потужні електромагніти намагнічують стінку трубопроводу до досягнення стану магнітного насичення. В будь-якій точці стінки трубопроводу де товщина стінки менша ніж довкола неї, матеріал труби не може втримувати весь магнітний потік, і він розсіюється (витікає) з обох сторін, зовнішньої та внутрішньої, стінки труби в зоні дефекту (рис. 1.5). 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 відносно трубопроводу.

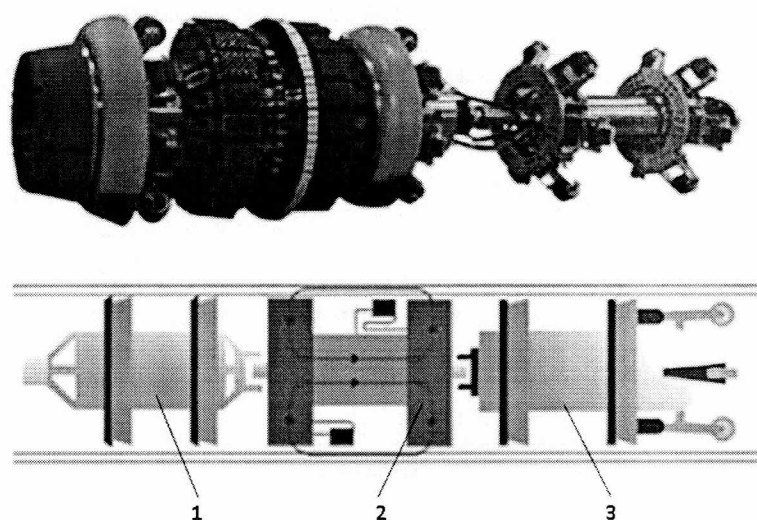


Рисунок 1.4 Інтелектуальні поршні з магнітними давачами, що реалізують метод вимірювання розсіювання магнітного потоку:

1 – привід поршня з регулятором швидкості; 2 – вимірювальний блок; 3 – блок запису інформації та живлення

В сучасних конструкція інтелектуальних поршнів (високої та надвисокої роздільної здатності) з записом вимірювальної інформації у цифровому вигляді, як перетворювачів використовують давачі Холла, що дозволяють прямо вимірювати магнітний потік, на відміну від індуктивних котушок, що

використовувались в перших інтелектуальних поршнях стандартного низького розширення. Кількість перетворювачів розміщених на інтелектуальному поршні визначає роздільну здатність сканування та точність проведення контролю, вона може становити від кількох до кількох десятків тисяч перетворювачів на відстані 4-8 мм між ними.

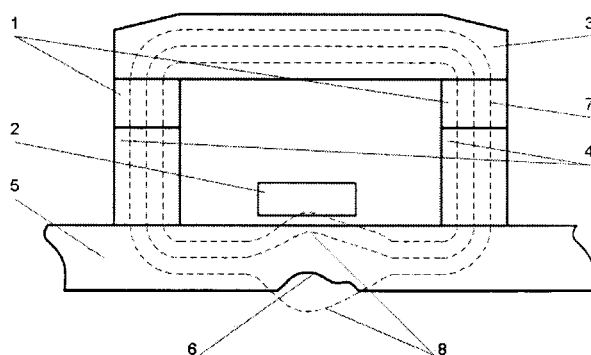


Рисунок 1.5 Принцип методу вимірювання розсіяння магнітного потоку: в місцях присутньої втрати металу, стінка труби не може втримувати в собі магнітне поле і воно витікає з стінки труби, що може бути зареєстроване магнітним перетворювачем

1 – електромагніти; 2 – магнітний сенсор (перетворювач Холла або індуктивна котушка); 3 – феромагнітна основа; 4 – магнітний концентратор (спрямовувач магнітного потоку); 5 – стінка труби; 6 – дефект втрати металу; 7 – магнітне поле; 8 – розсіювання магнітного потоку

Названий метод контролю є найбільш поширеним для проведення внутрішньотрубної діагностики газопроводів з використанням інтелектуальних поршнів, оскільки він є відносно недорогим (найдешевшим серед інших методів внутрішньо-трубної діагностики) та добре зрозумілим з точки реалізації та використовується в практиці вже понад 40 років. Найбільшим недоліком даного методу є його низька точність та повторюваність результатів вимірювання. Метод вимірювання розсіяння магнітного потоку дозволяє проводити вимірювання втрати металу в діапазоні <math><10-20\%</math> від товщини стінки об'єкта контролю з найвищою на даний момент точністю $\pm 10\%$ від товщини стінки труби (для поршнів з надвисокою роздільною здатністю), при довірчому рівні 80

% [19, 22], що за нормативного значення бракувального критерію втрати рівним 12,5 % від товщини стінки трубопроводу може вважатись недостатнім.

Недоліком методу вимірювання розсіювання магнітного потоку є те, що він дозволяє вимірювати тільки власне 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 прямо вимірювати дійсну товщину стінки, такі як, наприклад, ультразвуковий метод контролю. Тому механічні пошкодження при монтажних та ремонтних роботах, які не супроводжувались втратою металу стінки трубопроводу (удар ковша тощо) не можуть бути виявлені даним методом. Результати контролю газопроводів за допомогою інтелектуальних поршнів, що реалізують метод розсіювання магнітного потоку не можливо прямо застосувати в залежностях для визначення залишкового ресурсу трубопроводу [13]. Номінальну товщину стінки трубопроводу для розрахунку залишкової товщини беруть з технічної документації на трубопровід, що не завжди відповідає реальній товщині за всією довжиною контрольованого 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 секцій 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 невірному розшифрування результатів контролю.

Метод вимірювання розсіювання магнітного поля дозволяє отримати тільки значення залишкової товщини стінки трубопроводу, проте не дає відомостей стосовно того, з якої сторони стінки (внутрішньої чи зовнішньої) знаходиться виявлений дефект, оскільки перетворювачами реєструється тільки ослаблення магнітного поля [22]. Цей факт відповідно унеможливає достовірну класифікацію та відбракування виявленого дефекту за результатами

внутрішньотрубної діагностики, та вимагає подальшого дослідження з метою уточнення форми, розмірів, орієнтації та глибини залягання дефекту за допомогою інших методів неруйнівного контролю вже на місці знаходження виявленого дефекту, після шурфування відповідної ділянки трубопроводу та зняття ізоляції. Ефект залишкового намагнічування також відноситься до недоліків розглядуваного методу і створює додаткові труднощі при одночасному використанні інших методів та засобів контролю трубопроводів.

Традиційні метод вимірювання розсіювання магнітного потоку дозволяє виявляти дефекти розташовані поперечно до осі трубопроводу, та є мало чутливим для поздовжніх дефектів рис (1.6а). Для виявлення повздовжніх дефектів використовують метод вимірювання розсіювання поперечного магнітного потоку (CMFL) (рис. 1.6б), який реалізують інтелектуальні поршні відмінної конструкції з поперечним намагнічування по окружності труби розроблені фірмою Rosen [25]. При цьому запуски інтелектуальних поршнів для виявлення повздовжніх та поперечних дефектів повинні бути значно розділені в часі, для уникнення впливу залишкового намагнічування на процес вимірювання, після повного розмагнічування трубопроводу. Значним недоліком інтелектуальних поршнів з поперечним намагнічуванням є значна неоднорідність створюваного магнітного поля і в деяких випадках недостатнє намагнічування значних ділянок трубопроводів для проведення вимірювання [22, 26].

З огляду на фізичну природу магнітного контролю, метод практично унеможлиблює виявлення протяжних дефектів типу розшарування та дефектів локального порушення суцільності в тілі труби з малим розкриттям (втомні та стрес-корозійні тріщини), про що зокрема свідчать результати періодичної внутрішньотрубної діагностики на об'єктах ДК «Укртрансгаз» [27, 28]. Набір вимірювальних даних результатів внутрішньотрубної діагностики потребує розшифрування результатів контролю на спеціальному програмному забезпеченні та за участю кваліфікованих спеціалістів. Зазвичай таке програмне забезпечення, як і зняті в результаті контролю дані є конфіденційною

інформацією і замовнику послуг вона не надається. Масив вимірювальних даних зазвичай є достатньо об'ємним і тому розшифрування може займати тривалий термін, до кількох місяців у випадку поршня з магнітними перетворювачами надвисокого розширення [22].

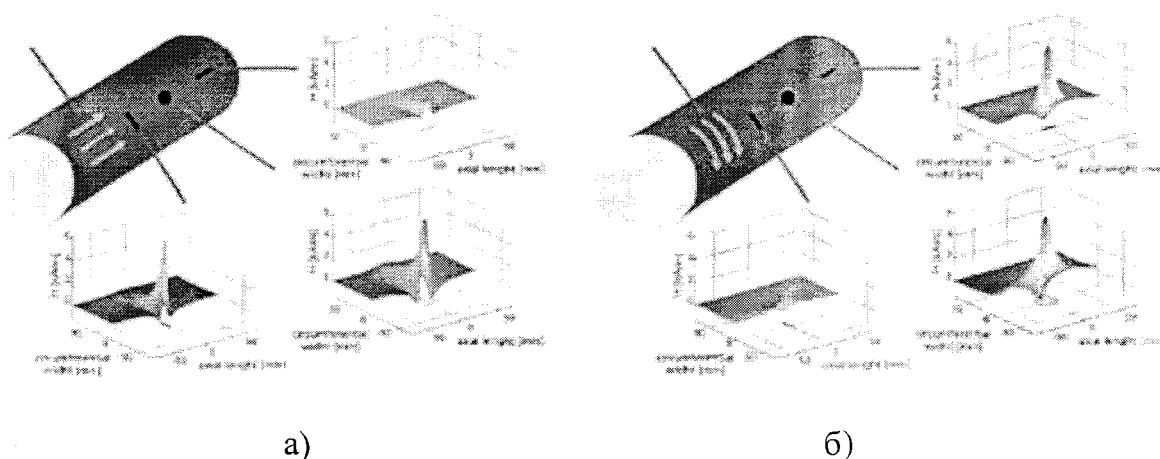


Рисунок 1.6 Виявлення дефектів різної орієнтації методом вимірювання розсіювання магнітного потоку

а) поперечної – поздовжнє намагнічування; б) поздовжньої – поперечне намагнічування

Іншим методом магнітного внутрішньотрубного контролю є метод подвійного намагнічування або метод високого-низького намагнічування розроблений науково-дослідною фірмою Battelle [29]. Цей метод дозволяє виявляти та вимірювати розміри місць втрати металу та механічних пошкоджень. Суть методу полягає в тому, що додатково до намагнічування магнітним полем насичення, що застосовується на більшості інтелектуальних поршнів з магнітними давачами, використовують також слабе магнітне поле, для виявлення механічних пошкоджень трубопроводу (рис. 1.7). Використання магнітного поля слабкої потужності зумовлене тим, що магнітне поле насичення маскує компоненти сигналу, що є чутливими до механічних пошкоджень [22, 26]. Окрім описаних вище типових недоліків магнітних методів внутрішньотрубного контролю, результати контролю даного методу значно залежать від магнітних

властивостей трубопроводу та якісного аналізу висококваліфікованим персоналом. Результати польових випробувань методу подвійного намагнічування показують необхідність проведення додаткових досліджень даного методу [26].

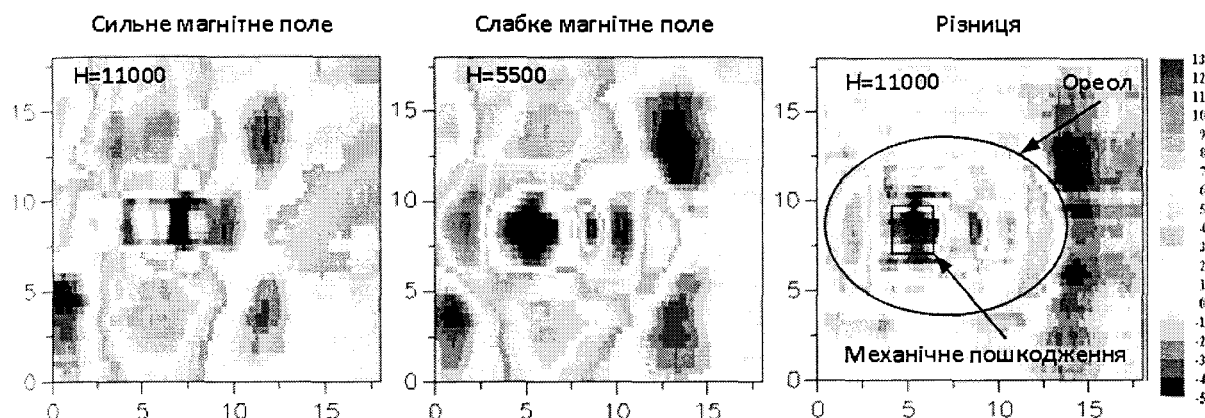


Рисунок 1.7 Віднімання результатів контролю при високому магнітному полі від результатів контролю при низькому дозволяє виявити стресові ефекти, котрі є чутливими до ступеню механічного пошкодження

1.2.2 Внутрішньотрубна діагностика вихрострумовими методами

Технології внутрішньотрубної діагностики, що реалізують вихрострумові методи є мало поширеними, проте технічні засоби неруйнівного внутрішньотрубного контролю, що реалізують їх, вже знаходяться на етапі польових випробувань [26]. Основною причиною розвитку даних методів була потреба проведення технічної діагностики трубопроводів, котрі неможливо діагностувати традиційними внутрішньотрубними інтелектуальними поршнями (рис. 1.8). Методи вихрострумового контролю часто застосовуються для наземного контролю трубопроводів, про такі засоби контролю володіють низькою точністю та знаходяться на етапі розвитку [30].

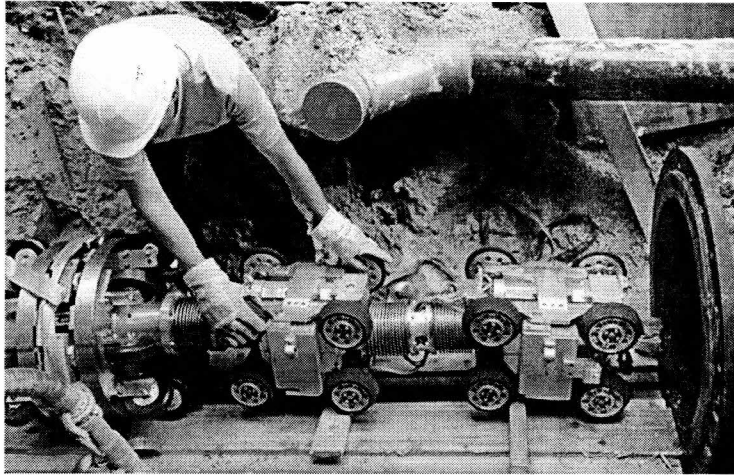


Рисунок 1.8 Електромагнітний інтелектуальний робот для проведення внутрішньотрубної діагностики труб, що неможливо діагностувати традиційними інтелектуальними поршнями

Суть вихрострумового методу внутрішньотрубного контролю запропонованого ВНИИГАЗ діагностики полягає в наступному [31]. Збуджуюча котушка індуктивності рухається в середині трубопроводу на малій відстані (2-3 мм) від поверхні стінки труби. При цьому електромагнітне поле котушки збуджує вихрові струми в тілі труби. Ці вихрові струми створюють магнітні поля в середині об'єкта контролю, що напрямлені протилежно до оригінального магнітного поля. Індуковані в об'єкті контролю вихрові струми в зворотному зв'язку впливають на імпеданс збуджуючої котушки. Якщо вихрові струми в об'єкті контролю спотворюються внаслідок наявності дефектів чи неоднорідностей матеріалу, то імпеданс котушки відповідно змінюється. Ці зміни вимірюють та відображають таким чином, щоб відобразити тип дефекту або зміни в матеріалі. Перевагами вихрострумового методу контролю є безконтактність, відсутність залишкових магнітних ефектів та можливість детектування струмів, що виникають під час магнітного внутрішньотрубного контролю. На відміну від магнітних методів контролю, вихрострумовий метод дає можливість виявляти поверхневі тріщини з малим розкриттям та дефекти розшарування металу трубопроводу. Значними недоліками вихрострумового методу контролю є недостатня швидкість методу для сучасних швидкостей руху

внутрішньотрубних поршнів, значна залежність чутливості контролю від відстані між збуджуючою котушкою та об'єктом контролю та неглибоке проникнення вихрових струмів в об'єкт контролю (в залежності від частоти збудження).

Інша існуючий метод вихрострумowego внутрішньотрубного контролю, розроблений Газовим технологічним інститутом (Gas Technology Institute - GTI) має значний потенціал для реалізації технічних засобі контролю трубопроводів малого діаметру [32-34]. Методу вихрострумowego контролю в дальньому полі (Remote field eddy current - RFEC) дозволяє здійснювати внутрішньотрубну діагностику труб діаметром 100-150 мм [22].

Збуджуюча електромагнітна котушка рухається в середині трубопроводу та генерує низькочастотне електромагнітне поле, частотою до 10 Гц. Блок з сенсорними котушками рухається на відстані 2-х та більше діаметрів від збуджуючої. Пряме електромагнітне поле створене збуджуючою котушкою звичайно зникає на такій відстані, проте низькочастотні електромагнітні коливання можуть проникати в стінку трубопроводу, виходити з зовнішньої поверхні труби та проникати у зворотному напрямку (рис. 1.9). Ці електромагнітні коливання реєструються сенсорними котушками. Наявність будь-яких дефектів біля сенсорної котушки впливатиме на електромагнітні коливання що проникатимуть в стінку трубопроводу у зворотному напрямку.

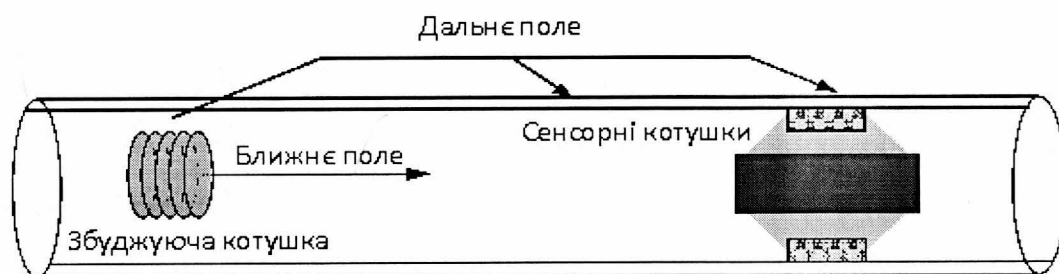


Рисунок 1.9 Схематичне зображення методу вихрострумowego контролю в дальньому полі

Зареєстрований сигнал для бездефектної та дефектної зони відрізнятиметься, ця різниця даватиме інформацію про наявність та допустимість виявленого дефекту. Даний метод дозволяє здійснювати проникнення електромагнітних коливань на всю товщину стінки трубопроводу. Точність методу знаходиться на рівні методу вимірювання розсіювання магнітного потоку, також для нього характерні такі недоліки як мала швидкодія та значне енергоспоживання [19, 26].

Запропоновані іншими дослідними установами засоби що реалізують вихрострумові методи внутрішньотрубного контролю відрізняються в основному конструктивним підходом до реалізації збуджуючого елемента та вимірювальних перетворювачів, та мають на меті здійснення контролю трубопроводів з наявним зменшенням діаметру та засувками. Метод вихрострумовеого контролю з постійним магнітом (Permanent magnet eddy current), запропонований Battelle, використовує інноваційний електромагніт, котрий складається з постійних магнітів що обертаються [26]. Таке технологічне рішення дозволяє зменшити споживання енергії та забезпечує покращену передачу генерованого електромагнітного випромінювання в стінку трубопроводу. Запропонований Південно-західним дослідницьким інститутом (Southwest Research Institute – SwRI, США) метод вихрострумовеого внутрішньотрубного контролю з розкладною електромагнітною котушкою (Collapsible remote field eddy current) дозволяє технічному засобу внутрішньотрубної діагностики здійснювати контроль в трубопроводах перемінного діаметру та проходити засувки та різкі повороти в процесі контролю. Незалежні експериментальні випробування описаних методів проведені Стратегічним центром Природного газу та нафти (Strategic center for natural gas and oil, США) показали їх низьку точність, порівнювану з магнітними поршнями стандартного розширення [26].

1.2.3 Акустичні методи внутрішньотрубної діагностики

Потреба в розробці ультразвукових методів внутрішньотрубної діагностики з'явилась одразу після того, як стало зрозуміло що точність інтелектуальних поршнів, котрі реалізують метод вимірювання розсіювання магнітного поля, є занадто низькою для визначення залишкової товщини трубопроводів. Незважаючи на те, що ультразвукова внутрішньотрубна діагностика є дорожчою та вимагає наявності контактного середовища в трубопроводі, вона має значно вищу точність та дозволяє вимірювати власне залишкову товщину стінки трубопроводу. Результати ультразвукового контролю можна прямо використовувати для розрахунку залишкового ресурсу трубопроводу за формулами B31G, RSTRENG [22].

Як відомо, ультразвуковий луно-імпульсний метод контролю дозволяє визначати саме товщину об'єкту контролю, шляхом вимірювання часової затримки повернення луно-імпульсу, введеного в тіло об'єкта контролю. Похибка вимірювання товщини ультразвукового луно-імпульсного методу контролю становить, в загальному випадку, кілька відсотків [35-38]. При ультразвуковому контролі необхідна наявність контактної середовища, для забезпечення введення ультразвукових коливань в об'єкт контролю. Як контактне середовище може виступати вода (потребує тимчасового виведення ділянки трубопроводу з експлуатації) або транспортоване середовище (у випадку контролю нафтопроводів) [39, 40]. За луно-імпульсного методу контролю, 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. Залишкова товщина об'єкта контролю пропорційна часу поширення ультразвуку в ньому.

Основними перевагами ультразвукового контролю, у порівнянні з розглянутими видами контролю є наявність прямої та лінійної залежності

вимірюваної величини від залишкової товщини об'єкта контролю, та висока повторюваність результатів контролю [22]. Товщина стінки трубопроводу, яка може бути виміряна, не має жорстких обмежень як при вихрострумових методах контролю. Метод ультразвукового внутрішньотрубного контролю в загальному випадку має значно більшу точність ніж магнітні методи контролю та більшу чутливість до дефектів та втрат металу малих розмірів. Ультразвукові методи внутрішньотрубної діагностики дозволяють вимірювати мінімальні втрати металу в діапазоні 0,2-0,5 мм, поздовжня роздільна здатність контролю складає до 3 мм, поперечна – до 8 мм [19].

Також однією з переваг ультразвукового методу контролю з поміж інших дає можливість вимірювати розміри виявлених дефектів. Дефекти які можна виявити ультразвуковим методом контролю не обмежені просторовим розташування (магнітні методи контролю) та глибиною залягання (вихрострумові методи контролю). Типи дефектів які можна виявити ультразвуковим методом внутрішньотрубної діагностики: внутрішня та зовнішня втрати металу, втомні та стрес-корозійні тріщини, розшарування різного походження, деформування та механічні пошкодження, розкид товщини стінки труби, дефекти зварних з'єднань [19, 40, 41].

Значним обмеженням використання ультразвукового контролю при внутрішньо-трубній діагностиці газопроводів є значне неспівпадіння акустичних імпедансів контактного середовища (природного газу), стінки трубопроводу та ультразвукового перетворювача, що призводить до значної втрати енергії ультразвукової хвилі при проходженні границі розділу середовищ. Заповнення трубопроводу водою для проведення внутрішньотрубного ультразвукового контролю призводить до виведення значних ділянок газопроводів з експлуатації на період проведення технічної діагностики та, як правило, рідко застосовується операторами трубопровідного транспорту через економічні чинники.

Для забезпечення введення ультразвукових коливань в тіло об'єкту контролю використовують різноманітні технологічні рішення. Найпростішим з них є використання водяної пробки, проте це обмежує ділянку контролю до

кількох кілометрів та формує жорсткі вимоги до прямолінійності та рівності труб [42].

Іншим методом ультразвукового контролю є метод пружних поперечних хвиль (Elastic wave vehicle) [43]. Метод був розроблений для контролю газопроводів на предмет виявлення тріщин. Поперечні ультразвукові хвилі вводяться в стінку трубопроводу по окружності. Для забезпечення контакту в газопровода при внутрішньотрубній ультразвуковій діагностиці є використання гумових коліс заповнених водою, в яких розміщуються ультразвуковий перетворювач (рис. 1.10). Проте, даний спосіб зменшує точність та роздільну здатність контролю, а також дає багато помилково-позитивних результаті, внаслідок порушення акустичного контакту [22].

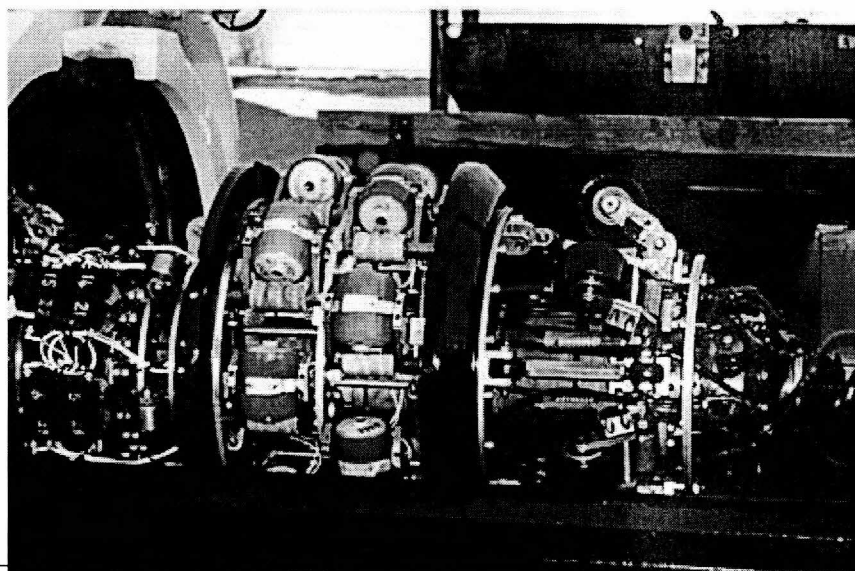


Рисунок 1.10 Інтелектуальний поршень, що реалізує ультразвуковий контроль трубопроводу методом пружних поперечних хвиль (Elastic wave vehicle)

Для вирішення проблеми забезпечення акустичного контакту деякими компаніями виробниками обладнання було запропоновано використання електромагнітних акустичних перетворювачів (Electromagnetic acoustic transducer - EMAT) (рис. 1.11) - [44, 45]. Електромагнітний акустичний перетворювач складається з електромагнітної котушки що розміщується поблизу

поверхні об'єкта контролю. Змінний струм, котрий проходить через котушку, індукує струм в стінці трубопроводу та спричиняє утворення сил Лоренца (сила що заставляє рухатись заряджені частинки в магнітному полі), котра в свою чергу генерує ультразвукові коливання в об'єкті контролю. Тип та конструкція електромагнітного акустичного перетворювача визначає моду ультразвукової хвилі та характеристики її проходження через об'єкт контролю.

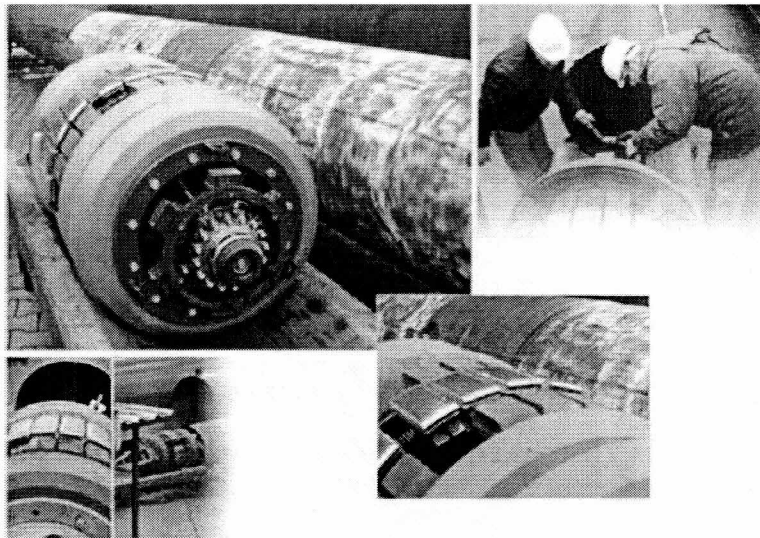


Рисунок 1.11 Інтелектуальний поршень фірми Rosen з електромагнітноакустичними перетворювачами

Основними перевагами використання при ультразвуковому контролі електромагнітних акустичних перетворювачів є відсутність потреби наявності контактного середовища (дозволяє здійснювати контроль в газопроводах) та можливість генерування горизонтально поляризованих хвиль для контролю зварних з'єднань. Типи дефектів, що дозволяє виявляти даний метод контролю такий співпадають з можливостями класичного ультразвукового контролю. Точність методу залежить від багатьох факторів та в основному від технологічних рішень. На даному етапі інтелектуальні поршні з електромагнітними акустичними перетворювачами знаходяться на етапі розвитку та польових випробувань, зокрема інтелектуальні поршні розробки фірми Rosen проходили випробування на об'єктах ДК «Укртрансгаз» у 2010 році [28]. Заявлені фірмою розробником характеристики точності розроблених

інтелектуальних поршнів складають 1 мм по глибині дефекту та 10 мм по довжині. Проте відомостей щодо підтвердження заявлених характеристик не було знайдено.

Основною проблемою ультразвукового методу внутрішньотрубного контролю з використанням електромагнітних акустичних перетворювачів є необхідність забезпечення відстані між перетворювачем та стінкою трубопроводу не більше ніж 1-2 мм, що є практично неможливим в умовах внутрішньотрубної діагностики [19]. Іншими вагомими недоліками методу є низька потужність згенерованої ультразвукової хвилі і відповідно складність детектування відбитого сигналу та вплив електромагнітних завад на результати вимірювань, що призводить до виникнення частих хибно-позитивних результатів [22, 26].

1.3 Вибір методу внутрішньотрубної діагностики та аналіз проблем які виникають при розробці акустичних безконтактних методів технічної діагностики

За результатами проведеного аналізу існуючих та таких, що знаходяться на стадії розробки, методів внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів, було сформовано перелік методів внутрішньотрубної діагностики (рис. 1.12), а також таблицю 1.1, котра містить основні переваги та недоліки кожного з розглянутих засобів та методів внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів методів та деяких методів що не були детально розглянуті вище, проте також були проаналізовані.

Проведений аналіз методів внутрішньотрубної діагностики показав, що з поміж інших методів, акустичні методи контролю мають значно вищу точність та діапазон вимірювання, а також дозволяють визначати глибину залягання виявлених дефектів порушення суцільності та здійснювати контроль профілю внутрішньої поверхні трубопроводу.



Рисунок 1.12 Методи внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів

Таблиця 1.1

Засоби внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів та методи які вони реалізують

Метод	Принцип	Переваги та недоліки
Вимірювання розсіювання магнітного потоку	Використовує потужні магніти для намагнічування стінки трубопроводу та перетворювачі Холла для вимірювання розсіювання магнітного поля на дефектах	Найбільш поширений метод визначення корозійного пошкодження. Відносно недорогий, та найбільш відпрацьований у плані досвіду роботи з ним. <i>Вимірювання відносної втрати металу а не залишкової товщини. Низька точність та достовірність результатів контролю, що майже рівна граничному бракувальному допускам. Низька роздільна здатність контролю. Значний вплив на результати контролю магнітних неоднорідностей та зовнішніх електромагнітних полів. Можливість виявлення дефектів тільки певної орієнтації для конкретного технічного засобу, та проведення повторного запуску з іншою конфігурацією</i>

		<i>вимірювальної системи. Результати дефектоскопічного контролю є якісними а не кількісними. Неможливість виявлення повздовжніх дефектів типу розширення та тріщин з малим розкриттям</i>
Ультразвуковий	Використовує збуджені ультразвукові коливання частинок середовища для вимірювання товщини стінки трубопроводу та визначення глибини залягання дефектів	Висока точність методу та можливість вимірювання власне залишкової товщини об'єкту контролю. Дозволяє виявляти та визначати параметри та глибину залягання дефектів різного типу. <i>Вимагає наявності контактного середовища і тому дуже вартісний (потребує призупинення роботи трубопроводу) та непридатний до застосування на більшості магістральних трубопроводів</i>
Пружних поперечних хвиль	Використовує наповнені водою колеса для вводу поперечних ультразвукових коливань по окружності трубопроводу для виявлення дефектів типу тріщин. Розроблений для контролю газопроводів	Дозволяє знаходити та вимірювати розміри тріщин та порушень ізоляції. <i>Низька швидкість контролю. Багато хибно-позитивних результатів контролю внаслідок порушення контакту між перетворювачами та стінкою трубопроводу.</i>
Електромагнітно-акустичний	Використовує електромагнітні акустичні перетворювачі для введення ультразвукових коливань по периметру трубопроводу. Розроблений для виявлення дефектів типу тріщин в газопроводах	Не потребує наявності контактного середовища. Дозволяє виявляти дефекти багатьох типів, протяжні та з малим розкриттям. Дозволяє вимірювати залишкову товщину стінки трубопроводу. <i>Дуже багато хибно-позитивних результатів контролю, внаслідок значного впливу електромагнітних завад та неоднорідностей. Технологічно складний в реалізації, що впливає на точність контролю</i>
Поперечне намагнічування та вимірювання розсіювання магнітного потоку	Використовує поперечне намагнічування для виявлення поздовжніх дефектів та підвищення поперечної роздільної здатності	Дозволяє виявляти дефекти повздовжньої орієнтації. <i>Характерні ті ж недоліки що і для магнітного методу контролю та ще менше розширення контролю. Для застосування з стандартними магнітними поршнями вимагає попереднього повного розмагнічування трубопроводу.</i>
Подвійного намагнічування	Визначає рівень напруження та форми механічних пошкоджень шляхом віднімання результати	Дозволяє виявляти механічні пошкодження.

	вимірювання при сильному полі від результатів при слабкому полі	<i>На даний час знаходиться на стадії доопрацювання. Результати контролю мають більше якісний ніж кількісний характер.</i>
Вихрострумові	Використовує електромагнітні котушки, що збуджують вихрові струми в об'єкті контролю. Наявність дефектів впливає на результуюче електромагнітне поле та сумарний імпеданс котушки.	Можливість контролю труб з малим діаметром. Безконтактний контроль. Виявлення дефектів з малим розкриттям та дефектів типу розшарування. Відсутність залишкового магнітного ефекту. <i>Низька швидкодія та високе енергоспоживання методу. Висока чутливість до зміни відстані між перетворювачем та об'єктом контролю.</i>
Візуальні	Використовує відео перетворювачі закріплені на автономних роботах, що рухаються в середині трубопроводу	Дозволяють побачити стан поверхні трубопроводу, миттєве отримання результатів контролю. Дозволяють контролювати одним перетворювачем велику площу об'єкту контролю. <i>Результати контролю є інтуїтивними, та не дають відомостей щодо реального технічного стану трубопроводу. Низька швидкість контролю та необхідність спостереження за процесом контролю в реальному часі. Необхідність повної зупинки функціонування трубопроводу.</i>
Геометричний каліпер	Вимірює овальність, вм'ятини та геометричне положення трубопроводу використовуючи механічні контактні перетворювачі у вигляді коліс, одометрів, або безконтактні електромагнітні перетворювачі.	Найпростіший та широко розповсюджений метод контролю. Дає відомості тільки про усереднені порушення геометрії трубопроводу та можливі механічні пошкодження. Застосовується у комбінації з іншими методами контролю
Акустичної емісії	Не є методом внутрішньотрубного діагностування, проте також дозволяє отримувати відомості про технічний стан трубопроводу без необхідності шурфування. Використовує акустичні перетворювачі розміщені в кількох точках трубопроводу для аналізу власних або згенерованих та введених звукових коливань трубопроводу, за допомогою складаних комп'ютерних алгоритмів.	Дозволяє здійснювати безперервний моніторинг технічного стану цілого трубопроводу з кількох точок на трубопроводі, де розташовуються сенсори. Потенційно дозволяє виявляти мікроскопічні зміни в структурі стінки трубопроводу за умови достатньої енергії випромінювачів та чутливості сенсорів. <i>Дуже обмежена роздільна здатність і точність. Неможливість визначення залишкової товщини трубопроводу. Дозволяє виявляти тільки активні зміни та пошкодження. На достатньо зріла технологія</i>

		<p><i>для моніторингу наявних трубопроводів, оскільки вимагає наявності широкої інфраструктури, спроектованої на етапі будівництва трубопроводу.</i></p>
--	--	--

Проте головним недоліком акустичних методів внутрішньотрубного контролю є необхідність забезпечення акустичного контакту між перетворювачем та об'єктом контролю, що в більшості випадків унеможливорює здійснення внутрішньотрубної діагностики даним методом. Використання існуючих методів безконтактного збудження ультразвукових коливань при внутрішньотрубному контролі (електромагнітно-акустичні перетворювачі) створює нові труднощі при контролі, такі як забезпечення малої відстані між перетворювачем та об'єктом контролю, значне енергоспоживання та низька достовірність контролю.

З огляду на вище сказане та проведений аналіз, було вирішено здійснити вибір досліджуваного методу внутрішньотрубної діагностики на користь ультразвукового методу, з безконтактним збудження ультразвукових коливань із застосуванням ультразвукових п'єзоелектричних перетворювачів.

Проте, реалізація такого методу безконтактного ультразвукового контролю вимагає вирішення проблеми значного неспівпадіння акустичних імпедансів ультразвукового перетворювача та газоподібного середовища, а також газоподібного середовища та об'єкта контролю [46-48]. Причиною цьому є значна різниця в питомій густині матеріалів виготовлення (перетворювача та об'єкта контролю) і газоподібного середовища розповсюдження ультразвукових коливань, а також в швидкості розповсюдження звукових хвиль в газоподібному середовищі (наприклад в повітрі за стандартних умов вона складає близько 330 м/с) і матеріалі об'єкта контролю та перетворювача (для сталених виробів вона складає 5900 м/с) [49, 50]. Іншою проблемою, яка виникає при реалізації безконтактних ультразвукових методів контролю є високий коефіцієнт затухання ультразвукових хвиль в газоподібному середовищі, спричиняє дуже високе зростання коефіцієнта відбиття, зменшує чутливість та співвідношення амплітуди корисного сигналу до шуму [51-54].

Результатом значної різниці між швидкостями поширення звуку в газоподібному середовищі та об'єкті контролю, є те, що кут входження ультразвукової хвилі, при якому відбувається повне відбиття (граничний кут), є дуже малим [47]. Наприклад, для поверхні розподілу повітря/полімер він складає приблизно 9° , і є значно меншим (близько 4°) для більшості поверхонь розподілу повітря/метал [50]. Це слід враховувати при дослідженні можливості здійснення безконтактного акустичного контролю в умовах внутрішньотрубної діагностики та при конструюванні ультразвукових безконтактних перетворювачів.

Не менш вагомою проблемою, яка виникає при безконтактному ультразвуковому контролі є значні втрати енергії ультразвукових коливань, які виникають на границях розділу середовищ ультразвуковий перетворювач/газоподібне середовище, газоподібне середовище/об'єкт контролю та у зворотному напрямку. В результаті це призводить до значного відбивання енергії від поверхні розподілу та проходження в об'єкт контролю тільки незначної її частини [50]. Наступна проблема пов'язана з значним затуханням ультразвукових коливань у повітрі. На рис. 1.13 показані залежності величини затухання коливань від відстані до випромінювача для відповідних частот ультразвукових коливань частот [46, 55].

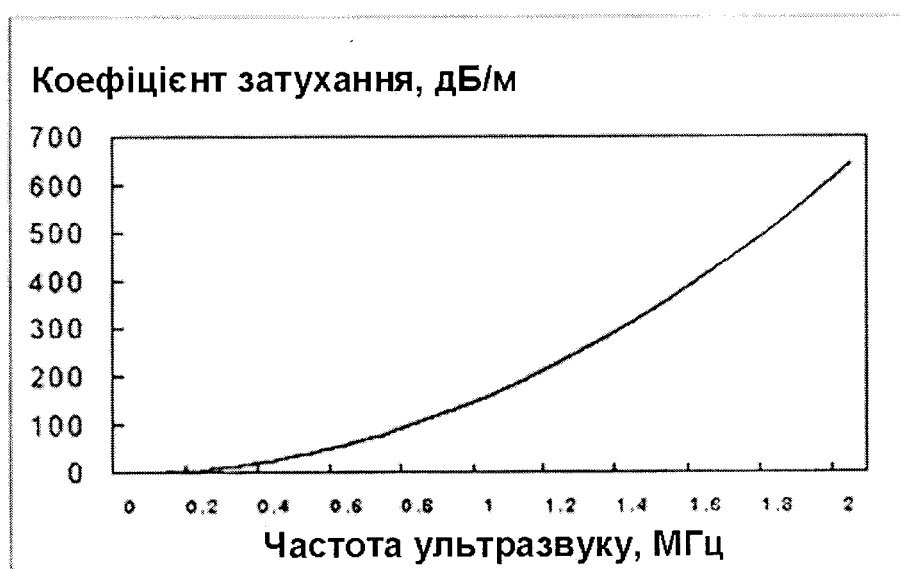


Рис. 1.13 Затухання ультразвукових хвиль в повітрі за стандартних умов

Врахування та вирішення перелічених вище проблем та особливостей проведення безконтактного ультразвукового контролю, дозволить удосконалити ультразвуковий метод внутрішньотрубної діагностики за технологічних умов експлуатації магістральних трубопроводів, з метою його застосування для внутрішньотрубної діагностики магістральних газопроводів та підвищення точності і достовірності результатів контролю.

1.4 Вибір та обґрунтування напрямку досліджень

Проведений аналіз об'єкта досліджень показав, що для забезпечення технологічної безпеки обладнання та металоконструкцій довготривалої експлуатації в базових галузях вітчизняної промисловості, необхідно проводити контроль геометричних параметрів (залишкової товщини), які забезпечують міцність конструкції та зазнають деградації.

Аналіз відомих методів та засобів показав, що:

1) загалом існує чотири методи внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів: магнітний, акустичний, вихрострумний, візуально-оптичний. Переваги та недоліки кожного з цих методів та їх варіацій подано в таблиці 1.1;

2) найвища точність та достовірність результатів контролю притаманна акустичному методу внутрішньотрубного контролю залишкової товщини стінки трубопроводу, з використанням контактних рідин. Даний метод контролю має широкий діапазон вимірювань товщини, дозволяє виявляти та визначати параметри та глибину залягання дефектів;

3) необхідність забезпечення акустичного контакту ультразвукового перетворювача з об'єктом контролю за допомогою контактних речовин значно звужує можливості використання інтелектуальних поршнів з ультразвуковими перетворювачами для контролю газопроводів в реальних умовах;

4) розширення сфери застосування ультразвукового методу внутрішньотрубного контролю для проведення технічної діагностики магістральних газопроводів можливе шляхом його удосконалення та

розроблення способів зменшення втрат енергії ультразвукових коливань на границях розділу середовищ та у середовищі поширення ультразвуку;

Метою роботи є удосконалення ультразвукового методу внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів, розробці експериментальної установки для підтвердження можливості здійснення безконтактного ультразвукового контролю в технологічних умовах здійснення внутрішньотрубної діагностики на магістральних газопроводах та розробки нормативних засад проведення внутрішньотрубної діагностики в Україні.

РОЗДІЛ 2

ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ МОЖЛИВОСТІ ЗДІЙСНЕННЯ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЮ ПРИ ВНУТРІШНЬОТРУБНІЙ ДІАГНОСТИЦІ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВODІВ ЗА ШТАТНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ УМОВ

У другому розділі наведено результати проведених теоретичних досліджень щодо нових підходів удосконалення та реалізації ультразвукового контролю в умовах внутрішньотрубної діагностики магістральних газопроводів за штатних технологічних умов.

2.1 Розроблення фізичної моделі процесу ультразвукового контролю

Використання ультразвукового методу контролю при здійсненні внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів, не зважаючи на його значно вищу точність та інші суттєві переваги, є суттєво обмеженим, зокрема, для магістральних газопроводів. Причиною цього обмеження є необхідність створення акустичного контакту між ультразвуковими перетворювачами та об'єктом контролю (стілкою трубопроводу). Для магістральних нафто- та продуктопроводів ця проблема вирішується використанням як контактної середовища власне транспортованого продукту (нафти чи продукти її переробляння). Застосування інтелектуальних поршнів що реалізують ультразвуковий контроль для газопроводів можливе тільки при використанні водяних пробок для створення необхідного акустичного контакту між п'єзоелектричними перетворювачами та стілкою трубопроводу. Проте, таке технологічне рішення можливе тільки на відносно коротких та прямолінійних ділянках магістрального трубопроводу і характеризується рядом обмежень (низькі значення тиску в трубопроводі або повна зупинка транспортування, необхідність очищення тощо). На етапі введення в експлуатацію магістрального трубопроводу, іноді використовують заповнення ділянки трубопроводу водою для створення необхідного акустичного контакту, проте таке рішення

недоцільне з економічної та технологічної точки зору для трубопроводів, що вже перебувають в експлуатації, оскільки вимагає призупинення роботи трубопроводу.

