

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

На правах рукопису

620.179.1:622.245.1 (04)

**КОЗОРІЗ АНДРІЙ ВОЛОДИМИРОВИЧ**

K59

**РОЗРОБКА УСТАНОВКИ  
АВТОМАТИЗОВАНОГО КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ  
ОБСАДНИХ ТРУБ**

Спеціальність 05.11.13 – Прилади і методи контролю  
та визначення складу речовин

Дисертація на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук

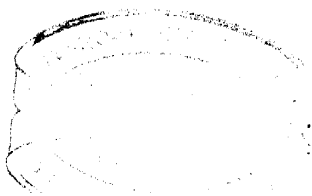
Науковий керівник:

Карпаш Олег Михайлович,

Доктор технічних наук, професор



Івано-Франківськ – 2003 р.



## ЗМІСТ

Вступ.....	4
1. Стан питання та задачі досліджень.....	10
1.1 Пошкодження обсадних колон.....	11
1.2 Особливості конструкції обсадних труб та види дефектів.....	15
1.3 Аналіз існуючих методів і засобів неруйнівного контролю трубних виробів.....	22
1.4 Вибір напрямків та задач досліджень.....	27
2. Теоретичні дослідження по розробці способів автоматизованого контролю обсадних труб.....	31
2.1 Особливості автоматизованого ультразвукового контролю трубних виробів.....	31
2.2 Розробка способів виявлення дефектів різного походження в тілі та в різьбовій частині обсадних труб.....	41
2.3 Розрахунок оптимальних параметрів автоматизованого контролю обсадних труб.....	44
3. Експериментальні дослідження по розробці засобів автоматизованого контролю обсадних труб.....	75
3.1 Експериментальна оцінка способів дефектоскопії і товщинометрії в динамічному режимі сканування.....	75
3.2 Інтерпретація результатів автоматизованого контролю труб нафтового сортаменту.....	80
3.3 Метрологічний аналіз.....	91
4. Розробка та впровадження технічних засобів та методик автоматизованого контролю обсадних труб.....	106
4.1 Розробка стаціонарної автоматизованої установки контролю обсадних труб.....	106

4.2 Будова і робота установки та її складових частин.....	115
4.3 Система реєстрації та документування результатів проведення контролю нафтогазового інструменту та обладнання акустичним методом .....	124
4.4 Аналіз результатів впровадження розроблених засобів .....	130
Основні результати та висновки .....	134
Список використаних джерел.....	136
Додаток А Приклад розрахунку параметрів апроксимуючого еліпсу за значеннями координат п'яти точок .....	149
Додаток Б Акт впровадження установки “Зонд-СОТ” у промислову експлуатацію на базі виробничого обслуговування Христищенського ВБР 153	

## ВСТУП

Загальновідомо, що проблема забезпечення енергоресурсами для нашої країни надзвичайно актуальна і додатково загострюється високою енерго- та матеріаломісткістю всіх галузей народного господарства [1]. Орієнтація державної політики на зменшення енергозалежності від зовнішніх постачальників вимагає нових підходів до підвищення ефективності використання наявних матеріальних та природних ресурсів і одночасного розвитку власної енергетичної бази [2].

Потреби України в енергоносіях майже на 60 % покриваються за рахунок нафти і газу (ця частка й надалі зростатиме принаймні на 3 % щороку [3]), тому саме ця галузь вважається однією з пріоритетних. Її розвиток забезпечується виконанням комплексу робіт в межах національних (“Нафта і газ України”[4]) та державних (“Державна програма розвитку робіт по видобутку нафти і газу в українському шельфі Азовського та Чорного морів”) програм, якими передбачається збільшення кількості та темпів спорудження нафтових і газових свердловин в поєднанні з суттєвим покращенням техніко-економічних показників їх провідки, зокрема, завдяки раціональному використанню матеріальних ресурсів.

На сучасному етапі розробки нафтових і газових родовищ постає значна кількість технічних (високі тиски та температури; агресивні пластові води, що викликають корозію; більш глибокі, у тому числі похилі та горизонтальні свердловини, тощо), екологічних та економічних проблем. З переліку технічних засобів розробки нафтових і газових родовищ труби є головним фактором, що впливає на продуктивність та безпеку будь-якої нафтової чи газової свердловини. Їх вартість складає до 40% вартості свердловини [5], а збитки зумовлені їх пошкодженням можуть бути значно більшими. Також треба прийняти до уваги що в експлуатації знаходиться значна кількість труб. Потреба України в нарізних трубах складає близько

200 тисяч тонн на рік, в тому числі обсадних - 150 тисяч тонн. Однак діючі в Україні трубопрокатні заводи станом на 1999 рік забезпечували вказані потреби не більше як на 50%. Всі ці фактори особливо гостро поставили питання необхідності забезпечення належної якості труб - як на стадії їх виготовлення, так і в процесі експлуатації [6-9].