Для здійснення ультразвукового контролю в умовах внутрішньотрубної діагностики було б доцільно використовувати безконтактні ультразвукові перетворювачі, що не вимагають наявності контактної середовища між перетворювачем та об'єктом контролю, та дозволяють здійснювати неперервний контроль (під час руху інтелектуального поршня в трубопроводі), як це було показано в розділі 1 [56-58]. Попередні дослідження, проведені в рамках виконання науково-дослідних робіт в ІФНТУНГ, щодо створення засобів безконтактного ультразвукової товщинометрії, довели можливість здійснення безконтактного ультразвукового контролю товщини металоконструкцій та розроблено дослідний взірець технічного засобу неруйнівного контролю [59, 60]. Суть запропонованого підходу полягає у здійсненні безконтактного ультразвукового контролю металоконструкцій прохідним методом за стандартних умов в повітрі. Проте, використання запропонованого підходу неможливе в умовах внутрішньотрубної діагностики, оскільки вимагає двостороннього доступу до об'єкта контролю та низького значення робочої частоти ультразвукового перетворювача (0,8–1,0 МГц), що недостатньо для здійснення ультразвукового неруйнівного контролю металоконструкцій з достатньою точністю.

Здійснимо аналіз можливості застосування акустичних методів контролю для випадку внутрішньотрубної діагностики. Для цього побудуємо фізичну модель процесу ультразвукового контролю в умовах внутрішньотрубної діагностики з метою вибору та обґрунтування напрямків удосконалення ультразвукового методу контролю та подальших досліджень. За умов внутрішньотрубної діагностики з використанням інтелектуальних поршнів, що рухаються в середній частині трубопроводу, неруйнівний контроль здійснюється за наявності одностороннього доступу до об'єкта контролю – стінки трубопроводу, (рис. 2.1).

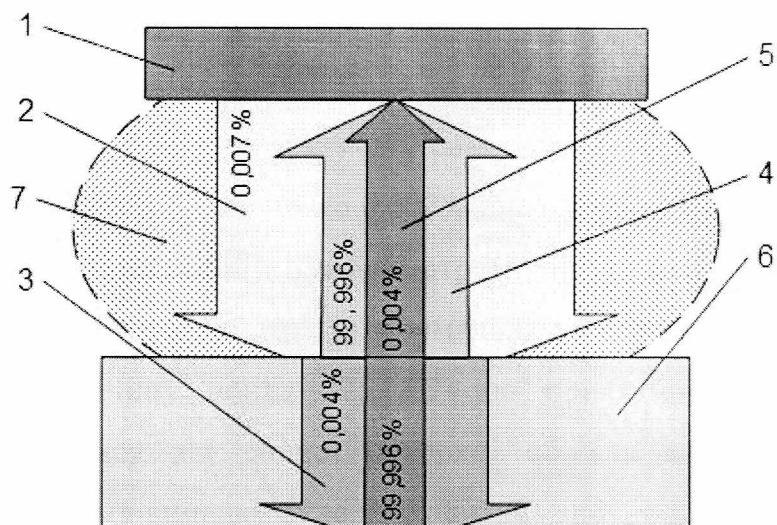


Рисунок 2.1 Фізична модель поширення ультразвукових променів при контролі.

1 – ультразвуковий перетворювач (розміщений на інтелектуальному поршні), 2 – падаюча хвиля, 3 – пройшовши в тіло труби хвиля, 4 – хвиля відбита від внутрішньої поверхні стінки труби, 5 - хвиля відбита від зовнішньої поверхні стінки труби, 6 – ОК – стінка труби, 7 – газоподібне середовище.

(у відсотка вказані значення енергії променів, що пройшов та відбився на границі розділу середовищ)

Основною вимогою для реалізації безконтактного ультразвукового контролю є передача ультразвукових коливань через газоподібне середовище в об'єкт контролю з достатньою енергією для проникнення в об'єкт контролю та отримання відбитого від донної поверхні луно-імпульсу з достатньою амплітудою, вищою рівня власних шумів ультразвукового перетворювача та акустичного тракту, для його детектування вимірювальною апаратурою. Проте, значне неспівпадіння акустичних імпедансів газоподібного середовища, об'єкта контролю та ультразвукового перетворювача, а також значне затухання ультразвукового сигналу при поширенні газоподібному середовищі, призводять до значних втрат енергії ультразвукового імпульсу. Аналіз попередніх досліджень вчених в сфері безконтактного ультразвукового контролю свідчить, що втрати енергії ультразвукового сигналу на кожній границі розділу середовищ

(тверде тіло/газоподібне середовище, газоподібне середовище/тверде тіло) складає більше, ніж 99,99% [48,61-64]. Величина енергії що проходить границю розділу середовищ при безконтактному ультразвуковому контролі в повітрі за нормальних умов складає від 0,004% до 0,007% енергії ультразвукової хвилі до проходження границі розділу [48]. Сумарні втрати енергії при безконтактному ультразвуковому контролі в повітрі за нормальних умов в такому випадку можуть складати величину понад 225 дБ, що практично унеможливило отримання луно-імпульсу від донної поверхні об'єкта контролю, оскільки корисний сигнал в такому випадку буде знаходитись значно нижче рівня шумів доступного промислового обладнання для ультразвукового контролю [48, 50, 61, 65].

Дослідження вчених в галузі безконтактних ультразвукових методів контролю свідчать, що існує кілька можливостей подолання проблеми значної втрати енергії ультразвукових коливань [56, 66-69]. Найбільш ефективними з поміж них є використання погоджувальних елементів в конструкції ультразвукових перетворювачів. Це дозволяє узгодити акустичний імпеданс п'єзокерамічного елемента та середовища поширення ультразвуку, та зменшення затухання ультразвукових коливань в середовищі розповсюдження. Проте, найбільш розповсюджені методи безконтактного ультразвукового контролю здійснюють контроль за допомогою ультразвукових коливань низької частоти (0,3 – 0,8 МГц), для кращого узгодження з середовищем поширення та меншого затухання коливань при поширенні в середовищі, що в свою чергу накладає обмеження на точність контролю та матеріали, котрі можна контролювати (пластмаси, дерево, композитні матеріали).

Для вирішення проблеми значної втрати енергії ультразвукових коливань було вирішено здійснити аналіз впливу фізичних та хімічних параметрів середовища що транспортується магістральним трубопроводом (природний газ) на процес контролю (рис.2.2). Фізико-хімічні параметри газоподібного середовища, такі як хімічний склад, тиск та температура впливають та визначають густину газоподібного середовища, а також швидкість поширення

повздовжніх ультразвукових коливань у ньому та коефіцієнт затухання акустичних коливань. У свою чергу, ці параметри впливатимуть на сумарні втрати енергії ультразвукового сигналу під час процесу контролю та визначатимуть оптимальні параметри здійснення контролю, такі як відстань між перетворювачем та об'єктом контролю, частота зондувальних ультразвукових коливань, матеріал погоджувальних елементів ультразвукових перетворювачів тощо.

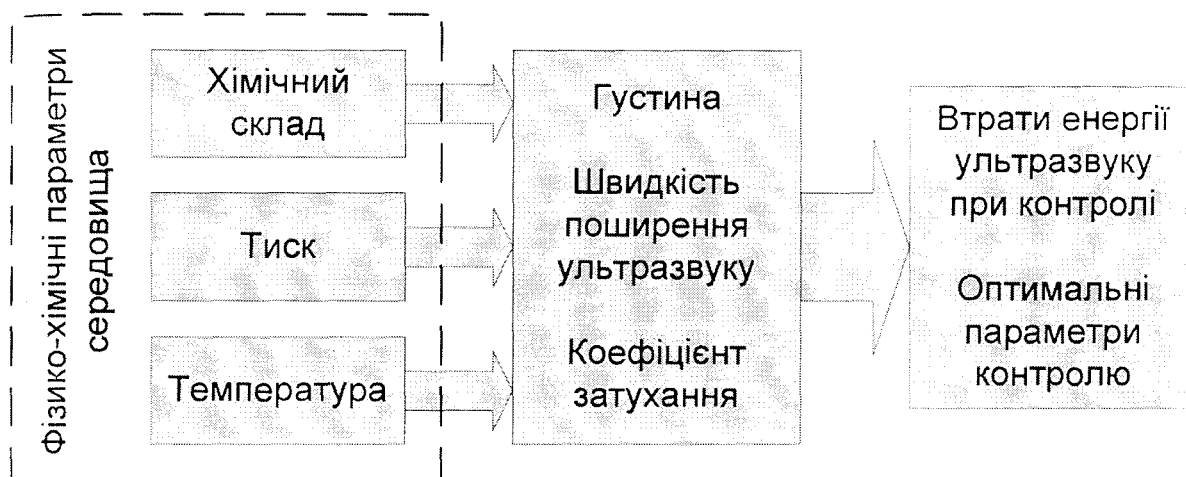


Рисунок 2.2 Вплив фізико-хімічних параметрів газоподібного середовища на процес ультразвукового контролю

Основною задачею дослідження було визначення можливості використання природного газу, що транспортується трубопроводом, для створення необхідного акустичного контакту між ультразвуковим перетворювачем та об'єктом контролю. Зокрема, було запропоновано використати той факт, що природний газ під надлишковим тиском має більший акустичний імпеданс та менший коефіцієнт затухання звукових хвиль, ніж за стандартних умов [46, 55, 70], що може значно зменшити втрати енергії ультразвукового сигналу під час його поширення через контактне середовище (природний газ) та на межах поділу середовищ [71-73].

Для дослідження можливості використання середовища природного газу під надлишковим тиском було вирішено здійснити побудову фізичної та

відповідної математичної моделі, що дозволить оцінити рівень втрат сигналу в акустичному тракті під час ультразвукового контролю з урахуванням згаданих властивостей контактної середовища дасть можливість правильно визначити технологічні параметри контролю, підібрати матеріали для виготовлення погоджувальних шарів ультразвукових п'єзоперетворювачів та розрахувати їхні геометричні розміри, визначити необхідну потужність зондувального ультразвукового сигналу.

2.2 Моделювання затухання ультразвукових коливань в середовищі природного газу

Відповідно до сформованих задач дослідження, розглянемо вплив фізико-хімічних параметрів середовища на поширення ультразвукових коливань у ньому в процесі ультразвукового контролю за умов внутрішньотрубної діагностики.

Під час проходження ультразвукової хвилі в будь-якому середовищі, швидкість розповсюдження коливань частинок середовища зменшується за експоненціальна залежністю, внаслідок внутрішніх ефектів в середовищі, вздовж пройденого шляху [74-76]:

$$v_{max}(x) = v_{max0} \cdot e^{-\alpha \cdot x}, \quad (2.1)$$

де v_{max} – початкова швидкість розповсюдження коливань, α – коефіцієнт затухання ультразвукових коливань в середовищі розповсюдження; x – відстань поширення ультразвукових коливань в середовищі розповсюдження.

Відповідно відбувається також затухання інтенсивності (енергії) ультразвукових коливань, що розповсюджуються в середовищі [76]:

$$I_{max}(x) = I_{max0} \cdot e^{-2\alpha \cdot x} \quad (2.2)$$

При поширенні ультразвукових коливань в середовищі, котре володіє ненульовими в'язкістю та теплопровідністю, середовище вступає в взаємодію з ультразвуковими коливаннями і частково поглинає енергію цих коливань. Більша частина цієї поглинутої енергії перетворюється в тепло, а значно менше

– викликає структурні зміни середовища. Це поглинання енергії є результатом тертя частинок середовища одна об одну, в процесі поширення ультразвукових коливань. Для різних середовищ ця величина поглинання енергії буде різною і теоретично пропорційною частоті ультразвукових коливань [46, 75].

Величину затухання ультразвукових коливань в середовищі поширення характеризують коефіцієнтом поглинання, котрий показує як змінюється інтенсивність ультразвукових коливань в середовищі на одиницю пройдені ними відстані. В загальному випадку, коефіцієнт поглинання ультразвуку в газах визначається сумою коефіцієнтів поглинання, зумовлених різними впливовими чинниками [46, 48, 75]:

$$\alpha = \alpha_r + \alpha_l + \alpha_{st}, \quad (2.3)$$

де α_r – поглинання ультразвуку, викликане в'язкими властивостями середовища, α_l – поглинання ультразвуку, викликане теплопровідністю середовища, α_{st} – коефіцієнт затухання, зумовлений поглинанням тепла.

Коефіцієнт поглинання ультразвуку зумовлений в'язкими властивостями середовища визначається згідно з формулою [46, 48]:

$$\alpha_r = \frac{8 \cdot \pi^2 \cdot \eta}{3 \cdot c^3 \cdot \rho} \cdot f^2, \quad (2.4)$$

де f – частота ультразвукової хвилі, c – швидкість ультразвуку в середовищі, ρ – густина середовища, η – коефіцієнт в'язкості.

Коефіцієнт поглинання ультразвукової хвилі зумовлений теплопровідністю середовища розповсюдження визначається за формулою [46, 48, 74]:

$$\alpha_l = \frac{2 \cdot \pi^2 \cdot (\chi - 1)}{3 \cdot c^3 \cdot \rho \cdot C_p} \cdot K \cdot f^2, \quad (2.5)$$

де K – коефіцієнт теплопровідності, χ – відношення питомих теплоємностей, C_p – питома теплоємність при сталому тиску.

Коефіцієнт затухання ультразвуку зумовлений поглинанням тепла середовище розповсюдження рівний [46, 48, 74]:

$$\alpha_{st} = \frac{1}{2 \cdot c} \cdot \frac{(\chi - 1)}{\chi} \cdot q, \quad (2.6)$$

де q – коефіцієнт охолодження.

Проте, даний ефект затухання є настільки малим, що його можна не враховувати у порівнянні з іншими (внаслідок впливу цього ефекту, амплітуда ультразвукового сигналу, зменшується на 6 дБ на відстані 140 км) [46, 48].

Відповідно, сумарний коефіцієнт поглинання ультразвуку у газоподібному середовищі визначається формулою:

$$\alpha = \frac{2\pi^2}{c^3 \cdot \rho} \left(\frac{4}{3} \eta + \frac{(x-1)}{c_p} \cdot K \right) \cdot f^2 \quad (2.7)$$

Величини, що входять у формулу (6), характеризують стан газу, залежать від його складу, тиску та температури, і їх визначають за відомими фізичними залежностями [77]. Наведені в довідниках експериментальні та статистичні відомості стосовно вуглеводнів є найновішими в цій області та дають змогу розраховувати фізичні параметри природного газу залежно від його складу.

Для визначення втрат енергії ультразвукового сигналу в середовищі природного газу було проведено моделювання процесу затухання ультразвукової хвилі. Ступінь затухання ультразвуку визначалось шляхом визначення різниці рівнів початкової та кінцевої інтенсивностей ультразвукової хвилі, згідно формули [75, 76]:

$$A = 10 \log \frac{I_1}{I_0} = 10 \log \frac{I_0 \times e^{-2 \cdot \alpha \cdot x}}{I_0} = -8,686 \cdot \alpha \cdot x, \quad (2.8)$$

де I_0 – початкова інтенсивність ультразвукової хвилі, I_1 – інтенсивність ультразвукової хвилі після розповсюдження на відстань x в середовищі.

Оцінку втрати енергії ультразвукових коливань при поширенні через середовище природного газу, згідно з наведеними формулами, було здійснено для природного газу з типовим складом (метан – 97,982%, етан – 0,823%, діоксид вуглецю – 0,062%, азот – 0,762%), згідно сертифікату складу природного газу (Додаток А). Моделювання здійснювалось за умов збільшення тиску середовища природного газу від стандартного до 8 МПа з кроком 0,1 МПа; робоча температура – +20 °С. Відстань поширення ультразвуку в середовищі природного газу – 50 мм (відстань між ультразвуковим перетворювачем та об'єктом контролю).

Необхідні для проведення розрахунків дані були отримані за допомогою відповідного програмного забезпечення (Worksheet: Properties of Hydrocarbon based Gas Mixtures) [78] (Додаток А). Це програмне забезпечення дає змогу розраховувати основні фізичні параметри природного газу, зазначені у формулі (7), для заданого хімічного складу та робочих умов, згідно з основними фізичними залежностями та експериментальними даними, наведеними в довіднику [77].

За результатами моделювання наведено (рис. 2.3) сумісну залежність втрат ультразвуку внаслідок загасання в середовищі поширення від частоти ультразвукових коливань та тиску середовища. Як бачимо, зі збільшенням тиску середовища втрати енергії внаслідок загасання ультразвуку значно зменшуються. За значень тиску середовища понад 2 МПа втрати енергії в результаті загасання в середовищі є незначні (в межах 0,3-3 дБ) для всього діапазону розглянутих частот ультразвукових коливань. Таке значне зменшення втрат енергії ультразвукових хвиль дозволяє стверджувати про можливість здійснювати ультразвуковий контроль в штатних технологічних умовах внутрішньотрубної діагностики.

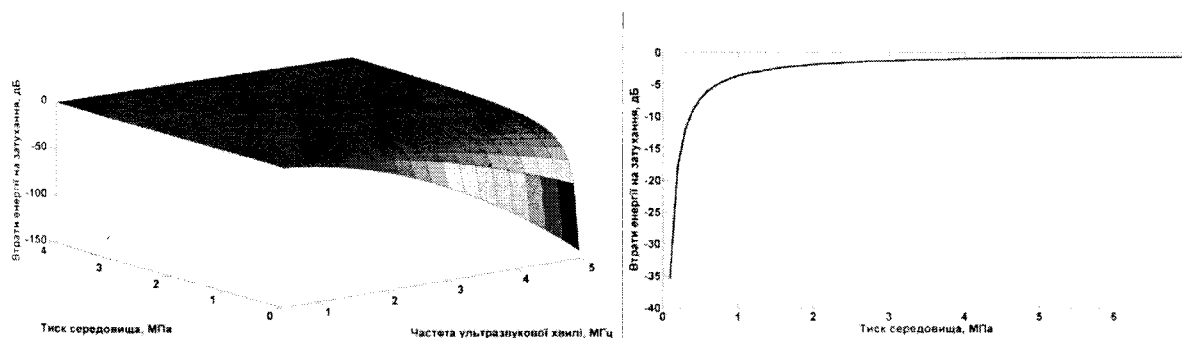


Рисунок 2.3 Поверхня втрат енергії ультразвукових коливань під час загасання в КС залежно від тиску КС та частоти ультразвукових променів та зріз поверхні для частоти 2,5 МГц.

З графічної залежності, показаної на рисунку 2.5, видно, що за значень тиску середовища природного газу більше 2 МПа, затухання ультразвукових коливань не значно залежить від їх частоти. Це дозволить вибирати частоти ультразвукових коливань для цілей контролю близькими до стандартних частот

неруйнівного ультразвукового контролю сталевих виробів, і не обмежуватись класичними для безконтактного ультразвукового контролю частотами 100-500 *КГц* [48, 51, 52, 56, 66]. В результаті це дасть можливість підвищити точність та роздільну здатність контролю у порівнянні з використанням типових безконтактних ультразвукових перетворювачів.

При здійсненні безконтактного ультразвукового контролю можлива зміна відстані між ультразвуковим перетворювачем та об'єктом контролю. При здійсненні безконтактного ультразвукового контролю за стандартних умов в повітрі, зміна відстані між ультразвуковим перетворювачем та об'єктом контролю значно впливає на можливість реалізації контролю [60]. Збільшення відстані поширення ультразвуку призводить до значного зникання ультразвукових променів в повітрі. Для з'ясування значень впливу відстані поширення ультразвукових коливань на втрати енергії ультразвуку було проведено моделювання поширення ультразвукових коливань, згідно запропонованої вище методології та наведених вище вихідних умов, при зміні відстань поширення ультразвуку в середовищі природного газу від 0,5 *мм* до 10 *мм* (відстань між ультразвуковим перетворювачем та об'єктом контролю). Частота ультразвукових коливань при моделюванні складала 2,5 *МГц*.

Розраховану згідно запропонованої методології, сумісну залежність втрат енергії ультразвукових коливань від відстані їх поширення в середовищі природного газу та тиску середовища наведено на рисунку 2.4. Втрати енергії ультразвукових коливань внаслідок затухання на всьому діапазоні відстані поширення від (0,5 – 10 *мм*) не перевищують 2 *дБ*. Аналіз графічної залежності дозволяє зробити висновок, що при зміні відстані між перетворювачем та стінкою трубопроводу величина втрат енергії ультразвукового променю при поширенні в середовищі природного газу не перевищуватиме величину 1,5 *дБ*.

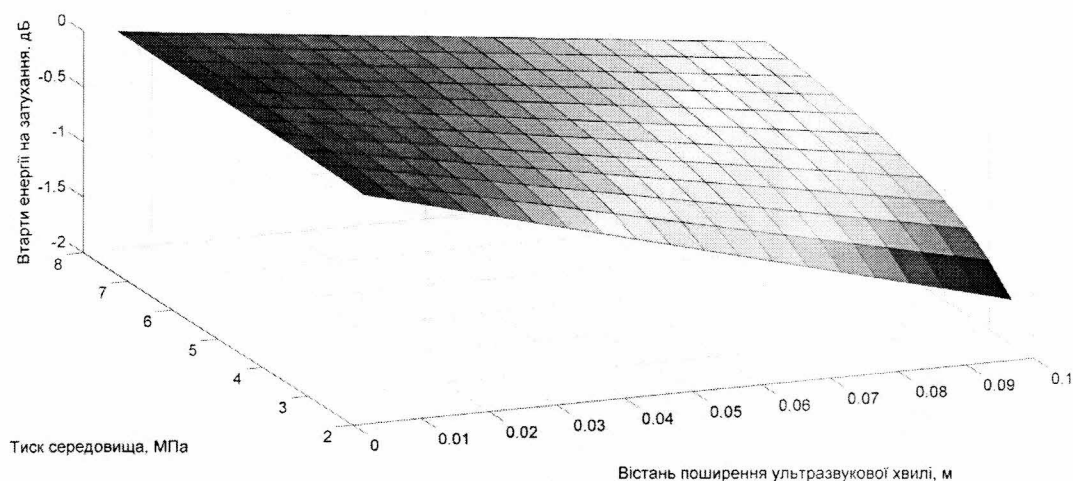


Рисунок 2.4 Поверхня втрат енергії ультразвукових коливань частотою 2,5 МГц при поширенні в середовищі природного газу, в залежності від тиску середовища та відстані поширення.

При здійсненні безконтактного ультразвукового контролю можлива зміна температури середовища поширення ультразвуку. Для з'ясування характеру впливу зміни температури середовища природного газу на втрати енергії ультразвуку було проведено моделювання поширення ультразвукових коливань, згідно запропонованої вище методології та наведених вище вихідних умов, при зміні температури середовища природного газу в межах 10-60 °С (типовий діапазон технологічних температур природного газу при його транспортуванні магістральним трубопровоом). Частота ультразвукових коливань при моделюванні складала 2,5 МГц. Розраховану згідно запропонованої моделі, сумісну залежність втрат енергії ультразвукових коливань від температури та тиску середовища природного газу, при поширенні в середовищі на відстань 50 мм наведено на рис. 2.5. Аналіз графічної залежності дозволяє зробити висновок про те, що в межах розглянутого діапазону зміни температури середовища 10-60 °С, її значення практично не впливають на величину затухання ультразвукових коливань при поширенні у ньому за однакового тиску. Це свідчить про незначний вплив локальних змін температури природного газу, які матимуть

місце в реальності під час контролю на енергію ультразвукового сигналу по всьому акустичному тракту.

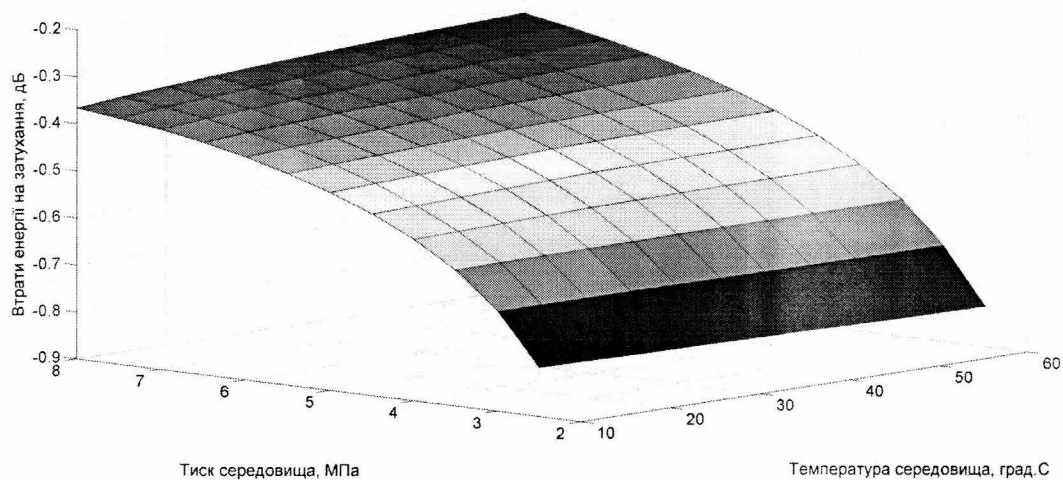


Рисунок 2.5 Поверхня втрат енергії ультразвуку частотою 2,5 МГц при поширенні в середовищі природного газу, в залежності від тиску та температури середовища.

Отримані результати моделювання впливу фізико-хімічних параметрів транспортованого середовища (природного газу під тиском) дозволяють стверджувати про можливість суттєвого зменшення втрат енергії ультразвукового сигналу під час контролю в умовах внутрішньотрубної діагностики, а також про дозволяють прогнозувати та враховувати вплив параметрів середовища природного газу при розробленні технічних засобів контролю, вибору робочих частот та варіації відстані між перетворювачами та об'єктом контролю.

2.3 Оцінка втрат енергії ультразвукових коливань під час контролю

Як було зазначено вище, основною проблемою, що ускладнює використання ультразвукового контролю в умовах внутрішньотрубної діагностики магістральних газопроводів є необхідність забезпечення акустичного контакту між ультразвуковим перетворювачем та об'єктом

контролю. Найкращим вирішенням проблеми забезпечення акустичного контакту було б використання природного газу, що вже знаходиться в трубопроводі як контактної середовища. Проте, з цим постає нова проблема, що полягає в значному неспівпадінні акустичних імпедансів контактної середовища (природного газу), об'єкту контролю (сталевій труби) та ультразвукового п'єзоелектричного перетворювача. Результатом значно нижчої густини природного газу та меншої швидкості поширення ультразвуку в ньому ніж у матеріалі виготовлення об'єкта контролю, є співвідношення акустичного імпедансу газу та сталі, яке становить більш, ніж $10^5:1$, що призводить до значної втрати енергії ультразвукового імпульсу при проходженні границі розділу цих середовищ.

Ситуація також ускладнюється тим фактом, що при проведенні контролю ультразвуковий імпульс долає 4 границі розділу середовищ: ультразвуковий перетворювач/контактне середовище, контактне середовище/об'єкт контролю та у зворотному напрямку (рис. 2.6). При цьому, ультразвуковий імпульс зазнає значного затухання на кожній границі розділу середовищ та під час розповсюдження вже власне у середовищі природного газу та об'єкті контролю. В результаті, сумарні втрати енергії ультразвукового імпульсу унеможливають його детектування, навіть при використанні надпотужних генераторів, оскільки корисний сигнал ультразвукового луно-імпульсу знаходиться значно нижче рівня шумів використовуваного електронного обладнання та перетворювача.

Для вирішення проблеми значного затухання енергії ультразвукового сигналу на границях розділу середовищ було вирішено здійснити оцінку втрат енергії ультразвукового сигналу під час внутрішньотрубного ультразвукового контролю товщини стінки трубопроводу в середовищі природного газу з урахуванням фізичних параметрів середовища, об'єкта контролю та ультразвукового перетворювача. Основна ідея в даному випадку полягала в тому, що – як контактне середовище під час ультразвукового контролю виступатиме природний газ під робочим тиском, який може досягати 8 МПа за штатних технологічних умов роботи магістрального трубопроводу [79-81].

Зокрема, запропоновано використати той факт, що природний газ під надлишковим тиском має більший акустичний імпеданс та менший коефіцієнт затухання звукових хвиль, ніж газ за стандартних умов [46, 55, 75], що може значно зменшити втрати енергії ультразвукового сигналу під час його поширення через середовище та на межах поділу середовищ [48, 62].

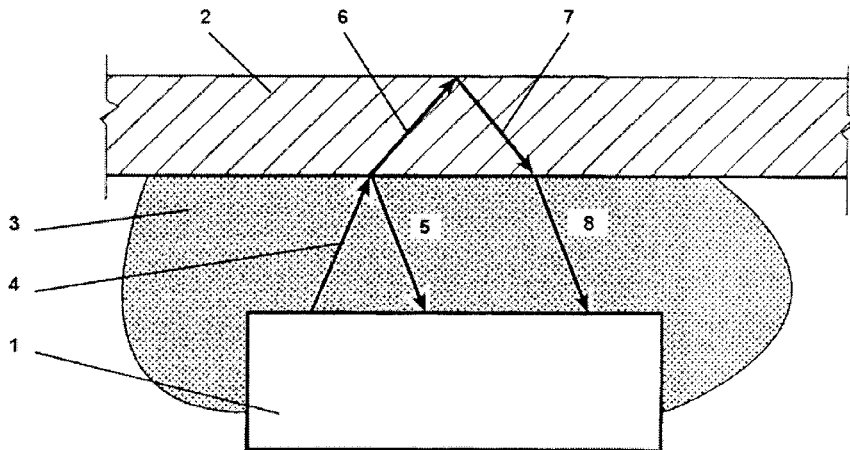


Рисунок 2.6 Проходження та відбиття ультразвукових променів під час контролю

1 – ультразвуковий перетворювач; 2 – об’єкт контролю; 3 – середовище; 4 – зондувальний ультразвуковий промінь; 5 - хвиля відбита від зовнішньої поверхні об’єкта контролю (границя розділу контактне середовище/об’єкт контролю); 6 – хвиля, що пройшла в об’єкт контролю хвиля; 7 – хвиля відбита від донної поверхні об’єкта контролю (границя розділу об’єкт контролю/зовнішнє середовище); 8 – хвиля відбита від донної поверхні стінки труби та пройшовши границю розділу об’єкт контролю/контактне середовище

Оцінка рівня втрат сигналу в акустичному тракті під час ультразвукового контролю з урахуванням згаданих властивостей середовища розповсюдження (природного газу під тиском) дасть також можливість правильно підібрати матеріали для виготовлення погоджувальних шарів ультразвукового перетворювача та розрахувати їхні геометричні розміри, визначити необхідну потужність зондувального ультразвукового сигналу.

Під час контролю стінок труби за одностороннього доступу до внутрішньої поверхні сталевого трубопроводу в середовищі (рис. 2.1) ультразвуковий сигнал зазнає значних втрат на межах поділу середовищ ультразвуковий перетворювач/контактне середовище, контактне середовище/об'єкт контролю та внаслідок зникання під час поширення в контактному середовищі у прямому та зворотному напрямках.

Враховуючи те, що одне із середовищ газове, а напрямком поширення хвилі перпендикулярний до межі поділу середовищ, розглядали тільки однонаправлені пласкі повздовжні хвилі [46, 82]. Вважатимемо, що поперечні хвилі в достатньому наближенні не виникатимуть, і тому скористаємось спрощеними моделями для розрахунку коефіцієнта проходження та відбиття ультразвукових коливань на межі поділу двох середовищ [44], що часто використовують для вирішення задач безконтактного ультразвукового контролю [45, 58, 61, 67].

Втрати інтенсивності (енергії) ультразвукової хвилі під час процесу контролю можна виразити записати наступним чином:

– для акустичних коливань, відбитих від зовнішньої поверхні об'єкта контролю (рис.2.6 поз. 5):

$$N_1 = T_{11} + A_1 + R_1 + A_1 + T_{12}, \quad (2.9)$$

де T_{11} – втрати енергії ультразвукової хвилі на межі поділу ультразвуковий перетворювач/контактне середовище; A_1 – зменшення інтенсивності (затухання) ультразвукової хвилі в контактному середовищі; R_1 – втрати енергії відбитої хвилі на межі контактне середовище/об'єкт контролю (внутрішня поверхня стінки труби); T_{12} – втрати енергії ультразвукової хвилі на межі поділу контактне середовище/ультра звуковий перетворювач;

– для акустичних коливань, відбитих від донної поверхні об'єкта контролю (рис.2.6 поз. 8):

$$N_1 = T_{11} + A_1 + T_{21} + A_2 + R_2 + A_2 + T_{22} + A_1 + T_{12}, \quad (2.10)$$

де T_{21} – втрати енергії хвилі на межі контактне середовище/об'єкт контролю (зовнішня поверхня); A_2 – зменшення інтенсивності ультразвукової хвилі в об'єкті контролю; R_2 – втрати енергії відбитої хвилі на межі об'єкт

контролю (донна поверхня)/зовнішнє середовище (повітря, ізоляція); T_{22} – втрати енергії хвилі на межі об'єкт контролю (зовнішня поверхня)/контактне середовище.

Втрати енергії хвилі, що пройшла на межі поділу двох середовищ (ультразвуковий перетворювач/контактне середовище, контактне середовище/об'єкт контролю та у зворотному напрямку), за енергетичним коефіцієнтом проникнення обчислюють за формулою [46, 44, 48]:

$$T = 10 \log \frac{4\xi}{(1+\xi)^2}, \quad (2.11)$$

де ξ – відношення акустичного імпедансу 2-го середовища до акустичного імпедансу 1-го.

Втрати енергії відбитої хвилі на межі поділу двох середовищ (контактне середовище/об'єкт контролю та об'єкт контролю/зовнішнє середовище) за коефіцієнтом відбиття за енергією можна визначити так [46, 44, 48]:

$$R = 10 \log \left(\frac{1-\xi}{1+\xi} \right)^2, \quad (2.12)$$

Враховуючи формули (2.2), (2.11) та (2.12), можна отримати такі залежності для оцінки співвідношення втрат енергії ультразвукових коливань відбитих від зовнішньої та донної поверхонь об'єкта контролю, відповідно:

$$N_1 = 10 \log \frac{4\xi_{11}}{(1+\xi_{11})^2} + 10 \log \frac{4\xi_{12}}{(1+\xi_{12})^2} - 2 \cdot 8,686 \cdot \alpha \cdot d + 10 \log \left(\frac{1-\xi_{21}}{1+\xi_{21}} \right)^2, \quad (2.13)$$

$$N_2 = 10 \log \frac{4\xi_{11}}{(1+\xi_{11})^2} + 10 \log \frac{4\xi_{12}}{(1+\xi_{12})^2} - 2 \cdot 8,686 \cdot \alpha \cdot d + 10 \log \frac{4\xi_{21}}{(1+\xi_{21})^2} + 10 \log \frac{4\xi_{22}}{(1+\xi_{22})^2} - 2 \cdot 8,686 \cdot \delta_f \cdot h + 10 \log \left(\frac{1-\xi_{31}}{1+\xi_{32}} \right)^2, \quad (2.14)$$

де ξ_{11} і ξ_{12} – відношення акустичних імпедансів ультразвукового перетворювач/контактне середовище і контактне середовище/ультразвуковий перетворювач відповідно, ξ_{21} і ξ_{22} – відношення акустичних імпедансів контактне середовище/об'єкт контролю і об'єкт контролю/контактне середовище відповідно, ξ_{31} – відношення акустичних імпедансів об'єкт контролю/зовнішнє середовище, d – відстань поширення ультразвуку у

контактному середовищі, δ_f – коефіцієнт затування ультразвукових хвиль в об'єкті контролю для відповідної частоти ультразвукових коливань, h – товщина об'єкта контролю.

Акустичний імпеданс середовища можна знайти за формулою [76]:

$$Z = \rho \cdot c \quad (2.15)$$

Величини, що входять у формули (2.13) та (2.14), характеризують стан газу, залежать від його складу, тиску та температури, і їх визначають за відомими фізичними залежностями та довідниковими експериментальними відомостями [77].

Оцінити втрати енергії ультразвукових хвиль, згідно з наведеними формулами, було вирішено здійснити для типових умов внутрішньотрубного діагностування магістральних трубопроводів. Частота зондувального ультразвукового сигналу $f = 2,5$ МГц. Моделювання було виконано за умов збільшення тиску середовища від нормального до 8 МПа; контактне середовище – природний газ типового складу; склад: метан – 97,982%, етан – 0,823%, діоксид вуглецю – 0,062%, азот – 0,762%, згідно сертифікату складу природного газу (Додаток А); робоча температура – +20 °С. Акустичний імпеданс матеріалу ультразвукового п'єзокерамічного перетворювача PZT-5A – $35 \cdot 10^6$ кг/(м²·с). Об'єкт контролю – пластина зі сталі 17Г1С завтовшки $h = 10$ мм; коефіцієнт загасання ультразвукових хвиль частотою 1 МГц – $\delta_{1\text{МГц}} = 0,46$ м⁻¹; акустичний імпеданс матеріалу об'єкта контролю – $46,2 \cdot 10^6$ кг/(м²·с). Відстань поширення ультразвуку в контактному середовищі $h = 30$ мм.

Необхідні для розрахунку акустичного опору середовища та коефіцієнта загасання ультразвуку фізичні характеристики газу були отримані за допомогою відповідного програмного забезпечення (Worksheet: Properties of Hydrocarbon based Gas Mixtures using the GPSA Engineering Data Book – 11 Edition) [78] (Додаток А). Отримані результати моделювання втрати енергії ультразвуку під час проходження межі поділу ультразвуковий перетворювач/контактне середовище та контактне середовище/об'єкт контролю в залежності від тиску контактного середовища наведено на рис. 2.3. , а також (рис. 2.7) сумарну

залежність втрат енергії ультразвуку під час поширення в середовищі від тиску цього середовища для ультразвукової хвилі, відбитої від внутрішньої та зовнішньої стінок труби, відповідно. Як бачимо з отриманих графічних залежностей, зі збільшенням тиску середовища поширення ультразвуку суттєво зменшуються втрати енергії ультразвукової хвилі під час проходження межі поділу середовищ. Це відбувається через збільшення акустичного імпедансу контактної середовища зі зростанням тиску і, відповідно, кращого узгодження акустичних імпедансів середовищ, що контактують.

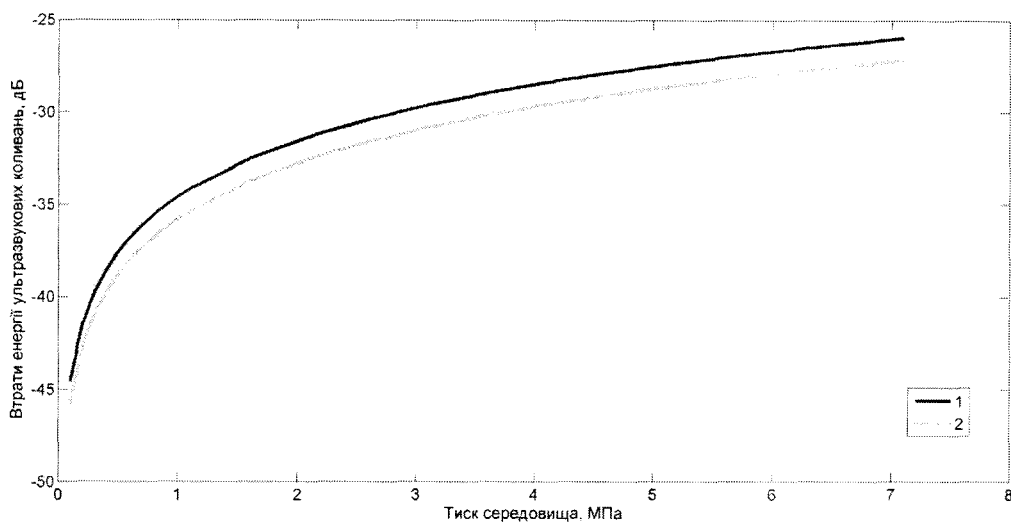


Рисунок 2.7 Втрати енергії ультразвуку під час проходження межі поділу середовищ залежно від тиску середовища поширення (для природного газу): 1 – ультразвуковий перетворювач/контактне середовище; 2 – контактне середовище/об’єкт контролю.

Внаслідок цього, а також за рахунок зменшення коефіцієнта загасання ультразвуку в середовищі природного газу зі збільшенням тиску, отримуємо суттєве зменшення втрат енергії ультразвукових коливань під час ультразвукового контролю по всьому акустичному тракту ультразвукового променя (рис. 2.8).

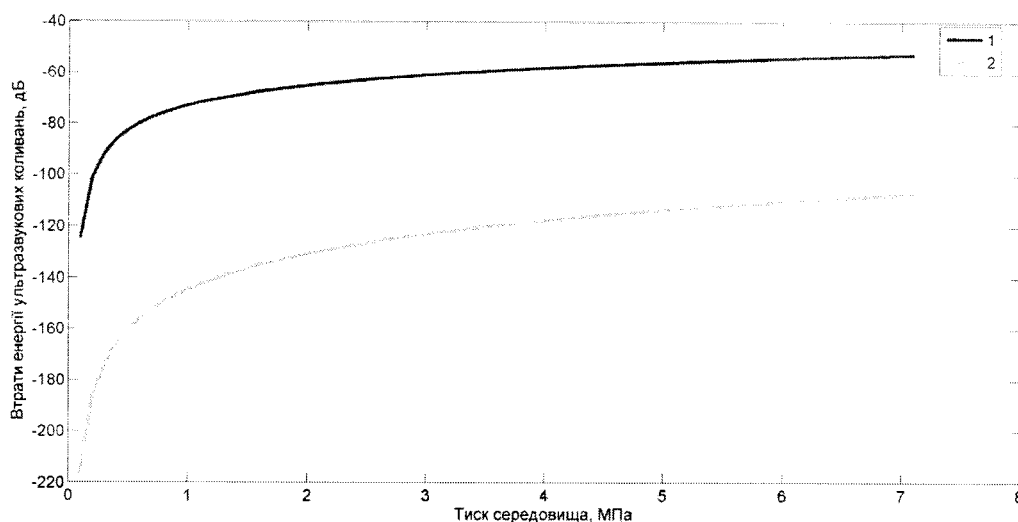


Рисунок 2.8 Втрати енергії ультразвуку в залежності від тиску контактної середовища при ультразвуковому контролі

1 – для ультразвукових коливань відбитих від зовнішньої поверхні об'єкта контролю; 2 – для ультразвукових коливань відбитих від донної поверхні об'єкта контролю.

Виконані розрахунки втрати енергії ультразвукових коливань для п'єзоперетворювача, що працює в контактному середовищі за нормальних умов, становлять $N_{1_0} = -91,89$ дБ та $N_{2_0} = -183,53$ дБ. Тиск, за якого відбувається внутрішньотрубна діагностика за допомогою поршневих снарядів, зазвичай становить 70-80% від робочого, тобто 4...5 МПа. Втрати енергії ультразвукових коливань для ультразвукового п'єзоперетворювача без погоджувального шару, що працює в контактному середовищі під тиском 4 МПа, менший майже у 1,65 рази і становлять $N_{1_4} = -53,98$ дБ та $N_{2_4} = -113,21$ дБ, відповідно.

На рис. 2.9 та 2.10 наведено сумісну залежність втрат енергії ультразвукових коливань, відбитих відповідно від зовнішньої та донної поверхонь об'єкта контролю, від тиску та температури середовища природного газу. Аналіз графічних залежностей дозволяє стверджувати про незначну зміну втрат на всьому діапазоні досліджуваних температур для сталого значення тиску в межах 1-2 дБ для ультразвукових коливань, відбитих від зовнішньої поверхні об'єкта контролю, та 2-3 дБ для ультразвукових коливань, відбитих від донної

поверхні об'єкта контролю, на всьому акустичному тракті під час ультразвукового контролю товщини об'єкта контролю.