Слід відмітити, що питанням розробки технологій та технічних засобів неруйнівного контролю бурового обладнання та інструменту присвячена значна кількість робіт вітчизняних та зарубіжних авторів. Найбільш відомі роботи російських науковців С.С.Суботина, Н.Г.Соколова, О.Ф.Брюханова, В.И.Михайленко, наших співвітчизників О.М.Карпаша, П.Я.Криничного та ін. Роботи вищезгаданих вчених присвячені, в основному, дослідженню й розробці спеціалізованих технічних засобів виявлення дефектів бурового обладнання, різьбових з'єднань колони бурильних труб, а також розробці методики раціонального використання створених засобів під час буріння свердловин з метою попередження втомних руйнувань труб та скорочення викликаних ними аварій і ускладнень. На базі проведених теоретичних і експериментальних досліджень були створені спеціалізовані технічні засоби на основі використання ультразвукового метода неруйнівного контролю, які дозволили виявляти втомні тріщини та інші дефекти в різьбових з'єднаннях сталених, алюмінієвих, ведучих та обважнених бурильних труб безпосередньо на буровій в процесі спуско-підймальних операцій [8].

Однак, питанню комплексного контролю сталених обсадних труб (СОТ) достатньої уваги не приділялось.

**Актуальність теми.** За даними американських нафтогазових компаній, в США на трубних базах після перевірки нових обсадних труб на відповідність діючим стандартам відбракується до 20% загальної кількості перевірених труб. Аварії з обсадними трубами складають 7-8% всіх аварій в бурінні, на їх ліквідації витрачається понад 10% часу, що припадає на ліквідацію аварій всіх видів (особливо важкі аварії цього виду в регіонах, де обсадні труби спускають на велику глибину, та на розвідувальних

свердловинах). Огляд сучасних технічних засобів і технологій контролю якості сталених обсадних труб (СОТ) показує, що, не дивлячись на широке використання в нафтогазовій галузі методів неруйнівного контролю, питання комплексного контролю СОТ залишається невирішеним. Таким чином, задача розробки й впровадження методів та засобів для комплексного контролю СОТ є, безумовно, актуальною.

Комплексний вхідний контроль за допомогою розроблених технічних засобів та технологій забезпечить виявлення труб неналежної якості, а також дозволить оптимізувати процес формування обсадної колони з урахуванням технічного стану наявних СОТ.

Вирішення цієї задачі сприятиме попередженню відмов та зменшенню питомих витрат на спорудження й експлуатацію свердловин, що надзвичайно важливо для підвищення ефективності функціонування нафтогазовидобувної промисловості України.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами** підтверджує її актуальність. Дисертаційна робота виконувалась у відповідності:

- з Державною науково-технічною програмою з пріоритетних напрямів розвитку науки і техніки 1997 року (завдання 04.03/01435-2/471-97 “Розробка технічних засобів і технологій оцінки фактичного технічного стану нафтогазового обладнання та інструменту”);

- з галузевою науково-технічною програмою “Створення, освоєння випуску та впровадження у виробництво комплексу технічних засобів і технологій неруйнівного контролю та технічної діагностики трубних колон, бурового та нафтогазопромислового обладнання та інструменту. Організаційне, технічне, методичне та кадрове забезпечення” Держнафтогазпрому України на 1997 – 2001рр.

Окремі питання контролю СОТ вирішувались в процесі виконання робіт за договорами з ВАТ “Укрнафта” (договір № ЗНДР/99 “Розробка, виготовлення та впровадження стаціонарної установки для комплексного

неруйнівного контролю обсадних труб в умовах бази виробничого обслуговування”) та АТ “Укргазпром” (договір №111/97 “Розробка, виготовлення та впровадження установки для комплексного неруйнівного контролю обсадних труб в умовах бази виробничого обслуговування”).

Всі вищевказані роботи виконувались за безпосередньою участю автора, в т.ч. як відповідального виконавця.

Роботи із створення новітніх технологій неруйнівного контролю та нормативного забезпечення контролю якості віднесені до пріоритетних напрямків науково-технічної політики нафтогазової галузі України [11]. Така увага на рівні держави й галузі свідчить про беззаперечну важливість і актуальність цієї проблеми для України і підтверджує необхідність подальших робіт в цьому напрямку з урахуванням сучасних тенденцій у вирішенні проблем якості.

**Мета роботи** полягає в розробці нових та вдосконаленні існуючих методів та засобів автоматизованого контролю сталених обсадних труб та способів їх реалізації в умовах баз виробничого обслуговування перед спуском СОТ в свердловину.

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

- проаналізувати причини відмов СОТ в складі обсадних колон та визначити основні параметри, які впливають на працездатність обсадної колони;
- аналітично визначити основні параметри комплексного автоматизованого контролю обсадних труб;
- дослідити нові способи і методи контролю якості сталених обсадних труб;
- розробити методики експериментальних досліджень по встановленню основних параметрів комплексного автоматизованого контролю СОТ та дослідити характер зв'язків між інформативними параметрами акустичного контролю й основними характеристиками дефектів, що виявляються в процесі автоматизованого контролю СОТ;

- розробити і впровадити у виробництво комплекс технічних засобів та технологій автоматизованого контролю основних параметрів, що визначають працездатність СОТ.

*Об'єктом дослідження* є сталі обсадні труби, зокрема їх параметри, дотримання номінальних значень яких забезпечує безаварійну експлуатацію нафтогазових свердловин.

*Предметом дослідження* є методи та засоби неруйнівного контролю якості сталі обсадних труб.

*Методи дослідження.* Для встановлення взаємозв'язків між показниками, які характеризують якість сталі обсадних труб, та інформативними сигналами, а також для встановлення залежностей між геометричними характеристиками СОТ та параметрами способів їх акустичного контролю використовувались методи променевої акустики. Під час проведення експериментальних досліджень та обробки їх результатів застосовувались методи раціонального планування експериментів, теорії ймовірності та прикладної статистики. Розробка технічних засобів здійснювалась з використанням методів схемо- та системотехніки.