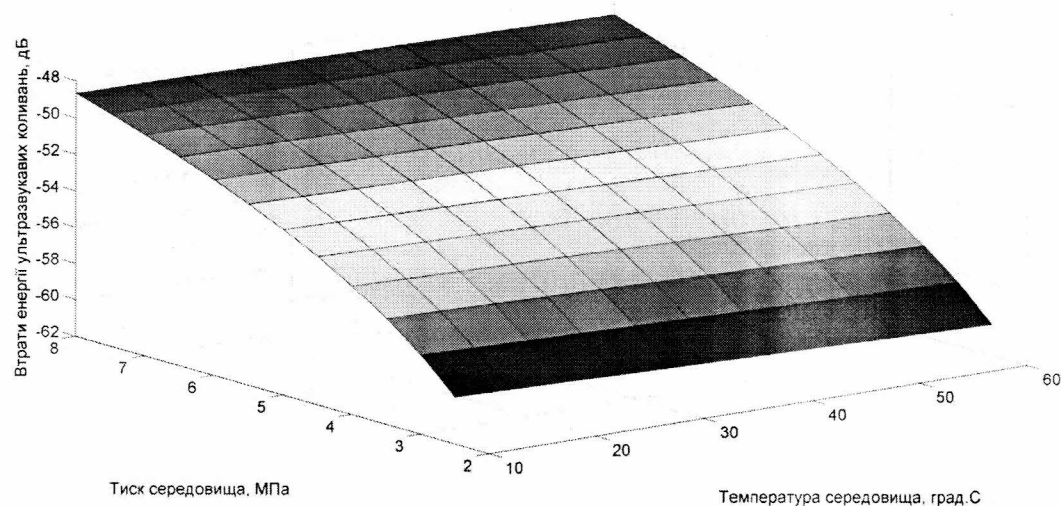


Рисунок 2.9 Втрати енергії ультразвукових коливань відбитих від зовнішньої поверхні об'єкта контролю в залежності від тиску та температури середовища природного газу при ультразвуковому контролі

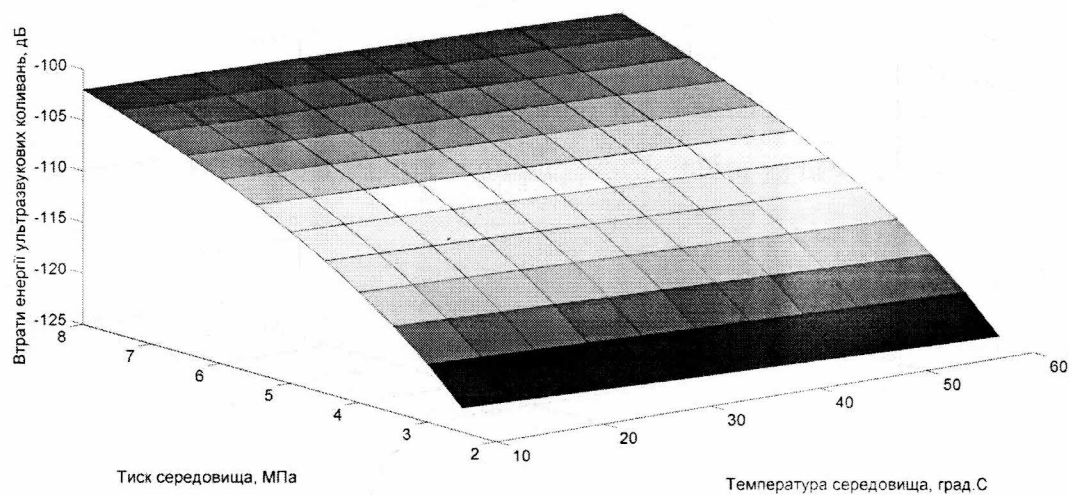


Рисунок 2.10 Втрати енергії ультразвукових коливань відбитих від донної поверхні об'єкта контролю в залежності від тиску та температури середовища природного газу при ультразвуковому контролі

Отримані дані оцінки втрат енергії ультразвукових коливань за значень тиску контактної середовища (природного газу) в межах значень штатного

робочого тиску під час внутрішньотрубної діагностики (4-5 МПа) та подальшого його збільшення, дає змогу зробити висновок, що зростання тиску позитивно впливає на зменшення втрат ультразвукових сигналів. Відповідно реалізація поршнів з п'єзоелектричними перетворювачами, які використовуватимуть природний газ як контактне середовище, суттєво спростить вимоги щодо зниження робочого тиску магістральних газопроводів для внутрішньотрубної діагностики до максимально можливого, згідно з вимогами безпеки, і підвищить точність контролю товщини та зручність застосування у порівнянні з традиційними методами ультразвукового контролю.

Запропонована методологія оцінки втрат була реалізована у програмному середовищі Matlab, що дає змогу вносити необхідні зміни в модель, для врахування конкретних особливостей середовища поширення ультразвуку, погоджувального шару та об'єкта контролю (Додаток Б). Методологія дає можливість розраховувати втрати енергії ультразвукових сигналів при ультразвуковому контролі для будь-якого середовища поширення (з відповідними розрахунками фізичних параметрів конкретного середовища) залежно від чинників впливу (тиск, температура, хімічний склад середовища поширення, відстань до об'єкта контролю, його матеріал та товщина тощо) з метою визначення оптимальних конфігурації набору цих параметрів, та їх впливу на процес контролю.

2.4 Узагальнена методологія оцінки втрат та співвідношень рівнів луно-імпульсів при ультразвуковому контролі

При ультразвуковому контролі товщини та виявлення дефектів за умов одностороннього доступу до об'єкту контролю, як зазначалось вище, ультразвукові коливання збудженні перетворювачем поширюються через контактне середовище, зазнають часткового відбивання та заломлення на границі розділу середовищ контактне середовище/об'єкт контролю. В результаті відбитий від зовнішньої поверхні об'єкта контролю луно-імпульс долає зворотній шлях та потрапляє назад на ультразвуковий перетворювач. При цьому,

на границі розділу контактне середовище/ультразвуковий перетворювач знову відбувається часткове відбиття та заломлення ультразвукового променя. В результаті частина енергії ультразвукового променя проходить в матеріал ультразвукового перетворювача та спричиняє виникнення електричних імпульсів які реєструються вимірювальною апаратурою. Решта енергії ультразвукового променя відбивається від границі розділу контактне середовище/ультразвуковий перетворювач та знову долає шлях до об'єкта контролю і частково відбивається та заломлюється на цій границі розділу середовищ. Така ситуація спостерігається до повного затухання енергії ультразвукових коливань, і в силу того що границі розділу середовищ проходить тільки незначна частина енергії луно-імпульсів ми можемо спостерігати багатократне відбиття ультразвукового променя від зовнішньої поверхні об'єкта контролю у вигляді серії поверхневих луно-імпульсів (рис. 2.11).

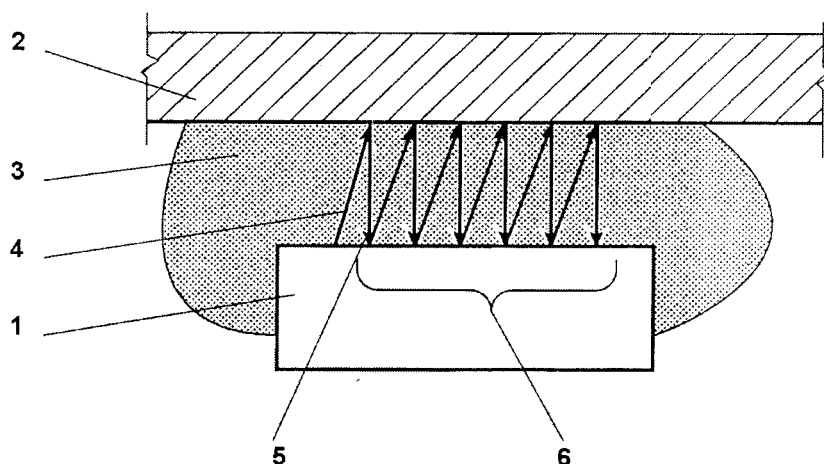


Рисунок 2.11 Проходження та відбиття поверхневих луно-імпульсів

1 – ультразвуковий перетворювач; 2 – об'єкт контролю; 3 – середовище; 4 – зондувальний ультразвуковий промінь; 5 – луно-імпульс відбитий від зовнішньої поверхні об'єкта контролю; 6 – серія відбитих від зовнішньої поверхні об'єкта контролю луно-імпульсів

Аналогічна ситуація відбувається на границі розділу середовищ об'єкт контролю/контактне середовища з внутрішньої сторони об'єкта контролю, при проходженні через неї ультразвукового променя, відбитого від донної поверхні

об'єкту контролю. На даній гранці розділу середовищ відбувається часткове відбиття та заломлення променя. Заломлений промінь проходить границю розділу та поширюється до ультразвукового перетворювача. Відбитий від границі розділу поширюється у зворотному напрямку до донної поверхні об'єкта контролю і частково відбиваючись від неї знову потрапляє на границю розділу об'єкт контролю/контактне середовище. Оскільки границю розділу проходить незначна частина енергії ультразвукової хвилі, а при поширенні в об'єкті контролю ультразвукова хвиля не зазнає значного затухання, при здійсненні ультразвукового контролю, можна спостерігати серію донних луно-імпульсів що слідуєть на однаковій відстані, пропорційній товщині об'єкта контролю, за поверхневим луно-імпульсів (рис. 2.12).

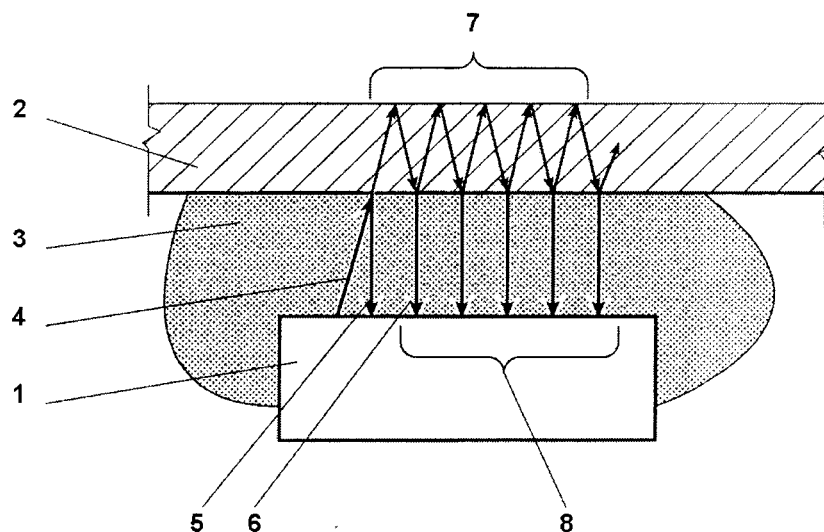


Рисунок 2.12 Проходження та відбиття донних луно-імпульсів

1 – ультразвуковий перетворювач; 2 – об'єкт контролю; 3 – середовище; 4 – зондувальний ультразвуковий промінь; 5 – луно-імпульс відбитий від зовнішньої поверхні об'єкта контролю; 6 – луно-імпульс відбитий від донної поверхні об'єкта контролю; 7 – серія луно-імпульсів, таких що пройшли в об'єкт контролю та відбитих від донної та зовнішньої поверхні з внутрішньої сторони; 8 – серія донних луно-імпульсів

Запропонована в попередньому підпункті модель розрахунку втрат енергії Ультразвукових коливань дозволяє визначити втрати кожного з серії

поверхневих та донних послідовних луно-імпульсів, шляхом введення в модель додаткових множників складових втрат. Для втрат енергії поверхневого луно-імпульсу в моделі (2.9) слід здійснити врахування втрати на відбиття від фронтальної поверхні ультразвукового перетворювача, чергове відбиття від зовнішньої поверхні об'єкта контролю та зменшення інтенсивності при поширенні в контактному середовищі, для кожного наступного луно імпульсу, починаючи з 2-го.

Відповідно для втрат енергії донного луно-імпульсу – для кожного наступного луно імпульсу, починаючи з 2-го, додатково в моделі (2.10) слід врахувати втрати на відбиття від зовнішньої поверхні об'єкта контролю з внутрішньої сторони, чергове відбиття від донної поверхні та зменшення інтенсивності при поширенні в об'єкті контролю при багатократному відбитті ультразвукової хвилі що поширюється в об'єкті контролю від його поверхонь.

Узагальнена модель визначення втрат для акустичних коливань, відбитих від донної поверхні об'єкта контролю:

$$N_1 = T_{11} + A_1 + R_1 + A_1 + T_{12} + (n_1 - 1) \cdot (2 \cdot A_1 + R_1 + R_{10}), \quad (2.15)$$

де R_{10} – втрати енергії відбитої хвилі на межі контактне середовище/ультразвуковий перетворювач; n_1 – порядковий номер шуканого поверхневого луно-імпульсу в серії донних луно-імпульсів.

Узагальнена модель визначення втрат для акустичних коливань, відбитих від донної поверхні об'єкта контролю:

$$N_2 = T_{11} + A_1 + T_{21} + A_2 + R_2 + (n_2 - 1) \cdot (2 \cdot A_2 + R_2 + R_{12}) + A_2 + T_{22} + A_1 + T_{12}, \quad (2.16)$$

де R_{12} – втрати енергії відбитої хвилі на межі об'єкт контролю (зовнішня поверхня)/контактне середовище з внутрішньої сторони; n_2 – порядковий номер шуканого донного луно-імпульсу в серії донних луно-імпульсів.

Для 1-ших серії поверхневого та донного луно-імпульсів, при $n_1 = n_2 = 1$, формули (2.15) та (2.16) перетвориться у формули (2.9) та (2.10) відповідно. Для визначення втрат кожного наступного поверхневого та донного луно-імпульсу, до оцінки втрат (2.9) та (2.10) додаватимуться доданки $(n_1 - 1) \cdot (2 \cdot A_1 + R_1 +$

R_{10}) та $(n_2 - 1) \cdot (2 \cdot A_2 + R_2 + R_{12})$, що враховують додаткові втрати шуканих луно-імпульсів при їх n -кратному проходженні.

Оцінка втрат енергій луно-імпульсів напряму пов'язана з оцінкою рівня їх амплітуд. Втрати енергії ультразвукових коливань відповідно впливають на рівень амплітуди отриманих луно-імпульсів. Оцінка значення амплітуди шуканого луно-імпульсу в загальному випадку неможлива, в силу того що кожний конкретний ультразвуковий перетворювач має власну передавальну характеристику. Проте, за умови відомих значень втрат енергії поверхневого та донного луно імпульсів можна здійснити оцінку співвідношення енергій цих луно імпульсів, котра буде рівною співвідношенню рівнів їхніх амплітуд. Дане ствердження буде вірним за умови спрощення, що перехідна характеристика ультразвукового перетворювача буде однаковою для ультразвукових коливань з різною потужністю.

Оскільки N_1 виражає співвідношення енергій поверхневого луно-імпульсу до зондувального, а N_2 – донного луно-імпульсу до зондувального, то співвідношення енергій поверхневого та донного луно-імпульсів N можна виразити згідно (2.8) як:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{I_0 \times 10^{\frac{N_1}{10}}}{I_0 \times 10^{\frac{N_2}{10}}} = 10^{\frac{N_1 - N_2}{10}}, \quad (2.17)$$

або, в дБ:

$$N = N_1 - N_2. \quad (2.18)$$

Отримані залежності дозволяють оцінити співвідношення рівнів енергій та амплітуд поверхневого та донного луно-імпульсів з використанням узагальненої моделі оцінки втрат енергій ультразвукових коливань під час ультразвукового контролю.

На рис. 2.13 наведено розраховане згідно залежностей (2.17) та (2.18), для умов моделювання в підпункті 2.3 (Додаток А), очікуване співвідношення рівнів амплітуд поверхневого та донного луно-імпульсів. Співвідношення рівнів амплітуд поверхневого та донного луно-імпульсів спадає з збільшенням тиску контактної середовища. Аналіз цього співвідношення дозволяє зробити

ВИСНОВОК, що для виявлення донних луно-імпульсів в процесі контролю слід використовувати попередній підсилювач з підсилення не менше ніж 50 дБ (коефіцієнт підсилення 10^5).

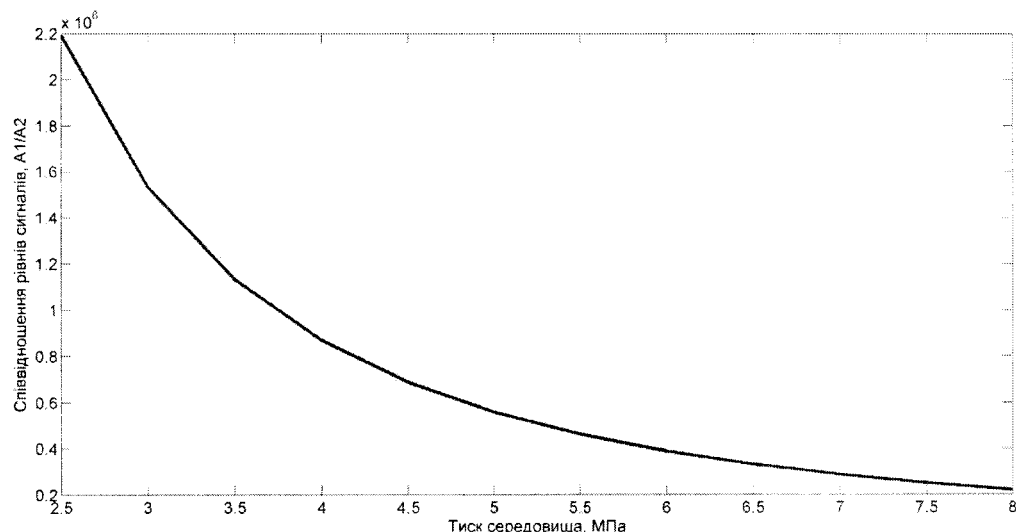


Рисунок 2.13 Очікуване співвідношення рівнів амплітуд поверхневого та донного луно-імпульсів

Запропонована узагальнена модель оцінки втрат та співвідношень рівнів амплітуд луно-імпульсів дозволяє здійснити прогнозування шуканих рівнів амплітуд донних луно-імпульсів в процесі ультразвукового контролю з урахуванням параметрів та хімічного складу середовища.

Узагальнена модель оцінки втрат енергії ультразвукового сигналу по всьому акустичному тракту та по його складовим, можна використовувати для різних середовищ поширення та матеріалів об'єкта контролю. Вона дозволяє врахувати фізичні характеристики та параметри контактного середовища та матеріалу об'єкта контролю, а також геометричні параметри процесу контролю (відстань поширення ультразвуку, товщину). Використовуючи розроблену модель оцінки втрат енергії ультразвукового сигналу можна здійснювати підбір параметрів ультразвукового п'єзоперетворювача та погоджувальних шарів, проводити попередню оцінку впливу характеристик та параметрів середовища поширення на втрати енергії під час контролю та співвідношення амплітуд поверхневого та донного луно-імпульсів.

2.5 Визначення оптимальних конструктивних параметрів ультразвукового перетворювача

Найбільш часто застосовувані в практиці ультразвукового контролю для виготовлення ультразвукових перетворювачів – п'єзоелектричні матеріали, такі як PZT-5A, що мають високий акустичний імпеданс ($35 \cdot 10^6 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$), притому як акустичний імпеданс газоподібного середовища при ультразвуковому контролі є значно меншим і знаходиться в діапазоні $300\text{-}450 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$. Результатом такого значного неспівпадіння акустичних імпедансів є низький коефіцієнт передачі акустичних коливань через границю розділу середовищ (ультразвуковий перетворювач/газоподібне середовище) та, як результат, значна втрата енергії акустичних коливань, що пройшли границю розділу середовищ [83]. Ця значна різниця акустичних імпедансів та втрата енергії може бути подолана наступними шляхами:

- 1) використання демпфувальних елементів з зворотної сторони п'єзоелектричної пластини, що дозволяють привести сумарний імпеданс коливної системи до необхідного, проте це здійснюється за рахунок зменшення результуючого рівня звукового тиску;
- 2) використання погоджувальних елементів (шарів) між п'єзоелектричною пластиною та газоподібним середовищем, що дозволяють перетворити акустичний імпеданс п'єзоелектричної пластини до найбільш оптимального.

Найбільш оптимальним є використання погоджувальних елементів з фронтальної сторони п'єзоелектричного перетворювача, оскільки вони є найбільш часто застосовуваними для подібних цілей, не потребують точного налаштування під конкретний п'єзоелектричний елемент, є універсальними для п'єзоелектричних елементів різної форми та конструкції, а також дозволяють передати більшу енергію ультразвукових коливань за однакових початкових умов у порівнянні з демпфувальними елементами [61, 83-87]. В більшості розглянутих робіт пропонується використовувати одновимірні моделі розрахунку параметрів ультразвукових п'єзоелектричних перетворювачів, котрі

застосовувані до випадку коли поперечні розміри п'єзоелектричної пластини є значно більшими її товщини, що притаманне більшості традиційних ультразвукових перетворювачів для цілей неруйнівного контролю, наприклад модель Мейсона [88, 89] та KLM модель (модель Крїмгольца, Лідома, Маттхея) [90]. Деякі дослідники пропонують використовувати дво- та тривимірні моделі, що дозволяють проектувати кілька шарові погоджувальні елементи з високим коефіцієнтом проходження, проте ці моделі актуальні для п'єзоелектричних кубів та паралелограмів і значно складніші в обчисленні [83, 86, 91].

Для цілей удосконалення ультразвукових перетворювачів для проведення безконтактного ультразвукового контролю в умовах внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів, в силу економічної доцільності, було вирішено використовувати одношарові погоджувальні елементи, котрі в експериментальних дослідженнях вчених дають позитивні результати, щодо результатів погодження акустичних імпедансів п'єзоелектричних перетворювачів та газоподібних середовищ [60, 63, 66].

З метою розрахунку оптимальних параметрів одношарових погоджувальних елементів було вирішено здійснити аналіз існуючих моделей та способів розрахунку параметрів погоджувальних елементів за критерієм забезпечення найбільшого коефіцієнту передачі енергії та найменших втрат по всьому акустичному тракту.

Розглянемо п'єзоелектричну пластину з акустичним імпедансом Z_p , котра навантажена на газоподібне середовище з акустичним імпедансом Z_e , через погоджувальний елемент (шар) Z_m . Згідно з рядом праць [48, 83, 88], погоджувальний елемент повинен мати товщину, рівну або кратну чверті довжини ультразвукової хвилі в ньому на резонансній частоті п'єзоелектричної пластини, що забезпечує максимальний коефіцієнт передачі енергії ультразвукової хвилі через нього.

Оптимальні характеристики акустичного імпедансу погоджувального елемента, для забезпечення максимальної передачі енергії ультразвукових хвиль в контактному середовищі можуть бути визначені за кількома одновимірними

моделями. Найпростіша апроксимація може бути здійснена за припущень, що розглядаються два напівбезкінечні середовища з акустичними імпедансами Z_p (відповідає імпедансу п'єзоелектричної пластини) та Z_e (відповідає імпедансу середовища), котрі з'єднані через тонкий шар товщиною в чверть довжини ультразвукової хвилі Z_m . Тоді оптимальне значення Z_m може бути знайдене за формулою [48, 61, 80]:

$$Z_m = \sqrt{Z_p \cdot Z_e}. \quad (2.19)$$

Проте, одне з розглянутих середовищ є не напів-безкінечне, а натомість пів-хвильове резонансне. Тому, оптимальний акустичний імпеданс слід визначати базуючись на модифікованій для відповідних зазначених умов моделі KLM [90]. Згідно з додатковими дослідженнями вчених [83], формула для визначення оптимального акустичного імпедансу погоджувального елемента повинна бути модифікована наступним чином:

$$Z_m = Z_p^{1/3} \cdot Z_e^{2/3}. \quad (2.20)$$

Інші автори у своїх дослідженнях показують, що оптимальний акустичний імпеданс погоджувального елемента визначається формулою, що була отримана з аналізу моделі Мейсона [88, 92]:

$$Z_m = 2^{1/3} Z_p^{1/3} \cdot Z_e^{2/3}. \quad (2.21)$$

Як видно з наведених формул, результати розрахунку акустичного імпедансу погоджувального елемента за кожною з них відрізнятяться один від одного. Зокрема для п'єзоелектричної пластини навантаженої на повітря за нормальних умов отримані значення акустичного імпедансу погоджувального елемента становитимуть $0,11 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ для класичного підходу, $0,023 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ для моделі Мейсона та $0,018 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ моделі KLM [83].

Здійснимо розрахунок оптимального значення акустичного імпедансу погоджувального елемента чверть хвильової товщини для заданих умов внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів. Розрахунок здійснюватимемо за формулою (2.20), отриманої з одновимірної моделі KLM для дископодібних п'єзоелектричних перетворювачів. Модель KLM було вибрано з

огляду на її більшу поширеність та перевірену адекватність у багатьох наукових роботах [93, 94] та широкого практичного застосування для розрахунку параметрів п'єзоелектричних перетворювачів [95].

Умови моделювання були вибрані максимально наближеними до штатних технологічних умов проведення внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів [79–81]. Частота зондувального ультразвукового сигналу складала $f = 2,5$ МГц. Моделювання виконувалось за умов збільшення тиску середовища від 2,5 до 8 МПа з кроком 1 МПа, та зміни температури в діапазоні 10–60°C з кроком 5°C; середовище – природний газ типового складу; склад: метан – 97,982%, етан – 0,823%, діоксид вуглецю – 0,062%, азот – 0,762%, згідно сертифікату складу газу (Додаток А). Акустичний імпеданс матеріалу ультразвукового п'єзокерамічного перетворювача PZT-5A – $35 \cdot 10^6$ кг/(м²·с). Об'єкт контролю – пластина зі сталі 17Г1С завтовшки $h = 7$ мм; коефіцієнт загасання ультразвукових хвиль частотою 1 МГц – $\delta_{1\text{МГц}} = 0,46$ м⁻¹; акустичний імпеданс матеріалу об'єкта контролю – $46,2 \cdot 10^6$ кг/(м²·с). Відстань поширення ультразвуку в контактному середовищі $d = 30$ мм.

Розрахунок оптимального значення акустичного імпедансу було здійснено для кожної пари значень параметрів середовища тиск-температура в межах реальних штатних технологічних значень при експлуатаванні магістральних газопроводів. На рис. 2.14 наведено результати розрахунку оптимального значення акустичного імпедансу погоджувального елемента, а на рис. 2.15 наведено значення втрат енергії ультразвукових коливань за умов використання оптимального значення імпедансу погоджувального елемента. Використання погоджувального елемента з оптимальним значенням акустичного імпедансу дозволяє на 40 дБ зменшити втрати енергії ультразвукових коливань.

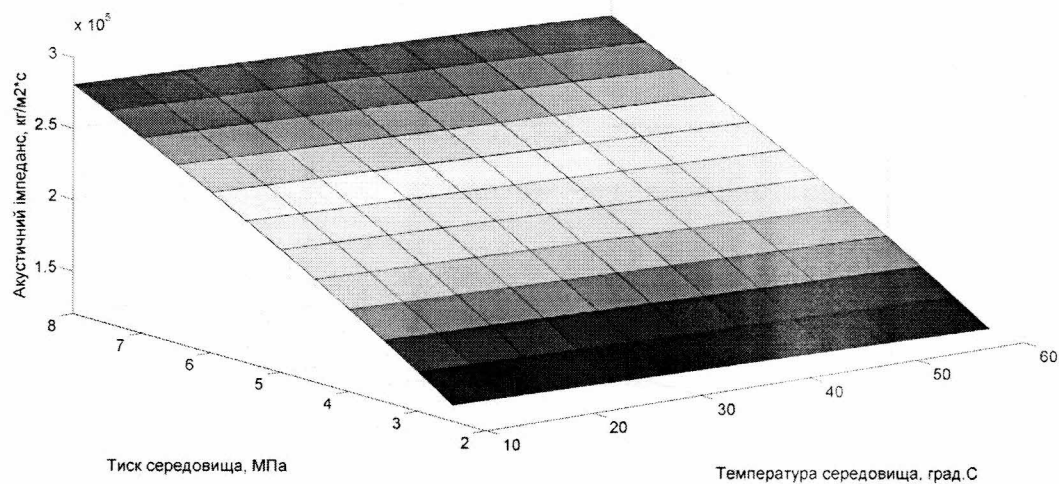


Рисунок 2.14 Оптимальний акустичний імпеданс в залежності від тиску та температури середовища природного газу при ультразвуковому контролі

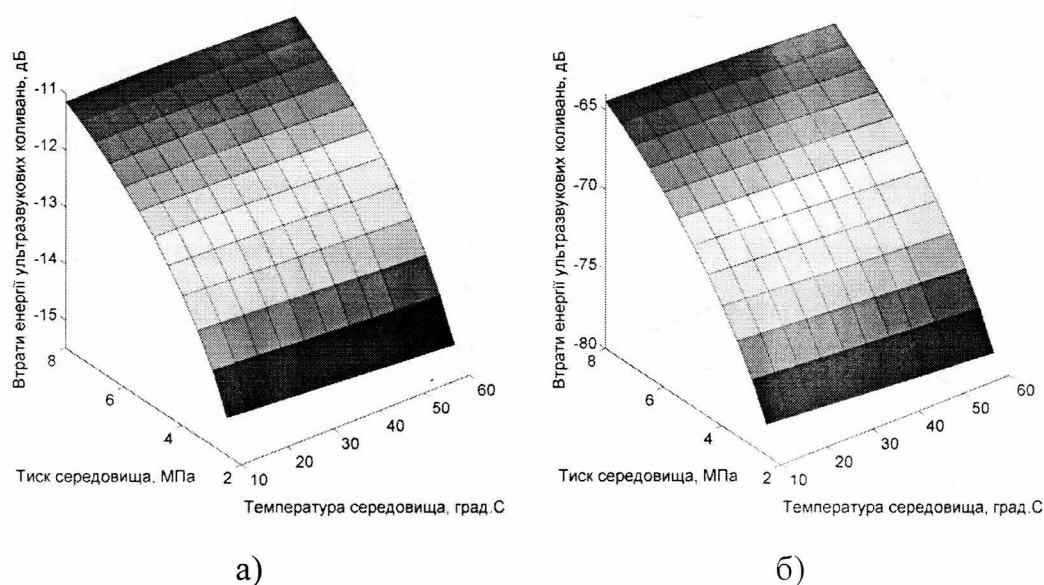


Рисунок 2.15 Втрати енергії ультразвукових коливань при використанні погоджувального елемента з оптимальним акустичним імпедансом а) для луно-імпульсів відбитих від зовнішньої поверхні об'єкта контролю; б) для луно-імпульсів відбитих від донної поверхні об'єкта контролю

Отримані за результатами математичного моделювання значення втрат енергії акустичних для тиску середовища рівному 4 МПа та температури

середовища рівній $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ становлять $N_{1_4\text{opt}} = -13,24\text{ дБ}$ для ультразвукових коливань відбитих від зовнішньої поверхні об'єкту контролю та $N_{2_4\text{opt}} = -72,62\text{ дБ}$ для ультразвукових коливань відбитих від донної поверхні об'єкту контролю. Ці значення втрат відповідно у 4,07 та 1,55 рази менші ніж отримані значення втрат енергії ультразвукових коливань без використання погоджувального елемента.

Розраховані оптимальні значення акустичного імпедансу погоджувального елемента лежать в діапазоні $(1,5-2,5)\cdot 10^5\text{ кг}/(\text{м}^2\cdot\text{с})$. Такий діапазон значень акустичного імпедансу властиве спеціально виготовленим пористим матеріалам, наприклад синтетичному матеріалу аерогель (aerogel[®]) [96, 97].

Аерогель — клас матеріалів, що являють собою гель, у якому рідка фаза повністю заміщена газоподібною [97]. Дані матеріали мають низьку густину і володіють рядом унікальних властивостей: твердість, прозорість, жароміцність тощо. Поширені аерогелі на основі аморфного діоксиду кремнію, глинозему, а також оксидів хрому та олова. Аерогелі відносяться до класу мезопористих матеріалів, у яких порожнини займають не менше 50% об'єму. Густина різних видів аерогелю становить від 1 до $150\text{ кг}/\text{м}^3$. За структурою аерогелі представляють собою деревовидну мережу з об'єднаних у кластери наночастинок розміром $2-5\text{ нм}$ і пор розмірами до 100 нм . При сильному навантаженні аерогель тріскається, але в загальному це міцний матеріал — він може витримати навантаження в 2000 разів більше власної ваги.

Аерогель, що використовується для виготовлення погоджувальних елементів при конструюванні п'єзоелектричних перетворювачів дозволяє отримати на практиці акустичні імпеданси погоджувального елемента в діапазоні від $(0,2-10)\cdot 10^5\text{ кг}/(\text{м}^2\cdot\text{с})$ [98-101].

Висновки до розділу

В ході проведених теоретичних досліджень щодо удосконалення ультразвукового методу контролю при внутрішньотрубній діагностиці

магістральних трубопроводів за штатних технологічних умов, отримано наступні результати:

1) Розроблено фізичну модель процесу безконтактного ультразвукового контролю товщини стінки трубопроводу в умовах внутрішньотрубної діагностики, що дозволило визначити напрямки подальших досліджень щодо удосконалення методу, шляхом врахування та використання параметрів середовища, що транспортується трубопроводом з метою зменшення втрат енергії ультразвукових коливань на всьому акустичному тракті;

2) Розроблено методологію розрахунку втрат енергії ультразвукових коливань, що дало змогу оцінити втрати енергії ультразвукових хвиль при поширенні в газоподібному середовищі та на границях розділу середовищ, з врахування фізико-хімічних параметрів середовища що транспортується. Використовуючи розроблену методологію оцінки втрат енергії ультразвукового сигналу можна здійснювати підбір параметрів ультразвукового п'єзоперетворювача та погоджувальних шарів, проводити попередню оцінку впливу характеристик та параметрів середовища поширення на втрати енергії під час контролю.

3) Здійснено розрахунок втрат енергії акустичних коливань при їх поширенні в середовищі природного газу під тиском, на границях розділу середовищ та по всьому акустичному тракті в залежності від тиску, температури та за умов врахування хімічного складу середовища що транспортується, що дало змогу обґрунтувати можливість здійснення такого контролю при внутрішньотрубній діагностиці за штатних технологічних умов.

Втрати енергії ультразвукового сигналу для умов тиску середовища рівному 4 МПа зменшились у 1,65 рази, у порівнянні з стандартними умовами, та склали для відбитих від зовнішньої та донної поверхонь об'єкта контролю – 53,98 дБ та –113,21 дБ відповідно.

4) Розроблено узагальнену методологію оцінки втрат та співвідношень рівнів амплітуд луно-імпульсів, що дозволяє здійснити прогнозування шуканих рівнів амплітуд донних луно-імпульсів в процесі ультразвукового контролю з

урахуванням параметрів та хімічного складу середовища. Методологія дозволяє визначати втрати та співвідношення рівнів енергії серій поверхневих та донних луно-імпульсів при безконтактному ультразвуковому контролі. Методологію можна використовувати для різних середовищ проведення контролю та матеріалів об'єкта контролю, вона дозволяє врахувати фізичні характеристики та параметри контактного середовища та матеріалу об'єкта контролю, а також геометричні параметри процесу контролю (відстань поширення ультразвуку, товщину об'єкта контролю).

5) Запропоновано методику вибору оптимальних конструктивних параметрів ультразвукових перетворювачів з одношаровим погоджувальним елементом за критерієм забезпечення мінімальних втрат енергії ультразвукових коливань за умов внутрішньотрубної діагностики. Розраховано значення оптимального акустичного імпедансу погоджувального елемента для штатних технологічних умов здійснення внутрішньотрубної діагностики, що склало $(1,5-2,5) \cdot 10^5 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$. Для цілей виготовлення погоджувального елемента обрано матеріал що володіє найближчим до розрахованого значення, акустичним імпедансом – аерогель, що дозволяє додатково зменшити втрати енергії ультразвукових коливань при здійсненні контролю в штатних технологічній умовах проведення внутрішньотрубної діагностики на 40 дБ.

РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ МОЖЛИВОСТІ РЕАЛІЗАЦІЇ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЮ ЗА УМОВ БЛИЗЬКИХ ДО УМОВ ПРОВЕДЕННЯ ВНУТРІШНЬОТРУБНОЇ ДІАГНОСТИКИ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ ЗА ШТАТНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ УМОВ

З метою перевірки теоретичних положень, отриманих в другому розділі, зокрема, щодо можливості здійснення безконтактного ультразвукового контролю в умовах внутрішньотрубної діагностики з одностороннім доступом до об'єкта контролю, було проведено ряд експериментальних досліджень.

В теоретичних дослідженнях описаних у другому розділі, було показано, що використання природного газу під тиском 4-5 МПа (робочий тиск для запуску інтелектуальних поршнів) як контактної середовища, дозволяє зменшити втрати енергії ультразвуку на всьому акустичному тракті в 1,55 раз порівняно з нормальними умовами (середовище природний газ, тиск атмосферний) без використання погоджувального елемента, та додатково в 1,6 раз в разі використання погоджувальних елементів з оптимальним значенням акустичного імпедансу. Першим кроком на шляху реалізації запропонованого ультразвукового контролю в умовах внутрішньотрубної діагностики газопроводів постало експериментальне підтвердження можливості здійснення запропонованого безконтактного ультразвукового контролю стінок трубопроводу в середовищі природного газу під високим тиском у лабораторних умовах.

Для цього було розроблено відповідну дослідну установку та методику експериментальних досліджень, що дозволить підтвердити можливість здійснення безконтактного ультразвукового контролю зразка стінки трубопроводу в умовах близьких до робочих умов здійснення внутрішньотрубної діагностики газопроводів.

Одними з найбільших складностей при використанні ультразвукового контролю в газоподібному середовищі (повітря, природний газ) є введення ультразвукового сигналу в тіло об'єкту контролю та детектування імпульсу відбиття від його донної поверхні (рис. 2.1). Згідно розрахунків проведених в другому розділі було встановлено, що неспівпадіння акустичних імпедансів п'єзоелектричного перетворювача та природного газу на першій границі розділу ультразвуковий перетворювач/середовище та у зворотному напрямку спричинює падіння енергії ультразвукового імпульсу при його проходженні в одному напрямі на 43 дБ за нормальних умов, та на 26 дБ за умов тиску середовища природного газу рівному 50 МПа. Використання погоджувальних елементів з оптимальним акустичним імпедансом в конструкції п'єзоелектричного перетворювача дозволяє додатково зменшити втрати енергії ультразвукового сигналу при проходженні названої границі розділу на 20 дБ.

Неспівпадіння акустичних імпедансів на границі розділу середовище/об'єкт контролю та у зворотному випадку, спричиняє падіння амплітуди ультразвукового сигналу на 46 дБ за нормальних умов. Збільшення тиску газоподібного середовища до умов проведення внутрішньотрубної діагностики (4-5 МПа), призводить до збільшення значення акустичного імпедансу середовища і дозволяє досягнути зменшення втрат енергії ультразвукового сигналу на 17 дБ до значення 29 дБ за умов тиску середовища рівному 50 МПа (температура 20°C, для заданого типового складу природного газу, частота сигналу 2,5 МГц) [102].

Проте, навіть таке значне зменшення втрат енергії ультразвукового сигналу при перетині границь розділу середовищ та поширенні в середовищі, на дозволяє гарантувати чітке детектування відбитого від донної поверхні або дефекту луно імпульсу, оскільки за таких значень сумарних втрат 60-80 дБ, корисний сигнал в більшості випадків знаходитиметься на одному рівні з власними шумами перетворювача та ревербераційними залишковими луно-імпульсами в корпусі перетворювача [50]. Саме тому необхідним при проведенні

експерименту буде і використання технік виділення корисного сигналу на фоні значних шумових завад.

Таким чином для вирішення поставлених завдань та з метою забезпечення достовірності результатів експериментальних досліджень, було розроблено методики проведення експериментальних досліджень щодо:

- експериментальної перевірки можливості здійснення безконтактного ультразвукового контролю в умовах близьких до штатних технологічних умов проведення внутрішньотрубної діагностики;
- метрологічної оцінки удосконаленого методу безконтактного ультразвукового контролю товщини металоконструкцій.

3.1 Опис експериментальної установки

Для розроблення методики експериментальних досліджень з метою підтвердження можливості здійснення безконтактного ультразвукового контролю в умовах близьких до штатних технологічних умов проведення внутрішньотрубної діагностики, необхідно розробити технічні засоби або використати існуючі, які дадуть можливість провести експериментальні дослідження для підтвердження адекватності запропонованої математичної моделі та можливості практичної реалізації ультразвукового контролю в умовах внутрішньотрубної діагностики.

Для вирішення задач експериментальних досліджень слід розробити дослідну установку яка б дозволяла проводити дослідження удосконаленого ультразвукового методу в умовах близьких до штатних технологічних умов при внутрішньотрубній діагностиці. Експериментальна установка повинна дозволяти проводити вимірювання при тиску газоподібного середовища до 8 МПа та температури в діапазоні 10-60°C. При цьому повинна бути забезпечена безпечність та герметичність конструкції за таких високих значень надлишкового тиску. В дослідні установці повинна бути передбачена можливість під'єднання вимірювального та допоміжного обладнання для

проведення досліджень за допомогою герметичних роз'ємів. Створення надлишкового тиску газоподібного середовища повинно здійснюватись за допомогою балонів високого тиску для газоподібних сумішей, з можливістю їх заповнення необхідною газовою сумішшю у відповідних спеціалізованих лабораторіях.

Згідно сформованих вимог, для проведення експерименту було розроблено функціональну схему дослідної установки (рис. 3.1), що складається з камери високого тиску, ультразвукового генератора дефектоскопа, попереднього підсилювача, цифрового осцилографа та персонального комп'ютера.

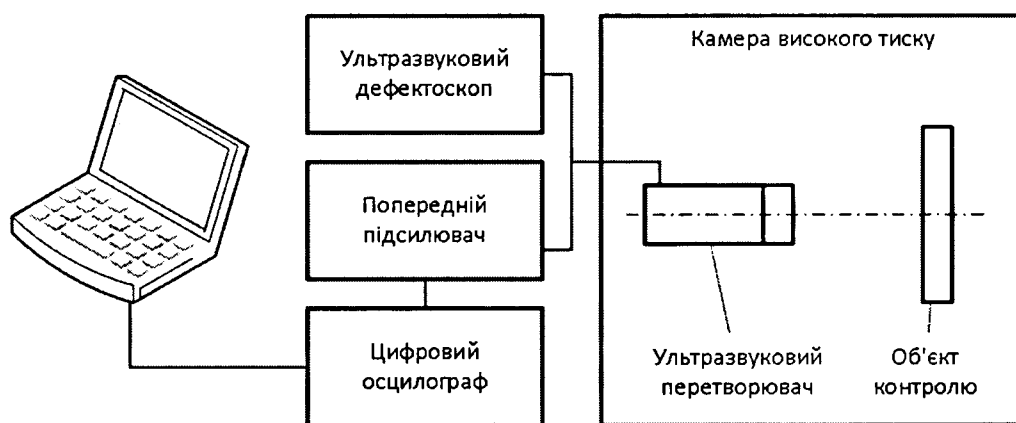


Рисунок 3.1 - Схема експериментальної установки

Камера високого тиску призначена для розміщення ультразвукового перетворювача та дослідного взірця стінки трубопроводу з можливістю створення та утримання високих значень тиску газоподібного середовища (до 8 МПа). При цьому, повинна бути забезпечена можливість герметичного підведення сформованих дефектоскопом електричних імпульсів до ультразвукового перетворювача та отримання перетворених електричних коливань відбитих ультразвукових луно-імпульсів. Також камера високого тиску повинна забезпечувати можливість вимірювання тиску та температури газоподібного середовища що в ній знаходиться. На основі сформованих вимог було розроблено функціональну ескізну схему камери високого тиску (рис. 3.2).

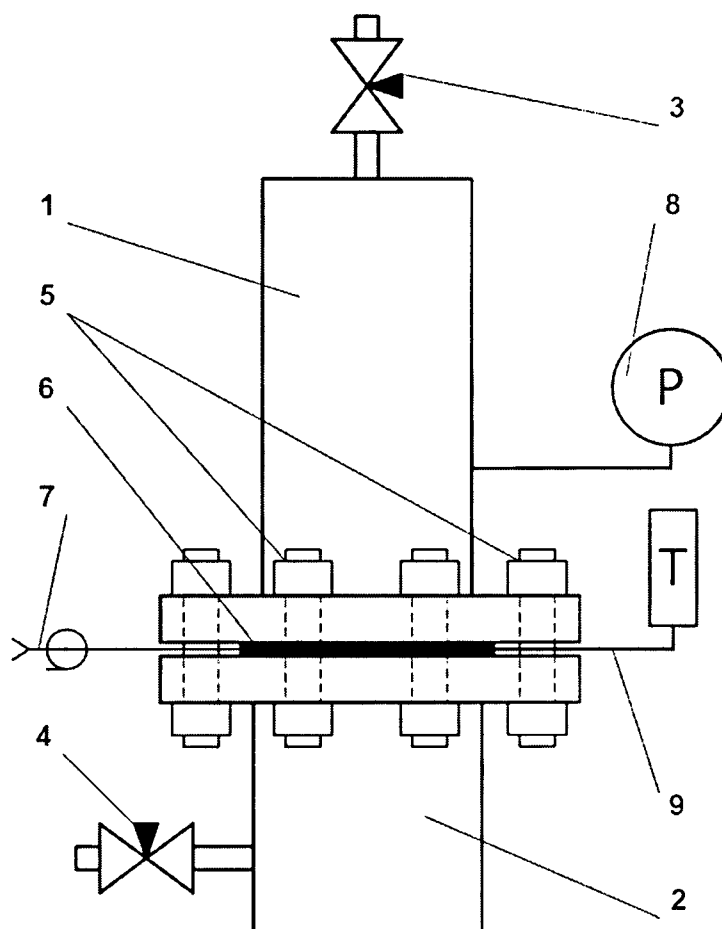


Рисунок 3.2 Функціонально-ескізна схема камери високого тиску

1 – верхня пів-камера з фланцем, 2 – нижня пів-камера з фланцем, 3 – впускний вентиль, 4 – випускний вентиль, 5 шпильки з гайками, 6 – ущільнююча прокладка з отворами для провідників, 7 – високочастотний радіороз’єм ультразвукового перетворювача, 8 – перетворювач та індикатор тиску, 9 – перетворювач та індикатор температури.