**Наукова новизна одержаних результатів** полягає в тому, що:

- вперше розроблено спосіб визначення овальності СОТ акустичним луно-методом, який дозволяє проводити безконтактний контроль;
- вперше розроблено спосіб визначення ексцентриситету СОТ, який на основі визначення товщини стінки труб за трьома твірними дозволяє здійснювати безобертовий контроль;
- експериментально встановлені залежності між інформативними параметрами акустичного контролю та основними характеристиками дефектів, що виявляються в процесі автоматизованого контролю СОТ.



**Практичне значення** одержаних результатів полягає в тому, що розроблені технічні засоби та технології реалізовані в комплексній установці контролю основних параметрів СОТ, впроваджені у виробництво та в нормативних документах (ГСТУ, СТП) і дозволяють оптимізувати процес формування обсадної колони за результатами вхідного контролю труб.

Розроблені методи (методики, технології) та технічні засоби пройшли промислові випробування на базі виробничого обслуговування Хрестищенського УБР ДК „Укргазвидобування” та в Науково-виробничій фірмі “Зонд” (м. Івано-Франківськ).

## 1. СТАН ПИТАННЯ ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ

Сучасний етап розробки нафтових і газових родовищ має свої специфічні особливості, зокрема [8]:

- складність проводки та експлуатації свердловин, зумовлена роботою на значних глибинах, в похилоспрямованих інтервалах, в високоагресивних середовищах та ін.;
- зростаючі обсяги робіт на шельфі та в морських акваторіях;
- жорсткість вимог безпеки праці та охорони навколишнього середовища в зв'язку з погіршенням екологічної ситуації в цілому і в окремих регіонах зокрема;
- нагальна необхідність значного зниження собівартості робіт.

На промислах технічний стан труби є головним фактором, що впливає на продуктивність та безпеку будь-якої нафтової або газової свердловини. Зважаючи на їх значну вартість та досить тривалий термін експлуатації (для обсадних труб 20 і більше років), труби потребують особливої уваги. Як свідчать розрахунки Американського нафтового інституту (АНІ), вартість труб складає від 20 до 40 % вартості свердловини, а збитки від їх поломок можуть бути значно більшими [12]. Якщо зважити на те, що в даний час в країнах СНД в експлуатації знаходиться понад 50 мільйонів метрів бурильних, обсадних та насосно-компресорних труб, стає цілком обґрунтованим різке зростання вимог до їх якості.

Це підвищує вимоги до рівня контролю і не дозволяє обмежитися лише традиційними методами візуального контролю й руйнівних випробувань, оскільки використання тільки цих методів у сучасних умовах виробництва стає технічно недостатнім і економічно недоцільним. У цих умовах необхідно насамперед використовувати методи неруйнівного контролю (НК), тому що вони дозволяють забезпечити високу продуктивність процесу

контролю, його об'єктивність і вірогідність, а отже, і заданий рівень якості продукції шляхом відбраковування неякісної продукції [7].

Для правильного вибору раціональних та науково обґрунтованих шляхів і способів забезпечення працездатності обсадних труб слід: проаналізувати їх найбільш поширені відмови, узагальнити основні причини і визначити можливості попередження відмов; проаналізувати особливості конструкцій СОТ; оцінити досягнення та тенденції розвитку засобів і технологій неруйнівного контролю й технічної діагностики елементів трубних виробів як одного з найефективніших способів попередження відмов в умовах експлуатації [8].

### **1.1 Пошкодження обсадних колон**

Аналіз даних буріння і експлуатації свердловин показує, що пошкодження обсадних колон – основна причина росту числа свердловин, які підлягають капітальному ремонту, і фонду недобудованих свердловин [13].

При бурінні свердловин на багатьох родовищах розкриваються відкладення з аномально високими і низькими пластовими тисками, а також нестійкі гірські породи. Внаслідок цього відмічаються водонафтогазопрояви і поглинання промивної рідини, обвали і звуження стовбурів. Крім цього, на досягнутих в даний час глибинах забійні температури настільки високі, що при проведенні різних робіт в свердловині відбувається значне коливання температури. Тому в обсадних колонах виникають додаткові напруження. Нерідко на родовищах з вказаними геологічними умовами в процесі проводки і експлуатації свердловин відмічаються пошкодження обсадних колон [13].

З метою виявлення головних факторів, які визначають пошкодження обсадних колон, в роботах [13-20 та ін.] систематизований великий промисловий матеріал по аваріям з обсадними трубами в глибоких

свердловинах. Аналіз промислових матеріалів по свердловинам показує, що основні види пошкодження обсадних колон – зминання, обриви труб, зрив різьбового з'єднання, втрата герметичності. Найбільш поширені види пошкоджень обсадних колон – зминання та втрата герметичності. В [13] дано класифікацію цих пошкоджень.

Всі пошкодження свердловин, в які полягають в зминанні обсадних колон, можна класифікувати по двом ознакам: 1) геологічним умовам буріння; 2) стану обсадної колони в момент її пошкодження (рис. 1.1).

По першій ознаці в залежності від схеми дії навантажень на обсадну колону виділяють пошкодження: в свердловинах, які розкрили нестійкі відкладення (соленосні породи або глини, які схильні до руйнування, пластичної текучості, набуханню); в свердловинах, в розрізі яких залягають горизонти з аномально високими пластовими тисками.

По другій ознаці свердловини поділяються на дві групи: пошкодження відмічені до проведення в колоні яких-небудь робіт; пошкодження відбулися після проведення в проміжній колоні певного об'єму робіт.

Остання група на відміну від першої характеризується тим, що обсадні колони в значній мірі виявляються зношеними буровим інструментом. Тому в першому випадку причиною пошкодження колон може бути головним чином неправильне визначення діючих навантажень. Не виключена можливість пошкодження обсадних колон в окремих випадках із-за спуску в свердловину труб, які не відповідають по групі міцності сталі і по товщині стінці даним маркування. В другій групі свердловин одна з причин пошкодження обсадних труб – знос бурильним інструментом, оскільки жодна із затверджених інструкцій по розрахунку колон не передбачає розрахунок їх на довговічність.

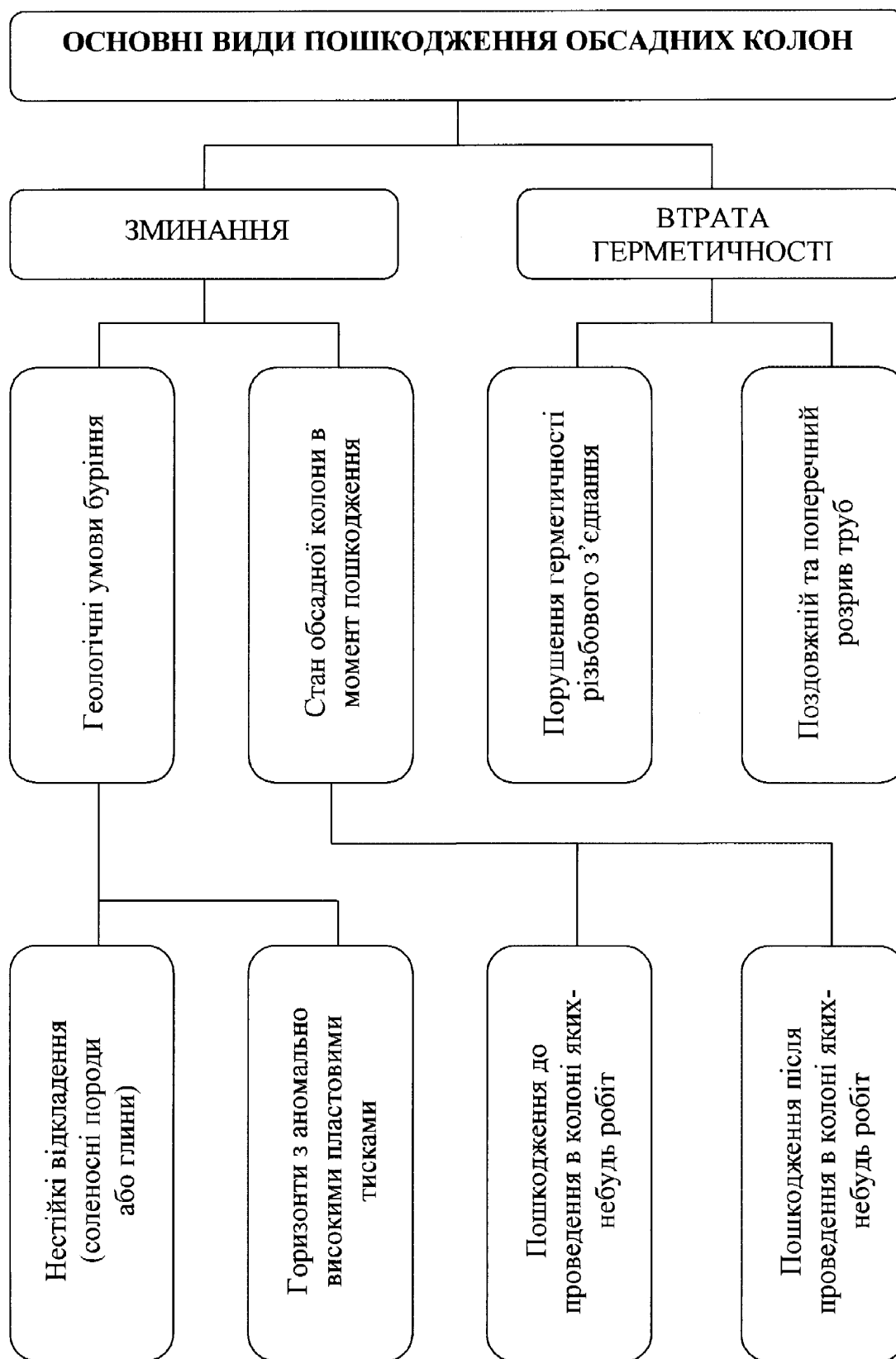


Рис. 1.1 – Блок-схема класифікації пошкоджень обсадних колон

В залежності від схеми дії навантажень при пошкодженні обсадних колон всі випадки втрати герметичності поділяють на наступні види: а) порушення герметичності різьбових з'єднань; б) поздовжній і поперечний розрив труб; в) наскрізне протирання обсадних труб. Останній вид втрати герметичності характерний для проміжних колон, в яких проводились бурові роботи.