Конструкцію камери високого тиску було запропоновано виготовити з відрізків труб магістрального газопроводу з фланцями призначеними для високого тиску (понад 25 МПа). Розроблена схема камери високого тиску передбачає наявність двох вентилів голкового типу з можливістю створення малої витрати, для забезпечення плавної подачі газоподібного середовища під тиском та плавного його втравлювання, з метою отримання необхідних значень тиску газоподібного середовища в середині камери.

На рисунку 3.3. наведено виготовлену камеру високого тиску з змонтованими високочастотним радіороз'ємом ультразвукового перетворювача, перетворювачами тиску та температури. Камера високого тиску складається з двох складових елементів – пів-камер. Півкамери виготовленні з відрізків труб об'язки магістральних газопроводів з привареними фланцями високого тиску відповідно до ГОСТ 12820-80 «Фланцы плоские стальные приварные. Конструкция и размеры». Товщина стінок труб 20 мм. Протилежні кінці труб наглухо заварені та забезпечені різьбовими виводами для монтування впускного та випускного вентилів. Фланці обладнані технологічними різьбовими роз'ємами для вимірювальних приладів. Конструкція камери високого тиску з'єднується за допомогою 8-ми шпильок з використанням гумової прокладки між фланцями.

Як прилад для вимірювання тиску було використано стрілковий манометр МЗМ 400кгс/см² (модель 11203, заводський номер 88152, клас точності 0,4), що розміщувався в герметичному різьбовому роз'ємні на фланці нижньої пів-камери (Додаток В). Герметизація була здійснена за допомогою мідної шайби на дні роз'ємну. Перетворювач температури являв собою термопару (80РК-1), з комплекту цифрового термометра Fluke 54 II, розміщену в середині камери та виведену стандартними провідниками назовні через отвір в ущільнюючій прокладці між фланцями. Контактний роз'єм термопари було під'єднано до реєструючого вторинного приладу Fluke 54 II (S/N 98940003) (Додаток В).

Центральний контакт високочастотного роз'єму було приєднано через провідник, що проходив крізь отвір в герметизуючій прокладці між фланцями, до центрального контракту ультразвукового перетворювача, що розміщувався в середині камери. Корпусний контакт високочастотного роз'єму був з'єднаний з другим контактом перетворювача через корпус камери високого тиску та відповідними чином заземлено (рис. 3.4). Герметизація установки здійснювалась шляхом стискування фланців з розміщеною між ними герметизуючою прокладкою з гуми та герметиком, значним зусиллям за допомогою шпильок (рис. 3.3). Контроль герметичності камери високого тиску здійснювався шляхом

навантаження газоподібним середовищем з під тиском 8 МПа та реєструванням показів манометра протягом певного проміжку часу (60 хв) достатнього для проведення експериментів. Втрата тиску газоподібного середовища в камері високого тиску не перевищувала 1 МПа протягом зазначеного проміжку часу, що було достатньо для проведення запланованих експериментальних досліджень.

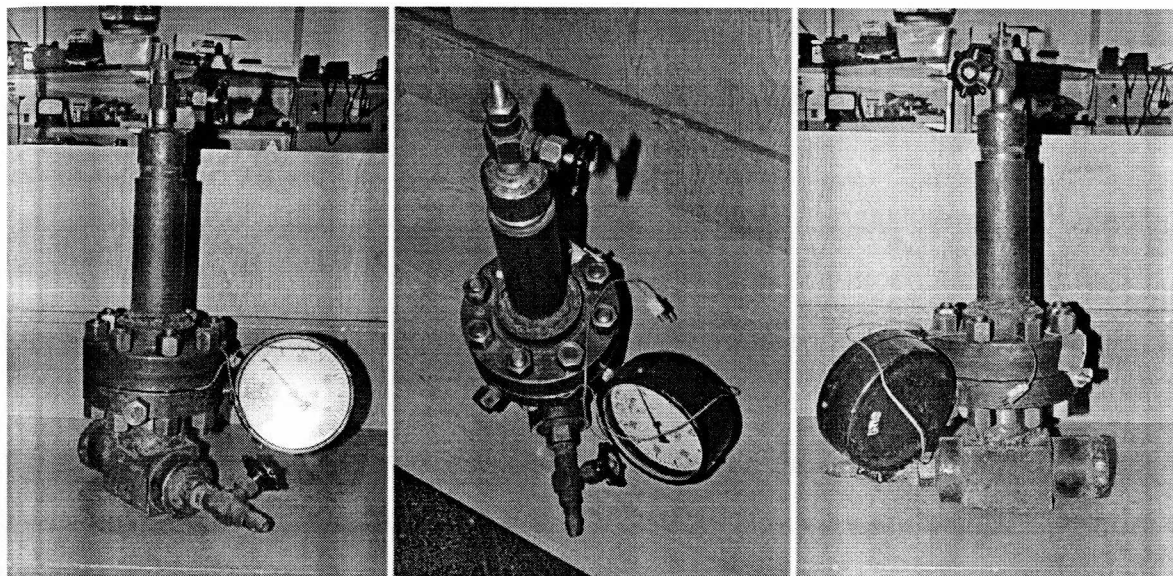


Рисунок 3.3 Загальний вигляд камери високого тиску

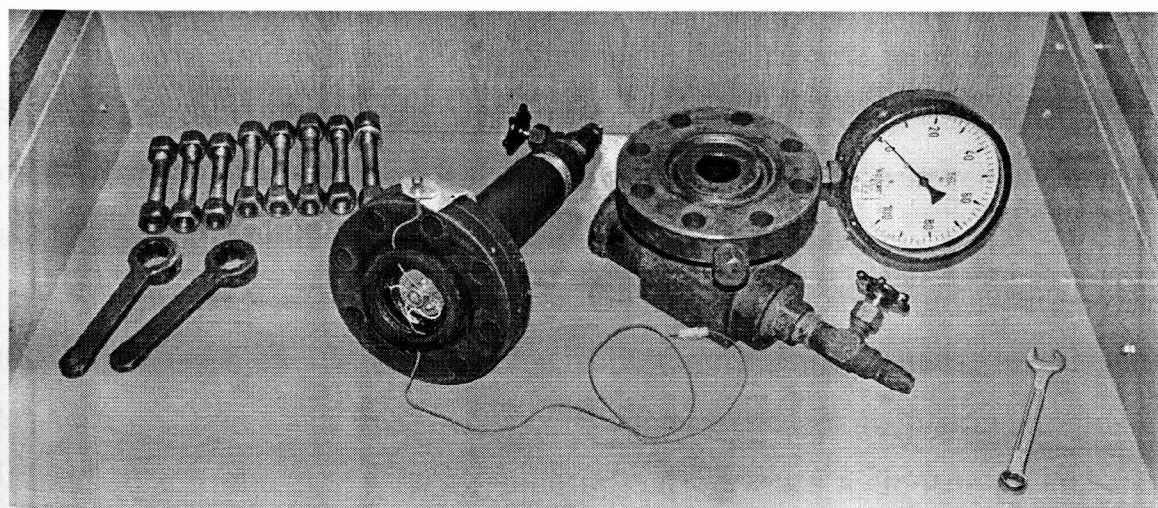


Рисунок 3.4 Внутрішня порожнина камери високого тиску з провідниками та змонтованим ультразвуковим перетворювачем

Для генерування електричних імпульсів збудження ультразвукового перетворювача з метою формування ультразвукових коливань було вибрано

дефектоскоп DIO-562LC (S/N 04-118), з піковою потужністю електричного імпульсу рівною 200 В (Додаток Г). Даний дефектоскоп дозволяє отримати мінімальну тривалість збуджуючого імпульсу в межах 62 нс, та частоту генеруючого імпульсу в межах 0,5-20 МГц. Збудження ультразвукового перетворювача може здійснюватись від 1 до 8 електричними імпульсами на необхідній частоті. Це дозволить підібрати оптимальні параметри збудження ультразвукового перетворювача для отримання ультразвукового імпульсу максимальної потужності. Дефектоскоп дозволяє керувати частотою слідування збуджуючих імпульсів в межах 10-5000 Гц.

Попередній підсилювач призначений для додаткового підсилення отриманого від ультразвукового перетворювача електричного імпульсу на 56 дБ. Попередній підсилювач виконаний на низько шумній транзисторній схемотехніці з однополярним живленням (Додаток Д). Стабілізоване однополярне живлення 14 В забезпечувалось лабораторним блоком живлення Zhaoxin RXN-305D.

Цифровий осцилограф RIGOL DS1102E призначений для візуалізації, оцифрування та збереження отриманих електричних сигналів (Додаток Е). Осцилограф обладнаний двома незалежними вимірювальними каналами. Чутливість кожного каналу змінюється в межах 2 мВ/діл – 10 В/діл з розрядністю 8 біт. Частота вибірки до 25 Гігавибірок/с. Результати вимірювання можна зберігати в власній пам'яті осцилографа та переносити на персональний комп'ютер за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення Ultrascope, що дозволяє дистанційно керувати осцилографом в реальному часі.

Ультразвуковий перетворювач та об'єкт контролю розміщувалися в камері високого тиску в спеціально виготовленій конструкції тримача, таким чином, щоб його акустична вісь буда перпендикулярна до поверхні об'єкта контролю на відстані 30 мм (рис. 3.5) - таким чином реалізовувався луно-імпульсний метод контролю з кутом вводу ультразвукових хвиль рівним 90°. Позиціонування перетворювача відносно об'єкта контролю здійснювалось в повітрі за стандартних умов, шляхом отримання максимального значення амплітуди відбитого від об'єкта контролю луно-імпульсу на екрані дефектоскопа. Після

цього здійснювалось туге фіксування тримача перетворювача та об'єкта контролю за допомогою гайок. Вимірювання відстані між перетворювачем та об'єктом контролю здійснювалося штангенциркулем (ШЦ-I, №5800).

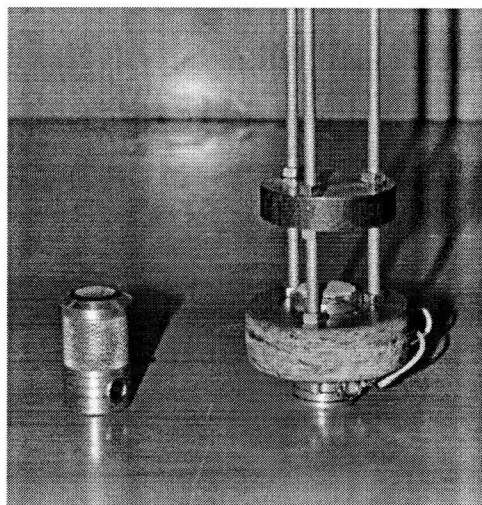


Рисунок 3.5 Ультразвуковий перетворювач та об'єкт контролю закріплені у тримачі

На рисунку 3.6 наведено загальний вигляд змонтованої в науково-дослідній лабораторії кафедри ТДМ (ауд. 9221) експериментальної установки. Для підведення газової суміші під тиском в камеру високого тиску було використано сталеву манометричну трубку з різьбовими конусними з'єднанням, здатну витримувати тиск понад 25 МПа. Досліджувана газова суміш знаходилась в пробовідбірному газовому балоні високого тиску з регулюючим механічним редуктором ємністю 3 л, здатним витримувати тиск до 15 МПа. Досліджуваний газ отримувався з заправленого газового балону високого тиску (15 МПа), з якого він набирався в пробовідбірний балон. Заправка газової суміші заданого складу здійснювалась посередництвом ТзОВ "Кріон ЛХЗ" на ПАТ "Львівський хімічний завод" [103]. Заправлений балон постачався сертифікатам складу газової суміші лабораторії заправки газових сумішей ПАТ "Львівський хімічний завод" (Додаток Ж).

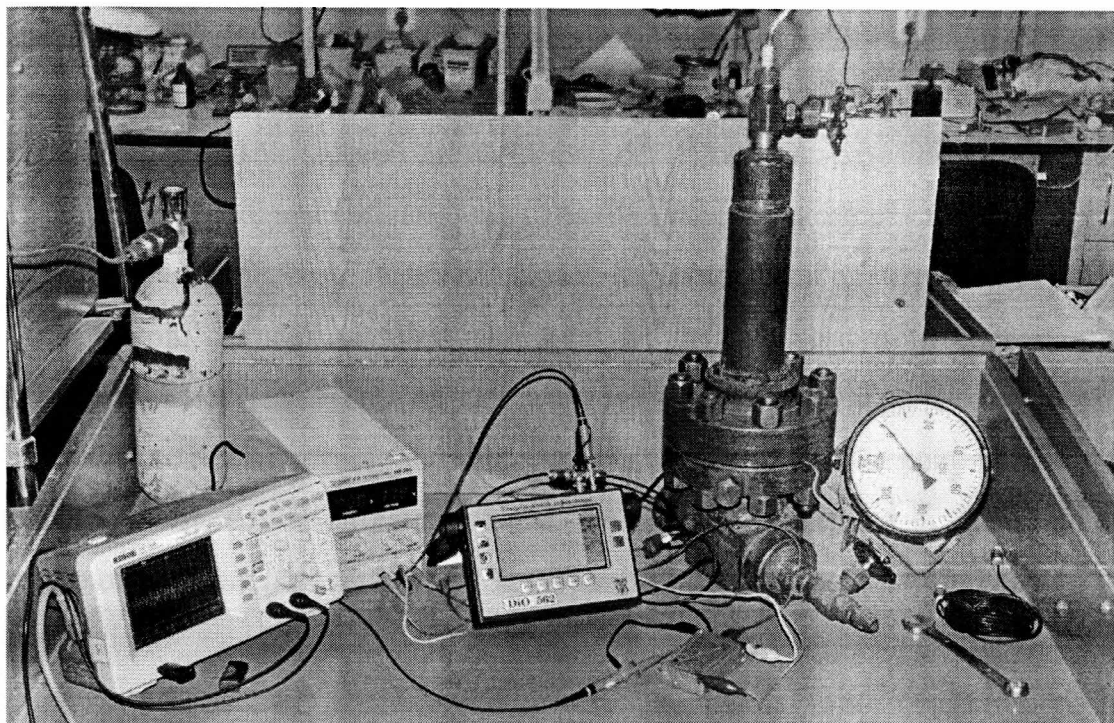


Рисунок 3.6 Загальний вигляд експериментальної установки

1 – камера високого тиску, 2 – пробовідбірний балон, 3 – з’єднувальна трубка, 4 – дефектоскоп DIO-562LC, 5 – цифровий осцилограф RIGOL DS1102E, 6 – попередній підсилювач, 7 – лабораторний блок безперебійного живлення, 8 – цифровий термометр.

Як газоподібне середовище, з міркувань безпеки, було використано азот (N_2). Швидкість поширення звуку в азоті стандартних умов дещо нижча (334 м/с), ніж у природному газі (430 м/с), проте густина азоту є схожою ($0,808 \text{ кг/м}^3$) із природнім газом ($0,68\text{-}0,85 \text{ кг/м}^3$). Акустичний імпеданс природного газу в реальних умовах проведення внутрішнетрубної діагностики (тиск 4-5 МПа, температура $-15\text{..}+50 \text{ }^\circ\text{C}$) буде дещо вищий, ніж азоту за тих же умов, що в результаті дозволить ще додатково зменшити втрати енергії ультразвуку під час контролю ніж в умовах проведення експерименту. Подача азоту здійснювалась за допомогою балону високого тиску з редуктором та з’єднувальної трубки. Стравлювання тиску з експериментальної установки здійснювалось за допомогою спускного вентиля-редуктора. Після досягнення робочого тиску в експериментальній установці, вона герметизувалась вентилями.

Принцип дії розробленої експериментальної установки полягає в наступному. Сформовані генераторним трактом дефектоскопа DIO-562LC електричні імпульси необхідної тривалості та частоти потрапляють на ультразвуковий перетворювач, що знаходиться в камері високого тиску. Ультразвуковий перетворювач здійснював перетворення електричних імпульсів в ультразвукові коливання, що поширювались через газоподібне середовища до об'єкта контролю. Відбиті від об'єкта контролю луно-імпульси потрапляли назад на ультразвуковий перетворювач та спричиняли виникнення коливань напруги. Підсилені попереднім підсилювачем коливання напруги ультразвукового перетворювача потрапляли на цифровий осцилограф. Оцифровані дані переносились на персональний комп'ютер шляхом використання флеш накопичувачів або USB з'єднання з дефектоскопом за допомогою програмного забезпечення Ultrascopre. В подальшому здійснювались аналіз та обробка отриманих даних в програмному середовищі MATLAB R14.

3.2 Проведення експериментальних досліджень

Метою проведення експериментальних досліджень є підтвердження отриманих в другому розділі теоретичних положень, щодо можливості здійснення удосконаленого методу безконтактного ультразвукового контролю зразка стінки трубопроводу в умовах близьких до робочих умов здійснення внутрішньотрубної діагностики газопроводів. Для досягнення поставленої мети було розроблено методику проведення експериментальних досліджень, яка передбачала вирішення наступних завдань:

- апаратного – забезпечення введення ультразвукових хвиль в тіло об'єкта контролю та отримання відбиття від зовнішньої та донної поверхонь, за умов близьких штатних технологічних умов проведення внутрішньотрубної діагностики;

- програмного – виділення корисного сигналу відбиття від донної поверхні об'єкта контролю на фоні завад та багатократних реверберацій в протекторі перетворювача.

В експерименті було використано прямий перетворювач П111-2,5-К12-003 «ЛуЧ» з погоджувальним елементом власної конструкції на основі досвіду попередніх досліджень (рис. 3.5) [60]. Узгодження акустичного імпедансу перетворювача було виконано шляхом використання погоджувального елемента, виготовленого з одного шару з полікарбонату, акустичний імпеданс $(2,57..2,92) \times 10^6 \text{ кг/м}^2 \times \text{с}$ [104, 105]. Товщина погоджувального елемента рівна чверті довжини ультразвукової хвилі на робочій частоті в матеріалі його виготовлення, та складала 1,08 мм (розрахунок наведений в Додатку И).

Погоджувальний елемент прикріплений до п'єзопластини за допомогою тонкого шару клею для склеювання гуми. Експериментальним шляхом, було встановлено, що товщина шару клею, після його висушування, складає близько 0,06 мм. Враховуючи те, що товщина шару клею є значно меншою чверті довжини хвилі акустичних коливань в даному матеріалі (чверть довжини хвилі акустичних коливань частотою 2,5 МГц в клею для склеювання гуми складає від 0,22 мм до 0,33 мм), то шар клею для склеювання гуми практично не спричинятиме додаткових втрат енергії акустичних коливань [48, 60].

Значення акустичного імпедансу матеріалу, з якого було виготовлено погоджувальний елемент, значно перевищує визначене розраховане в Додатку И, згідно з методикою запропонованою в попередньому розділі, оптимальне значення акустичного імпедансу погоджувального елемента для забезпечення мінімальних втрат $(1,5-2,5 \times 10^5 \text{ кг/м}^2 \times \text{с})$. Це спричиняється тим, що не вдалось отримати зразки матеріалу аерогелю для проведення експериментальних досліджень. Тому було вибрано матеріал з максимально близьким акустичним імпедансом до попередньо визначеного оптимального. Незважаючи на це, на практиці вдалось отримати зменшення втрати енергії відбитого від зовнішньої поверхні об'єкта контролю луно-імпульсу на 18 дБ за тиску в камері рівному 50

МПа, в порівнянні з використанням ультразвукового перетворювача без погоджувального елемента.

За допомогою дефектоскопа здійснювалось збудження перетворювача імпульсом з піковою амплітудою 200 В, 2-ма імпульсами на частоті 2,5 МГц. Такі параметри збудження були вибрані в ході серій експериментальних досліджень з метою отримання максимального значення амплітуди відбитих від об'єкта контролю луно-імпульсів. Для додаткового узгодження п'єзокерамічної пластини ультразвукового перетворювача з дефектоскопом було використано підстроювальний коливальний RL контур на основі досвіду попередніх досліджень (змінний резистор – 0-75 Ом, котушка індуктивності – 14 мкГн) [60], увімкнений послідовно з перетворювачем, з метою отримання максимальної енергії збудження п'єзокерамічної пластини ультразвукового перетворювача, шляхом узгодження характеристик генераторного тракту, перетворювача та з'єднувального кабелю.

Об'єкти контролю було використано сталеві пластини діаметром 60 мм трьох значень товщини 9,92, 15,12 та 19,82 мм (рис. 3.7). В пластині було виконано отвори для закріплення на тримачі ультразвукового перетворювача. Вимірювання товщини пластин здійснювалось мікрометром (МК25-2, Зав. номер 4718).

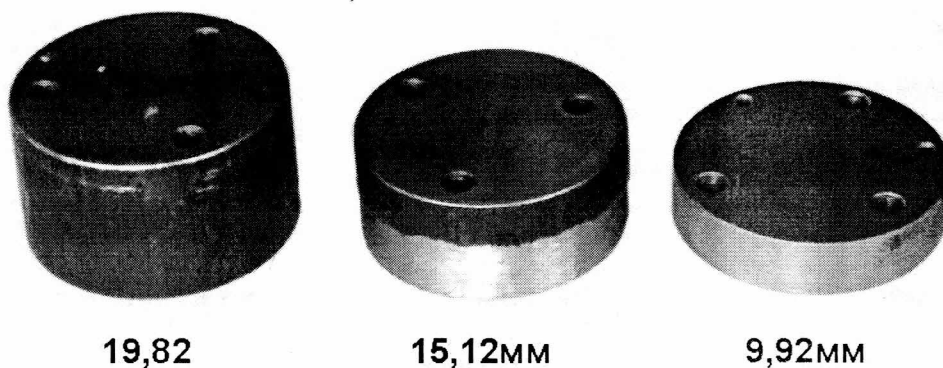


Рисунок 3.7 Взірці для проведення експериментальних досліджень

Вимірювання швидкості поширення ультразвуковий коливань в матеріалі пластин було здійснено за допомогою ультразвукового дефектоскопу DIO-562LC та ультразвукових перетворювачів П111-2,5-К12-003 та П111-5,0-К12-003

контактним ультразвуковим луно-імпульсним методом (рис 3.8). Осереднені результати проведеної серії вимірювань товщини та швидкості поширення ультразвуку наведені в таблиці 3.1. Визначена швидкість поширення ультразвуку в матеріалі зразків складала 5957 м/с.

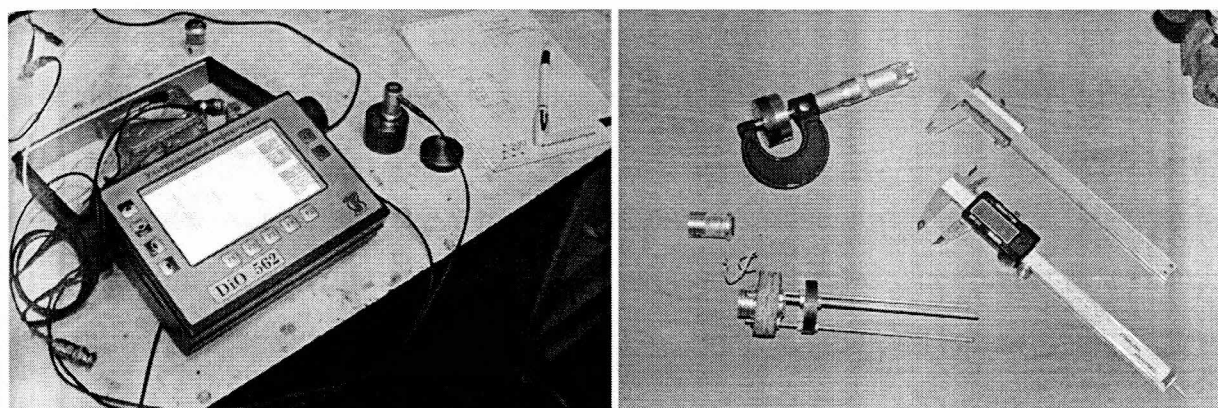


Рисунок 3.8 Вимірювання геометричних параметрів зразків для контролю та швидкості поширення ультразвуку в матеріалі зразків

Таблиця 3.1

Результати вимірювань товщини та швидкості поширення ультразвуку у досліджуваних взірцях

	Взірець №1	Взірець №2	Взірець №3
Товщина, мм	9,92	15,12	19,82
Швидкість поширення ультразвукових коливань, м/с	5927	5926	5927

3.3 Аналіз та обробка результатів проведених експериментальних досліджень

В результаті проведеного експериментального дослідження згідно з наведеною вище методикою було отримано осцилограми ультразвукових луно-імпульсів від об'єкта контролю. Перетворені в електричний сигнал ультразвуковим перетворювачем луно-імпульси, відбиті від об'єкта контролю,

після підсилення попереднім підсилювачем, були детектовані та оцифровані за допомогою осцилографа. Цифрові дані записаних осцилограм були перенесені на персональний комп'ютер для подальшого аналізу та пост обробки в середовищі програмного пакету математичного аналізу MATLAB R14.

На рис 3.9 наведено цифрову осцилограму отриманого ультразвукового луно-імпульсу від об'єкта контролю за умов тиску контактного газоподібного середовища в камері високого тиску експериментальної установки рівному 5 МПа та температурі рівній 20°C. З аналізу отриманого сигналу зрозуміло, що на ньому зображено відбиті від зовнішньої поверхні об'єкта контролю ультразвукові коливання у вигляді серія затухаючих луно-імпульсів відбитих від зовнішньої поверхні об'єкта контролю.

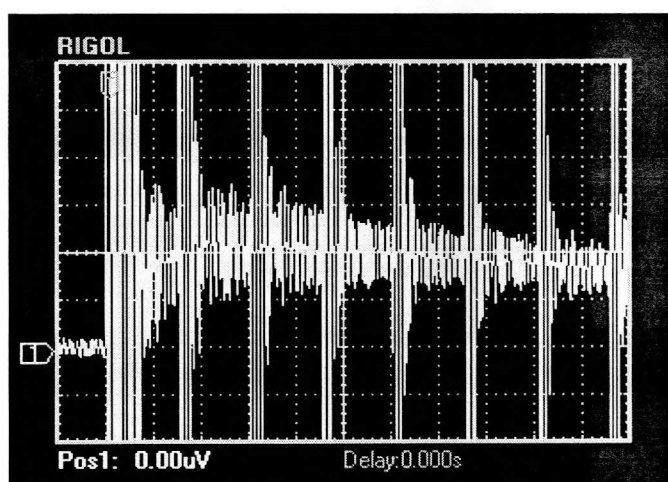


Рисунок 3.9 Осцилограма отриманого луно-імпульсу за умов тиску (знімок екрану осцилографа)

З аналізу отриманого сигналу зрозуміло, що на ньому зображений відбитий від зовнішньої поверхні об'єкта контролю луно-імпульс. Амплітуда першого відбитого від зовнішньої поверхні луно-імпульсу була виміряна без використання підсилення сигналу попереднім підсилювачем за допомогою другого вимірювального каналу осцилографа (приєднаного напряму до контактів перетворювача без попереднього підсилювача) та склала 1,45 мВ (без попереднього підсилення). Проте, на осцилограмі не видно відбитих від

внутрішньої поверхні луно-імпульсів, які повинні були б слідувати за відбитим від зовнішньої поверхні луно імпульсом. Осцилограма, отримана з першого каналу осцилографа відображає отриманий сигнал луно-імпульсу, перетвореного в електричний імпульс ультразвуковим перетворювачем, та після підсилення попереднім підсилювачем. З рисунку 3.10а видно, що луно імпульс від зовнішньої поверхні обрізаний, оскільки амплітуда сигналу луно-імпульсу відбитого від зовнішньої поверхні об'єкта контролю значно перевищує динамічний діапазон попереднього підсилювача. Проте, сигнал з меншою амплітудою підсилюється попереднім підсилювачем коректно і дозволяє здійснити аналіз отриманого луно-імпульсу.

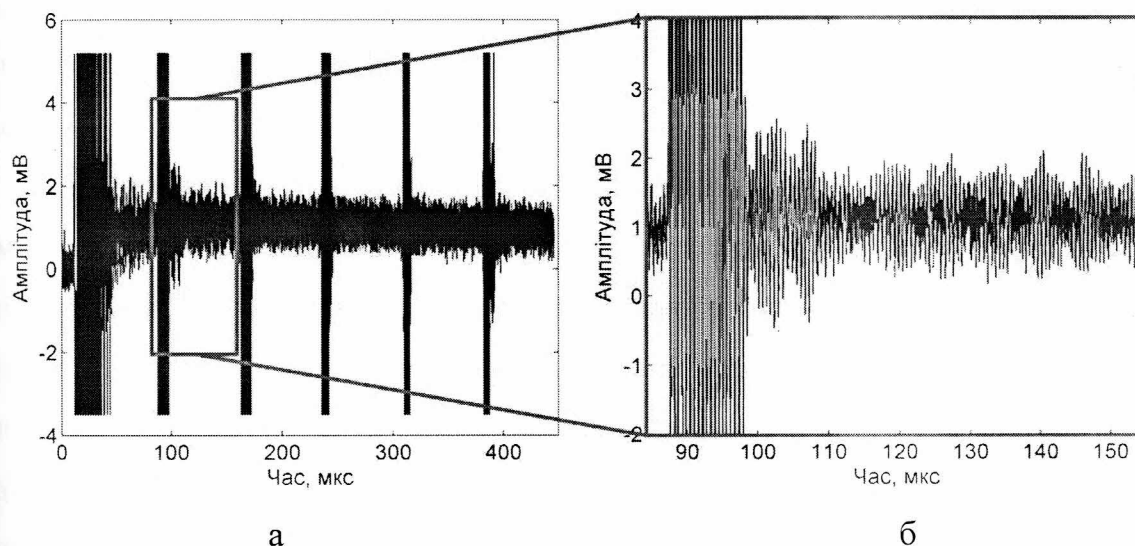


Рисунок 3.10 Знятий луно-імпульс

При збільшенні масштабу цифрового відбитку осцилограми (рис. 3.10б) отримуємо можливість розрізнити значно зашумлений сигнал, що слідує за відбитим від зовнішньої поверхні луно-імпульсом та ледь помітну серію гармонійних коливань дещо відмінних від навколишніх шумових завад. Проте, не вдається, чітко виділити піки цих коливань від шуму та значення їхньої амплітуди для проведення аналізу з метою їхньої ідентифікації.

На даному етапі досліджень було вирішено здійснити аналіз шуканих луно-імпульсів від донної поверхні, щоб чіткіше охарактеризувати шуканий сигнал. Згідно проведених теоретичних досліджень в другому розділі було

встановлено, що співвідношення енергій та відповідно амплітуд сигналів поверхневого та донного луно-імпульсів для середовища природного газу, за умов використання ультразвукового перетворювача без погоджувального елемента, для тиску 5 МПа та температури 20°C та становить величину $54,8 \text{ дБ}$. Для тих же значень тиску та температури, за умови використання погоджувального елемента дане співвідношення сигналів буде таке ж саме, в силу того що втрати енергії ультразвукового сигналу при проходженні границі розділу середовищ середовища природного газу/об'єкт контролю та у зворотному випадку залежатимуть тільки від властивостей середовища та об'єкта контролю. Відповідно шуканий луно-імпульс буде в $3,5 \times 10^6$ разів менший за амплітудою, ніж луно-імпульс, відбитий від зовнішньої поверхні та складатиме, з врахуванням попереднього підсилення на 56 дБ , теоретичну величину порядку $1,52 \text{ мВ}$.

Практика ультразвукового контролю свідчить, при здійсненні луно-імпульсного ультразвукового контролю з введенням ультразвукових променів під прямим кутом до об'єкту контролю, спостерігається серія багатократних відбиттів ультразвукових променів від донної поверхні, що слідує з часовим інтервалом кратним часу проходження ультразвуку подвійної товщини об'єкта контролю. Це явище виникає внаслідок багатократного відбиття ультразвукової хвилі, що пройшла в об'єкт контролю, від донної та зовнішньої поверхні з внутрішньої сторони. Кожне відбиття від донної поверхні рухається у зворотному напрямку та потрапляє на границю розділу об'єкт контролю/газове середовище, на які відбувається часткове проходження границі розділу (границю розділу проходить близько $0,004\%$ енергії ультразвукового сигналу що потрапив на неї). Решта значна частина енергії ультразвукового сигналу (понад 99%) відбивається від границі розділу і повторно долає шлях до донної поверхні та у зворотному напрямку до повного затухання та розсіювання ультразвукового сигналу. Проте після поверхневого луно-імпульсу зображеного на рис.3.10б не вдається чітко спостерігати серії донних імпульсів, тому що вони маскуються поверхневим луно-імпульсом та фоновими шумами перетворювача.

В подальшому здійснювалась обробка отриманих даних в програмному середовищі MATLAB R14 за допомогою функції *filter* цифровим смуговим фільтром Баттерворта 5-го порядку з полосою пропускання 1,5 – 2,5 МГц. Наступним кроком було згладжування отриманого сигналу за допомогою функції *smooth*. Після фільтрування та згладжування сигналу стає можливим помітити серію затухаючих донних імпульсів фоні сигналу [104] (рис. 3.11). Одразу після поверхневого імпульсу слідує серія донних луно-імпульсних сигналів, розташованих на однаковій відстані один від одного. Донні імпульси за амплітудою незначно перевищують власні шуми перетворювача, спричинені внутрішніми відбиттями в протекторі та п'єзокерамічному елементі, та після четвертого донного імпульсу маскуються власними шумами та ревербераціями в протекторі перетворювача. На рис. 3.10 також показано отриманий часовий інтервал між послідовними третім та четвертим донними імпульсами, що рівний 3,48 мкс. Даний часовий інтервал з похибкою 3,97% та відповідає товщині досліджуваного зразка 9,92 мм – 3,347 мкс (швидкість поширення ультразвуку в матеріалі взірця 5927 м/с).

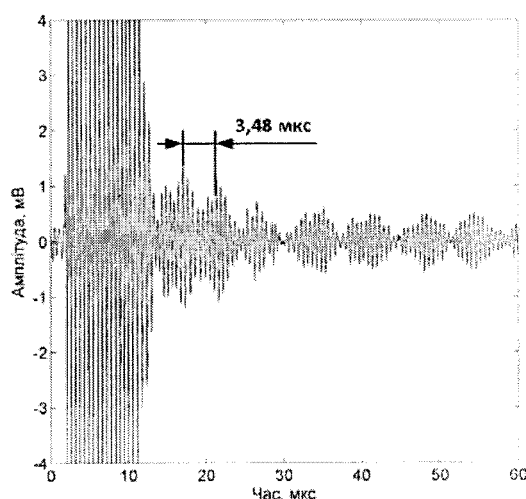


Рисунок 3.11 Відфільтрований від шумів та згладжений сигнал з показаною відстанню між сусідніми донними луно-імпульсами

При збільшенні тиску середовища в камері високого тиску експериментальної установки до 6-7 МПа вдалось отримати додаткове незначне

підвищення амплітуд відбитого луно імпульсу (до 2,1-2,2 мВ), що дозволило більш чіткіше ідентифікувати серію донних луно-імпульсів (рис.3.12). Проте, при зменшенні тиску в камері нижче 5 МПа не вдавалось чітко виділити донні луно-імпульси від об'єкта контролю. Це пов'язано з низькою чутливістю перетворювача та значним значенням шуму перетворювача за значень тиску.

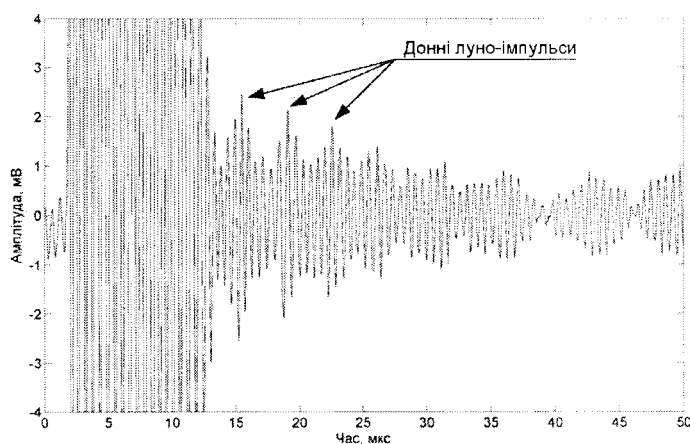


Рисунок 3.12 Відфільтрований від шумів та згладжений сигнал для тиску середовища 7 МПа

Наступним кроком проведення експериментальних досліджень було вимірювання товщини взірців та їх порівняння з дійсними значеннями товщини. Отримані в ході проведеної серії та експериментів осередненні вимірювальні дані часового інтервалу між першими чітко відділюваними після поверхневого імпульсу, сусідніми донними луно-імпульсами наведені в таблиці 2.2. Розраховане значення товщини досліджуваних взірців, з урахуванням попередньо визначеної швидкості поширення ультразвукових коливань в матеріалі взірців, відрізняється від реального з максимальною похибкою, що не перевищує 6,00%.

Результати вимірювань часового інтервалу між донними імпульсами та
розраховані значення товщини взірців

Взірець	Вимірний часовий інтервал, <i>мкс</i>	Розраховане значення товщини, <i>мм</i>	Дійсне значення товщини
№1	3,48	10,3	9,92
№2	5,29	15,68	15,12
№3	7,09	21,01	19,82

На рис. 3.11 наведено отримані луно-імпульси для різної товщини взірця. Відбиття від зовнішньої поверхні є занадто великим для підсилення без спотворення і тому спотворюється і після оброблення сигналу. Слідом за відбиттям від зовнішньої поверхні слідує серія затухаючих донних імпульсів, розташованих на відповідних для вимірюваної товщини досліджуваного взірця відстанях один від одного. Часові відстані між піковими значеннями донних імпульсів відповідають часу проходження ультразвуком товщини відповідного взірця, та відповідно пропорційні товщині взірця.

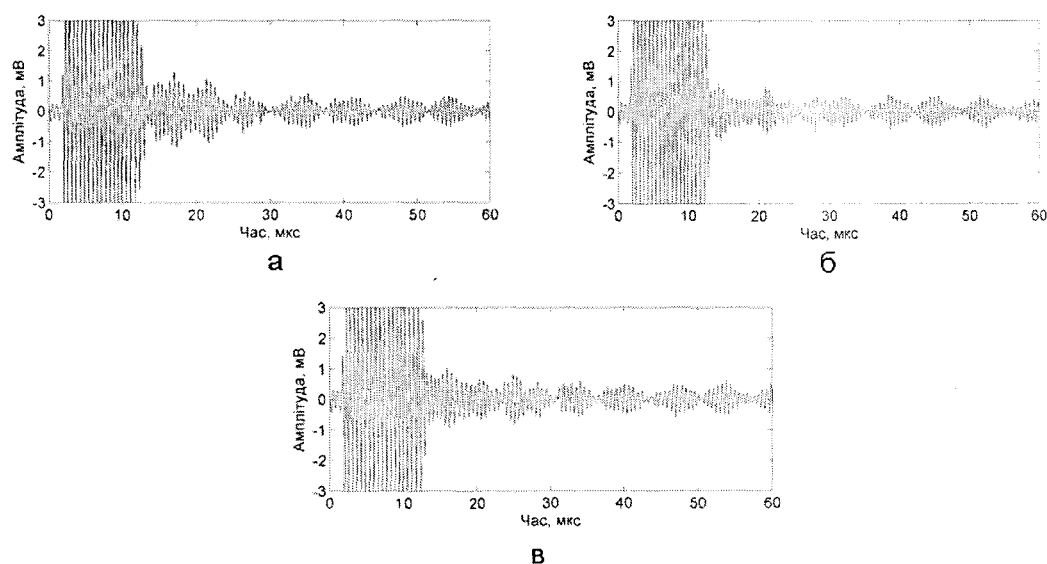


Рисунок 3.13 Отримані для різної товщини взірця луно-імпульси

а – для товщини 9,92 мм; б – для товщини 15,12 мм; в - для товщини 19,82 мм

Значну проблему для такого варіанту луно-імпульсного методу контролю створюють багатократні відбиття ультразвукового сигналу між поверхнею перетворювача та поверхнею об'єкта контролю та внутрішні відбиття в стінці

об'єкту контролю, що зумовлюють високий рівень завад. Згадані багатократні відбиття призводять до накладання луно-імпульсів та потребують значного інтервалу часу для затухання ультразвукових імпульсів та усунення негативного ефекту накладання, тривалістю у кілька мілісекунд. Це призвело до вимушеного зменшення частоти слідування зондувальних імпульсів в ході експерименту до 20-30 Гц, що недостатньо для проведення повноцінного внутрішньо трубного контролю. Уникнути явища накладання можна шляхом використання системи перетворювачів, яка складатиметься з генеруючого та приймаючого, останній слід розташовувати таким чином, щоб він не приймав відбитий від зовнішньої поверхні об'єкта контролю імпульс. В такому випадку частоту зондувальних імпульсів можна збільшити до необхідної для проведення ультразвукового контролю за умов руху снаряду-дефектоскопу під напором продукту в середині трубопроводу.

3.4 Метрологічна оцінка удосконаленого методу ультразвукового контролю

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 спричинює зміну швидкості поширення ультразвукових коливань від перетворювача до об'єкта контролю і втрату енергії ультразвукових зондуючих імпульсів;

- зміна тривалості переднього фронту луно-імпульсу;
- зміна швидкості поширення ультразвукових коливань, в наслідок неоднорідності матеріалу ОК, впливу зміни умов вимірювань;
- похибка оцифрування та квантування сигналу осцилографом;
- похибка пост-обробки сигналу цифровим смуговим фільтром;
- похибка внаслідок згладжування сигналу при пост-обробці
- інші причини.

Зважаючи на те, що аналітично врахувати вплив вище перелічених причин виникнення похибок на результат вимірювання практично не можливо, тому для оцінки достовірності вимірювання товщини було вирішено провести експериментальну оцінку методу безконтактного ультразвукового контролю за результатами вимірювань товщини взірців за допомогою розробленої експериментальної установки в ході багатократних спостережень на 5 взірцях (рис. 3.13).

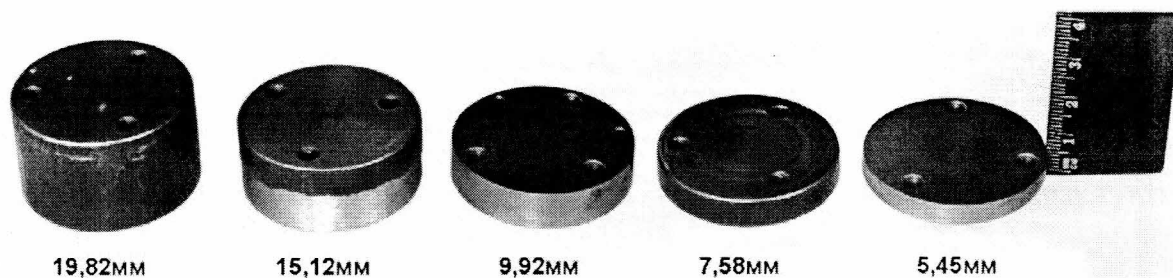


Рисунок 3.14 Взірці для проведення метрологічного аналізу

Згідно з розробленої методики експериментальних досліджень, на кожному з 5 взірців було проведено по 10 вимірювань (табл. 3.3) та здійснено метрологічну оцінку результатів багатократних вимірювань товщин взірців на експериментальній установці згідно відповідної методики метрологічної оцінки багатократних вимірювань [107]. Результати метрологічної оцінки методу безконтактного ультразвукового контролю згідно стандартної методики наведені в таблиці 1.

Таблиця 3.3

Результати багатократних вимірювань товщини взірців

№ взірця (товщина)	Вимірне значення товщини, мм									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 (5,45мм)	5,69	5,32	5,68	5,38	5,09	5,63	5,59	5,16	5,83	5,02
2 (7,58мм)	7,37	7,79	8,1	7,59	7,81	7,34	7,09	6,94	8,11	7,98
3 (9,92мм)	10,29	10,32	10,57	9,39	9,82	11,1	11,06	10,74	10,53	9,56
4 (15,12мм)	15,68	14,29	16,31	14,51	16,14	15,96	14,05	14,12	16,24	16,28
5 (19,82мм)	21,45	18,94	19,36	19,29	18,82	19,06	18,71	20,98	22,01	22,86

Для визначення метрологічних характеристик розробленого методу контролю товщини, оброблення результатів таких багатократних спостережень доцільно провести згідно з стандартною методикою [108], яку розглянемо на прикладі першого взірця.