Найбільш поширеними причинами відмов [21] обсадних труб є:

- неправильне визначення товщини пласту і тисків, що діють в свердловині;
- неякісний контроль обсадної труби перед передачею в експлуатацію;
- нехтування рекомендаціями заводу щодо транспортування й зберігання труб;
- недотримання правил та технології збирання і спуску труб в свердловину;
- неякісне нарізання різьби, використання бракованих муфт;
- прикладення надлишкового моменту обертання до обсадної колони при спробах проштовхнути її через важкопрохідні місця в свердловині;
- надто велике навантаження розтягу, що прикладається до прихваченої обсадної колони. При цьому може статися відгвинчування муфт;
- відхилення осі похилоспрямованої свердловини від осі колони, що приводить до згину обсадної труби та надмірного зносу її поверхні бурильними трубами;
- згин обсадної колони в незацементованих інтервалах під дією великих навантажень;
- послаблення різьбових з'єднань під дією зовнішніх та внутрішніх тисків і різного роду навантажень;
- корозія.

Таким чином, проведений аналіз показує, що найбільш характерними є такі види відмов:

а) при спуску обсадних колон так звані “прихватні руйнування” обсадних труб по тілу і зминання обсадних колон; обрив труб по різьбовому з’єднанню;

б) при цементуванні обсадних колон руйнування тіла обсадних труб; залишок цементного розчину в обсадній колоні;

в) при експлуатації обсадних колон в процесі поглиблення свердловини під наступну колону; руйнування різьбових з’єднань; деформація та зминання труб; корозія.

## **1.2 Особливості конструкції обсадних труб та види дефектів**

Обсадні труби і муфти до них випускаються відповідно до стандарту [22]. Виготовлення труб по точності і якості здійснюється по категоріях А і Б. Труби виготовляються з трикутною (короткою і подовженою) і трапецієдальною різьбою (ОТТМ), для високо герметичних (ОТТГ), безмуфтових раструбних (ТБО) з’єднань.

Труби виконання А і Б виготовляються довжиною від 9,5 до 13 м. В партії труб, які виготовляються заводом, виконання Б допустиме до 20% довжиною від 8 до 9,5 м і не більше 10% довжиною від 5 до 8 м.

Труби типу ОТТГ рекомендуються для обсаднення газових, газоконденсатних свердловин і нафтових, які мають високі пластові тиски.

Труби типу ТБО призначені для свердловин з строго обмеженим діаметром стовбура (по технологічним причинам).

Обсадні труби і муфти до них повинні виготовлятись із сталей декількох груп міцності і мати певні характеристики (Таблиця 1.1).

Профіль різьби з’єднувальних елементів колони має трикутну або трапецієдальну форму. Герметичність цих з’єднань забезпечується за допомогою мастил та крутного моменту зкручування. Найбільш герметичними вважаються зварні з’єднання обсадних труб [19].

Таблиця 1.1

Характеристики обсадних труб, що виготовляються за ГОСТ 632

Показники	Група міцності					
	Д	К	Е	Л	М	Р
Тимчасовий опір $\sigma_B$ , МПа, не менше	655	687	689	758	865	1000
Межа міцності $\sigma_T$ , МПа:						
не менше	379	491	552	654	758	930
не більше	552	----	758	862	965	1137
Відносне видовження $\delta_s$ , %, не менше	14,3	12,0	13,0	12,3	10,8	9,5

Однією з причин аварійного руйнування обсадних труб є різного роду дефекти металургійного походження [20], в тому числі і поверхневі дефекти типу закатів, волосин тощо (рис. 1.2). Такі дефекти можуть бути виявлені за допомогою методів неруйнівного контролю (акустичний, магнітний, вихрострумний та ін.), але на заводах-виготовлювачах ця робота практично не виконується. Тому вже на стадії вхідного контролю на трубних базах нафтогазопромислових підприємств значна частина обсадних труб відбраковується по причині невідповідності їх параметрів вимогам нормативних документів. За даними вітчизняних досліджень [23], ця цифра складає до 18% всіх поступаючих труб, а за даними американських нафтових компаній [12] біля 20%. Однак вхідному контролю на трубних базах вітчизняних підприємств галузі підлягають тільки окремі (дослідні) комплекти труб. Ця робота проводиться від випадку до випадку і в незначних обсягах. Основна частина труб з заводськими дефектами потрапляє на промисли і є причиною численних і різноманітних аварій [10].

Аналіз результатів контролю сталених обсадних труб, який проводився з участю автора в 1998р. в Миргородській НГРЕГБ, показав, що відхилення труб від ГОСТу по товщині стінки в сторону її зниження може складати в деяких випадках більше 13% (Таблиця 1.2).



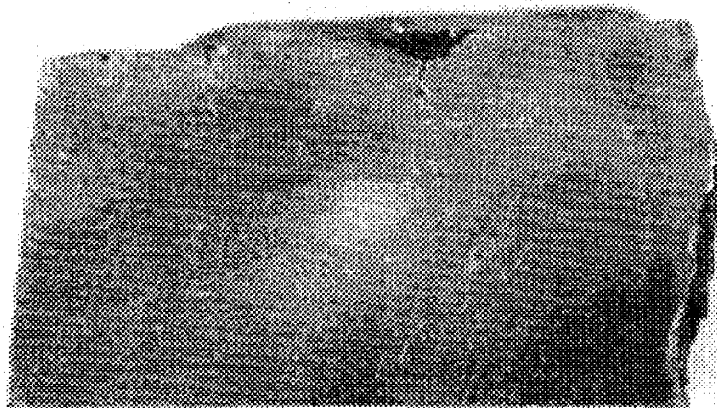
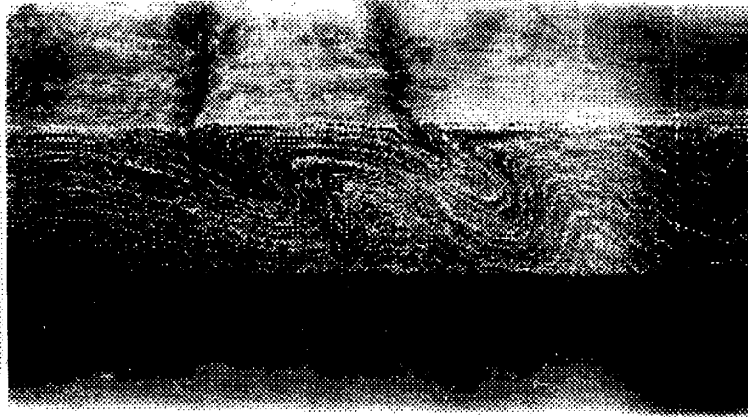
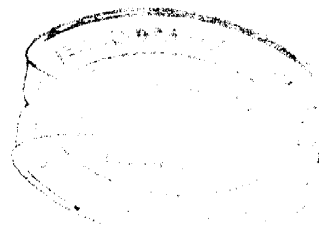


Рис. 1.2 – Дефекти металургійного походження в гладкій частині  
обсадних труб



Таблиця 1.2

## Результати контролю сталених обсадних труб вимогам ГОСТ 632

Діаметр труби, мм	Номинальна товщина стінки, мм	Загальна кількість проконтрольованих труб	Відсоток забракованих труб за результатами товщинометрії	Відсоток забракованих труб за результатами дефектоскопії
140	10,5	280	11,78	13,2
168	10,6	179	18,4	13,4
168	12,1	129	13,87	
245	12	478	12,09	----

Аналіз періодичних складових розподілу товщини стінки по периметру [24] показав наявність гармонік з періодами  $\pi$ ,  $2\pi$ ,  $(2/3)\pi$ . Гармоніка  $2\pi$  (овал) має симетричний вид і викликана нерівномірністю деформації металу при прокатці, гармоніка  $\pi$  (ексцентриситет) пов'язана з вихідною різностінністю і неточністю установки оправки (дорна) по осі прокатки. Природа гармоніки  $(2/3)\pi$  не визначена, вона грає другорядну роль в різностінності.

Поперечна різностінність зростає від початку до кінця труби, особливо ексцентрична. З ростом деформації поперечна різностінність збільшується.

Найбільша овалізація спостерігається на кінцевих ділянках труб, де умови охолодження найбільш сприятливі. З ростом відношення діаметру до товщини різностінність також збільшується. Задні кінці труб товстіші за передні на 0,1-0,3 мм і на 0,2-0,5 мм товстіші за середні ділянки труб, що пояснюється наявністю жорсткої довгої оправки, а також нерівномірністю розподілу температури по довжині гільзи [24].

Овальність та відхилення товщини стінки від нормованих значень нормуються стандартом [22]. Наявність в трубі цих дефектів призводить до відмов типу змінання експлуатаційних колон в процесі експлуатації свердловин. Дослідженнями встановлено, що вплив овальності на опір труби зовнішньому тиску набагато більший, ніж нерівномірності товщини стінки [19, 25, 26, 27, 28]. Згідно [22], не допускається овальність труб, яка перевищує 0,8 граничних відхилень по зовнішньому діаметру. Тому

визначення овальності обсадних труб для наступного розрахунку колон на міцність перед їх спуском є актуальною задачею.

Згідно [27], опір труб надлишковому зовнішньому тискові характеризується критичним тиском, при якому найбільше напруження досягає границі текучості матеріалу труб. На рис. 1.3 показаний вплив овальності на критичний тиск сталевих обсадних труб, розрахований за формулою Саркісова:

$$P_{кр}(D, \sigma_p, \delta, e) = 1,1 K_{\min} \left\{ \sigma_p + E \cdot K_0^2 \cdot \rho \left( 1 + \frac{3e}{2 \cdot \rho^3 \cdot K_{\min}} \right) - \sqrt{\left[ \sigma_p + E \cdot K_0^2 \cdot \rho \left( 1 + \frac{3e}{2 \cdot \rho^3 \cdot K_{\min}} \right) \right]^2 - 4 \cdot E \cdot K_0^2 \cdot \rho \cdot \sigma_p} \right\}; \quad (1.1)$$

$$K_{\min} = \frac{\delta_{\min}}{D}; \quad K_0 = \frac{\delta_0}{D};$$

де  $D$  – зовнішній діаметр труб, мм;

$\sigma_p$  – границя пропорційності, яку приймають рівною границі текучості матеріалу труб, МПа;

$E$  – модуль пружності, рівний  $2,1 \cdot 10^5$  МПа;

$e = 2 \frac{D_{\max} - D_{\min}}{D_{\max} + D_{\min}}$  – овальність (найбільші розрахункові значення

овальності приведені в таблиці 1.3 згідно [27]);

$D_{\max}, D_{\min}$  – відповідно, максимальний та мінімальний діаметри обсадної труби;

$\delta$  – номінальна товщина стінки труби, мм;