1) Розрахуємо середнє значення товщини \bar{h} :

$$\bar{h} = \sum_{i=1}^n \frac{h_i}{n} = 5,57, \quad (3.1)$$

де $n=10$ - кількість спостережень, h_i - значення товщини взірця, отримане під час i -го вимірювання.

2) Визначимо середньоквадратичне відхилення (СКВ) σ_h результатів спостережень:

$$\sigma_h = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (h_i - \bar{h})^2}{n-1}} = 0,19. \quad (3.2)$$

3) Згідно із правилом «трьох сігм» проведемо перевірку кожного результату спостережень на аномальність.

$$|h_i - \bar{h}| \leq 3\sigma_h. \quad (3.3)$$

При перевірці виявлено, що всі значення спостережень товщини задовольняють умову (3.3).

4) Враховуючи те, що кількість спостережень для одного взірця в нашому випадку складає 10, тоді проведемо перевірку результатів спостережень на відповідність нормальному закону розподілу за допомогою критерію W .

Для перевірки результатів спостережень товщини за критерієм W скористаємось методикою, яка подана в [109]. Спочатку всі результати спостережень упорядкуємо у вигляді варіаційного ряду $x_1 \leq x_2 \leq \dots \leq x_n$. Після цього вказані результати спостережень занесемо в розрахункову табл. 3.4.

В нижній половині третьої колонки знизу вверх занесемо значення j від l до 1 , де $l = n/2$ для парних n і $l = (n-1)/2$ для непарних n . В нашому випадку таблицю 3.2 заповнимо для результатів спостережень вимірювань товщини першого взірця.

Таблиця 3.4

Алгоритм критерію W

i	x_i	j	a_{n-j+1}	$\Delta x = x'_{n-j+1} - x'_j$	$a_{n-j+1} \cdot \Delta x$
1	0,17				
2	0,19				
3	0,20				
4	0,35				
5	0,29				
6	0,41	5	0,0369	0,04	0,001476
7	0,72	4	0,1234	0,26	0,032084
8	0,74	3	0,2151	0,31	0,066681
9	0,83	2	0,3268	0,43	0,140524
10	0,92	1	0,5812	0,51	0,296412

На основі додатку Ж [110] для відповідних n та l знаходимо значення коефіцієнтів a_{n-j+1} для j від l до 1 і записуємо їх знизу вверх у колонку 4 табл. 3.2. Після цього розраховуємо значення різниць $x'_{n-j+1} - x'_j$, які заносимо в колонку 5. На основі колонок 4 і 5 заповнюємо нижню частину колонки 6 табл. 3.2.

Значення φ^2 та b^2 розраховуємо на основі даних таблиці 3.4 таким чином:

$$\varphi^2 = \sum_{i=1}^n (x'_i)^2 - \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^n x'_i \right)^2 = 0,7261, \quad (3.4)$$

$$b^2 = \left\{ \sum_{j=1}^l a_{n-j+1} \cdot (x'_{n-j+1} - x'_j) \right\}^2 = 0,6801. \quad (3.5)$$

Значення критерію W розраховуємо на основі отриманих значень φ^2 та b^2 за формулою:

$$W = \frac{b^2}{\varphi^2} = 0,8774. \quad (3.6)$$

Для перевірки критерію W задаємо певним рівнем значимості α , який відображає найбільшу ймовірність помилковості гіпотези про належність результатів спостережень даної вибірки до нормального закону розподілу. Нехай в нашому випадку $\alpha=0.05$. Тоді згідно з додатком К [110] знаходимо значення $W^*=0,842$. Оскільки $W > W^*$, то результати спостережень вимірювання товщини відповідають нормальному закону розподілу.

5) Враховуючи те, що результати спостережень описуються нормальним законом розподілу, то визначимо СКВ результатів прямих вимірювань товщини:

$$\sigma_{\bar{h}} = \frac{\sigma_h}{\sqrt{n}} = 0.199. \quad (3.7)$$

6) Для знаходження коефіцієнта Стюдента задаймо значенням імовірності – $\bar{P}_{зад} = 0.95$. Тоді згідно з додатку В [110, 111] коефіцієнт Стюдента буде рівний $z = 2.26$.

7) Запишемо результати вимірювань товщини згідно з формулою [107]:

$$h = \bar{h} \pm z\sigma_{\bar{h}}, \quad \bar{P} = \bar{P}_{зад}. \quad (3.8)$$

Тоді: $h = 5.43 \pm 0.2$, $\bar{P}_{зад} = 0.95$

Аналогічні розрахунки проведемо для інших 4 взірців. Результати обчислень при $\bar{P}_{зад} = 0.95$ подано в табл. 3.5. Також визначимо відносну випадкову похибку вимірювань за результатами спостережень вимірювання товщини.

Як бачимо з табл. 3.5. відносна випадкова похибка вимірювань експериментальної установки є максимальною в кінці діапазону вимірювань. Такі великі значення випадкової відносної похибки при більших значення товщини взірців можна пояснити розсіянням ультразвукового променю при

проходженні в матеріалі взірця з більшою товщиною, що спричиняє спотворення фронту отриманого луно-імпульсу. Тому для визначення основної допустимої похибки експериментальної установки задамося інтервалом товщини, в якому розрахована відносна похибка вимірювань складає менше 5%. В нашому випадку - для взірців 1-3.

Таблиця 3.5

Метрологічна оцінка методу безконтактного ультразвукового контролю

№ взірця	Виміряне сер. знач. товщини взірця, мм	Абсолютна випадкова похибка, мм	Відносна похибка вимірювань, %
1	5,43	0,2	3,67
2	7,61	0,29	3,83
3	10,34	0,41	4,00
4	15,36	0,68	4,43
5	20,15	1,07	5,32

Для діапазону товщини взірців від 5,45 мм до 19,82 мм максимальна відносна похибка склала 5,32%, максимальне значення абсолютної похибки склало 1,07 мм.

Висновки до розділу

В ході проведених експериментальних досліджень, щодо підтвердження можливості здійснення ультразвукового контролю при внутрішньотрубній діагностиці магістральних трубопроводів за штатних технологічних умов, отримано наступні результати:

1) Розроблено експериментальну дослідну установку та методику експериментальних досліджень для перевірки можливості реалізації безконтактного ультразвукового методу контролю товщини стінки газопроводів у процесі внутрішньотрубної діагностики в умовах близьких до штатних технологічних умов проведення внутрішньотрубного обстеження;

2) Проведено експериментальні дослідження щодо перевірки можливості реалізації удосконаленого методу ультразвукового контролю. В результаті проведеного експериментального дослідження вдалось підтвердити можливість здійснення безконтактного ультразвукового методу контролю товщини стінки газопроводів у процесі внутрішньотрубної діагностики, зокрема було показано можливість здійснення такого контролю за умов, що близькі до реальних робочих умов запуску снаряду для внутрішньотрубної діагностики (тиск середовища 50 МПа).

3) Проведено метрологічну оцінку удосконаленого методу безконтактного ультразвукового контролю на спеціально виготовлених збірках різної товщини. Для діапазону товщини збірок від 5,45 мм до 19,82 мм максимальна похибка склала 5,32%, максимальне значення абсолютної похибки склало 1,07 мм.

РОЗДІЛ 4

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

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 в один з двох обов'язкових основних кваліфікаційних процесів Системи керування цілісністю трубопроводу (PIMS – Pipeline Integrity Management System), що є основою міждержавного стандарту ГОСТ CEN/TS 15173. Проте, відсутність нормативного забезпечення внутрішньотрубною діагностики в Україні призводить до неоднозначності у вимогах до проведення регулярного технічного обстеження існуючих газопроводів, створює значні труднощі та невизначеності щодо розроблення методик проведення внутрішньотрубною діагностики та оцінювання її результатів.

В цьому розділі 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 для проведення контролю. 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.

Внутрішньотрубна діагностика з використанням поршнів, котрі реалізують метод вимірювання розсіяння магнітного має значні недоліки (низька точність та достовірність контролю), що ускладнюють процес прийняття рішень щодо визначення залишкової товщини трубопроводу,

виявлення та допустимості дефектів. Проте, запропоноване авторами удосконалення існуючих інтелектуальних поршнів дозволить забезпечити більшу достовірності контролю, в силу значних переваг в точності ультразвукового контролю. Проведена авторами серія експериментальних досліджень методу безконтактного ультразвукового контролю в газовому середовищі під робочим тиском достатнім для запуску інтелектуальних поршнів дозволила стверджувати про можливість проведення такого контролю та розроблення модулів ультразвукового контролю.

Реальні технологічні умови запуску інтелектуальних поршнів з безконтактним ультразвуковим модулем відрізнятимуться від змодельованих в експерименті і похибка можливо перевищить визначене в ході експериментальних досліджень значення. Проте, метод безконтактного контролю в ході експериментальних досліджень продемонстрував значний потенціал щодо підвищення чутливості шляхом виготовлення та налаштування погоджувальних елементів для узгодження акустичного імпедансу ультразвукових перетворювачів та контактної середовища (природного газу під тиском).

Для реалізації розробленого методу безконтактного ультразвукового контролю товщини стінки газопроводів у процесі внутрішньотрубної діагностики газопроводів була вибрана наступні напрямки:

- 1) розробка конструкції технічного засобу, що реалізує удосконалений метод безконтактного ультразвукового контролю;
- 2) розробка проекту нормативного забезпечення внутрішньотрубної діагностики технічними засобами, що реалізують удосконалений метод безконтактного ультразвукового контролю;
- 3) впровадження результатів досліджень у нормативні документи;
- 4) проведення апробації розробленого удосконаленого методу безконтактної ультразвукової діагностики магістральних трубопроводів.

4.1 Розробка конструкції технічного засобу, що реалізує удосконалений метод безконтактного ультразвукового контролю

З огляду на сучасний стан проблеми проведення внутрішньотрубної діагностики та отримані в попередніх розділах результати щодо удосконалення методу внутрішньотрубної діагностики магістральних газопроводів, було встановлено, що задачу розробки шляхів практичної реалізації розробленого методу безконтактного ультразвукового контролю товщини стінки газопроводів у процесі внутрішньо-трубної діагностики газопроводів можна вирішити шляхом удосконалення існуючих засобів внутрішньотрубної.

Основною задачею внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів є встановлення фактичної товщини стінки трубопроводу та виявлення дефектів типу порушення суцільності. Найбільш ефективним для проведення робіт з технічного діагностування по всій довжині трубопроводу та з мінімальними простоями в роботі трубопроводу, є здійснення внутрішньотрубної діагностики з використання інтелектуальних поршнів з магнітними давачами, що рухаються під напором транспортованого продукту та реалізують метод вимірювання розсіяння магнітного потоку [22, 24]. Наступним кроком є розшифрування виміряного масиву даних за допомогою спеціального програмного забезпечення та за участю висококваліфікованих операторів.

Цей метод контролю є найбільш поширеним для проведення внутрішньотрубної діагностики газопроводів оскільки він є відносно недорогим (найдешевшим серед інших методів внутрішньотрубної діагностики). 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% [22], що за нормативного значення бракувального критерію втрати 12,5% від товщини стінки трубопроводу може вважатись недостатнім [18]. Недоліком методу є те, що він

дозволяє вимірювати тільки власне 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 прямо вимірювати дійсну товщину стінки, такі як, наприклад, ультразвуковий метод контролю, можливість застосування якого було доведено у розділах 2 та 3. Результати контролю газопроводів за допомогою інтелектуальних поршнів, що реалізують метод розсіювання магнітного потоку не можливо прямо застосувати в залежностях для визначення залишкового ресурсу трубопроводу, регламентованих в Системі керування цілісністю трубопроводу [13].

Номінальну товщину стінки трубопроводу для розрахунку залишкової товщини отримують з технічної документації на трубопровід, що не завжди відповідає реальній товщині за всією довжиною контрольованого трубопроводу, або на неушкоджених ділянках. 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 невірної розшифрування результатів контролю.

Метод вимірювання розсіювання магнітного поля дозволяє отримати тільки значення залишкової товщини стінки трубопроводу, проте не дає жодних відомостей стосовно того, з якої сторони стінки (внутрішньої чи зовнішньої) знаходиться виявлений дефект. Цей факт відповідно унеможливає класифікацію та відбракування виявленого дефекту, 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. Це призводить до значної кількості хибно-позитивних результатів контролю та значних фінансових затрат на проведення шурфувальних робіт.

З наведених вище недоліків, можна зробити висновок, що внутрішньотрубна діагностика з використанням поршнів, котрі реалізують метод вимірювання розсіяння магнітного потоку потребує удосконалення, для забезпечення вищої достовірності контролю. .

Як відомо, ультразвуковий луно-імпульсний метод контролю дозволяє визначати саме товщину об'єкту контролю, шляхом вимірювання часової затримки повернення луно-імпульсу, введеного в тіло об'єкта контролю. Похибка вимірювання товщини ультразвукового луно-імпульсного методу контролю становить, в загальному випадку, кілька відсотків [39]. При безконтактному ультразвуковому луно-імпульсному методу контролю, ультразвукова 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, є можливість отримання відомостей як про товщину об'єкту контролю, так і про профіль його поверхні (рис. 4.1) [110].

Значним обмеженням використання ультразвукового контролю при внутрішньотрубній діагностиці газопроводів є значне неспівпадіння акустичних імпедансів контактного 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, що призводить до значної втрати енергії ультразвукової хвилі при проходженні границі розділу середовищ. Проблема також ускладнюється тим фактом, що при проведенні контролю ультразвуковий імпульс долає чотири границі розділу середовищ:

перетворювач/контактне середовище, контактне середовище/об'єкт контролю та у зворотному напрямку.

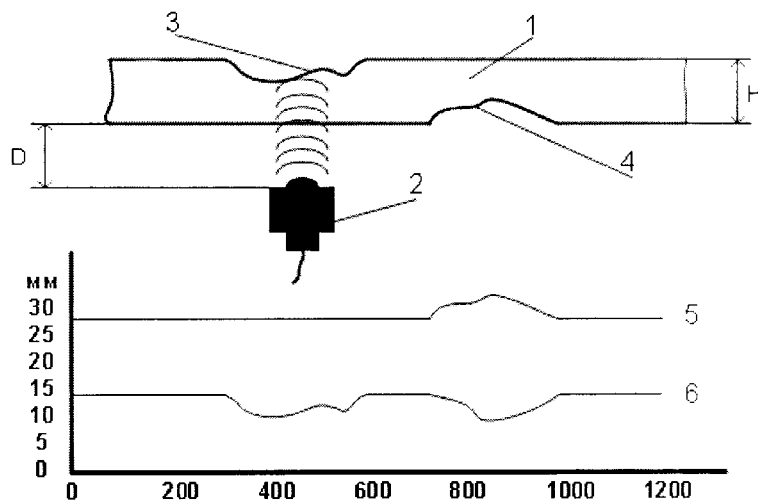


Рисунок 4.1. Схема методу безконтактного ультразвукового контролю при внутрішньотрубній діагностиці газопроводів: 1 – стінка трубопроводу; 2 – ультразвуковий перетворювач; 3 – зовнішня корозія (втрата металу); 4 – внутрішня корозія (втрата металу); 5 – отриманий профіль внутрішньої поверхні трубопроводу; 6 – виміряна товщина стінки трубопроводу; Н – товщина стінки трубопроводу; D – відстань між перетворювачем та поверхнею стінки трубопроводу

В ході попередніх теоретичних досліджень процесу контролю було показано, що використання природного газу під тиском 4-5 МПа як контактного середовища (штатні технологічні умови для запуску інтелектуальних поршнів) та оптимального значення акустичного імпедансу погоджувального елемента дозволяє зменшити втрати енергії ультразвуку на всьому шляху його проходження в 2,48 рази порівняно з ультразвуковим перетворювачем без погоджувального елемента та без використання природного газу під тиском як контактного середовища. При цьому, зменшення тиску контактного середовища негативно впливає на процес контролю та збільшує втрати енергії ультразвукового імпульсу, тоді як збільшення тиску контактного середовища дозволяє додатково зменшити втрати енергії на границях розділу середовищ і

відповідно затрати енергії акумуляторів інтелектуального поршня на збудження перетворювачів.

Реалізацію запропонованого методу безконтактного ультразвукового контролю для потреб внутрішньотрубної діагностики пропонується здійснювати у вигляді окремого модуля (рис. 4.2), що приєднується до існуючого інтелектуального поршня з регуляторами швидкості руху та давачами положення, до інтелектуального поршня з магнітними перетворювачами, або до модуля з одометричними чи геометричними давачами. Приєднаний модуль слід розміщувати після розмагнічувальних електромагнітів інтелектуального магнітного поршня з метою уникнення впливу магнітного поля на електронні компоненти модуля та ультразвукові перетворювачі.

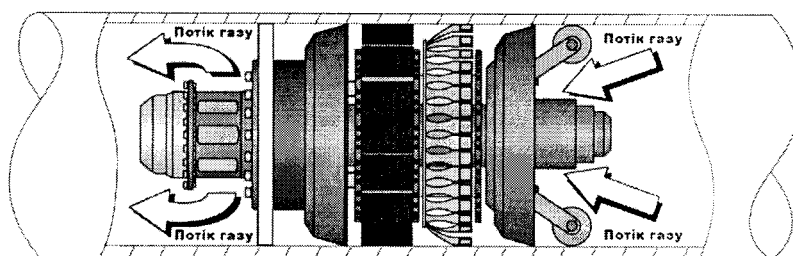


Рисунок 4.2 Конструкція інтелектуального поршня для проведення внутрішньотрубної діагностики магістральних газопроводів з блоком безконтактних ультразвукових перетворювачів та системою регулювання швидкості руху

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. 4.3).

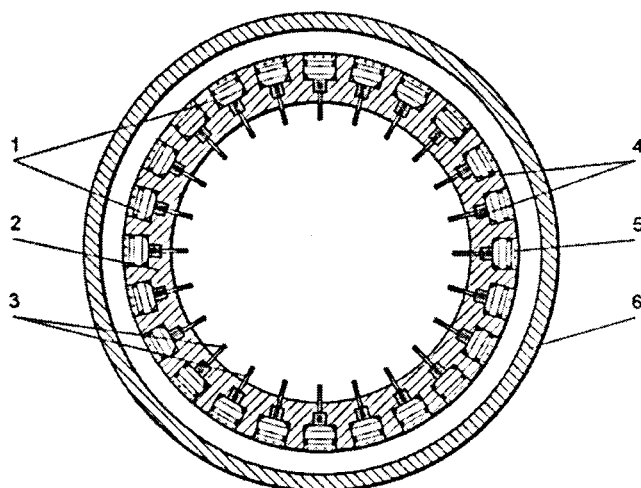


Рисунок 4.3 Блок безконтактних ультразвукових перетворювачів в перерізі

1 – п'єзoeлектричний безконтактний перетворювач; 2 – корпус блоку безконтактних перетворювачів;

3 – контактні роз'єми перетворювачів; 4 – гніздо перетворювача; 5 – захисне заглиблення перетворювача; 6 – трубопровід

Кожний перетворювач складається з корпусу в якому знаходяться: п'єзопластина, демпфер, узгоджуючий коливальний контур, з'єднувальні провідники та погоджувальний елемент (рис. 4.4). Погоджувальний елемент та узгоджуючий 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).

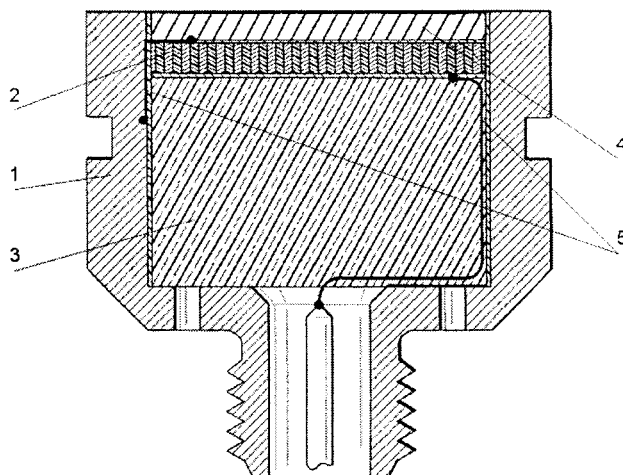


Рисунок 4.4 Ультразвуковий безконтактний перетворювач

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

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 (стінки трубопроводу). Відбиті від внутрішньої та зовнішньої поверхні ультразвукові коливання формують електричні імпульси після повернення до перетворювачів, ці імпульси реєструється обладнання 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 прив'язкою до координат проходження інтелектуального поршня по довжині трубопроводу. Координати руху поршня по трубопроводу отримуватимуться з одометрів або даних геопозиціонування основного вимірювального блоку інтелектуального поршня.

Розшифрування записаних вимірювальних даних проводиться за допомогою програмного забезпечення та за участю оператора. Програмне забезпечення виконуватиме необхідну пост обробку (після пропускання поршня) сигналів для виділення донних імпульсів, відбитих від стінок трубопроводу. 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. 4.1) у повністю автоматичному режимі, що неможливо для звичайних систем. В поєднання з даними, отриманими з магнітних перетворювачів можна сформувати повну картину наявних дефектів та поточного технічного стану трубопроводу.

4.2 Нормативне забезпечення внутрішньотрубної діагностики

Відсутність нормативного забезпечення внутрішньотрубної діагностики в Україні призводить до проблем з розробленням методик проведення внутрішньотрубної діагностики, її проведенням та оцінці її результатів. У підрозділі даного розділу 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.

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 урахування великої сукупності чинників впливу ця частка може зростати. Виходячи з цих міркувань, доцільним є створення нормативно-технічного забезпечення для мінімізації впливу суб'єктивних чинників на процес та результати контролю.

Достовірність контролю матеріалів характеризується стійкою відповідністю його результатів до реального значення оцінюваної величини. Достовірність і повторюваність контрольних даних залежить не тільки від метрологічних характеристик апаратури, але й від використаних методик. Таким чином, правильно розроблена методика є запорукою одержання надійних та достовірних результатів із допомогою розробленого технічного засобу.

Саме тому, актуальним є питання розроблення серії нормативних документів різного рівня, які регламентували б процедури контролю згідно зі

запропонованим методом внутрішньо трубного діагностування газопроводів, які можуть бути використані для підтвердження їх відповідності до вимог безпеки в нафтогазовому комплексі та вимог ГОСТ СEN/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) [13]. 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 зі специфікою розроблення та експлуатації об'єктів нафтогазового комплексу і які мають досвід розроблення нормативних документів принаймні галузевого рівня.

Загальні підходи та вимоги до побудови та розроблення нормативних документів у галузі неруйнівного контролю можуть бути зведені до того, що методики застосування засобів неруйнівного контролю повинні регламентувати [111]:

- 1) вимоги до персоналу, який проводить контроль;
- 2) технічні вимоги до якості контрольованого виробу;
- 3) вимоги до апаратури контролю, у тому числі і до стандартних зразків підприємства;
- 4) критерії відбракування;
- 5) методи та прийоми проведення контролю;
- 6) алгоритм дій персоналу після проведення контролю;
- 7) періодичність проведення контролю.

Питанням вимог до персоналу та алгоритму дій персоналу за результатами контролю значну увагу приділено в низці нормативних документів [112].

Пропонована структура нормативних документів, які регламентували б процедури контролю згідно зі запропонованим методом внутрішньо трубного діагностування газопроводів наведена нижче:

- 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, які мають виявлятися
 - 7.2) Апаратура, інструменти, устаткування
 - 7.3) Підготовка до проведення контролю
 - 7.4) Процедури контролю (опис і послідовність операцій; рівні оцінки, визначання характеристик дефектів)
 - 7.5) Критерії відбракування відповідно до PIMS
- 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, навколишні 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).

У Додатку М наведено проект розробленого проекту нормативного документу СОУ «Магістральні газопроводи. Внутрішньотрубна діагностика методом безконтактного ультразвукового контролю». Даний проект стандарту встановлює вимоги щодо проведення внутрішньотрубної діагностики лінійних частин магістральних газопроводів з використанням внутрішньотрубних засобів, що реалізують метод безконтактного ультразвукового контролю, в штатних технологічних умовах проведення внутрішньотрубною обстеження.

4.3 Впровадження результатів досліджень у нормативні документи

Для вирішення питань розроблення нормативних документів, що регламентували б порядок застосування розробленої технології безконтактного акустичного внутрішньотрубною діагностування газопроводів було розроблено

наступні нормативні документи, що включають отримані в ході проведених досліджень положення та результати (Додаток Н):

1) Тимчасовий технологічний регламент «Контроль якості кільцевих зварних з'єднань трубопроводів під час укладання підводного газопроводу БК-1 Одеського ГР-МСП-4 Голіцинського ГКР з трубоукладальної баржі». Документ у встановленому порядку було погоджено з Інститутом електрозварювання ім.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) СОУ 60.3-31570412-____:2012 Магістральні нафтопроводи. Підводні переходи. Правила технічного експлуатування.

4.4 Апробація розробленого удосконаленого методу безконтактної ультразвукової діагностики магістральних трубопроводів

Отримані результати теоретичних та експериментальних досліджень дали можливість розробити проект методики проведення апробації удосконаленого методу безконтактної ультразвукової діагностики магістральних трубопроводів.

Апробація розробленого удосконаленого ультразвукового методу здійснювалась на взірцях магістральних трубопроводів отриманих в лабораторії Науково-виробничої фірми «Зонд» (м. Івано-Франківськ).

В умовах НВФ «Зонд» були виконані виготовлення 3 різних взірців стінок труб магістральних газопроводів, що були вирізані з діючих трубопроводів під час ремонту за результатами неруйнівного контролю (рис. 4.5). Товщини відібраних зразків були наступними: 7,3 мм, 9,01 мм та 12,58 мм. Випробування проводились з метою визначення похибки вимірювань товщини взірців стінок трубопроводу за допомогою удосконаленого методу безконтактного ультразвукового контролю реалізованого в розробленій в 3 розділі експериментальній установці.

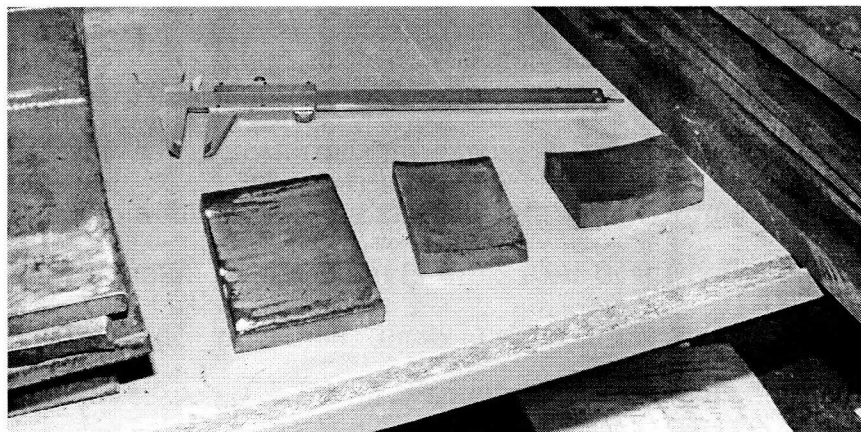


Рисунок 4.5 Відібрані взірці стінок труб магістральних газопроводів

З метою забезпечення достовірних результатів апробації було розроблено методику проведення вимірювань товщини взірців за допомогою удосконаленого методу безконтактного ультразвукового контролю товщини взірців в умовах близьких до умов проведення внутрішньотрубної діагностики,

та передано її членам робочої групи для ознайомлення. Методика проведення вимірювання товщини взірців за допомогою експериментальної установки, що реалізує удосконалений метод безконтактного ультразвукового контролю, була розроблена на основі розробленої в третьому розділі методики проведення експериментальних досліджень.

Методика проведення вимірювань товщини взірців за допомогою удосконаленого методу безконтактного ультразвукового контролю товщини взірців в умовах близьких до умов проведення внутрішньотрубної діагностики полягає в наступному.

Було виготовлені взірці стінки трубопроводу визначеного розміру (діаметр 60 мм) та виконаними технологічними отворами для закріплення в тримачі ультразвукового перетворювача експериментальної установки (3 отвори на відстані 120 *град.* один від одного по окружності діаметром 50 мм). Взірець монтується у тримач ультразвукового перетворювача на відстані 25 мм від фронтальної поверхні перетворювача перпендикулярно до осі ультразвукового перетворювача та фіксується гайками.

Тримач ультразвукового перетворювача з змонтованими ультразвуковим перетворювачем та взірцем розміщуються в камера високого тиску експериментальної установки, остання герметизується шляхом скріплення двох складових частин за допомогою шпильок, з попередньо розміщеною між фланцями гумовою прокладкою з з'єднувальними електричними провідниками.

Установка наповнюється газом (з міркувань безпеки було вибрано азот N_2) з газового балону, до значення тиску газоподібного середовища в камері високого тиску рівному 50 МПа та температурі в камері рівній 20°C. Фізико-термодинамічні параметри азоту та природного газу є близькими, швидкість поширення звуку в азоті стандартних умов дещо нижча (334 м/с), ніж у природному газі (430 м/с), проте густина азоту є схожою (0,808 кг/м³) із природнім газом (0,68-0,85 кг/м³). Таким чином досягаються умови близькі до штатних технологічних умов проведення внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів. Перевіряється герметичність камери високого

тиску за допомогою вмонтованого манометра, шляхом спостереження за показами манометра протягом 5 хв.

З умови герметичності камери високого тиску та стабільного значення тиску в середині камери здійснюється запуск генератора імпульсів дефектоскопа DIO-562LC (S/N 04-118). Сформовані генераторним трактом дефектоскопа електричні імпульси необхідної тривалості та частоти потрапляють на ультразвуковий перетворювач, що знаходиться в камері високого тиску. Ультразвуковий перетворювач здійснював перетворення електричних імпульсів в ультразвукові коливання, що поширювались через газоподібне середовища до об'єкта контролю. Відбиті від об'єкта контролю луно-імпульси перетворюються ультразвуковим перетворювачем в електричні імпульси, та після підсилення попереднім підсилювачем на 44 дБ, та реєструються цифровим осцилографом (RIGOL DS1102E). Оцифровані дані переносились на персональний комп'ютер шляхом використання USB з'єднання з дефектоскопом за допомогою програмного забезпечення Ultrascopre. Вимірювання проводилось три рази після чергового вимкнення-увімкнення генератора дефектоскопа.

В подальшому здійснювалась обробка отриманих даних в програмному середовищі MATLAB R14 за допомогою функції *filter* цифровим смуговим фільтром Баттерворта 5-го порядку з полосою пропускання 1,5 – 2,5 МГц. Наступним кроком було згладжування отриманого сигналу за допомогою функції *smooth*. В отриманому сигналі вимірювався часовий відрізок між піками двох сусідніх чітко відрізняваних донних луно-імпульсів, що йшли серією після поверхневого луно-імпульсу. Отриманий часовий відрізок була пропорційною товщині досліджуваного взірця.

Товщина взірця для кожного з 3 вимірювань знаходилась шляхом перемноження отриманого часового відрізка на швидкість поширення ультразвуку в матеріалі взірця. Середнє значення товщини взірця знаходилось як середнє арифметичне за результатами 3-кратних вимірювань.

Швидкість поширення ультразвуку в матеріалі взірців була визначена за допомогою вимірюного ультразвуковим дефектоскоп DIO-562LC (S/N 04-118),

традиційним контактним методом, часу поширення ультразвукових коливань в взірці та реальної товщини вимірної мікрометром МК25-2 (Зав. Номер 4718), та склала 5925 м/с.

В ході проведення випробувань було отримано наступні результати (таблиця 5.1.). Акт апробації наведено в Додатку О.

Результати випробувань дозволяють стверджувати про повторюваність вимірювань товщини взірців за допомогою удосконаленого методу безконтактного ультразвукового контролю товщини взірців в умовах близьких до умов проведення внутрішньотрубної діагностики, реалізованого на базі експериментальної установки. Невідповідність показів дійсним значенням може бути зумовлена випадковою та методичною похибкою вимірювань, яка була не більше 6,26% (Додаток О).

Таблиця 4.1

Результати апробаційних випробувань в умовах НВФ «Зонд»

Маркування зразка та дійсне значення товщини	Прилади та обладнання, використане при випробуваннях	Отримане значення товщини взірця, мм	Абсолютна похибка вимірювань, мм
ЗН №1 h =7,30 мм	Мікрометр МК25-2 №4718	6,87	0,430
ЗН №2 h =9,01 мм	Мікрометр МК25-2 №4718	9,49	0,480
ЗН №3 h =12,58 мм	Мікрометр МК25-2 №4718	13,36	0,787
Середня абсолютна похибка вимірювань – 0,563 мм			
Похибка приведена до діапазону (5,28 мм) вимірювань – 6,26%			

Економічний ефект від застосування розробленого удосконаленого методу безконтактного ультразвукового контролю в умовах внутрішньотрубної діагностики для розробки технічних засобів проведення внутрішньотрубного обстеження досягнутий за рахунок:

- забезпечення відпрацювання повного технічного ресурсу обладнання лінійної частини магістральних трубопроводів за показником відповідності

фактичних бракувальних показників нормативним значенням та умовам експлуатації;

- зменшення капітальних та додаткових витрат на проведення шурфувальних, ремонтних робіт та діагностичних робіт на місцях виявлення дефектів, внаслідок зростання точності та достовірності результатів проведеної внутрішньотрубної діагностики та зменшення кількості хибно-негативних результатів контролю;

- зменшення ризику відмов та виникнення аварійних ситуацій на лінійних частинах магістральних трубопроводів у разі виникнення нештатних ситуацій (перевантаження, стихійні лиха, дія агресивних середовищ та ін.) у процесі їх експлуатації;

- зменшення невиробничих витрат, пов'язаних із ліквідацією відмов.

Висновки до розділу

Наведені в даному розділі результати можна звести до таких основних висновків:

1) запропоновано шляхи практичної реалізації та конструкцію технічного засобу, що реалізовує удосконаленого методу безконтактного ультразвукового контролю в умовах внутрішньотрубної діагностики;

2) розроблено проект нормативного документу що регламентує вимоги щодо проведення внутрішньотрубної діагностики лінійних частин магістральних газопроводів з використанням внутрішньотрубних засобів що реалізують розроблений удосконалений метод безконтактного ультразвукового контролю;

3) Результати проведених досліджень було використано при розробленні ряду діючих нормативних документів, зокрема, тимчасового технологічного регламенту «Контроль якості кільцевих зварних з'єднань трубопроводів під час укладання підводного газопроводу БК-1 Одеського ГР-МСП-4 Голіцинського ГКР з трубоукладальної баржі»

4) описано досвід апробації удосконаленого методу безконтактного ультразвукового контролю в умовах внутрішньотрубної діагностики на базі розробленої експериментальної установки в умовах НВФ «Зонд» згідно методики експериментальних досліджень;

5) описано можливий економічний ефект від застосування розробленого удосконаленого методу безконтактного ультразвукового контролю в умовах внутрішньотрубної діагностики для розробки технічних засобів проведення внутрішньотрубного обстеження.

ВИСНОВКИ

У результаті проведених теоретичних та експериментальних досліджень вирішена важлива науково-практична задача в галузі методів та приладів неруйнівного контролю – удосконалено ультразвуковий метод внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів, проведено експериментальне підтвердження ефективності розробленого удосконаленого ультразвукового методу контролю товщини в умовах близьких до штатних технологічних умов внутрішньотрубної діагностики та запропоновано шляхи реалізації внутрішньотрубного ультразвукового контролю на технічному та нормативному рівнях:

1. Проведений аналіз відомих методів та засобів внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів показав, що на даний час найбільш поширеним є метод внутрішньотрубної діагностики з використанням інтелектуальних поршнів з магнітними давачами, недоліком якого є низька точність та достовірність результатів контролю, неможливість виявлення протяжних дефектів та дефектів з малим розкриттям, що призводить до значних труднощів при проведенні внутрішньотрубної діагностики та оцінки її результатів. Існуючі ультразвукові методи внутрішньотрубної діагностики, незважаючи на вищу точність контролю та достовірність контролю, малопридатні для застосування в умовах газопроводів. Обґрунтовано необхідність удосконалення існуючих методів ультразвукового контролю для здійснення безконтактної внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів в штатних технологічних умовах внутрішньотрубної діагностики.

2. Запропоновано врахування та використання параметрів середовища, що транспортується трубопроводом для узгодження акустичних імпедансів ультразвукового перетворювача та об'єкта контролю, що дозволило теоретично обґрунтувати можливість проведення контролю. Удосконалено методологію оцінки втрат по всьому акустичному тракту шляхом врахування параметрів середовища, його хімічного складу, тиску та температури.. Розроблено

узагальнену методологію оцінки рівня втрат та співвідношень поверхневого та донного луно-імпульсів при безконтактному ультразвуковому контролі в газоподібному середовищі, що дозволяє визначати втрати та співвідношення рівнів енергії серій поверхневих та донних луно-імпульсів при безконтактному ультразвуковому контролі. Методологію можна використовувати для різних середовищ проведення контролю та матеріалів об'єкта контролю, вона дозволяє врахувати фізичні характеристики та параметри контактної середовища та матеріалу об'єкта контролю, а також геометричні параметри процесу контролю (відстань поширення ультразвуку, товщину об'єкта контролю).

Отримані результати оцінки, зменшення втрати енергії ультразвукового сигналу відбитого від зовнішньої поверхні на 38 дБ та від донної поверхні 70 дБ для тиску газоподібного середовища 4 МПа, дозволили обґрунтувати можливість здійснення безконтактного ультразвукового контролю з одностороннім доступом до об'єкта контролю за штатних технологічних умов внутрішньотрубної діагностики, та визначити необхідні характеристики технічних засобів та допоміжної апаратури для його реалізації;

3. Запропоновано методологію визначення оптимальних з точки зору мінімізації втрат енергії, акустичних та конструктивних параметрів п'єзоелектричного перетворювача в залежності від характеристик середовища та параметрів контролю, що дало змогу здійснити вибір оптимального матеріалу (аерогель) та конфігурації погоджувальних шарів та зменшити сумарні втрати енергії ультразвукових коливань при здійсненні ультразвукового контролю в штатних технологічних умовах проведення внутрішньотрубної діагностики на 40 дБ;

4. За результатами експериментальних досліджень на розробленій дослідній установці, було підтверджено можливість здійснення безконтактного ультразвукового контролю товщини стінок трубопроводу в умовах близьких до штатних технологічних умов внутрішньотрубної діагностики з одностороннім доступом до об'єкта контролю в статичі. Оцінено приведену до діапазону (5,45-19,82 мм) похибка вимірювань товщини удосконаленим методом безконтактного

ультразвукового контролю на експериментальній установці не перевищує 5,32%. Абсолютна похибка вимірювань у вказаному діапазоні товщин на експериментальній установці склала 1,07 мм.

5. Проведено апробацію удосконаленого методу безконтактного ультразвукового контролю в умовах внутрішньотрубної діагностики на базі розробленої експериментальної установки в умовах НВФ «Зонд» згідно методики експериментальних досліджень. Запропоновано шляхи реалізації розробленого ультразвукового методу внутрішньотрубної діагностики на технічному та нормативному рівнях. Розроблено проект нормативного документу що регламентує вимоги щодо проведення внутрішньотрубної діагностики лінійних частин магістральних газопроводів з використанням внутрішньотрубних засобів що реалізують розроблений удосконалений метод безконтактного ультразвукового контролю. Положення та результати отримані в ході проведених досліджень було використано при розробленні ряду нормативних документів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року : від 15.03.2006р. № 145-р / Розпорядження Кабінету Міністрів України - Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=145-2006-%F0>.
2. Глоба В. М. Основи будівництва трубопроводів : навчальний посібник / В.М. Глоба, О. Т. Мартинюк. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2000. – 156 с.
3. Інформація про перше засідання Міжвідомчої комісії з питань науково-технологічної безпеки при Раді національної безпеки і оборони України : від 14.02.02 р. / Рада національної безпеки і оборони України // Офіційна веб-сторінка РНБО України. – Режим доступу: <http://www.rainbow.gov.ua>
4. О. П. Осташ, В. М. Учанін, І. М. Андрейко, І. Р. Маковійчук. Технічна діагностика і ресурс конструкцій після довготривалої експлуатації // Фізичні методи та засоби контролю середовищ, матеріалів та виробів. – 1999 – Вип. 4. – С. 3–8.
5. Гумеров А. Г. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов / Гумеров А. Г., Гумеров Р. С., Гумеров К. М. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 310 с.
6. Прес-служба МНС України «Щодо вибуху на газопроводі в Київській області» <http://www.mns.gov.ua/news/4703.html>
7. Технічне діагностування та контроль технічного стану. Терміни та визначення : ДСТУ 2389-94 . – [Чинний від 1995-01-01]. – К. : Держстандарт України, 1995. – 23 с.
8. Оперативна інформація МНС України – www.mns.gov.ua
9. Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О. М. Иванцов. – М.: ИЦ “ЕЛИМА”, 2004. – 1104 с.
10. Gas Pipeline Incidents 8th Report, European Gas pipeline Incident data Group – www.egig.eu

11. Natural gas transmission pipelines pipeline integrity prevention, detection & mitigation practices. Topical Report GRI-00/0193. – Gas Research Institute, 2000. – 161p.

12. Болотов А. С. Коррозионное растрескивание на магистральных газопроводах / А. С. Болотов // Газовая промышленность. – 1994. - №6. С. 3 - 13. 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. – 28p.

14. Горохов Е. В. Диагностика и оценка остаточного ресурса строительных металлоконструкций в коррозионных средах / Е. В. Горохов, В. П. Корольов // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 1998. – №3. – С 57 – 59.

15. Криничний П. Я. Контроль корозійних втрат металу неруйнівними методами / П. Я. Криничний, І. В. Рибіцький // Методи та прилади контролю якості. – 2005. – № 15. – С. 80 – 84.

16. Карпаш О. М. Огляд методів та засобів контролю корозійних пошкоджень трубопроводів / О. М. Карпаш, П. Я. Криничний, М.О. Карпаш, І. В. Рибіцький // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: Всеукраїнський щоквартальний науково-технічний журнал. – 2005. – вип. 2(15). – С. 91 – 97.

17. Карпаш О.М. Технічна діагностика систем нафтогазопостачання: навчальний посібник / Карпаш О. М., Возняк М. П., Василюк В. М. – Івано-Франківськ: Факел, 2007. – 314 с.

18. 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.

19. Review of Sensor Technologies for In-line Inspection of Natural Gas Pipelines Robert Bickerstaff, Mark Vaughn, Gerald Stoker, Michael Hassard, and Mark Garrett Sandia National Laboratories

20. Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines, Version 2009, Pipeline Operators Forum – www.pipelineoperators.org

21. Салюков В. В. Основные направления технической диагностики в транспорте газа / V международный деловой форум «Трубопроводный транспорт –2006» г. Москва 25-26 апреля 2006 г. – 2006. – С.56-62.

22. Albert Teitsma. Technical Assessment Report Technology Assessment For Delivery Reliability For Natural Gas. – Gas Technology Institute. – 2004. – 56p

23. Диагностика - составная часть надежности газопроводов. По материалам ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» / Журнал «Газинформ», Москва. – 2010. – №1/28.

24. 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

25. ROSEN Swiss AG, Operation and inspection of infield pipelines – www.roseninspection.net

26. Pipeline Inspection Technologies. Demonstration Report. – Gas Research Institute. – 2004. – 98p.

27. Досвід діагностування магістральних газопроводів ДК “Укртрансгаз” за допомогою внутрішньотрубних інспекційних поршнів / Трубопровідний транспорт. – 2010. – №6. –С.36–42.

28. Досвід діагностування магістральних газопроводів ДК “Укртрансгаз” за допомогою внутрішньо трубних інспекційних поршнів / Трубопровідний транспорт. – 2010. – №5. –С.42–49.

29. Teitsma A. Better Understanding of Mechanical Damage in Pipelines, Technical Report GRI-03/0138. – GRI. – 2003. – 89p.

30. Krivoi G.S. NoPig - An Above-Ground Inspection Technique for Non-Piggable Pipelines Oil Gas European Magazine. – 2008. – Vol.3. – P.122-124

31. Muzhitsky V.F. Computerized Eddy Current Flaw Detector VD-89NM with Higher Reliability of Detection and Danger Level estimation of Stress-corrosion cracks when Inspecting Gas Pipeline under Stress-Corrosion / V.F.Muzhitsky, V.A.Karabtchevski // Pipeline & Gas Journal. – 2002. – Vol.2. – P.35-44.

32. Experience with the Remote Field Eddy Current Technique / Schmidt T.R., Atherton D.L., Sullivan S., // Proc. of 3rd Nat. Sem. on Nondestructive Evaluation of Ferromagnetic Materials, Houston, March 23-25th, 1988. – 1988. – P.89-97.