$\delta_{\min}, \delta_0$  – розрахункові товщини стінок (мм), які дорівнюють  $\delta_{\min} = 0,875 \delta$ ;  $\delta_0 = 0,905 \delta$  (для труб по ГОСТ 632 виконання Б з допуском по вазі -6,5%) і  $\delta_0 = 0,918 \delta$  (для труб по ГОСТ 632 виконання А з допуском по вазі -3,5%);

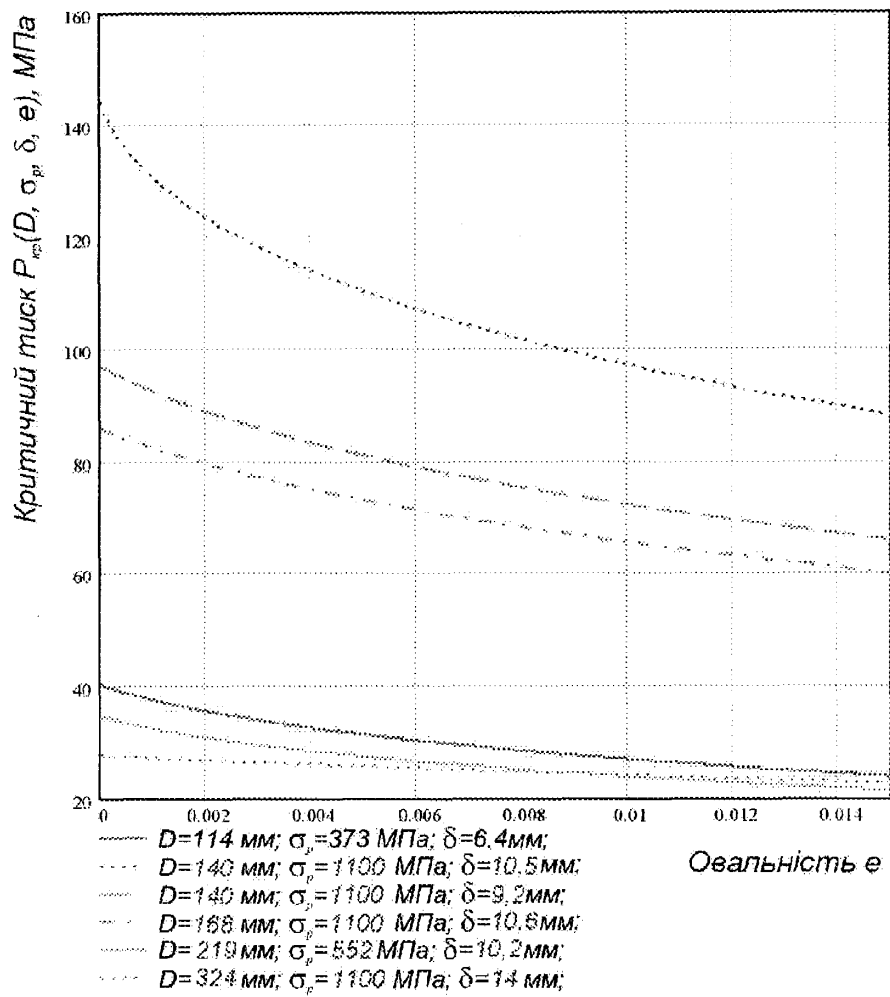


Рис. 1.3 – Залежність критичного тиску сталевих обсадних труб від овальності

$$\rho = \frac{\delta_0}{\delta_{\min}} = 1,034 \text{ (труби виконання Б);}$$

$$\rho = \frac{\delta_0}{\delta_{\min}} = 1,049 \text{ (труби виконання А).}$$

Таблиця 1.3

## Найбільші розрахункові значення овальності

Діаметр труб, мм	Овальність	
	Виконання А	Виконання Б
До 245	0,0075	0,010
Від 273 до 508	--	0,015

Як видно з приведеної залежності (рис. 1.3), критичний тиск може зменшуватись до 39% при максимально допустимих розрахункових значеннях овальності 0,015.

Таким чином, отримання інформації про реальну товщину стінки та овальність труб набуває важливого значення при проведенні глибоких свердловин, особливо в ускладнених умовах, коли можливе зминання колон. Вимірювання товщини стінки на кінцях, як показано вище, не є прийнятним, оскільки призводить до завищеного значення. Необхідне визначення товщини та овальності по всій трубі. Кантовка труб при прокатці призводить до гвинтоподібного розподілу різностінності.

Гвинтоподібний процес формування стінки труб дозволяє отримувати достатню для практики інформацію про максимальну товщину по результатам 6-8 вимірів вздовж однієї твірної. Однак, як показала практика контролю труб нафтового сортаменту, точкові вимірювання недостатні, необхідний автоматизований процес товщинометрії в поєднанні з контролем діаметру [24, 29]. В окремих нових трубах спостерігається періодичне (з кроком 0,6 м) зміна діаметру до 3 мм при коливанні товщини стінки при різностінності складає звичайно 0,2-0,3 мм.

Описані відхилення в режимах прокатки труб не дозволяють задовольнятися результатами вибіркового контролю товщини, тим більше з кінців (як це практикується на бурових підприємствах). Необхідний 100% вхідний контроль товщини і діаметру сталених обсадних труб у споживача на відповідність вимогам ГОСТу.