33. Remote Field Eddy Current Defect Interaction, GRI Final Report GRI-95/0506. December 1995. Atherton, D.L., Clapham, L., Czura, W., Mergelas, B.J., Smith, S., Winslow, J., Zhang, Y. – Gas Research Institute. – 1995. – 125p.

34. Delivery Reliability for Natural Gas - Inspection Technologies. Technical Semiannual Progress Report DE-FC26-04NT42266. – Gas Technology Institute. – 2005. – 215p

35. Алешин Н.П., Ультразвуковая дефектоскопия : справ. пособие / Н. П. Алешин, В. Г. Лупачев. – М.: Выш. школа, 1987. – 271 с.

36. Белокур И. П. Дефектоскопия материалов и изделий / И. П. Белокур, В. А. Коваленко. – К.: Тэхника, 1989. – 192 с.

37. Неразрушающий контроль. : справочник ; [под ред. В. В. Клюева]. – М.: Машиностроение, 2001. – 616с.

38. Schmerr L., Song J.-S. Ultrasonic Nondestructive Evaluation Systems Models and Measurements. – 2007. – 602 p. – ISBN 978-0-387-49063-2

39. Reber K. 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 // Proc. of 2002 IEEE Ultrasonics Symposium. – 2003. – 671p.

40. Kondo M. Ultrasonic Corrosion Inspection of Crude Oil Pipeline / M. Kondo, M. Kobayashi, M. Kurashima // Proc. of CORROSION/99, NACE, 1999. – 1999. – P.118-123

41. 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. – P.285–291.

42. Myers J. Ultrasonic In-Line Tools Used to Inspect 30-in. Natural Gas Line / J. Myers, A. Ackert // Pipe Line and Gas Industry. – 1997. – Vol.80 No.8. – P.41-45.

43. Culbertson, D.L., Whitney, C.E. Field Evaluation of the British Gas Elastic-Wave Vehicle for Detecting Stress Corrosion Cracking in Natural Gas Transmission Pipelines, GRI Final Report, GRI-91/0241. July 1995.

44. Hamad Al-Qahtani. In-line inspection with high resolution EMAT technology crack detection and coating disbondment / Hamad Al-Qahtani, Thomas Beuker and Dr. Joerg Damaschke // Proc. of 20th INTERNATIONAL Pipeline Pigging, Integrity Assessment & Repair Houston Marriott Westchase Hotel, Houston, February 12-13, 2008. – 2008. – P.145-156.

45. Patrick C. Inline Technology Ready To Handle New Pipeline Challenges / Porter Pipeline & Gas Journal. – 2006. – Vol.5. – P.45-56.

46. Daniel R. Raichel. The science and applications of acoustics. // Springer Science and Business Media. – 2006. – 456p.

47. J. David. Fundamental and Application of Ultrasonic Waves / J. David, N. Cheeke // CRC Series in Pure and Applied Physics. CRC Press LLS. – 2002. – 453p.

48. Stoessel R. Air-Coupled Ultrasound Inspection as a New Non-Destructive Testing Tool for Quality Assurance // University of Stuttgart. – 2004. – 96p.

49. Ultrasonics Testing of Materials. Krautkramer J. and Krautkramer H., 4th fully revised edition. – Berlin: Springer-Verlag. – 1990. – 860p.

50. Wright W. M. D. Air-coupled ultrasonic testing of metals using broadband pulses in through-transmission / W. M. D. Wright, D. A. Hutchins // Ultrasonics. – 1999. – Vol. 37(1). – P.19–22.

51. Gómez T. E. Piezoelectric transducers for air-coupled operation in the frequency range 0.3-2.5 MHz / T. E. Gómez, F. Montero // Proc. of IEEE International Ultrasonics Symposium, Atlanta, 2001. – 2001. – P.7–10.

52. Montero de Espinosa F. High Sensitive Piezoelectric Transducers for NDE Air Borne Applications / F. Montero de Espinosa, T.E. Gomez, A. Albareda, R. Perez, J.A. Casals // Proc. of IEEE Ultrasonics Symposium. – 2000. – 1073 p.

53. Fortunko C.M. Gas-Coupled, Pulse-Echo Ultrasonic Crack Detection and Thickness Gaging / C. M. Fortunko, R. E. Schramm, C. M. Teller et al. // Proc. Of 1995

Review of Progress in Quantitative Nondestructive Evaluation, Snowmass Village, USA; Jul-Aug, 31-4, 1994. – Snowmass Village, USA, 1994. – Vol. 14. – P. 951-958.

54. Gomez T.E. Bridging the Gap of Impedance Mismatch Between Air and Solid Materials / T.E. Gomez, F. Montero // Proc. Of IEEE Ultrasonics Symposium. – 2000. – P.899-906.

55. Чедд Г. Звук / Г. Чедд ; [пер. с англ. Г. И. Кузнецова., ред. и предисл. С. Б. Гурвича.]. – М., Мир, 1975. – 206 с.

56. Robert E. Green Non-contact ultrasonic techniques Ultrasonics. – 2004. – Vol.42. – P.9–16.

57. Grandia W.A. NDE Applications of Air-Coupled Ultrasonic Transducers / W.A. Grandia, C.M. Fortunko // Ultrasonics. – 2001. – Vol.34. – P.108-124.

58. Lanza di Scalea F. Advances in non-contact ultrasonic inspection of railroad tracks / Experimental Techniques. – 2000. – Vol. 24, Issue 5. – P.23–26.

59. Karpash O.M. Experimental setup for air coupled ultrasonic hardware thickness control / O.M. Karpash, I.V. Rybitsky, M.O. Karpash, T.T. Koturbash// Материалы XXVI Международной конференции «Дефектоскопия'11 – Дни на безразрушительния контрол 2011». – Болгария, 2011.

60. Карпаш О. М. Експериментальна установка для вимірювання товщини металоконструкцій безконтактним акустичним методом / О. М. Карпаш, І. В. Рибіцький, М. О. Карпаш // Методи та прилади контролю якості. – 2008. – № 20. – С. 7–12.

61. Рибіцький І. В. Математична модель узгоджуючого шару п'єзоперетворювача та розрахунок втрат енергії акустичних коливань при безконтактному способі вимірювання товщини / Методи та прилади контролю якості. – 2007. – № 18. – С. 40–45.

62. Green R. E. Non-contact acoustical techniques for nondestructive characterization of materials and structures / International Applied Mechanics. – 2002. – Vol. 38, No. 3. – P.129–138.

63. Bhardwa M. C. Evolution of piezoelectric transducers to full scale non-contact ultrasonic analysis mode / Journal of the Korean Physical Society. – 2004. – Vol. 45, No. 6. – P.118-124.

64. Ultrasonics: Data, Equations and Their Practical Uses Dale Ensminger. Editor: Foster B. – Stulen CRC Press; 1st edition. – 2008. – 518p. – ISBN-10: 0824758307.

65. Karpash M.O. Estimation of the losses of energy of acoustic vibrations in the course of ultrasonic testing in the atmosphere of natural gas / M.O Karpash, T.T. Koturbash // Materials Science. – 2012. – Vol. 47, No.6. – P.856–862.

66. Magori V. Ultrasonic Sensors in Air / IEEE Ultrasonics Symposium Proc. – 1994. – Vol.1. – P.471–481.

67. Castaings M. Single Sided Inspection of Composite Materials Using Air Coupled Ultrasound / M. Castaings, P. Cawley, R. Farlow, and G. Hayward // Journal of Nondestructive Evaluation. – Vol. 17, No. 1. – 1998. – P.34–38.

68. Thomenius, K.E. Evolution of ultrasound beamformers Ultrasonics Symposium, 1996. Proceedings. IEEE Volume: 2 Page(s): 1615–1622.

69. Kažys R. Wideband air – coupled ultrasonic transducers / R. Kažys, A. Vladišauskas, E. Žukauskas / Ultragarasas. – No.3 (52). – 2004. – P.86–92.

70. Choi D.W. Ultrasonic propagation in various gases at elevated pressures / D.W. Choi, D.A. Hutchins // Measurement Science And Technology. – 2003. – Vol.14. – P.822–830

71. Chimenti D. E. Characterization of Composite Prepreg with Gas-Coupled Ultrasonics / D. E. Chimenti, C. M. Fortunko // Ultrasonics. – 1994. – Vol. 32 (4). – P.261–264.

72. Wickramasinghe H. K Acoustic Microscopy in High-Pressure Gasses / H. K. Wickramasinghe and C. R. Petts // Proc. Of 1980 Ultrasonics Symposium, Nov, 5-7, 1980. – Boston, USA, 1980. – P. 668–672.

73. Benny G., Hayward G., and Chapman R. Beam profile measurements and simulations for ultrasonic transducers operating in air // Acoustical Society of America. – 2000. – Vol. 107, Issue 4. – P.2089–2100.

74. Бергман Л. Ультразвук и его применение в науке и технике. Изд. 2. – Москва. – 1957г. – 727с.
75. Агранат Б. А., Дубровин М. Н., Хавский Н. Н. Основы физики и техники ультразвука. – М.: Высш. шк., 1987. – 352с.
76. Неразрушающий контроль: практ. пособие / [И.Н. Ермолов, Н.П. Алешин, А.П. Потапов; Под ред. В.В. Сухорукова.] – М.: Высшая школа, 1991. – 283с.
77. GPSA Engineering databook. Edition. 12, Vol.1,2.– Gas Processors Suppliers Association. – 2004. – 897p.
78. Worksheet to calculate Properties of Hydrocarbon based Gas Mixtures using the GPSA Engineering Data Book (11th Edition), Dennis Kirk Engineering. – 1998.
79. СОУ 60.3-30019801-035:2006 Магістральні газопроводи. Технічне діагностування. Порядок надання допуску
80. СОУ 60.3-30019801-050:2008 Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів
81. СТП 320.30019801.052-2002 Магістральні газопроводи. Пропускання внутрішньотрубних засобів на ділянці газопроводу
82. Грінченко В. Т., Вовк І. В., Маципура В. Т. Основы акустики: навч. пос. – К.: Наук. думка, 2007. – 640 с.
83. Kocbach J. Finite Element Modeling of Ultrasonic Piezoelectric Transducers. – University of Bergen Department of Physics September. – 2000. – 78p.
84. Lamberti N. A new approach for the design of ultrasono-therapy transducers / N. Lamberti, G. Caliano, A. Iula, and M. Pappalardo // IEEE Trans. Ultrason. Ferroelectr. Freq. Contr. – 1997. – Vol.44, P.77–84.
85. Lamberti M. Frequency spectra analysis of vibrations in piezoelectric and matching layer plates for optimum transducer design / M. Lamberti, M. Pappalardo // Conf. Proc. Ultrason. Int. 89. – 1989. – P.460–465.

86. Wojcik G. L. Computer modeling of diced matching layers / G. L. Wojcik, C. DeSilets, L. Nikodym, D. Vaughan, N. Abboud, and J. Mould Jr. // Conf. Proc. of 1996 IEEE Ultrason. Symp. (IEEE, New York). – 1996.

87. Highmore P.J. Impedance matching at ultrasonic frequencies using thin transition layers / Conf. Proc. Ultrason. Int. 1973 (IPC Science and Technology Press Ltd, London). – 1973. – P.112–118.

88. Rhyne T.L. Computer optimization of transducer transfer functions using constraints on bandwidth, ripple and loss. – IEEE Trans. Ultrason. Ferroelectr. Freq. Contr. – 1996. Vol.43. – P.1136–1149.

89. Inoue T. Design of ultrasonic transducers with multiple acoustic matching layers for medical applications / T. Inoue, O. Masaya, and T. Sadayuki // IEEE Trans. Ultrason. Ferroelectr. Freq. Contr. – 1987. – Vol.34, P.8–16.

90. Krimholtz R. New equivalent circuits for elementary piezoelectric transducers/ R. Krimholtz, D. A. Leedom, and G. L. Matthaei // Electron. Lett. 6. – 1970. – P.398-399

91. Gachagan A. A finite element modelling approach into the influence of mechanical matching and damping in 1-3 piezocomposites / A. Gachagan, J. T. Bennett, and G. Hayward // 1994 Ultrason. Symp. Proc. (IEEE, New York). – 1994. – P.995-998.

92. Electromechanical transducers and wave filters / W. P. Mason, – 1998, Van Nostrand, New York, Second edition, – 451p.

93. Castilloa M. KLM model for lossy piezoelectric transducers / M. Castilloa, P. Acevedob, E. Morenoa // Ultrasonics. – 2003. – Vol. 41, Issue 8. – P.671-679

94. Piezoelectric and Acoustic Materials for Transducer Applications / Ahmad Safari, E. Koray Akdogan. – Elsevier, 2008. – 481p. ISBN 978-0-387-76538-9

95. <http://www.biosono.com/> – Transducer KLM Model Simulation

96. <http://www.aerogel.org/> – Open Source Aerogel. General information and specifications

97. Aerogels Handbook Aegerter / Michel Andre, Leventis Nicholas, Koebel Matthias M. – XXXI NY, 1st Edition, 2011, – 932p.

98. Gibiat V. Acoustic properties and potential applications of silica aerogels / V. Gibiat, O. Lefeuvre, T. Woignier, J. Pelous, J. Phalippou // Journal of Non-Crystalline Solids. – 1995. – Vol. 186. – P.244-255

99. Schmidt M. Applications for silica aerogel products / M Schmidt, F Schwertfeger // Journal of Non-Crystalline Solids. – 1998. – Vol. 225. – Pp.364-368

100. Krauss O. Experimental and theoretical investigations of SiO₂-aerogel matched piezotransducers / O. Krauss, R. Gerlach, and J. Fricke // Ultrasonics. – 1994. – Vol. 32. – P.217-222.

101. Gerlach R. Modified SiO₂ aerogels as acoustic impedance matching layers in ultrasonic devices”/ R. Gerlach, O. Krauss, J. Fricke, P.-Ch. Eccardt, N. Kroemer, and V. Magori // Journal Non-Crystalline Solids. – 1992. – Vol.145. – P.227-232.

102. Карпаш М.О. Оцінка втрат енергії акустичних коливань за ультразвукового контролю в середовищі природного газу / М.О. Карпаш, Т.Т. Котурбаш // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2011. – №6. – С. 122-128

103. ПАТ "Львівський хімічний завод" <http://www.lhz.com.ua/>

104. Plastic Material's acoustic properties with further description for the measurement method. / Alan R.Selfridge // IEEE Transactions On Sonics and Ultrasonics. – 1985. – Vol. SU-32. No.3. – P.381-394. www.ndt.net/links/proper.htm

105. The speed and attenuation of sound – The National Physical Laboratory www.kayelaby.npl.co.uk/general_physics/2_4/2_4_1.html

106. Signal Processing Toolbox. Users Guide. MathWorks Version 5.1. – 2001. – 324 p.

107. Основи метрології та виміральної 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.

108. Грановский В. А., Сирая Т. Н. Методы обработки экспериментальных данных при измерениях / В. А. Грановский, Т. Н. Сирая – Л.: Энергоатомиздат. – 1990. – 288 с.

109. Метрологічна атестація засобів виміральної техніки. Організація та порядок проведення : ДСТУ 3215-95 [Чинний від 1996-07-01] – К.:

Держстандарт України. – 1996. – 28 с.

110. Кісіль І. С. Метрологія, точність і надійність засобів вимірювань: Навчальний посібник / І. С. Кісіль. – Івано-Франківськ: Факел. – 2002. – 400 с.

111. 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.

112. 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.

113. Неруйнівний контроль труб нафтового сортаменту: Навч.підручник / Карпаш О., Криничний П., Крижанівський Є., Мигаль І., Рибчич І., Зінчак Я. – Івано-Франківськ.: Факел. – 2001. – 380с.

114. РД 12-411-01 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов. – Введ. 15.09.01. – М.: Госгортехнадзор России. – 2002. – 50 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Порядок розрахунку фізико-хімічних параметрів природного газу за допомогою програмного продукту

Worksheet to calculate Properties of Hydrocarbon based Gas Mixtures using the GPSA Engineering Data Book (11th Edition), Dennis Kirk Engineering

Спеціалізоване програмне забезпечення Worksheet to calculate Properties of Hydrocarbon based Gas Mixtures створене консалтинговою компанією Dennis Kirk Engineering та знаходиться у обмеженому доступі на офіційному сайті компанії. Копія програмного забезпечення була отримана від представників компанії з метою використання у науково-дослідницьких цілях по запиті.

Програмне забезпечення створена на базі теоретичних та експериментальних відомостей спеціалізованого довідника GPSA Engineering Data Book 11-те видання (Gas Processors Suppliers Association – Асоціація компаній постачальників обладнання для обробки природного газу). Наявні у довіднику теоретичні та експериментальні залежності, номограми та графіки дозволяю з достатньою точністю отримувати відомості про основні фізико-хімічні характеристики природного газу з наперед заданим хімічним складом для різних значень тиску та температури газу.

Методика роботи з програмним продуктом полягає в наступному:

- 1) Введення даних, щодо хімічного складу суміші природного газу що досліджується з можливістю збереження введених даних для подальшого використання. Данні вводяться у процентному відношенні від всієї суміші.
- 2) Введення значення робочого тиску та температури досліджуваної суміші природного газу, (у кПа та град.С відповідно).
- 3) Отримання розрахованих значень фізико-хімічних параметрів досліджуваної суміші природного газу для заданих значень робочих тиску та температури

Сертифікат хімічного складу досліджуваної суміші природного газу

Богородчанське ЛВ УМГ

СЕРТИФІКАТ № 120

якості природного газу

Переданого по - газопроводу "Союз"

Дата відбору проби: 10.04.2008р.

Умови відбору проби: Температура: 22,5 °С Тиск: 48 кг/см²

Фізико-хімічні показники (ФХП) парам. газу T 20 °С тиск 101,325 кПа

Результати аналізу:

Найменування ФХП газу		Фактичні результати аналізу газу, % об'ємний
Метан	(C1)	97,982
Етан	(C2)	0,823
Пропан	(C3)	0,264
ізо-Бутан	(iC4)	0,044
н-Бутан	(nC4)	0,042
нео-Пентан	(neoC5)	0,001
ізо-Пентан	(iC5)	0,008
н-Пентан	(nC5)	0,005
Гексан + вищ.	(C6+вищ)	0,002
Кисень	(O2)	0,005
Азот	(N2)	0,762
Діоксид вуглецю	(CO2)	0,062
Механічні домішки,	г/м ³	відсутні
Меркаптанова сірка,	г/м ³	< 0,0002
Сірководень,	г/м ³	< 0,0001
Густина відносна		0,5667
Густина пікнометрична,	кг/м ³	
Густина хроматографічна	кг/м ³	0,6826
Вища теплота згорання,	ккал/м ³	8900
Нижча теплота згорання,	ккал/м ³	8020
Число Воббе (вище),	ккал/м ³	11823
Число Воббе (нижче),	ккал/м ³	10654
Точка роси при P = 3,92 МПа, °С		мінус 14,2

Атестат акредитації вимірювальної ХАЛ

№ РД-46/04 від 29.06.2004 р.

Начальник ЛВ УМГ

В.Слободян

Сг.диспетчер

І.Матісшин

Інженер - хімік

М.Кукіль

Дата аналізу:

10.04.08

Файл хроматограми:

c:\kristall\souz\84101140.anl; c:\kristall\souz\84101216.anl;

Робоче вікно програмного продукту

Worksheet to calculate Properties of Hydrocarbon based Gas Mixtures

з введеними даними хімічного складу природного газу

ENGINEERING DESIGN CALCULATION - DENNIS KIRK ENGINEERING									
Calculation of Gas Properties - GPSA Engineering Data Book - SI Units - 11th Edition 1998							Version 1.510		
CALCULATION TITLE									
CH4	Methane	97.982	Uniformly Normalised mole %	97.9849	%				
C2H6	Ethane	0.823		0.8230	%				
C3H8	Propane	0.264		0.2640	%	R=	8,314510	kJ/kg mol degK	
C4H10	i-Butane	0.044		0.0440	%	MW air=	28,9625	kg/kmol	
C4H10	n-Butane	0.042		0.0420	%	Zb air=	0,99958		
C5H12	i-Pentane	0.008		0.0080	%	Pb=	0	kPa(g)	<input type="text" value="0"/>
C5H12	n-Pentane	0.005		0.0050	%	Ps=	101,325	kPa(abs)	<input type="text" value=""/>
C6H14	n-Hexane	0.000		0.0000	%	Pb=	101,325	kPa(abs)	<input type="text" value=""/>
C7H16	n-Heptane	0.000		0.0000	%	Tb=	15	degC	<input type="text" value="59"/>
C8H18	n-Octane	0.000		0.0000	%	Ts=	273,15	degK	<input type="text" value=""/>
C9H20	n-Nonane	0.000		0.0000	%	Tb=	288,15	degK	<input type="text" value=""/>
C10H22	n-Decane	0.000		0.0000	%				
C6H6	Benzene	0.000		0.0000	%				
CO	Carbon Monoxide	0.000		0.0000	%				
CO2	Carbon Dioxide	0.062		0.0620	%				
H2S	Hydrogen Sulfide	0.000		0.0000	%				
N2+O2	Air	0.000		0.0000	%				
H2	Hydrogen	0.000		0.0000	%				
O2	Oxygen	0.005		0.0050	%				
N2	Nitrogen	0.762		0.7620	%				
H2O	Water	0.000		0.0000	%				
		99,9970		100,0000	%				
MW		16,3853			kg/kmol				116,3605 from AGA8 GCM2 Method
SG ideal		0,5657			Specific Gravity				
SG real		0,5667							0,5658 from AGA8 GCM2 Method
Zb [15°C, 0 kPa(g)]		0,9979			Compressibility at base conditions				0,9980 from AGA8 GCM2 Method
HHV ideal		37,8639			MJ/Sm ³	Higher Heating Value			
HHV real		37,9416			MJ/Sm ³	Wobbe Index	50,400923		37,9162 from AGA8 GCM2 Method
LHV ideal		34,1049			MJ/Sm ³	Lower Heating Value			
LHV real		34,1749			MJ/Sm ³				
P		1000			kPa(g)	Operating Pressure	145,04	psi(g)	
T		20			°C	Operating Temperature	68	°F	
P		1101,325			kPa(abs)				
T		293,15			°K				
Pc		4589,97			kPa(abs)	Pseudo Critical Pressure			includes Wichert & Aziz Correction for Sour Gas
Tc		191,76			°K	Pseudo Critical Temperature			includes Wichert & Aziz Correction for Sour Gas
Vc		0,0061			m ³ /kg	Pseudo Critical Specific Volume			
Zc		0,2872				Pseudo Critical Compressibility			
Pr (Pro)		0,2399		0,0221		Pseudo Reduced Pressure			
Tr		1,5292				Pseudo Reduced Temperature			
Z (MW<40, P<70MPa)		0,9782				Compressibility (Pr 0 to 15, Tr 1 to 3)	0,9794		from AGA8 GCM2 Method
d		7,5682			kg/m ³	Density	7,5480		from AGA8 GCM2 Method
Cpo (T -25 to 150°C)		35,7921			kJ/kmole.°C	Heat Capacity (Pconstant)	2184,3958	J/kg.°C	
Cvo		27,4776			kJ/kmole.°C	Heat Capacity (T constant)	1676,9602	J/kg.°C	
kp=Cpo/Cvo		1,3026				Thermal Conductivity	0,0340304	W/m.°C (MW>15, 20<T<200°C, Pr<8, 1<Tr<3)	
Cp		36,9172			kJ/kmole.°C	refer Redlich-Kwong	2253,0625	J/kg.°C	
Cv		27,7558			kJ/kmole.°C	Equations of State	1693,943	J/kg.°C	
k=Cp/Cv		1,3301				Velocity of Sound	435,19989	m/sec.	
w		0,0124				Acentric Factor			
u (T -130 to 500°C)		0,0114			cP (mPa.s)	Viscosity from Fig 23-23 (P 0 to 21 MPa)			0,0111566 from John M Campbell & Co
ua @101.325 kPa(a)		0,01054944			cP (mPa.s)	or Viscosity from 23-22 (if Tr > 1,0)			
u/ua		1,02089381				and pressure correction from 23-24			
u		0,0108			cP (mPa.s)				
or if high levels of non hydrocarbons are present (eg 20%)									
E		0,04669				Eq 23-20 (corrected)			
E ua		0,00040				Eq 23-21 (corrected) and Eq 23-22			
ua @101.325 kPa(a)		0,01055			cP (mPa.s)	for high levels of non hydrocarbons			
u		0,0108			cP (mPa.s)	with pressure correction from 23-24			
H (T -30 to 450°C)		9731,83452			kJ/kmol	Enthalpy (Pr 0.1 to 10, Tr 1 to 4)			Note:H=0 for T=0°K and P=0 kPa(abs)
JT		693,936119			kJ/kg	Note: Values for Hexane, Heptane, Octane, Nonane, Decane are approximate only!			
JT		0,36451279			oC/100 kPa	JT Effect of Gas Expansion			
S (T -80 to 240oC)		189,058249			kJ/kmole.K	Entropy (Pr 0.1 to 10, Tr 0.8 to 4)			Note:S=0 for T=0°K and P=0 kPa(abs)
		11,538			kJ/kg.K	Note: Values for Hexane, Heptane, Octane, Nonane, Decane are not available!			
denniskb@ozemail.com.au					www.ozemail.com.au/~denniskb/				

Розрахований набір даних фізико-хімічних параметрів суміші природного газу
для заданого хімічного складу, діапазон зміни температури 10-60 °С
та діапазон зміни тиску 2,5-8,0 МПа

Діапазон зміни тиску 2,5-8,0 МПа, температура 10°С

#	Press excess, Pa	Temp, grad.C	Abs press, Pabs=Pa	Abs temp, Tabs=grad.K	Density, ρ=kg/m ³	Viscosity, η=mPa*s	Adiabatic exponent, γ=Cp/Cv	Heat capacity P=const, Cp=J/(kg*grad.C)	Heat capacity P=const, Cv=J/(kg*grad.C)	Thermal conductivity, k=λh=W/(m*K)	Velocity of sound, c=m/s	Acoustic impedance, Z=kg/(m ² *s)
1	2500,00	10,00	2601,325	283,15	19,2520	0,0115	1,3643	2345,6286	1719,2635	0,0345	417,0992	8030,0015
2	3000,00	10,00	3101,325	283,15	23,2464	0,0117	1,3695	2383,1423	1740,1444	0,0348	412,9679	9600,0345
3	3500,00	10,00	3601,325	283,15	27,3350	0,0118	1,3728	2421,3786	1763,8754	0,0353	408,6793	11171,2692
4	4000,00	10,00	4101,325	283,15	31,5045	0,0121	1,3744	2460,1968	1789,9856	0,0360	404,4244	12741,1702
5	4500,00	10,00	4601,325	283,15	35,7743	0,0123	1,3739	2499,7535	1819,4839	0,0368	399,9492	14307,8939
6	5000,00	10,00	5101,325	283,15	40,0968	0,0125	1,3724	2539,5938	1850,4152	0,0375	395,8193	15871,0878
7	5500,00	10,00	5601,325	283,15	44,5152	0,0127	1,3689	2580,0762	1884,7310	0,0381	391,5358	17429,3068
8	6000,00	10,00	6101,325	283,15	49,0328	0,0129	1,3634	2621,1882	1922,5899	0,0388	387,1203	18981,5894
9	6500,00	10,00	6601,325	283,15	53,6528	0,0131	1,3558	2662,9098	1964,1422	0,0395	382,5981	20527,4765
10	7000,00	10,00	7101,325	283,15	58,3315	0,0133	1,3473	2704,8157	2007,6256	0,0403	378,3749	22071,1913
11	7500,00	10,00	7601,325	283,15	63,0432	0,0137	1,3385	2746,6517	2052,0397	0,0413	374,6258	23617,6078
12	8000,00	10,00	8101,325	283,15	67,8470	0,0140	1,3282	2788,8562	2099,7410	0,0423	370,8951	25164,1201

Діапазон зміни тиску 2,5-8,0 МПа, температура 15°С

#	Press excess, Pa	Temp, grad.C	Abs press, Pabs=Pa	Abs temp, Tabs=grad.K	Density, ρ=kg/m ³	Viscosity, η=mPa*s	Adiabatic exponent, γ=Cp/Cv	Heat capacity P=const, Cp=J/(kg*grad.C)	Heat capacity P=const, Cv=J/(kg*grad.C)	Thermal conductivity, k=λh=W/(m*K)	Velocity of sound, c=m/s	Acoustic impedance, Z=kg/(m ² *s)
1	2500,00	15,00	2601,325	288,15	18,8525	0,0117	1,3606	2347,9964	1725,7462	0,0353	421,7156	7950,4130
2	3000,00	15,00	3101,325	288,15	22,7370	0,0119	1,3664	2383,5097	1744,3728	0,0356	418,0854	9506,0119
3	3500,00	15,00	3601,325	288,15	26,7121	0,0120	1,3703	2419,6982	1765,7699	0,0361	414,2212	11064,7025
4	4000,00	15,00	4101,325	288,15	30,7798	0,0122	1,3723	2456,5646	1790,0971	0,0368	410,1408	12624,0489
5	4500,00	15,00	4601,325	288,15	34,9429	0,0125	1,3722	2494,1121	1817,5377	0,0376	405,8560	14181,7885
6	5000,00	15,00	5101,325	288,15	39,1185	0,0127	1,3723	2531,5941	1844,7166	0,0382	402,3152	15737,9615
7	5500,00	15,00	5601,325	288,15	43,3765	0,0129	1,3707	2569,6056	1874,7338	0,0389	398,6497	17292,0203
8	6000,00	15,00	6101,325	288,15	47,7166	0,0131	1,3672	2608,1143	1907,6092	0,0396	394,9008	18843,3376
9	6500,00	15,00	6601,325	288,15	52,1425	0,0133	1,3620	2647,1153	1943,5103	0,0403	391,0732	20391,5474
10	7000,00	15,00	7101,325	288,15	56,6276	0,0135	1,3558	2686,3475	1981,4021	0,0411	387,4243	21938,8968
11	7500,00	15,00	7601,325	288,15	61,1560	0,0138	1,3489	2725,6473	2020,6964	0,0421	384,0720	23488,3030
12	8000,00	15,00	8101,325	288,15	65,7660	0,0141	1,3405	2765,2846	2062,8926	0,0431	380,7240	25038,6953

Діапазон зміни тиску 2,5-8,0 МПа, температура 20°C

#	Press excess, Pa	Temp, grad.C	Abs press, Pabs=Pa	Abs temp, Tabs=grad.K	Density, ρ =kg/m ³	Viscosity, η =mPa*s	Adibatic exponent, χ =Cp/Cv	Heat capacity P=const, Cp=J/(kg*grad.C)	Heat capacity P=const, Cv=J/(kg*grad.C)	Thermal conductivity, K= λ h=W/(m*K)	Velocity of sound, c=m/s	Acoustic impedance, Z=kg/(m ² *s)
1	2500,00	20,00	2601,325	293,15	18,4731	0,0119	1,3568	2350,9470	1732,7620	0,0360	426,1717	7872,7224
2	3000,00	20,00	3101,325	293,15	22,2651	0,0120	1,3628	2384,7106	1749,9008	0,0364	422,8250	9414,2345
3	3500,00	20,00	3601,325	293,15	26,1353	0,0122	1,3672	2419,0266	1769,2770	0,0368	419,3476	10959,7864
4	4000,00	20,00	4101,325	293,15	30,0763	0,0124	1,3703	2453,8174	1790,6549	0,0376	415,8552	12507,3681
5	4500,00	20,00	4601,325	293,15	34,1000	0,0126	1,3717	2489,1739	1814,6621	0,0383	412,1909	14055,7148
6	5000,00	20,00	5101,325	293,15	38,1722	0,0128	1,3722	2524,7846	1839,9502	0,0390	408,7715	15603,7042
7	5500,00	20,00	5601,325	293,15	42,3242	0,0130	1,3710	2560,8992	1867,9112	0,0397	405,2232	17150,7265
8	6000,00	20,00	6101,325	293,15	46,5338	0,0132	1,3687	2597,3082	1897,7118	0,0404	401,7917	18696,8932
9	6500,00	20,00	6601,325	293,15	50,8129	0,0134	1,3649	2634,0854	1929,8748	0,0411	398,3643	20242,0470
10	7000,00	20,00	7101,325	293,15	55,1507	0,0136	1,3600	2671,1125	1964,0129	0,0419	395,0499	21787,2587
11	7500,00	20,00	7601,325	293,15	59,5364	0,0139	1,3543	2708,2740	1999,7472	0,0429	391,9356	23334,4203
12	8000,00	20,00	8101,325	293,15	63,9974	0,0143	1,3472	2745,7534	2038,1385	0,0439	388,8147	24883,1290

Діапазон зміни тиску 2,5-8,0 МПа, температура 25°C

#	Press excess, Pa	Temp, grad.C	Abs press, Pabs=Pa	Abs temp, Tabs=grad.K	Density, ρ =kg/m ³	Viscosity, η =Pa*s	Adibatic exponent, χ =Cp/Cv	Heat capacity P=const, Cp=J/(kg*grad.C)	Heat capacity P=const, Cv=J/(kg*grad.C)	Thermal conductivity, K= λ h=W/(m*K)	Velocity of sound, c=m/s	Acoustic impedance, Z=kg/(m ² *s)
1	2500,00	25,00	2601,325	298,15	18,1068	0,0121	1,3531	2354,3806	1739,9615	0,0368	430,5874	7796,5507
2	3000,00	25,00	3101,325	298,15	21,8096	0,0122	1,3593	2386,5072	1755,7117	0,0371	427,5170	9323,9760
3	3500,00	25,00	3601,325	298,15	25,5790	0,0124	1,3642	2419,0746	1773,2101	0,0375	424,4155	10856,1389
4	4000,00	25,00	4101,325	298,15	29,3984	0,0126	1,3684	2451,9333	1791,8617	0,0383	421,4937	12391,2341
5	4500,00	25,00	4601,325	298,15	33,2889	0,0128	1,3710	2485,2539	1812,7136	0,0390	418,4298	13929,0534
6	5000,00	25,00	5101,325	298,15	37,2616	0,0130	1,3719	2519,1147	1836,2569	0,0397	415,1289	15468,3651
7	5500,00	25,00	5601,325	298,15	41,3116	0,0132	1,3711	2553,4550	1862,3141	0,0403	411,6967	17007,8481
8	6000,00	25,00	6101,325	298,15	45,3963	0,0134	1,3698	2587,9062	1889,2805	0,0410	408,5767	18547,8623
9	6500,00	25,00	6601,325	298,15	49,5352	0,0136	1,3674	2622,6121	1918,0049	0,0417	405,5423	20088,6347
10	7000,00	25,00	7101,325	298,15	53,7324	0,0138	1,3638	2657,5825	1948,6822	0,0424	402,5598	21630,5136
11	7500,00	25,00	7601,325	298,15	57,9818	0,0141	1,3592	2692,7445	1981,1170	0,0434	399,6870	23174,5868
12	8000,00	25,00	8101,325	298,15	62,3007	0,0144	1,3533	2728,2034	2015,9725	0,0443	396,7999	24720,9103

Діапазон зміни тиску 2,5-8,0 МПа, температура 30°C

#	Press excess, Pa	Temp, grad.C	Abs press, Pabs=Pa	Abs temp, Tabs=grad.K	Density, ρ=kg/m3	Viscosity, η=Pa*s	Adiabatic exponent, γ=Cp/Cv	Heat capacity P=const, Cp=J/(kg*grad.C)	Heat capacity P=const, Cv=J/(kg*grad.C)	Thermal conductivity, K=λh=W/(m*K)	Velocity of sound, c=m/s	Acoustic impedance, Z=kg/(m2*s)
1	2500,00	30,00	2601,325	303,15	17,7529	0,0123	1,3492	2360,2414	1749,3108	0,0375	434,9002	7720,7253
2	3000,00	30,00	3101,325	303,15	21,3697	0,0124	1,3555	2390,8345	1763,7638	0,0379	432,0993	9233,8540
3	3500,00	30,00	3601,325	303,15	25,0421	0,0126	1,3609	2421,7671	1779,5148	0,0383	429,3638	10752,1928
4	4000,00	30,00	4101,325	303,15	28,7449	0,0128	1,3660	2452,8256	1795,6433	0,0390	426,9961	12273,9444
5	4500,00	30,00	4601,325	303,15	32,5078	0,0130	1,3698	2484,2523	1813,5927	0,0397	424,5137	13800,0074
6	5000,00	30,00	5101,325	303,15	36,3848	0,0132	1,3710	2516,4751	1835,5284	0,0404	421,3282	15329,9592
7	5500,00	30,00	5601,325	303,15	40,3367	0,0134	1,3706	2549,1541	1859,8251	0,0410	418,0112	16861,2057
8	6000,00	30,00	6101,325	303,15	44,3017	0,0135	1,3702	2581,7781	1884,1820	0,0416	415,1961	18393,9083
9	6500,00	30,00	6601,325	303,15	48,3068	0,0137	1,3691	2614,5533	1909,7472	0,0422	412,5471	19928,8267
10	7000,00	30,00	7101,325	303,15	52,3697	0,0139	1,3667	2647,6040	1937,2398	0,0430	409,8932	21465,9898
11	7500,00	30,00	7601,325	303,15	56,4889	0,0142	1,3632	2680,8957	1966,6252	0,0439	407,2638	23005,8818
12	8000,00	30,00	8101,325	303,15	60,6720	0,0145	1,3585	2714,4623	1998,2055	0,0447	404,6154	24548,8291

Діапазон зміни тиску 2,5-8,0 МПа, температура 35°C

#	Press excess, Pa	Temp, grad.C	Abs press, Pabs=Pa	Abs temp, Tabs=grad.K	Density, ρ=kg/m3	Viscosity, η=Pa*s	Adiabatic exponent, γ=Cp/Cv	Heat capacity P=const, Cp=J/(kg*grad.C)	Heat capacity P=const, Cv=J/(kg*grad.C)	Thermal conductivity, K=λh=W/(m*K)	Velocity of sound, c=m/s	Acoustic impedance, Z=kg/(m2*s)
1	2500,00	35,00	2601,325	308,15	17,4108	0,0124	1,3455	2366,5144	1758,8150	0,0382	439,1759	7646,3909
2	3000,00	35,00	3101,325	308,15	20,9448	0,0126	1,3519	2395,6694	1772,0541	0,0386	436,6375	9145,2667
3	3500,00	35,00	3601,325	308,15	24,5264	0,0128	1,3576	2425,0939	1786,2962	0,0390	434,2164	10649,7714
4	4000,00	35,00	4101,325	308,15	28,1274	0,0129	1,3633	2454,5554	1800,5085	0,0397	432,2495	12158,0477
5	4500,00	35,00	4601,325	308,15	31,7807	0,0131	1,3678	2484,3181	1816,2673	0,0404	430,1882	13671,6851
6	5000,00	35,00	5101,325	308,15	35,5601	0,0133	1,3694	2514,9605	1836,4753	0,0410	427,2034	15191,3899
7	5500,00	35,00	5601,325	308,15	39,4100	0,0135	1,3697	2546,0218	1858,8421	0,0417	424,0951	16713,6051
8	6000,00	35,00	6101,325	308,15	43,2609	0,0137	1,3701	2576,9430	1880,8119	0,0423	421,5791	18237,9081
9	6500,00	35,00	6601,325	308,15	47,1427	0,0139	1,3700	2607,9525	1903,6426	0,0429	419,2696	19765,4887
10	7000,00	35,00	7101,325	308,15	51,0798	0,0141	1,3687	2639,2284	1928,2933	0,0436	416,9250	21296,4538
11	7500,00	35,00	7601,325	308,15	55,0731	0,0143	1,3662	2670,7579	1954,8131	0,0444	414,5578	22830,9961
12	8000,00	35,00	8101,325	308,15	59,1248	0,0146	1,3626	2702,5369	1983,3009	0,0452	412,1702	24369,4861

Діапазон зміни тиску 2,5-8,0 МПа, температура 40°C

#	Press excess, Pa	Temp, grad.C	Abs press, Pabs=Pa	Abs temp, Tabs=grad.K	Density, ρ=kg/m3	Viscosity, η=Pa*s	Adiabatic exponent, χ=Cp/Cv	Heat capacity P=const, Cp=J/(kg*grad.C)	Heat capacity P=const, Cv=J/(kg*grad.C)	Thermal conductivity, K=λh=W/(m*K)	Velocity of sound, c=m/s	Acoustic impedance, Z=kg/(m2*s)
1	2500,00	40,00	2601,325	313,15	17,0799	0,0126	1,3419	2373,1693	1768,4618	0,0389	443,4157	7573,5091
2	3000,00	40,00	3101,325	313,15	20,5339	0,0128	1,3484	2400,9744	1780,5637	0,0393	441,1334	9058,1926
3	3500,00	40,00	3601,325	313,15	24,0347	0,0129	1,3542	2429,0373	1793,6859	0,0397	438,9156	10549,1919
4	4000,00	40,00	4101,325	313,15	27,5626	0,0131	1,3597	2457,2005	1807,1360	0,0404	437,0004	12044,8841
5	4500,00	40,00	4601,325	313,15	31,1411	0,0133	1,3642	2485,6448	1822,0263	0,0412	435,0001	13546,3717
6	5000,00	40,00	5101,325	313,15	34,8130	0,0135	1,3667	2514,6980	1840,0398	0,0418	432,4316	15054,2272
7	5500,00	40,00	5601,325	313,15	38,5466	0,0137	1,3679	2544,1004	1859,8933	0,0424	429,7642	16565,9619
8	6000,00	40,00	6101,325	313,15	42,2895	0,0138	1,3691	2573,4385	1879,6961	0,0430	427,5454	18080,6963
9	6500,00	40,00	6601,325	313,15	46,0645	0,0140	1,3696	2602,8822	1900,4042	0,0436	425,4793	19599,4883
10	7000,00	40,00	7101,325	313,15	49,8873	0,0142	1,3692	2632,5410	1922,6390	0,0443	423,4069	21122,6379
11	7500,00	40,00	7601,325	313,15	53,7570	0,0145	1,3679	2662,3936	1946,3905	0,0451	421,3482	22650,4166
12	8000,00	40,00	8101,325	313,15	57,6788	0,0147	1,3654	2692,4627	1971,8668	0,0459	419,2725	24183,1308

Діапазон зміни тиску 2,5-8,0 МПа, температура 45°C

#	Press excess, Pa	Temp, grad.C	Abs press, Pabs=Pa	Abs temp, Tabs=grad.K	Density, ρ=kg/m3	Viscosity, η=Pa*s	Adiabatic exponent, χ=Cp/Cv	Heat capacity P=const, Cp=J/(kg*grad.C)	Heat capacity P=const, Cv=J/(kg*grad.C)	Thermal conductivity, K=λh=W/(m*K)	Velocity of sound, c=m/s	Acoustic impedance, Z=kg/(m2*s)
1	2500,00	45,00	2601,325	318,15	16,7598	0,0128	1,3385	2380,1784	1778,2400	0,0397	447,6210	7502,0431
2	3000,00	45,00	3101,325	318,15	20,1365	0,0129	1,3451	2406,7149	1789,2747	0,0401	445,5888	8972,6105
3	3500,00	45,00	3601,325	318,15	23,5592	0,0131	1,3509	2433,4986	1801,3524	0,0405	443,5682	10450,1104
4	4000,00	45,00	4101,325	318,15	27,0166	0,0133	1,3563	2460,4402	1814,0956	0,0412	441,7019	11933,2785
5	4500,00	45,00	4601,325	318,15	30,5227	0,0135	1,3607	2487,6443	1828,1785	0,0419	439,7599	13422,6374
6	5000,00	45,00	5101,325	318,15	34,0911	0,0136	1,3639	2515,2102	1844,1544	0,0425	437,5953	14918,1236
7	5500,00	45,00	5601,325	318,15	37,7131	0,0138	1,3660	2543,0617	1861,6842	0,0432	435,3550	16418,5976
8	6000,00	45,00	6101,325	318,15	41,3523	0,0140	1,3679	2570,9179	1879,4867	0,0438	433,4240	17923,0656
9	6500,00	45,00	6601,325	318,15	45,0247	0,0142	1,3691	2598,8945	1898,2359	0,0444	431,5939	19432,3706
10	7000,00	45,00	7101,325	318,15	48,7378	0,0144	1,3695	2627,0393	1918,2435	0,0451	429,7860	20946,8435
11	7500,00	45,00	7601,325	318,15	52,4891	0,0146	1,3691	2655,3222	1939,4463	0,0459	428,0278	22466,8056
12	8000,00	45,00	8101,325	318,15	56,2867	0,0148	1,3678	2683,7905	1962,1515	0,0466	426,2571	23992,5905

Діапазон зміни тиску 2,5-8,0 МПа, температура 50°C

#	Press excess, Pa	Temp, grad.C	Abs press, Pabs=Pa	Abs temp, Tabs=grad.K	Density, ρ=kg/m ³	Viscosity, η=Pa*s	Adiabatic exponent, γ=Cp/Cv	Heat capacity P=const, Cp=J/(kg*grad.C)	Heat capacity P=const, Cv=J/(kg*grad.C)	Thermal conductivity, K=λh=W/(m*K)	Velocity of sound, c=m/s	Acoustic impedance, Z=kg/(m ² *s)
1	2500,00	50,00	2601,325	323,15	16,4499	0,0130	1,3352	2387,5158	1788,1386	0,0405	451,7933	7431,9576
2	3000,00	50,00	3101,325	323,15	19,7520	0,0131	1,3418	2412,8591	1798,1704	0,0409	450,0054	8888,4996
3	3500,00	50,00	3601,325	323,15	23,0992	0,0133	1,3477	2438,4397	1809,2728	0,0413	448,1762	10352,5252
4	4000,00	50,00	4101,325	323,15	26,4884	0,0134	1,3530	2464,2306	1821,3604	0,0420	446,3558	11823,2351
5	4500,00	50,00	4601,325	323,15	29,9244	0,0136	1,3573	2490,2669	1834,6929	0,0427	444,4693	13300,4919
6	5000,00	50,00	5101,325	323,15	33,3934	0,0138	1,3611	2516,4395	1848,7752	0,0433	442,6970	14783,1553
7	5500,00	50,00	5601,325	323,15	36,9081	0,0140	1,3641	2542,8400	1864,1550	0,0439	440,8701	16271,6759
8	6000,00	50,00	6101,325	323,15	40,4475	0,0141	1,3666	2569,3076	1880,1113	0,0445	439,2173	17765,2441
9	6500,00	50,00	6601,325	323,15	44,0213	0,0143	1,3684	2595,9088	1897,0533	0,0452	437,6156	19264,4137
10	7000,00	50,00	7101,325	323,15	47,6292	0,0145	1,3695	2622,6347	1915,0089	0,0458	436,0641	20769,4012
11	7500,00	50,00	7601,325	323,15	51,2671	0,0147	1,3700	2649,4477	1933,8672	0,0466	434,5975	22280,5475
12	8000,00	50,00	8101,325	323,15	54,9457	0,0149	1,3697	2676,4167	1954,0257	0,0473	433,1235	23798,2900

Діапазон зміни тиску 2,5-8,0 МПа, температура 60°C

#	Press excess, Pa	Temp, grad.C	Abs press, Pabs=Pa	Abs temp, Tabs=grad.K	Density, ρ=kg/m ³	Viscosity, η=Pa*s	Adiabatic exponent, γ=Cp/Cv	Heat capacity P=const, Cp=J/(kg*grad.C)	Heat capacity P=const, Cv=J/(kg*grad.C)	Thermal conductivity, K=λh=W/(m*K)	Velocity of sound, c=m/s	Acoustic impedance, Z=kg/(m ² *s)
1	2500,00	60,00	2601,325	333,15	15,8899	0,0133	1,3275	2405,6550	1812,1954	0,0420	459,2895	7298,0698
2	3000,00	60,00	3101,325	333,15	19,0565	0,0134	1,3341	2428,8614	1820,5345	0,0424	457,9521	8726,9607
3	3500,00	60,00	3601,325	333,15	22,2609	0,0136	1,3402	2452,2443	1829,7596	0,0428	456,5678	10163,5935
4	4000,00	60,00	4101,325	333,15	25,5037	0,0137	1,3456	2475,8077	1839,9220	0,0435	455,1366	11607,6733
5	4500,00	60,00	4601,325	333,15	28,7854	0,0139	1,3503	2499,5520	1851,0579	0,0442	453,6644	13058,8901
6	5000,00	60,00	5101,325	333,15	32,0887	0,0141	1,3548	2523,3531	1862,5664	0,0448	452,3680	14515,9149
7	5500,00	60,00	5601,325	333,15	35,4286	0,0143	1,3585	2547,3145	1875,0613	0,0454	451,0406	15979,7477
8	6000,00	60,00	6101,325	333,15	38,7974	0,0144	1,3617	2571,3792	1888,3013	0,0461	449,7706	17449,9440
9	6500,00	60,00	6601,325	333,15	42,1991	0,0146	1,3643	2595,5711	1902,4596	0,0467	448,5118	18926,7842
10	7000,00	60,00	7101,325	333,15	45,6258	0,0148	1,3664	2619,8317	1917,3039	0,0473	447,3384	20410,1831
11	7500,00	60,00	7601,325	333,15	49,0718	0,0150	1,3681	2644,1162	1932,6764	0,0480	446,2933	21900,4089
12	8000,00	60,00	8101,325	333,15	52,5509	0,0152	1,3691	2668,5153	1949,0633	0,0487	445,2485	23398,1932

ДОДАТОК Б

Лістинг програми розрахунку втрат енергії ультразвукових коливань в середовищі Matlab R14

Функція розрахунку втрат затухання ультразвуку при поширенні в газоподібному середовищі

```
function [gas_Ae]=Attenuation(f,gas_prop,d)
%Variables
%-----
% Ae - energy losses on attenuation in environment
%-----
% k_Ae - attenuation coefficient in environment
% f - ultrasound frequency [Hz]
% c - speed of sound [m/s]
% Ro - density [kg/m3]
% n - coefficient for inner friction, viscosity [Pa*s]
% gama - adiabatic exponent
% cp - molar specific heat capacity of an ideal gas at constant pressure
% [J/(mol*K)]
% lambda_h - thermal conductivity [W/(m*K)]

Ro=gas_prop(:,6);
n=gas_prop(:,7)*10^-3;
gama=gas_prop(:,8);
cp=gas_prop(:,9);
lambda_h=gas_prop(:,11);
c=gas_prop(:,12);

k_Ae=(2*pi^2*f^2*(4.*n/3+(gama-1).*lambda_h./cp))./(Ro.*c.^3);
Ae=10*log10(exp(-2.*k_Ae.*d));
gas_Ae=Ae;
```

Функція розрахунку втрат енергії ультразвуку по всьому акустичному тракту

```
function [gas_losses]=Losses(f,gas_prop,d,Zp)
%Variables
%Zp - acoustic impedance of piezoplate/transduser
%Ze - acoustic impedance of environment
%Zm - acoustic impedance of controlled object
%ZO - acoustic impedance of external environment
%-----
%T1 - energy losses of transmitted wave on interface piezo plate/environment
%T2 - energy losses of transmitted wave on interface environment/controlled object
%R1 - energy losses of reflected wave on interface environment/controlled object
%R2 - energy losses of reflected wave on interface controlled object/external environment
%Ae - energy losses on attenuation in environment
%Am - energy losses on attenuation in controlled object
%-----
%delta_Am - attenuation coefficient in controlled object [dB/m]
%h - thickness of controlled object [m]
%d - distance in environment [m]
%k_Ae - attenuation coefficient in environment
%f - ultrasound frequency [Hz]
%c - speed of sound [m/s]
```

```

%Ro - density [kg/m3]
%n - coefficient for inner friction, viscosity [Pa*s]
%gama - adiabatic exponent
%cp - molar specific heat capacity of an ideal gas at constant pressure
%[J/(mol*K)]
%lambda_h - thermal conductivity [W/(m*K)]

```

```

delta_Am=0.46;
h=0.01;
Z0=300;
Zm=46.2*10^6;
Ze=gas_prop(:,13);

```

```

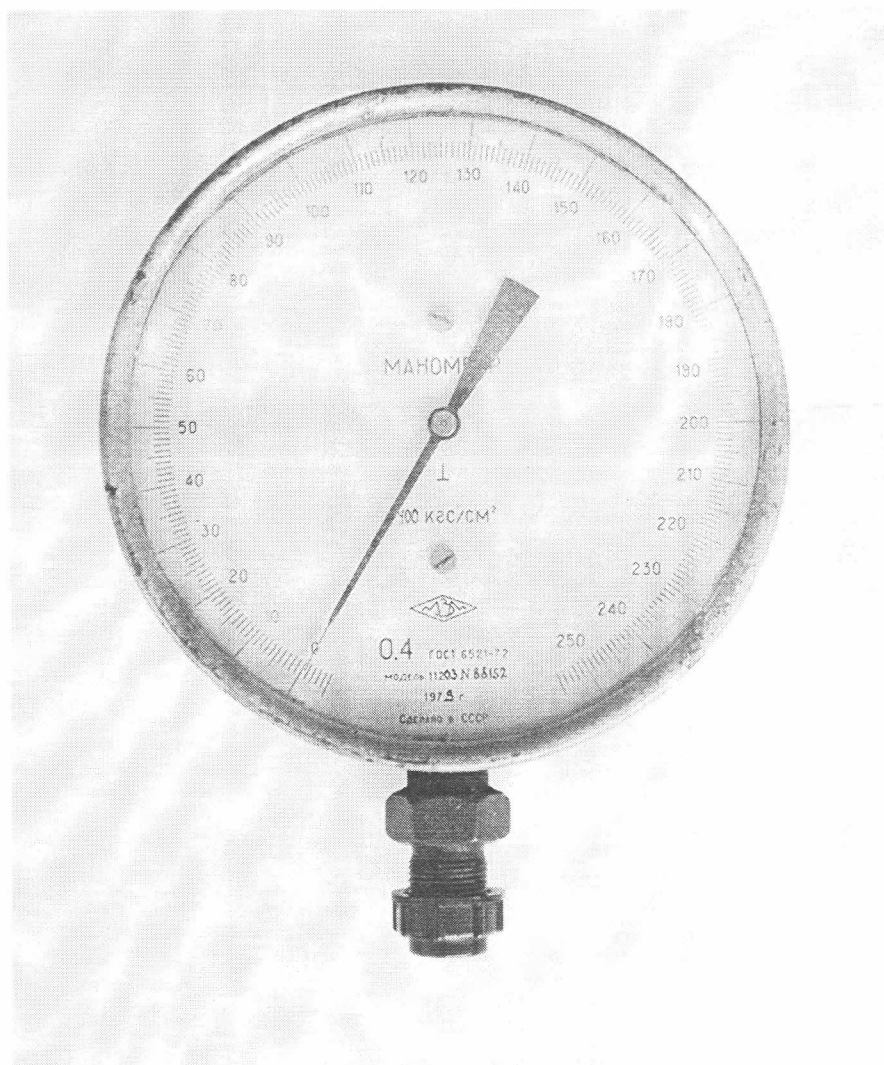
Ae(:,1)=Attenuation(f,gas_prop,d);
T1=10*log10((4.*Zp.*Ze)/((Zp+Ze).^2));
T2=10*log10((4.*Ze.*Zm)/((Ze+Zm).^2));
R1=10*log10(((Ze-Zm)/(Ze+Zm)).^2);
R2=10*log10(((Zm-Z0)/(Zm+Z0)).^2);
Am=-8.678*delta_Am*h;
N1=2*(T1+Ae)+R1;
N2=2*(T1+Ae+T2+Am)+R2;
gas_losses(:,1)=gas_prop(:,2);%pressure
gas_losses(:,2)=gas_prop(:,3);%temperature
gas_losses(:,3)=Ae;
gas_losses(:,4)=T1;
gas_losses(:,5)=T2;
gas_losses(:,6)=R1;
gas_losses(:,7)=R2;
gas_losses(:,8)=N1;
gas_losses(:,9)=N2;

```

ДОДАТОК В

Стрілковий деформаційний манометр МЗМ 400кгс/см²
Вимірювач температури Fluke 54 II та термопара 80РК-1

Стрілковий деформаційний манометр МЗМ 400кгс/см²



Вимірювач температури Fluke 54 II



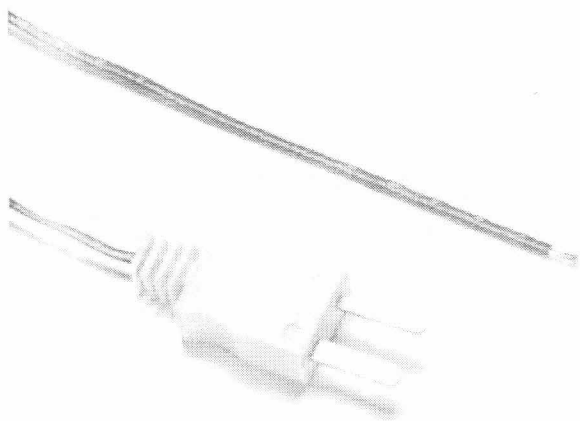
Fluke 54 II - двоканальний цифровий термометр з реєстрацією вимірювань.

Лабораторна точність в портативному приладі.

Технічні характеристики:

- діапазон вимірюваних температур: -250 ... +1372 °С (в залежності від термопар);
- сумісність з термопарами типу J, K, T і E.
- похибка від 0,05% + 0,3°C;
- Обчислення реальної різниці T1-T2;
- покази в F, C або K;
- пам'ять на 500 вимірів;
- подвійний дисплей з підсвічуванням;
- батарейне живлення;
- ударостійкий, пило-та вологозахищений корпус;
- габарити 173 x 86 x 38 мм; маса 0,4 кг

Точковий щуп температури 80PK-1pp



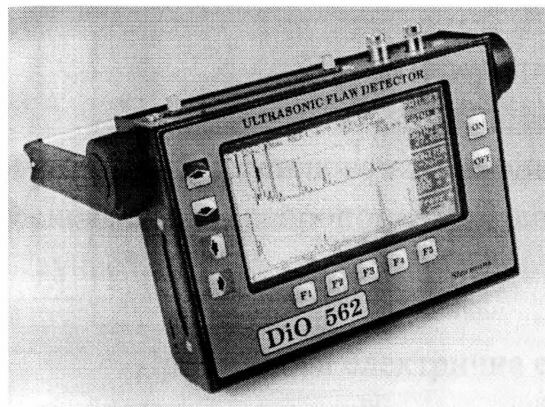
Технічні характеристики:

- термопара типу K загального призначення
- діапазон вимірювань температури (-40 – +260) °С
- довжина кабелю 1м.

<http://www.fluke.com/fluke/usen/Electrical-Test-Tools/Thermometers/Fluke-50-Series-II.htm?PID=56085>

ДОДАТОК Г

Дефектоскоп ультразвуковий STARMANS DIO-562 LC



Ультразвуковий дефектоскоп загального призначення STARMANS DIO-562 LC призначений для контролю продукції на наявність дефектів типу порушення суцільності і однорідності матеріалу у виробках з металів і пластиків, для вимірювання глибини та координат їх залягання, виміру відносин амплітуд сигналів від дефектів. Прилад виробляє цифрову обробку сигналів, має великий обсяг пам'яті, можливість інтегрування в прилад різних методик контролю через інтерактивну «ДОВІДКУ», оптимізацію управління приладом за допомогою програмування «гарячих клавіш».

Технічні характеристики

Діапазон зондувальних частот	0,5 - 20 МГц
Діапазон вимірювань	2,5 мм- 1,5 м; 8 м в сталі
Роздільна здатність вимірювання	0,01 мм
Швидкість	1000 - 10 000 м/с
Затримка	0-100 мкс
Підсилення	20 - 100 дБ з кроком 0,1 дБ
Режими контролю	односторонній, подвійний та проходження
Рівні	3 рівня з сигналізацією на наявності підсиленням ± 23 дБ
Розширення товщини (глибина)	0,01 мм
Глибина проникнення	11 000 мм в сталі
Вимірювання залягання глибини дефекту	Так
Вимірювання діаметру дефекту	Так
Потужність генератора	200 В
Ширина імпульсу	62 нс
Частота слідування імпульсів	10-5000 Гц
Акумулятор	12 год (Lilon)
діапазон температур	0°C to + 50°C
Габарити	185 x 135 x 45 мм
Вага	2 кг

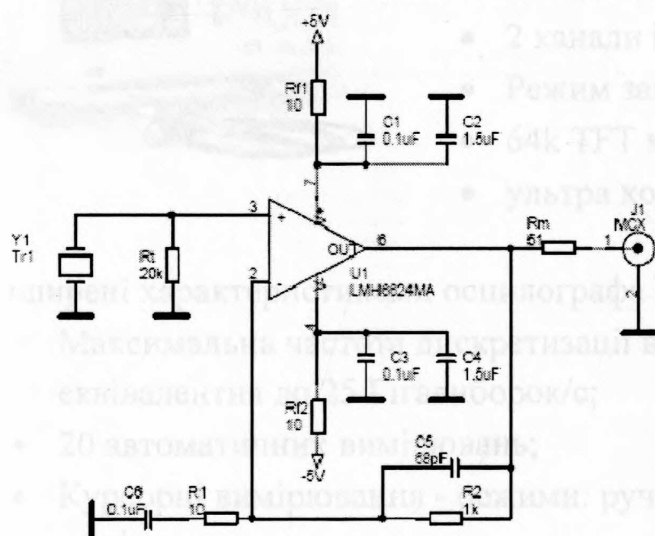
ДОДАТОК Д

Попередній підсилювач 40 дБ та блок стабілізованого живлення

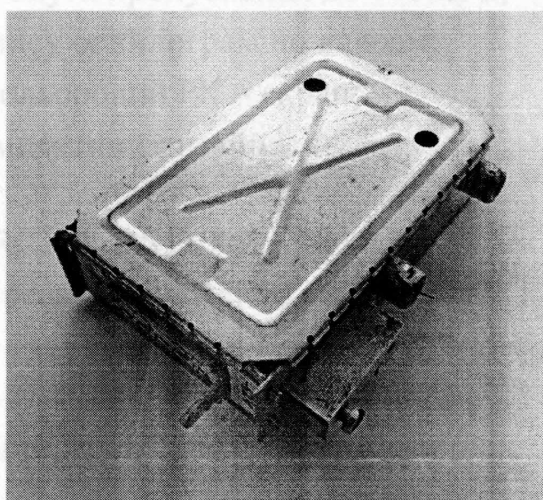
Попередній підсилювач на 55 дБ

Попередній підсилювач з коефіцієнтом підсилення 100000 був розроблений на основі схеми, запропонованої дослідниками з Технологічного університету м. Каунас*.

Принципова електрична схема



Загальний вигляд



*L. Svilainis, V. Dumbrava Design of a low noise preamplifier for ultrasonic transducer Signal processing department, Kaunas University of technology, <http://www.ndt.net/article/v10n11/svilainis/svilainis.htm>

Блок стабілізованого живлення Zhaoxin RXN-305Da



Вихідна напруга, В 0 - 30

Вихідний струм, А 0 - 5

Рівень пульсацій по напрузі, мВ ≤ 1

Індикація значень вихідного струму і напруги LED

Точність індикації значень параметрів, % ± 1

Габаритні розміри, мм 275 x 126 x 155

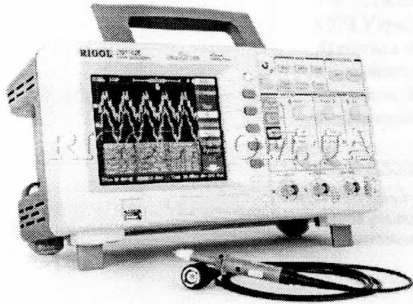
Маса, кг 4.54

Живлення, В $\sim 220 \text{ В} \pm 10 \%$, 50/60Гц

ДОДАТОК Е

Цифровий осцилограф RIGOL DS1102E та програмне забезпечення Ultrascope

Цифровий осцилограф RIGOL DS1102E



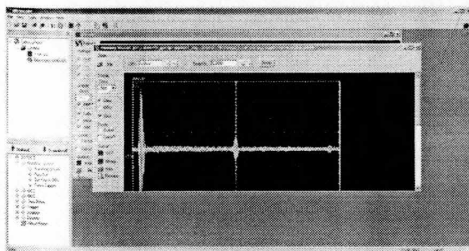
Основні технічні характеристики:

- Максимальна частота дискретизації в реальному часі до 1 Г вибірки/с;
- Швидкість захоплення до 1000 осцилограм/с;
- 2 канали і смуга пропускання до 100МГц;
- Режим запису осцилограм по кадрам;
- 64k TFT кольоровий РК – екран;
- ультра компактний дизайн.

Розширені характеристиками осцилографа RIGOL DS1102E:

- Максимальна частота дискретизації в реальному часі до 1 Г вибірки/с і еквівалентна до 25 Гігавиборок/с;
- 20 автоматичних вимірювань;
- Курсорні вимірювання - режими: ручний, трек і режим автоматичних вимірювань;
- Розширені функції запуску: по фронту, довжині імпульсу, затримка;
- Вбудована функція аналізатора спектра на основі ШПФ;
- Автокалібрування;
- Стандартний USB інтерфейс та хаб.

Програмне забезпечення Ultrascope



Ultrascope – програмне забезпечення розроблене для цифрових осцилографів RIGOL.

Користувач може здійснювати зв'язок між ПК осцилограф через інтерфейси RS - 232, GRIP і USB. Користувач може зчитувати результати вимірювань, осцилограми і захоплені дані. Можна також керувати роботою осцилографа, запам'ятовувати і роздруковувати осцилограми, отримувати результати вимірювань та захоплені дані.

http://www.rigol.com.ua/component/option,com_tvview/id,821977/

ДОДАТОК Ж
Сертифікат суміші газів
ПАТ "Львівський хімічний завод"

ДКПШ 24.11.11
 ОКП 31449

УКЕНД 11.00.20
 Група Д1

УЗГОДЖЕНО
 МОЗ України
 Львівська обласна санітарно-
 епідеміологічна станція
 Висновок № 05.03.02-07/26330
 від 26 червня 2003 р.

ЗАТВЕРДЖЕНО
 Голова правління ПАТ
 "Львівський хімічний завод"
 Засоринков А.М.
 "24" квітня 2003 р.

УЗГОДЖЕНО
 ДП "Західний експертно-технічний
 центр Держнаглядохоронпарату України"
 Висновок експертів з питань охорони
 праці
 № 803 03 46 14 30.0 від 14.10.2003р

УЗГОДЖЕНО
 Начальник ВПЛ ДПО м. Львова
 Експертний висновок № 31
 від 10 жовтня 2003 р.

Суміші газові технічні

Технічні умови
 ТУ У 24.1-05761873-001-2003
 (Вводяться вперше)

Введені в дію з 2003-10-28
 Термін дії до 2012-10-28

УЗГОДЖЕНО
 СП ТзОВ "Олнова"
 Лист № 207
 від 19 травня 2003 р.

РОЗРОБЛЕНО
 ПАТ "Львівський хімічний завод"
 Начальник ВПЛ
 Турек С.В.
 18 квітня 2003 р.

УЗГОДЖЕНО
 СП ТзОВ "Вебасто-Електрон"
 Лист № 105/4
 від 20 травня 2003 р.



ДОДАТОК И

Опис розрахунку оптимального акустичного імпедансу погоджувального елемента ультразвукового перетворювача для здійснення експериментальних досліджень в середовищі азоту

Здійснимо розрахунок оптимального значення акустичного імпедансу погоджувального елемента чверть хвильової товщини для заданих умов внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів згідно методології запропонованої в другому розділі. Розрахунок здійснюватимемо за формулою (2.17), отриманої з одновимірної моделі KLM для дископодібних п'єзоелектричних перетворювачів.

Умови моделювання були вибрані максимально наближеними до штатних технологічних умов проведення внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів. Частота зондувального ультразвукового сигналу складала $f = 2,5$ МГц. Моделювання виконувалось за умов збільшення тиску середовища від 0 до 8 МПа з кроком 0,5 МПа; середовище – азот N_2 . Акустичний імпеданс матеріалу п'єзокераміки ультразвукового перетворювача – $25 \cdot 10^6$ кг/(м²·с). Об'єкт контролю – пластина зі сталі 17Г1С завтовшки $h = 7$ мм; коефіцієнт загасання ультразвукових хвиль частотою 1 МГц – $\delta = 0,46$ м⁻¹; акустичний імпеданс матеріалу об'єкта контролю – $46,2 \cdot 10^6$ кг/(м²·с). Відстань поширення ультразвуку в контактному середовищі $d = 30$ мм.

Необхідні для розрахунку акустичного опору середовища та коефіцієнта загасання ультразвуку фізичні характеристики азоту були отримані за допомогою відповідного програмного забезпечення (ДОДАТОК К, ДОДАТОК Л).

Розрахунок оптимального значення акустичного імпедансу було здійснено для кожної пари значень параметрів середовища тиск-температура в заданих межах. На рис. Б.1 наведено результати розрахунку оптимального значення акустичного імпедансу погоджувального елемента. Розраховані оптимальні значення акустичного імпедансу погоджувального елемента лежать

в діапазоні $(1,5-2,5) \cdot 10^5 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$. Такий діапазон значень акустичного імпедансу властиве спеціально виготовленим пористим матеріалам, наприклад синтетичному матеріалу аерогель.

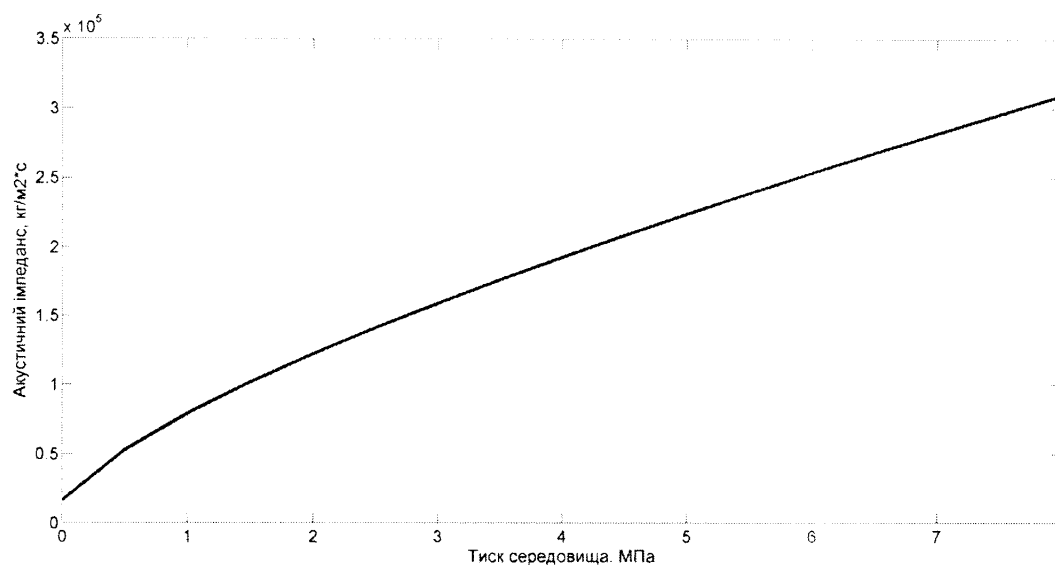


Рисунок Б.1 Оптимальний акустичний імпеданс погоджувального елемента в залежності від тиску середовища

Для проведення експериментального дослідження не вдалось отримати зразки матеріалу аерогелю. Тому було вибрано матеріал з максимально близьким акустичним імпедансом до визначеного оптимального, силікон.

Узгодження акустичного імпедансу перетворювача було виконано шляхом використання погоджувального елемента, виготовленого з одного шару з полікарбонату, акустичний імпеданс $(2,57..2,92) \times 10^6 \text{ кг}/\text{м}^2 \cdot \text{с}$, швидкість поширення поздовжніх акустичних коливань $2220..2290 \text{ м}/\text{с}$.

Товщина погоджувального елемента рівна чверті довжини ультразвукової хвилі на робочій частоті ($2,5 \text{ МГц}$) в матеріалі погоджувального елемента, та склала $0,9 \text{ мм}$.

ДОДАТОК К

Порядок розрахунку фізико-хімічних параметрів азоту N₂ за допомогою програмного продукту Pease Software

Спеціалізоване програмне забезпечення Calculation of thermodynamic state variable of nitrogen створене компанією Pease Software та знаходиться у вільному доступі на офіційному сайті компанії. Копія програмного забезпечення була отримана з веб-сайту компанії <http://www.peasesoftware.de/>.

Програмне забезпечення створене на базі останніх наукових теоретичних та експериментальних відомостей щодо властивостей хімічних елементів. Програмне забезпечення дозволяє розраховувати значення основних фізико-хімічних властивостей азоту, таких як густина, теплоємність при сталому тиску та об'ємі, теплопровідність, кінетичну та динамічну в'язкість, коефіцієнт стикованості, швидкість поширення звуку та інші, для заданих значень тиску та температури.

Аналогічне програмне забезпечення для розрахунку властивостей азоту представлено на сайті <http://www.airliquide.com> в розділі Gas Encyclopaedia, а також на сайті <http://www.engineering-4e.com/>.

Методика роботи з програмним забезпеченням полягає в наступному:

- 4) Введення значення тиску азоту, у величинах на вибір.
- 5) Введення значення температури, у величинах на вибір.
- 6) Отримання розрахованих значень фізико-хімічних параметрів азоту для заданих значень тиску та температури

Робоче вікно програмного продукту з введеними даними

Calculation of thermodynamic state variables of nitrogen

lower limit for calculation: -200 C, 1 bar upper limit: 1000 C, 1000 bar

Pressure: MPa

Temperature: Celsius

Thermodynamic constants of nitrogen - N_2 :

molar mass	28.01348	[kg kmol]
gas constant R	296.8039	[J (kg K)]
isentropic exponent	1.4	
critical state variables:		
p_{crit}	33.958	[bar]
T_{crit}	126.192 or -146.958	[K or C]
density _{crit}	313.3	[kg m ³]
tripelpoint pressure p_{Tr}	0.125	[bar]
tripelpoint temperature	63.151 or -209.999	[K or C]

nitrogen at normconditions, $t_{norm} = 0^\circ\text{C}$, $p_{norm} = 1013,25 \text{ mbar}$:

density	1.2506	[kg m ³]
isobar heat capacity c_p	1.041	[kJ (kg K)]
isochor heat capacity c_v	0.7429	[kJ (kg K)]
speed of sound	337	[m s]

Робоче вікно програмного продукту з розрахованими фізико-хімічними параметрами азоту для температури 20 °С значення тиску 1,0 МПа

peace software

Berndt Wischnewski Richard-Wagner-Str. 49 10585 Berlin

Tel.: 030 - 3429075 FAX : 030 34704037 email: webmaster@peacesoftware.de Ust-ID: DE135577379

Property	Value	Unit
Medium :	nitrogen	
state of aggregation :	overcritical fluid	
Pressure :	10	[bar]
Temperature :	20	[Celsius]
Density :	11.534	[kg / m ³]
Specific Enthalpy :	302	[kJ / kg]
Specific Entropy :	6.1314	[kJ / kg K]
Specific isobar heat capacity : cp	1.0568	[kJ / kg K]
Specific isochor heat capacity : cv	0.74546	[kJ / kg K]
Isobar coefficient of thermal expansion :	3.506	[10 ⁻³ (1 / K)]
Heat conductance	26.056	[10 ⁻³ (W / m * K)]
Dynamic viscosity :	17.718	[10 ⁻⁶ (Pa s)]
Kinematic viscosity :	1.5398	[10 ⁻⁶ m ² / s]
Thermal diffusivity :	21.422	[10 ⁻⁷ m ² / s]
Prandtl-Number :	0.71864	
Coefficient of compressibility Z :	0.9976	
speed of sound :	350.4	[m / s]

Розрахований набір даних фізико-хімічних параметрів азоту N₂
для температури 20 °С та діапазону зміни надлишкового тиску 0-8,0 МПа

#	Press excess, Pa	Temp, grad.C	Abs press, Pabs=kPa	Abs temp, Tabs=grad.K	Density, ρ=kg/m ³	Viscosity, η=mPa*s	Adiabatic exponent, γ=Cp/Cv	Heat capacity P=const, Cp=kJ/(kg*grad.C)	Heat capacity P=const, Cv=kJ/(kg*grad.C)	Thermal conductivity, K=λh=W/(m*K)	Velocity of sound, c=m/s	Acoustic impedance, Z=kg/(m ² *s)
1	0	20	101,325	293,2	1,16440	0,01759	1,40099	1,04102	0,74306	0,025466	349,08186	406,47091
2	500	20	601,325	293,2	6,93090	0,01766	1,41072	1,05010	0,74438	0,025884	349,79401	2424,38679
3	1000	20	1101,33	293,2	12,70694	0,01773	1,41955	1,05858	0,74572	0,026156	350,57631	4454,75145
4	1500	20	1601,33	293,2	18,49494	0,01781	1,42892	1,06738	0,74699	0,026408	351,44631	6499,97770
5	2000	20	2101,33	293,2	24,28517	0,01789	1,43818	1,07612	0,74825	0,026660	352,34468	8556,74943
6	2500	20	2601,33	293,2	30,08417	0,01798	1,44712	1,08462	0,74950	0,026961	353,35468	10630,38122
7	3000	20	3101,33	293,2	35,88418	0,01807	1,45605	1,09312	0,75075	0,027262	354,38899	12716,95868
8	3500	20	3601,33	293,2	41,68818	0,01816	1,46501	1,10162	0,75196	0,027525	355,51899	14820,94005
9	4000	20	4101,33	293,2	47,49117	0,01826	1,47405	1,11020	0,75316	0,027788	356,66926	16938,63949
10	4500	20	4601,33	293,2	53,29017	0,01837	1,48351	1,11910	0,75436	0,028008	357,89926	19072,51143
11	5000	20	5101,33	293,2	59,08653	0,01847	1,49284	1,12792	0,75556	0,028228	359,16168	21221,61863
12	5500	20	5601,33	293,2	64,87253	0,01858	1,50178	1,13642	0,75672	0,028553	360,55168	23389,90095
13	6000	20	6101,33	293,2	70,65326	0,01870	1,51059	1,14482	0,75786	0,028878	361,96398	25573,93628
14	6500	20	6601,33	293,2	76,41326	0,01882	1,51894	1,15282	0,75896	0,029158	363,46398	27773,46863
15	7000	20	7101,33	293,2	82,16617	0,01894	1,52727	1,16082	0,76006	0,029439	364,98424	29989,35757
16	7500	20	7601,33	293,2	87,89117	0,01907	1,53560	1,16882	0,76115	0,029677	366,58424	32219,51822
17	8000	20	8101,33	293,2	93,61151	0,01920	1,54389	1,17680	0,76223	0,029915	368,21666	34469,31803

ДОДАТОК Л

Порядок розрахунку втрат енергії ультразвукового сигналу по акустичному тракту в середовищі азоту N_2 в залежності від тиску середовища згідно узагальненої моделі оцінки втрат та співвідношення рівнів луно-імпульсів при ультразвуковому контролі Діапазон зміни тиску середовища 0–7,5 МПа

Для перевірки адекватності запропонованої в другому розділі математичної моделі оцінки втрат енергії ультразвукової хвилі в газоподібному середовищі, з врахуванням параметрів середовища, було вирішено здійснити теоретичну оцінку втрат енергії ультразвукових хвиль, згідно з запропонованої моделі, для умов проведення експериментальних досліджень в третьому розділі, та порівняти отримані теоретичні та експериментальні дані.

Оцінку втрат енергії ультразвукових коливань було здійснено для умов проведення експериментальних досліджень. Частота зондувального ультразвукового сигналу $f = 2,5$ МГц. Моделювання було виконано за умов збільшення тиску середовища від 0 МПа до 7,5 МПа; середовище – азот N_2 , робоча температура – $+20$ °С. Акустичний імпеданс погоджувального елемента ультразвукового п'єзокерамічного перетворювача – $2,72 \cdot 10^6$ кг/(м²·с). Об'єкт контролю – пластина зі сталі 17Г1С завтовшки $h = 10$ мм; коефіцієнт загасання ультразвукових хвиль частотою 1 МГц – $\delta = 0,46$ м⁻¹; акустичний імпеданс матеріалу об'єкта контролю – $46,2 \cdot 10^6$ кг/(м²·с). Відстань поширення ультразвуку в контактному середовищі $h=30$ мм.

Необхідні для розрахунку акустичного опору середовища та коефіцієнта загасання ультразвуку фізичні характеристики азоту були отримані за допомогою відповідного програмного забезпечення (ДОДАТОК К).

На рис. 1 наведено сумарні втрати енергії ультразвукового променю в залежності від тиску контактної середовища при ультразвуковому контролі по всьому акустичному тракту.

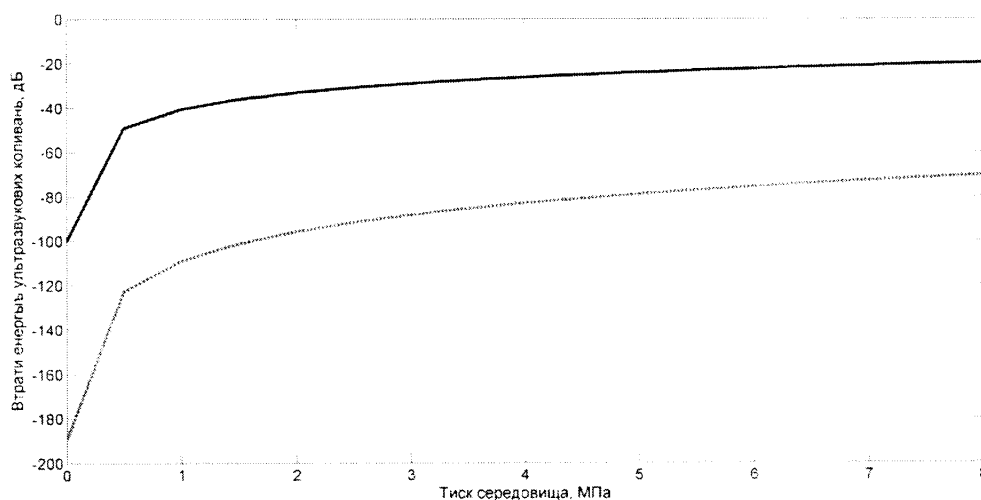


Рисунок 1 Втрати енергії ультразвуку в залежності від тиску контактної середовища при ультразвуковому контролі

1 – для ультразвукових коливань відбитих від зовнішньої поверхні об'єкта контролю; 2 – для ультразвукових коливань відбитих від донної поверхні об'єкта контролю.

Запропонована модель розрахунку втрат енергії ультразвукових коливань (2.16) дозволяє визначити втрати кожного з серії донних послідовних луно-імпульсів, шляхом введення в модель додаткових складових втрат згідно моделі втрат.

В таблиці Д.1 наведені розраховані значення втрат енергії серії ультразвукових коливань для луно-імпульсів відбитих від зовнішньої поверхні та серії донних луно імпульсів в залежності від тиску контактної середовища

Таблиця 1. Втрати енергії ультразвукових коливань луно-імпульсів в залежності від тиску контактної середовища

Надлишк. тиск середов., МПа	Втрати енергії луно-імпульсу, дБ					
	поверхне- ого	1го донного	2го донного	3го донного	4го донного	5го донного
0	-100,5525	-189,7035	-189,7836	-189,7836	-189,9438	-190,0239
500	-49,1844	-122,8240	-122,9049	-122,9049	-123,0666	-123,1474
1000	-40,6260	-108,9812	-109,0628	-109,0628	-109,2260	-109,3077
1500	-36,1321	-101,2055	-101,2879	-101,2879	-101,4526	-101,5350
2000	-33,1236	-95,8090	-95,8922	-95,8922	-96,0585	-96,1417
2500	-30,8681	-91,6687	-91,7526	-91,7526	-91,9205	-92,0045
3000	-29,0702	-88,3141	-88,3989	-88,3989	-88,5683	-88,6531
3500	-27,5737	-85,4878	-85,5733	-85,5733	-85,7444	-85,8299
4000	-26,2953	-83,0493	-83,1357	-83,1357	-83,3083	-83,3946
4500	-25,1783	-80,9017	-80,9889	-80,9889	-81,1631	-81,2502
5000	-24,1875	-78,9835	-79,0714	-79,0714	-79,2473	-79,3352
5500	-23,2965	-77,2476	-77,3363	-77,3363	-77,5138	-77,6025
6000	-22,4880	-75,6636	-75,7532	-75,7532	-75,9323	-76,0219
6500	-21,7474	-74,2064	-74,2968	-74,2968	-74,4776	-74,5680
7000	-21,0648	-72,8570	-72,9483	-72,9483	-73,1307	-73,2219
7500	-20,4319	-71,6011	-71,6932	-71,6932	-71,8773	-71,9694

ДОДАТОК М
Проект стандарту організації України

МАГІСТРАЛЬНІ ГАЗОПРОВОДИ
ВНУТРІШНЬОТРУБНЕ ДІАГНОСТУВАННЯ
МЕТОД БЕЗКОНТАКТНОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЮ

СТАНДАРТ ОРГАНІЗАЦІЇ УКРАЇНИ

Магістральні газопроводи
ВНУТРІШНЬОТРУБНЕ ДІАГНОСТУВАННЯ
МЕТОД БЕЗКОНТАКТНОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЮ

Передмова

1 РОЗРОБЛЕНО

Івано-Франківським національним технічним університетом нафти і газу

2 ВНЕСЕНО

Івано-Франківським національним технічним університетом нафти і газу

3 ЗАТВЕРДЖЕНО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ наказом

ДК “Укртрансгаз” від _____ р. № _____

4 ВВЕДЕНО ВПЕРШЕ**5 ПОГОДЖЕНО**

Управлінням експлуатації магістральних газопроводів і ГРС

Цей стандарт не може бути повністю чи частково відтворений, тиражований та розповсюджений без дозволу авторів"

Зміст

	С.
Галузь використання	1
Нормативні посилання	1
Позначення і скорочення	2
Загальні положення	3
Планування та порядок проведення внутрішньотрубної діагностики	4
Вимоги до технічної документації	5
Вимоги щодо технічної готовності магістрального газопроводу	8
Вимоги до внутрішньотрубного діагностичного засобу	10
Підготовчі роботи	11
Обстеження стінок труб діагностичним поршнем	12
Вимоги до персоналу	13
Вимоги з охорони праці та екології	13
Оформлення результатів внутрішньотрубного обстеження.	15
Додаток А Форма опитувального листа для проведення внутрішньотрубної діагностики дільниці трубопроводу.	16
Додаток Б Форма акту готовності дільниці газопроводу до внутрішньотрубної діагностики	20
Додаток В Основні технічні параметри внутрішньотрубних засобів ультразвукового контролю.	21

СТАНДАРТ ПІДПРИЄМСТВА

**Магістральні газопроводи
ВНУТРІШНЬОТРУБНЕ ДІАГНОСТУВАННЯ
МЕТОДОМ БЕЗКОНТАКТНОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО
КОНТРОЛЮ**

**Магистральные газопроводы
ВНУТРИТРУБНОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ
МЕТОДОМ БЕСКОНТАКТНОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО
КОНТРОЛЯ**

Затверджено і введено в дію наказом від _____ № _____

Чинний від _____ - _____ - _____

1 Галузь використання

Стандарт установлює вимоги щодо проведення внутрішньотрубної діагностики лінійних частин магістральних газопроводів (ЛЧ МГ) з використанням внутрішньотрубних засобів, що реалізують метод безконтактного ультразвукового контролю (ВТЗ УЗК), в штатних технологічних умовах проведення внутрішньотрубною обстеження.

Вимоги цього стандарту поширюються на підрозділи ДК "Укртрансгаз" і підрядні організації, що проводять внутрішню трубку діагностику (обстеження) МГ, використовуючи ВТЗ УЗК, і обов'язкові для виконання.

2 Нормативні посилання

У цьому стандарті є посилання на такі нормативні документи:

Господарський кодекс України від 16.01.2003 № 436-IV (з усіма змінами)

НАПБ Б.02.005-2003 Типове положення про інструктаж, спеціальне навчання та перевірку знань з питань пожежної безпеки на підприємствах, в установах та організаціях України

НАПБ В.02.008-2007/510 "Транспортування нафти, газу, конденсату.
Пожежна безпека. Основні положення"

НПАОП 0.00-2.01-05 "Перелік робіт з підвищеною безпекою"

НПАОП 0.00-4.12-05 Типове положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці

НПАОП 40.1-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів

НПАОП 60.3-1.01-10 Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів

СОУ 74.1-20077720-025:2006 Система управління охороною праці НАК "Нафтогаз України". Основні положення

СОУ 60.3-30019801-035:2006 Магістральні газопроводи. Технічне діагностування. Порядок надання допуску

СОУ 60.3-30019801-050:2008 Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів

СОУ 60.3-30019801-056:2008 Правила пожежної безпеки для об'єктів газотранспортної системи ДК "Укртрансгаз"

СОУ 60.3-30019801-071:2009 Система управління охороною праці в ДК "Укртрансгаз"

СТП 320.30019801.052-2002 Магістральні газопроводи. Пропускання внутрішньотрубних засобів на ділянці газопроводу

Інструкція з безпечного виконання газонебезпечних робіт на об'єктах ДК "Укртрансгаз"; затверджено наказом ДК "Укртрансгаз" від 30.09.2008 № 340

3 Позначення і скорочення

У цьому стандарті використані такі скорочення:

ЛЧ МГ – лінійна частина магістральних газопроводів;

ВТЗ – внутрішньо трубні засоби;

ВТЗ УЗК – внутрішньотрубні засоби ультразвукового контролю;

ГРС – газорозподільна станція;

ОДУ - Об'єднане диспетчерське управління;

МГ – магістральний газопровід.

4 Загальні положення

4.1 Стандарт установлює вимоги до:

- технологічного процесу та організації проведення внутрішньотрубної діагностики ультразвуковим методом;
- нормативної документації та технічних засобів внутрішньотрубної діагностики ультразвуковим методом;
- персоналу та техніки безпеки під час внутрішньотрубної діагностики ЛЧ МГ з використанням комплексу ВТЗ УЗК;
- оформлення результатів внутрішньотрубної діагностики ультразвуковим методом.

4.2 Стандарт визначає взаємовідносини і обов'язки виконавців внутрішньотрубного обстеження, які використовують комплекс ВТЗ УЗК.

4.3 Роботи з внутрішньотрубної діагностики виконують на договірній основі між газотранспортним підприємством (Замовником) і підрядною організацією (Виконавець), що має право на виконання таких робіт, керуючись відповідними положеннями Господарського кодексу України.

4.4 Внутрішньотрубну діагностику ЛЧ МГ здійснюють за допомогою ВТЗ УЗК, який пересувають у газопроводі, фіксуючи:

- геометричні параметри труб газопроводів (овальність, звуження, кути повороту) та їх дефекти (ум'ятини, гофри);
- корозійні та механічні пошкодження внутрішньої і зовнішньої поверхні металу труб газопроводів;
- внутрішні дефекти стінок труби газопроводу (розшарування, неметалеві вклучення);
- дефекти в зварних з'єднаннях.

4.5 Роботи з внутрішньотрубного обстеження згідно з НПАОП 0.00-2.01 належать до робіт з підвищеною небезпекою і їх треба виконувати як газонебезпечні відповідно до Інструкції з безпечного виконання

МГ Об'єднане диспетчерське управління Компанії (ОДУ) забезпечує дотримання режиму транспортування газу (відповідний тиск в трубопроводі), що сприяє якісному обстеженню ділянки газопроводу згідно технічних вимог умов проведення контролю ВТЗ УЗК, і виключає випадки простоювання. Для цього Замовник, а за необхідності і Виконавець, підтримують оперативний зв'язок з ОДУ.

5.5 Замовник зобов'язаний проаналізувати стан готовності ділянки газопроводу до проведення обстеження з використанням ВТЗ УЗК, виконати необхідні роботи з підготовки ділянок ЛЧ МГ відповідно до технічних вимог на проведення діагностичних робіт відповідним ВТЗ УЗК, узгодити режими транспортування газу з ОДУ та забезпечити внутрішньотрубне обстеження відповідно до розділу 5.

5.6 Виконавець підготовляє ВТЗ УЗК до роботи, проводить внутрішньотрубне обстеження і передає результати аналізу стану газопроводу Замовнику згідно з договором.

5.7 Замовник зобов'язаний подати в ОДУ письмовий запит на проведення робіт з використанням ВТЗ УЗК. Після погодження режиму транспортування газу, ОДУ надає письмовий дозвіл на проведення робіт. Пуск ВТЗ УЗК та всі перемикання узгоджують з ОДУ.

5.8 На кожен ділянку газопроводу, де проводять внутрішньотрубне обстеження, до настання терміну здачі Виконавцем заключного звіту, Замовник (УМГ) надає НВЦ ТД "Техдіагаз" дані результатів внутрішньотрубного обстеження для оперативного та якісного їх аналізу відповідно до Положення про аналіз результатів внутрішньотрубної діагностики магістральних газопроводів ДК "Укртрансгаз" та організацію виконання ремонтних робіт з усунення дефектів.

6 Вимоги до технічної документації

6.1 На кожен ділянку ЛЧ МГ, на якій заплановано провести внутрішньотрубне обстеження, Замовник надає Виконавцю документи

відповідно до СТП 320.30019801.052, а також:

- опитувальний лист для проведення внутрішньотрубного обстеження ділянки ЛЧ МГ з використанням ВТЗ УЗК (додаток А). Опитувальний лист містить інформацію про ділянку ЛЧ МГ, оформлений Замовником на підставі проектної, виконавчої та експлуатаційної документації. Опитувальний лист підписує головний інженер ЛВУМГ;

- призначає представника газотранспортного підприємства, відповідального за проведення внутрішньотрубне обстеження означеної ділянки ЛЧ МГ, а також за безпеку робіт і забезпечення нормального функціонування ділянки газопроводу;

- акт про готовність ділянки ЛЧ МГ до проведення внутрішньотрубного обстеження (додаток Г), підписаний головним інженером ЛВУМГ, ВУПЗГ та узгоджений з Виконавцем.

6.2 Договір на проведення внутрішньотрубного обстеження між Замовником і Виконавцем. У цьому контракті визначено обсяги, терміни та вартість внутрішньотрубного обстеження ділянки ЛЧ МГ.

6.3 Після підписання договору на проведення внутрішньотрубного обстеження ділянки ЛЧ МГ Виконавець призначає відповідальних виконавців для проведення внутрішньотрубного обстеження ділянки ЛЧ МГ.

6.4 Оскільки роботи з внутрішньотрубного обстеження належать відповідно до НПАОП 0.00-2.01 до робіт підвищеної небезпеки і є газонебезпечними, то перед початком внутрішньотрубного обстеження Замовник повинен оформити наряд-допуск на газонебезпечні роботи згідно з 5.17 Інструкції з безпечного виконання газонебезпечних робіт на об'єктах ДК "Укртрансгаз".

6.5 Керівництво роботами з пропускання внутрішньотрубного засобу на ділянку газопроводу покладають на комісію, призначену наказом УМГ. Цим наказом призначають:

- голову комісії - головний інженер ЛВУ МГ(ВУ ПЗГ) з боку пускання внутрішньотрубного засобу,

- заступника голови комісії - головний інженер ЛВУ МГ(ВУ ПЗГ) з боку приймання внутрішньотрубного засобу,

- інших членів комісії.

6.6 На ділянці, яку обслуговують два різні УМГ, комісію призначають спільним наказом двох суміжних УМГ, відповідальних за ділянку газопроводу в межах обслуговування.

6.7 На ділянці від камери запускання і до межі обслуговування ЛЧ газопроводу між двома ЛВУ МГ (ВУ ПЗГ), усі розпорядження, пов'язані з підготуванням до пропускання, запусканням та пропусканням внутрішньотрубного засобу на ділянці газопроводу, мають надходити тільки від голови комісії. Ці розпорядження обов'язкові для всіх робітників і спеціалістів, які беруть участь у пропусканні внутрішньотрубного засобу.

6.8 На ділянці з боку приймання від межі обслуговування ЛЧ газопроводу між двома ЛВУ МГ (ВУ ПЗГ), усі розпорядження, пов'язані з підготуванням до пропускання, з пропусканням внутрішньотрубного засобу по газопроводу та його прийманням, мають надходити тільки від заступника голови комісії.

Ці розпорядження є обов'язковими для усіх робітників і спеціалістів, що беруть участь у роботах з пропускання внутрішньотрубного засобу.

6.9 У своїй роботі комісія керується затвердженою головним(и) інженером(ами) УМГ інструкцією з пропускання внутрішньотрубного засобу на конкретній ділянці газопроводу та Інструкцією з безпечного виконання газонебезпечних робіт на об'єктах ДК "Укртрансгаз".

6.10 Якщо під час проведення внутрішньотрубного обстеження ділянки ЛЧ МГ з'ясовано, що через технічний стан елементів ділянки неможливе подальше її обстеження, Замовник розробляє організаційно-технічні заходи щодо усунення визначених недоліків і узгоджує їх з Виконавцем.

6.11 Після усунення недоліків Замовник повторно складає акт готовності ділянки ЛЧ МГ до внутрішньотрубного обстеження, що містить повний перелік проведених робіт, що спричинили будь-які зміни в технічному стані елементів ділянки газопроводу, та інформацію про якість цих робіт.

За результатами робіт з усунення недоліків оформлюються Доповнення до опитувального листа для пропускання ВТЗ УЗК.

6.12 За результатами пропускання очисних поршнів з калібрувальними дисками Замовник оформляє акт відповідно до п. 9.2.1 цього стандарту.

6.13 Замовник зобов'язаний мати протокол перевірення знань фахівців свого підприємства, які виконують внутрішньотрубні обстеження.

6.14 Замовник зобов'язаний мати журнал реєстрації інструктажу з питань охорони праці з відповідними записами і підписами всіх осіб, що виконують внутрішньотрубні обстеження з використанням ВТЗ УЗК на ділянці ЛЧ МГ.

6.15 Виконавця допускають до діагностичного обстеження ділянки ЛЧ МГ з використанням ВТЗ УЗК за умови наявності:

- Допуску ДК "Укртрансгаз" на право виконання робіт відповідно до СОУ 60.3-30019801-035;
- сертифікату про вибухозахисне виконання діагностичних поршнів (дефектоскопів);

6.16 Інструкцію з пропускання внутрішньотрубних засобів на конкретних ділянках газопроводу, що підлягають обстеженню, розробляють підрозділи (ЛВУ МГ, ВУПГЗ), що безпосередньо експлуатують цю ділянку, погоджують з диспетчерськими службами, виробничими відділами та відділами охорони праці УМГ. Інструкцію затверджує головний інженер філії УМГ відповідно до СТП 320.30019801.052.

7 Вимоги щодо технічної готовності лінійної частини магістрального газопроводу

7.1 Ділянка ЛЧ МГ, на якій проводять внутрішньотрубне обстеження, повинна відповідати вимогам розділу 7 СОУ 60.3-30019801-050.

7.2 Дільниця ЛЧ МГ, на якій проводять внутрішньотрубне обстеження, повинна бути обладнана камерами запускання і приймання ВТЗ УЗК. Розміри і конструкція камер запускання і приймання повинні забезпечувати можливість використання ВТЗ УЗК. Перед камерами запускання і приймання повинні бути площадки з твердим покриттям, що дозволяє техніці маневрувати під час заведення та вилучення ВТЗ УЗК з камер.

Під'їзні дороги до камер запускання та приймання повинні бути придатні для проїзду важких вантажних автомашин і автокранів, забезпечувати вільний проїзд на час проведення обстеження.

7.3 Відводи і трійники не повинні перешкоджати руху ВТЗ УЗК по дільниці ЛЧ МГ. Якщо діаметр газопроводу-відводу перевищує половину номінального діаметра основного газопроводу, то трійники в місцях приєднання повинні бути обладнані решітками (із вічком не більше 200 мм).

7.4 Перекривальна арматура на дільниці ЛЧ МГ, на якій проводять внутрішньотрубне обстеження, особливо на вузлах запускання і приймання, повинна бути справна і надійно тримати тиск, не допускаючи витоку газу.

7.5 Дільниця ЛЧ МГ, на якій проводять внутрішньотрубне обстеження, вузли запускання та приймання повинні бути обладнані сигнальними приладами, що реєструють проходження комплексу ВТЗ УЗК. Контрольно-вимірювальні прилади (манометри, сигналізатори та інше) на дільниці ЛЧ МГ повинні перебувати в справному стані.

7.6 Технологічні схеми вузлів запускання і приймання повинні забезпечувати можливість плавно та надійно запускати та приймати комплекс ВТЗ, контролювати їх відхід і прибуття.

7.7 Внутрішню порожнину дільниці ЛЧ МГ, на якій проводять внутрішньотрубне обстеження, необхідно заздалегідь очистити від бруду та сторонніх металевих предметів (електроди, брукт, окалина) за допомогою очисних поршнів згідно з вимогами Виконавця та технічних вимог ВТЗ УЗК. Якість очищення інспектує Виконавець.

8 Вимоги до комплексу внутрішньотрубних засобів ультразвукового контролю

8.1 ВЗТ УЗК повинен реалізовувати метод безконтактного ультразвукового контролю в транспортованому середовищі природного газу, без необхідності забезпечення контактних водяних пробок та заповнення трубопроводу додатковим контактним середовищем.

8.2 ВТЗ УЗК пересувається всередині газопроводу ЛЧ МГ під напором транспортованого потоку газу.

8.3 ВТЗ УЗК обладнані ультразвуковими перетворювачами, різними технологічними давачами, пристроями збирання, опрацювання та збереження інформації, а також джерелами живлення. ВТЗ здатні забезпечити внутрішньотрубне обстеження газопроводів діаметром від 100 до 1420 мм включно.

8.4 Виконавець надає технічні параметри ВТЗ УЗК (додаток В). Вибір комплектації ВТЗ УЗК додатковими модулями (профелеміром, модулем визначення просторового положення труби) залежить від задач внутрішньотрубного обстеження, від технологічних, конструктивних і геометричних параметрів ділянки ЛЧ МГ.

8.5 ВТЗ УЗК повинен бути справним, а параметри роботи відповідати технічним умовам. ВТЗ УЗК повинен мати сертифікати відповідності щодо вимог чинних стандартів.

8.6 ВЗТ УЗК повинен бути придатним здійснювати необхідні діагностичні вимірювання з достатньою точністю за незначних коливань тиску та швидкості руху транспортованого середовища в трубопроводі в межах $\pm 10\%$ від номінальних значень та незначних відмінностей хімічного складу транспортованого газу згідно технічних вимог Виконавця на проведення внутрішньотрубної діагностики.

8.7 Методологічна відносна похибка ВТЗ УЗК визначення залишкової товщини стінки трубопроводу повинна перевищувати 5% від вимірюваного значення товщини.

8.6 Технічне обслуговування комплексу ВТЗ УЗК та їх підготування до роботи здійснює Виконавець.

9 Підготовчі роботи

9.1 Щоб підготувати ділянки ЛЧ МГ до пропускання комплексу ВТЗ УЗК необхідно здійснити організаційні та технічні заходи для запускання і прийняття комплексу ВТЗ УЗК, для забезпечення безпечного пересування його всередині газопроводу та для одержання найбільш достовірної інформації щодо стану ЛЧ МГ.

Організаційні та технічні заходи передбачають:

- очищення від бруду, металевих і сторонніх предметів внутрішньої порожнини ділянки ЛЧ МГ, на якій планують провести внутрішньотрубне обстеження;

- установлення реального мінімального прохідного перерізу газопроводу, пропускаючи очисні поршні з калібрувальними дисками;

- усунення вигнутих колін, що мають радіус вигину менший допустимого технічними характеристиками ВТЗ УЗК, і місць критичного звуження прохідного перерізу газопроводу, тобто усувають мінімальний радіус вигину і мінімальне звуження;

- перевіряння надземних переходів та їх опор, а за необхідності, підсилення чи установлення додаткових опор;

- обстеження траси на наявність джерел витікання газу і усунення їх до початку пропускання комплексу ВТЗ УЗК;

- визначення необхідної кількості маркерів і місць розміщення уздовж траси газопроводу;

- визначення режимів потоку газу для забезпечення оптимального руху комплексу ВТЗ УЗК;

- визначення схеми зв'язку постів камер запускання і приймання з диспетчерами підрозділів (ЛВУ МГ, ВУПЗГ) та групами супроводу

- визначення дій, необхідних в разі виникнення позаштатних ситуацій;
- перевіряння лінійних кранів для забезпечення їх повного відкриття під час руху комплексу ВТЗ УЗК, несправні крани необхідно замінити чи відремонтувати;
- перевіряння стану доріг і під'їздів до вузлів запускання і приймання ВТЗ УЗК і місць установлення маркерів.

9.2 Якість підготування дільниці ЛЧ МГ до внутрішньотрубного обстеження перевіряє Замовник.

9.2.1 Пропускання очисних поршнів з калібрувальними дисками обов'язково оформляють актом згідно з додатком Б СТП 320.30019801.052 із докладним описом технічного стану цих поршнів перед і після пропускання, звертаючи увагу на цілісність манжет і деформацію калібрувальних дисків. Акт підписує Замовник і Виконавець.

Якщо виявлено механічні ушкодження калібрувальних дисків, Виконавець приймає рішення про подальше внутрішньотрубне обстеження.

9.2.2 Усі роботи, пов'язані із заведенням, запусканням і прийманням ВТЗ УЗК, виконує Замовник у присутності Виконавця.

9.2.3 Під час пропускання ВТЗ УЗК Замовник повинен підтримувати режим транспортування газу по газопроводу, погоджений з ОДУ, і забезпечувати необхідні діапазони швидкості пересування комплексу ВТЗ. Усі роботи постійно контролює диспетчерська служба Замовника та Виконавець.

10 Обстеження стінок труб діагностичним поршнем ВТЗ УЗК

10.1 Зазвичай стінки труб обстежують ВТЗ УЗК після пропускання геометричного поршня (профілеміра).

10.2 Виконавець надає оперативну інформацію про залишкову товщину стінок трубопроводу, наявність потенційно небезпечних дефектів газопроводу після пропускання ВТЗ УЗК у терміни, передбачені договором.

10.3 Оперативна інформація про потенційно небезпечні дефекти повинна містити допоміжні відомості, які полегшують їх пошук на трасі газопроводу.

10.4 Отримавши оперативну інформацію про наявність потенційно небезпечних дефектів, Замовник негайно визначає їх на трасі газопроводу. Виявивши ці дефекти необхідно їх оглянути, виміряти, за необхідності додатково обстежити іншими методами та засобами діагностування, та ліквідувати.

10.5 Виявлені на трасі газопроводу дефекти, які суттєво відрізняються від результатів внутрішньотрубного обстеження, необхідно виміряти, та додатково обстежити.

За результатами цього обстеження складають акт, який передають Виконавцю.

11 Вимоги до персоналу

11.1 Фахівці Замовника, допущені до обслуговування ВТЗ УЗК, повинні мати необхідну кваліфікацію, знати принципи дії та конструкцію діагностичного поршня-дефектоскопа ВТЗ УЗК.

11.2 Прибувши на дільницю ЛЧ МГ, представник Виконавця для фахівців Замовника проводить інструктаж з питань правильного поводження з ВТЗ УЗК.

11.3 До роботи із внутрішньотрубного обстеження не допускають фахівців, які не пройшли навчання, інструктаж і перевірення знань з охорони праці та пожежної безпеки.

12 Вимоги з охорони праці та екології

12.1 Увесь комплекс робіт, пов'язаних з пропусканням внутрішньотрубних засобів на дільниці газопроводу необхідно здійснювати з дотриманням вимог НАПБ В.02.008, НПАОП 40.1-1.21, НПАОП 60.3-1.01, СОУ 60.3-30019801-050, СОУ 60.3-30019801-056, Інструкції з безпечного виконання газонебезпечних робіт на об'єктах ДК "Укртрансгаз",

СТП 320.30019801.052 у частині вимог, що стосуються організації робіт з пропускання ВТЗ і методів і засобів контролю за проходженням ВТЗ, а також вимог цього стандарту.

12.2 Роботи, пов'язані із заведенням ВТЗ УЗК до камери запускання та його вилученням з камери приймання, необхідно оформляти нарядом-допуском на проведення газонебезпечних робіт згідно з Інструкцією з безпечного виконання газонебезпечних робіт на об'єктах ДК "Укртрансгаз".

12.3 Відкривати камери приймання можна тільки випустивши з неї газ до поточного рівня атмосферного тиску.

12.4 Персоналу, що приймає ВТЗ УЗК, суворо заборонено перебувати в секторі проти зрізу отвору камери приймання до випускання газу з неї до поточного рівня атмосферного тиску, а за наявності крана – також і з порожнини кулі крана.

12.5 Вилучати ВТЗ УЗК дозволено тільки після провітрювання порожнини камери приймання від парів конденсату.

12.6 Під час заведення і вилучення ВТЗ УЗК необхідно застосовувати тільки інструмент і взуття в іскробезпечному виконанні.

12.7 На вузлі приймання ВТЗ УЗК повинен перебувати пожежний підрозділ з пожежною автомашиною та іншими засобами пожежегасіння.

12.8 Усю техніку, не потрібну для виконання даної операції, необхідно вивести за територію вузла приймання-запускання та розташувати з навітряної сторони.

12.9 Усі пости, що спостерігають за проходженням ВТЗ УЗК по газопроводу, знімаються тільки за командою представника Замовника.

12.10 Пости необхідно спорядити автомашиною, засобами зв'язку та технічними манометрами.

12.11 На вузлах запускання та приймання ВТЗ УЗК повинні бути аптечки, укомплектовані засобами першої медичної допомоги.

12.12 Під час запускання та приймання ВТЗ УЗК на вузлах запускання та приймання повинні перебувати тільки особи, оснащені засобами

індивідуального захисту, що безпосередньо беруть участь у цій операції.

12.13 Особи, які запускають, пропускають по газопроводу та приймають ВТЗ УЗК повинні пройти інструктаж з питань охорони праці згідно із затвердженою інструкцією щодо пропускання внутрішньотрубного засобу на конкретній ділянці газопроводу та розписатися у журналі інструктажу.

12.14 Періодичні викиди природного газу здійснюють згідно з розробленою інструкцією та нормативною документацією щодо стравлення та продувки зі свічок вузлів запускання та приймання поршнів.

13 Оформлення результатів внутрішньотрубного обстеження

13.1 Остаточний звіт за результатами внутрішньотрубного обстеження складає Виконавець і подає Замовнику в термін, обумовлений договором.

13.2 Звіт містить уточнену повну інформацію про залишкову товщину стінок трубопроводу, дефекти та елементи ділянки ЛЧ МГ, а також необхідні відомості, що дозволяють виявити дефекти на місцевості.

13.3 Зазначені в звітах оцінки та рекомендації стосовно міцності труби, додатково розраховують і перевіряють згідно з чинними нормами України.

Додаток А
(обов'язковий)

Форма опитувального листа для проведення
внутрішньотрубного обстеження ділянки ЛЧ МГ
Опитувальний лист для проведення внутрішньотрубного обстеження
ділянки ЛЧ МГ _____
(назва ділянки)

1. Загальний опис ділянки ЛЧ МГ

Назва газотранспортного підприємства _____

Назва газопроводу _____

Назва ділянки ЛЧ МГ _____

Ділянка ЛЧ МГ експлуатують: [] так [] ні

Адреса для додаткової інформації _____

Дата введення в експлуатацію " ____ " _____ 19__ р.

Номинальний діаметр труби _____ мм

Довжина ділянки _____ км

2. Характеристика перекачуваного продукту

Перекачуваний продукт _____

Швидкість перекачування, м/с: макс. _____ мін. _____

Тиск, МПа: макс. _____ мін. _____ Температура, °С: макс. _____ мін. _____

Вміст сірководню %; **парафіну** %; **води** %

Інше _____

3. Інформація щодо обслуговування ділянки ЛЧ МГ
і раніше проведених внутрішньотрубних обстеженнях

Частота очищення: _____

Тип очисних поршнів _____

З камери вилучено _____ -

Тип ізоляції газопроводу _____

Пропуски профілеміра: ____, наявність результатів: [] так [] ні

Пропуски дефектоскопа: ____, наявність результатів: [] так [] ні

Передбачуваний тип корозії: зовнішній _____, внутрішній _____

Корозійні та інші ушкодження газопроводу (аварії, ремонти тощо): _____

Ушкодження очисних поршнів, що пропускають по газопроводу _____

4. Оперативна інформація

Оптимальний час для обстеження від _____ до _____

Представники Замовника для обміну інформацією:

- з організаційних питань _____
(прізвище, № телефонів

- з технічних питань _____
прізвище, № телефонів

5. Камера приймання і запускання

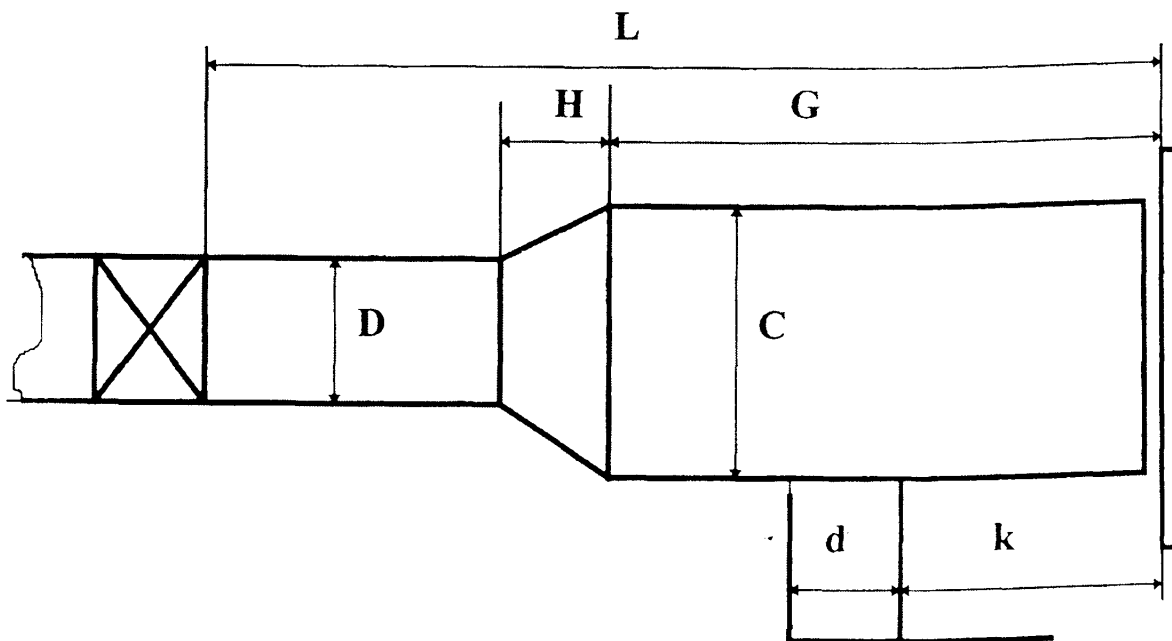


Рис. А1 Камера приймання і запускання

6. Опис камери приймання і запускання
(див. рис. А1 камери)

	Камера запускання	Камера приймання
Назва пункту розташування камери		
Орієнтація (підкреслити)	Горизонтальна Вертикальна Похила	Горизонтальна Вертикальна Похила
Довжина від засувки до краю камери L, мм		
Довжина розширеної частини G, мм		
Розташування безпечної лінії k, мм		
Діаметр байпасної лінії d, мм		

Внутрішній діаметр розширеної частини С, мм		
Діаметр основного газопроводу D, мм		
Тип/довжина конусного переходу Н, мм	Концентричний Ексцентричний	Концентричний Ексцентричний
Тип/внутр. діам. перекривального крана		
Висота від землі до низу камери		
Робоча зона перед камерою, м		
Наявність підйомних механізмів	[] так [] ні	[] так [] ні
Вантажність, кг		
Висота підйому, м		
Оснащеність камери:		
- сигналізатором проходження поршня	[] так [] ні	[] так [] ні
- пристроєм для заведення	[] так [] ні	[] так [] ні
- внутрішнім рухливим лотком	[] так [] ні	[] так [] ні

7. Специфікація трубопроводу

Загальна довжина обстежуваної ділянки ЛЧ МГ, км:			
Зовнішній діаметр, мм _____			
Тип трубної деталі	Труба	Вигин заводський.	Вигин будівельний.
Товщина стінки, мм			
Довжина ділянок із трубою однакової товщини, м			
На ділянці труби: - гарячекатані - повздовжшовні - спіралешовні - багат шарові			
Мін.внутр. діаметр (включ. овальність), мм			
Макс. радіус повороту кут м/град.			
Мін. довжина прямої ділянки між поворотами, м			

Наявність у газопроводі:

- | | | |
|-----------------------------------|---------|--------|
| - підкладних кілець | [] так | [] ні |
| - різких переходів товщини стінки | [] так | [] ні |
| - раструбних з'єднань | [] так | [] ні |
| - сегментних з'єднань | [] так | [] ні |
| - заглушених трійників | [] так | [] ні |

Трійники і відгалуження

- максимальний діаметр відгалуження відводу, мм: _____ кут до труби, град: _____
- з напр. решітками [] так [] ні;
- розмір решіток, мм: _____
- відстань між решітками, мм: _____
- тип: _____

Крани:

- тип: _____;
- мін. прохідний переріз, мм _____
- серія: _____;
- відстань між кільцями, мм _____
- виготовлювач: _____
- модель: _____

Умови на трасі

- Наявність радіозв'язку [] так [] ні
- Глибина залягання труб, мм: МАКС _____ МІН _____
- Тип ґрунту, використовуваного для засипання: _____
- Доступ до траси (наявність доріг та інше): _____
- Перетинання з дорогами у патроні [] так [] ні

**8. Особливі умови даного внутрішньотрубного обстеження
дільниці ЛЧ МГ та інша інформація**

_____ посада

_____ підпис

“ _____ ” 200__ р.

Примітка: Цей опитувальний лист заповняє Замовник і передає його Виконавцю до початку виконання умов договору на внутрішньотрубне обстеження дільниці ЛЧ МГ внутрішньотрубними засобами. Виконавець зберігає за собою право відмовитися від виконання договору, якщо подана Замовником інформація, свідчить про те, що комплекс ВТЗ УЗК не зможе працювати в зазначених умовах.

Додаток Б
(обов'язковий)

Форма акту готовності дільниці газопроводу
до внутрішньотрубного обстеження

ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер _____

(назва ЛВУ)

УМГ " _____ "

(підпис)

П.І.Б.

" ____ " _____ 200 р.

АКТ

готовності дільниці _____

газопроводу _____

до внутрішньотрубного обстеження

Ми, що нижче підписалися:

голова комісії _____

(прізвище, ім'я, по батькові, посада)

члени комісії:

(прізвище, ім'я, по батькові, посада)

склали цей акт про те, що " ____ " _____ 200__ р.

оглянуто і перевірено перекривальну арматуру

на дільниці _____

газопроводу _____

Витоків газу немає. Кульові крани працюють справно.

Висновок: дільниця підготовлена до проведення внутрішньотрубного обстеження.

підпис

ПІБ

підпис

ПІБ

підпис

ПІБ

підпис

ПІБ

підпис

ПІБ

підпис

ПІБ

Додаток В
(рекомендований)

Основні технічні параметри внутрішньотрубних засобів ультразвукового контролю

Параметри	Очисний пристрій	Калібрувальний пристрій	Геометричний пристрій	Діагностичний пристрій
1 Тип поршня				
2 Кількість секцій				
3 Довжина, мм				
4 Макс. діаметр манжет, мм				
5 Маса, кг				
6 Мін. звуження, яке подолає % DN				
7 Мін. радіус вигину, DN				
8 Макс. допустима довжина ділянки, обстежуваної ЛЧ МГ, км				
9 Макс. припустимий час перебування у камері в процесі запускання - приймання, годин				
10 Допустима швидкість проведення обстеження ділянки ЛЧ МГ, км/год: - мінімальна - максимальна - оптимальна				
11 Макс. допустима товщина стінки газопроводу, мм				
12 Тип використовуваної маркерної системи,				
13 Вимоги до ділянки ЛЧ МГ, що визначаються маркерною системою: товщина стінки труби, мм глибина закладення труби, м				
14 Чутливість до висоти гофрів, ум'ятин, опуклостей, мм				
15 Точність визначення місця розташування дефекту: по довжині, м по колу (градуси) або по годинах				
16 Час безупинної роботи, год.				

Від Виконавця:

Головний інженер _____
(особистий підпис)

УДК
75.200

621.2-034.14

Ключові слова: внутрішньотрубна діагностика, внутрішньотрубне обстеження, очисний, калібрувальний, електронний геометричний, корозійний діагностичний поршень, магістральний газопровід

ДОДАТОК Н

Впровадження положень та результатів отриманих в ході виконання досліджень у нормативні документи

Перелік розроблених нормативних документів

- 1) Тимчасовий технологічний регламент «Контроль якості кільцевих зварних з'єднань трубопроводів під час укладання підводного газопроводу БК-1 Одеського ГР-МСП-4 Голіцинського ГКР в трубоукладальній баржі».
- 2) ДСТУ ISO 10405:2010 Нафтова і газова промисловість. Обслуговування та використання обсадних і насосно-компресорних труб.
- 3) СОУ 60.3-31570412-____:2012 Магістральні нафтопроводи. Підводні переходи. Правила технічного експлуатування.

ПОГОДЖЕНО

Інститут електрозварювання ім.Є.О. Патона
НАН України (лист № 4/973 від
06.06.2012р)

Галузевий ЕТЦ в нафтогазовій галузі ДП
«Центр сертифікації і контролю якості
будівництва об'єктів нафтогазового
комплексу Держгірпромнагляду України»
(лист № 631-ЦС-4 від 11.06.2012р.)

Територіальне управління
Держгірпромнагляду в Івано-Франківській
області (лист №01-10/2030 від 13.06.2012р.)

Технічний комітет стандартизації ТК 146
«Матеріали, обладнання, технології і
споруди для нафтогазової промисловості»
(лист №146-37-16/37 від 07.06.2012р.)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Перший заступник Голови правління,
Головний інженер Державне акціонерне
товариство «Нафтогаз України»

Гільницький С.М.
«15» 06 2012



РОЗРОБЛЕНО

Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу

В.о. ректора

Козак Ф.В.
Науковий керівник



Тимчасовий технологічний регламент Контроль якості кільцевих зварних з'єднань трубопроводів під час укладання підводного газопроводу БК-1 Одеського ГР- МСП-4 Голіцинського ГКР з трубоукладальної баржі

м.Сімферополь

2012

ЗМІСТ

	стор.
ПЕРЕДМОВА	3
ВСТУП	4
СКОРОЧЕННЯ	5
1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ	6
2 АВТОМАТИЗОВАНИЙ НЕРУЙНІВНИЙ КОНТРОЛЬ ЯКОСТІ КІЛЬЦЕВИХ ТРУБНИХ ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ	9
3 ІНШІ МЕТОДИ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ	44
4 ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНИ ПРАЦІ	51
5 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ	53
ДОДАТОК А ВИМОГИ ДО РУЧНОГО НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ	58
ДОДАТОК Б КРИТЕРІЇ ВІДБРАКУВАННЯ ДЕФЕКТІВ	74

ПЕРЕДМОВА

1 ВНЕСЕНО: Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

АВТОРИ: О.Карпаш, д-р техн.наук (науковий керівник); Н.Тацакович, канд.техн.наук; М.Карпаш, канд.техн.наук Троїцький В.О., д-р техн.наук; Рибіцький І.В., канд.техн.наук; Котурбаш Т.Т., Миндюк В.Д., Волошин Я.В., Козін О.М., Павлій О.В., Єршов В.Є., Конарський В.Л., Сушко М.Ф., Кисельов В.І., академік УНГА та член-кореспондент Академії будівництва України; Бедай В.В.

2 НАДАНО ЧИННОСТІ: наказ ПАТ «Державне акціонерне товариство «Чорноморнафтогаз» від __ червня 2012 р, № ____.

3 УВЕДЕНО ВПЕРШЕ

ВСТУП

Цей тимчасовий технологічний регламент розроблений спеціально для нормативного забезпечення робіт з контролювання кільцевих зварних з'єднань під час укладання підводного газопроводу БК-1 Одеського ГР-МСП-4 Голіцинського ГКР в шельфі Чорного моря.

Основні технічні характеристики трубопроводу:

- довжина 86 км;
- робочий тиск 7.5 МПа;
- труба сталева безшовна горячедеформована Ø426x16 (ТУ 14-3-1128-2000, сталь 09Г2С), виробництво Росія, кромка J-типу;
- труба сталева безшовна горячедеформована Ø426x16±2мм (GB/T8162, сталь GB/T1591), виробництво Китай, кромка V-типу;
- температура поверхні труби до та під час автоматизованого ультразвукового контролю - не більше +50°C;
- рідина для охолодження та контактна рідина - прісна технічна вода.

Оскільки проектом спорудження трубопроводу передбачено з трубоукладальної баржі, який унеможливує використання радіографічного методу контролю відповідно до ВСН-012-88, розробниками було прийнято рішення скористатись іноземним досвідом шляхом включення до цього регламенту основних положень DNV-OS-F101 Підводні трубопровідні системи (в редакції 01.2010 р.) та основних положень 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 за допомогою системи автоматизованого ультразвукового контролю типу PipeWIZARD (за необхідності ручний ультразвуковий контроль) з використанням фазованих решіток і методу TOFD;
- ручний ультразвуковий;
- ручний вихрострумний;
- ручний проникаючими речовинами.

Додаток Б щодо критеріїв відбракування дефектів, виявлених за допомогою неруйнівного контролю повністю відповідає вимогам API 1104 «Зварювання трубопроводів та пов'язаних споруд».



НАЦІОНАЛЬНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ

**Нафтова і газова промисловість
ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА ВИКОРИСТАННЯ ОБСАДНИХ І
НАСОСНО – КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ
(ISO 10405:2000, IDT)**

ДСТУ ISO 10405:2010

Видання офіційне

Київ
ДЕРЖСПОЖИВСТАНДАРТ УКРАЇНИ
2010

ПЕРЕДМОВА

1 ВНЕСЕНО Технічний комітет зі стандартизації ТК 146 “Матеріали, обладнання, технології і споруди для нафтогазової промисловості” та Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу.

ПЕРЕКЛАД І НАУКОВО-ТЕХНІЧНЕ РЕДАГУВАННЯ: Карпаш М.О., канд. техн. наук (науковий керівник), Тацакович Н.Л., Карпаш О.М., д-р техн. наук, Копей Б.В., д-р техн. наук, Котурбаш Т.Т.

2 НАДАНО ЧИННОСТІ: наказ Держспоживстандарту України від _____ з _____ р.;

3 Національний стандарт відповідає ISO 10405:2000 Petroleum and natural gas industries – Care and use of casing and tubing (Нафтова і газова промисловість. Обслуговування та використання обсадних і насосно-компресорних труб)

Ступінь відповідності – ідентичний (IDT)

Переклад з англійської (en)

4 УВЕДЕНО ВПЕРШЕ

Право власності на цей документ належить державі. Відтворювати, тиражувати і розповсюджувати його повністю чи частково на будь-яких носіях інформації без офіційного дозволу Держспоживстандарту України заборонено. Стосовно врегулювання прав власності треба звертатись до Держспоживстандарту України.

Держспоживстандарт України, 2010

СТАНДАРТ ОРГАНІЗАЦІЇ УКРАЇНИ

МАГІСТРАЛЬНІ НАФТОПРОВОДИ ПІДВОДНІ ПЕРЕХОДИ ПРАВИЛА ТЕХНІЧНОГО ЕКСПЛУАТУВАННЯ СОУ 60.3-31570412-____:2012

Київ
ПАТ «УКРТРАНСНАФТА»
2012

ПЕРЕДМОВА

1 РОЗРОБЛЕНО: Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

РОЗРОБНИКИ: О.М. Карпаш, докт. техн. наук, проф. (керівник розробки), М.О. Карпаш, канд. техн. наук, Є.Р. Доценко, канд. техн. наук, Н.Л. Тацакович, канд. техн. наук, Т.Т. Котурбаш, В.М. Василюк, канд. техн. наук., Ю.Г. Федоренко (керівник розробки), В.В. Гаврилишин, І.А. Гоменюк, В.М. Залеський

2 ВНЕСЕНО: ПАТ «Укртранснафта»

3 ПОГОДЖЕНО:

Міністерством енергетики та вугільної промисловості України, лист від _____

Міністерством екології та природних ресурсів України, лист від _____

Міністерством надзвичайних ситуацій України, лист від _____

НАК «Нафтогаз України», лист від _____

4 ПРИЙНЯТО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ:

наказом ПАТ «Укртранснафта» від _____ 2012 р. № _____

5 НА ЗАМІНУ РД 39-30-497-80 «Методические указания по классификации подводных переходов магистральных нефтепроводов при техническом обслуживании и ремонте», РД 39-30-692-82 «Положение о формуляре подводного перехода магистрального нефтепровода», РД 39-30-1060-84 «Инструкция по обследованию технического состояния подводных переходов магистральных нефтепроводов», РД 39-30-693-82 «Инструкция по применению информационно-поисковой системы ручного обращения для статистической обработки информации о техническом состоянии подводных переходов магистральных нефтепроводов», РД 39-0147103-345-86 «Инструкция по контролю при строительстве, приемке и эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов» (частково), «Инструкция по контролю за строительством, приемке и эксплуатации подводных переходов магистральных нефте- и продуктопроводов» (частково)

Право власності на цей документ належить ПАТ «Укртранснафта».

Відтворювати, тиражувати і розповсюджувати його повністю чи частково на будь-яких носіях інформації без офіційного дозволу ПАТ «Укртранснафта» заборонено

ПАТ «Укртранснафта», 2012

ДОДАТОК О

**Акт апробації розробленого удосконаленого методу безконтактної
ультразвукової діагностики магістральних трубопроводів**

АКТ

**апробації удосконаленого методу безконтактної ультразвукової
діагностики магістральних трубопроводів
в умовах близьких до штатних технологічних умов здійснення
внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів на взірцях
виготовлених в умовах НВФ “Зонд”**

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор
НВФ "Зонд"
Цюцяк І.І.

2012р.

АКТ

апробації удосконаленого методу безконтактної ультразвукової діагностики магістральних трубопроводів в умовах близьких до штатних технологічних умов здійснення внутрішньотрубною діагностики магістральних трубопроводів на взірцях виготовлених в умовах НВФ "Зонд"

Робоча група в складі:

голови Даниляк Я.Б. – головний інженер НВФ «Зонд»

і членів робочої групи:

1. Власійчук І.М. – начальник випробувального центру НВФ «Зонд»
2. Мовчан Ю.В. – начальник відділу контролю ВПС НВФ «Зонд»
3. Рибіцький І.В. – старшого наукового співробітника НДІ НГЕіЕ ІФНТУНГ
4. Котурбаш Т.Т. – наукового співробітника НДІ НГЕіЕ ІФНТУНГ
5. Карпаш М.О. – наукового співробітника НДІ НГЕіЕ ІФНТУНГ

склала цей акт про таке:

1. 15.03.2012р. робоча група здійснила апробацію удосконаленого методу безконтактної ультразвукової діагностики магістральних трубопроводів в умовах близьких до штатних технологічних умов здійснення внутрішньотрубною діагностики магістральних трубопроводів на взірцях виготовлених в умовах НВФ "Зонд" для визначення їх залишкової товщини та наявності дефектів згідно з запропонованою методикою.

2. Робочій групі були надані:

- результати попередніх експериментальних випробувань;
- методика експериментальних досліджень;
- експериментальна установка для визначення товщини взірців в умовах близьких до штатних технологічних умов проведення внутрішньотрубною діагностики.

3. Робоча група провела апробацію експериментальної установки згідно методики, на трьох зразках магістральних трубопроводів різної товщини, які були вирізані з габаритних зразків магістральних трубопроводів. Марки сталей – 17ГС. Геометричні розміри зразків наведено в табл. 1. Випробування проводилось з метою визначення дійсного значення товщини зразків.

Осереднені значення товщини взірців, отримані з добутку виміряної часової затримки та швидкості поширення ультразвуку в матеріалі взірців, наведено в табл.1.

Таблиця 1 – Результати вимірювання товщини зрізів за допомогою удосконаленого методу безконтактної ультразвукової діагностики магістральних трубопроводів на базі експериментальної установки

Марка сталі	Маркування зразка	Товщина, мм	Виміряне сер. знач. товщини зрізів, мм	Абсолютна похибка, мм	Відносна похибка вимірювань, %
17ГС	ЗН №1	7,30	6,870	0,430	6,2
	ЗН №2	9,01	9,490	0,480	5,1
	ЗН №3	12,58	13,367	0,787	5,9

4. Робочою групою відзначені такі недоліки:

- 1) необхідність забезпечення тиску газоподібного середовища в вимірювальній камері експериментальної установки не менше 5 МПа;
- 2) низька точність визначення товщини;
- 3) відсутність автоматизації розрахунку товщини зрізів.




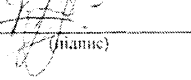
5. З метою створення умов для промислового застосування методу, робоча група пропонує:

а) усунути виявлені в процесі випробувань недоліки;

б) відібрати ультразвуковий перетворювач з більшою чутливістю в умовах проведення внутрішньотрубною діагностики.

6. Робоча група встановила, що удосконалений метод безконтактної ультразвукової діагностики магістральних трубопроводів в умовах близьких до штатних технологічних умов здійснення внутрішньотрубною діагностики, реалізований на базі експериментальної установки розробленої в ІФНТУНГ, успішно пройшов апробацію та з урахуванням вказаних недоліків може бути використана для розробки прототипу технічного засобу для здійснення внутрішньотрубною діагностики магістральних трубопроводів.

Члени робочої групи

	Даниляк Я.Б.
(підпис)	(ініціали, прізвище)
	Власійчук І.М.
(підпис)	(ініціали, прізвище)
	Мовчан Ю.В.
(підпис)	(ініціали, прізвище)
	Рибіцький І.В.
(підпис)	(ініціали, прізвище)
	Карпаш М.О.
(підпис)	(ініціали, прізвище)
	Котурбаш Т.Г.
(підпис)	(ініціали, прізвище)



d457