### **1.3 Аналіз існуючих методів і засобів неруйнівного контролю трубних виробів**

Згідно стандарту [30] всі методи неруйнівного контролю поділяють на тринадцять різних видів: акустичний, вихрострумний, радіохвильовий, радіаційний, електричний, тепловий, оптичний, газорозрядна візуалізація та фотографування у полях високої напруги, органолептичний, електрогазодинамічний, магнітний, проникаючими речовинами.

До засобів неруйнівного контролю відносять контрольну-вимірювальну апаратуру, в якій використовують проникаючі поля, випромінювання та речовини для одержання інформації про якість матеріалів та об'єктів, що підлягають контролю.

Згідно [31], засоби неруйнівного контролю розділяють за видами параметрів, які контролюються, на такі, що призначаються для:

- знаходження дефектів типу порушення суцільності (тріщини, непровари, включення та інше);
- контролю геометричних характеристик об'єкту (діаметр, товщина стінки, покриття, величина зносу, ширина, довжина та інше);
- вимірювання фізико-механічних та хімічних характеристик (електричні та магнітні параметри, відхилення від заданого хімічного складу, вимірювання твердості та пластичності, коерцитивної сили та інше);
- технічної діагностики прогнозування виникнення різного роду дефектів, в тому числі порушення суцільності, зміни розмірів та фізико-механічних властивостей виробів на період їх експлуатації.

Слід відмітити, що жоден з методів неруйнівного контролю не є універсальним [31, 32]; кожен має свої переваги і недоліки (Таблиця 1.4), свою галузь застосування, має певну точність та чутливість до виявлення дефектів. Так, магнітні та вихрострумові є безконтактними, високопродуктивними, але дозволяють виявляти тільки поверхневі та підповерхневі дефекти; радіаційні дозволяють виявляти дефекти в тілі металу, але за їх допомогою нема змоги виявляти втомні тріщини [33, 34, 35], а їх експлуатація пов'язана з небезпекою для обслуговуючого персоналу; акустичні дозволяють виявляти дефекти як на поверхні, так і в тілі металу, визначати їх координати, проводити контроль при односторонньому доступі до виробу, але для їх реалізації потрібно забезпечити акустичний та механічний зв'язки між перетворювачем та контрольованим виробом. Вибір конкретного методу неруйнівного контролю залежить від матеріалу виробу, його конструкції, стану поверхні, типу та розмірів дефекту, умов контролю, необхідної точності та продуктивності контролю, вартості контролю тощо.

Таблиця 1.4

## Аналіз існуючих методів неруйнівного контролю труб

Вид контролю	Переваги	Недоліки
Магнітний	не вимагає наявності контакту має високу продуктивність	Виявляє тільки поверхневі та підповерхневі дефекти
Вихрострумовий	не вимагає наявності контакту має високу продуктивність	Виявляє тільки поверхневі та підповерхневі дефекти
Радіаційний	не вимагає наявності контакту виявляє дефекти в тілі металу	не виявляє втомні тріщини існує небезпека для обслуговуючого персоналу висока вартість контролю
Акустичний	Виявляє дефекти будь-якої орієнтації як на поверхні, так і в тілі металу, визначає їх координати Контроль при односторонньому доступі	Необхідний акустичний та механічний контакт між перетворювачем та контрольованим виробом

Найбільш широке поширення одержали магнітні, акустичні та радіаційні методи контролю, причому в останній час перевагу мають акустичні, як найбільш універсальні, високопродуктивні та технологічні [34, 36, 37].

У вітчизняній та зарубіжній практиці питанням застосування методів неруйнівного контролю, в тому числі і в нафтогазовій промисловості, приділяється значна увага. Так, в США [21, 38] розробкою, виготовленням та впровадженням технічних засобів для потреб нафтогазової галузі займається цілий ряд фірм: “Тюбоскоп” (Tuboscope), “Ветко” (Vetco), “Дрілко” (Drillco), “Пластик Аплікейторс” (Plastic Applicators), “Брансон” (Branson), “Дейві Юнайтед” (Davy United) та інші. Ці фірми випускають установки АмалогIV, Сканалог500, Соноскоп, Веткоскоп, Дрілко та інші [39, 40, 41]. Як правило, дані установки використовуються для знаходження дефектів в тілі нових труб. Так, згідно з рекомендаціями [42, 21, 43] АНІ контроль труб проводиться після термообробки, перед нарізанням різьби. При цьому, окрім візуального огляду та інструментального контролю, передбачається:

- для бурильних труб - знаходження поздовжніх дефектів по всій довжині труби акустичним, електромагнітним або магнітопорошковим методами. Висаджені кінці перевіряються магнітопорошковим методом на наявність поперечних дефектів. Товщину стінки заміряють акустичним або радіаційним методом [44];

- для обсадних труб - контроль магнітопорошковим методом зовнішньої та внутрішньої поверхонь кінцевих ділянок на відстані 300 мм від торців [45].

Знайдені дефекти, глибина яких знаходиться в межах від 5 до 12,5% номінальної товщини стінки, усуваються шліфовкою або обточкою пошкодженого місця. При цьому труба, у відповідності до ступеню пошкодження, відноситься до відповідного класу. Труби з дефектами, глибина яких перевищує 12,5%, як правило, бракуються і використовуються не за прямим призначенням. В умовах трубних баз або трубних площадок в США, згідно з рекомендаціями АНІ [42, 21], виконуються такі види контролю:

- замір відхилення величини зовнішнього діаметру від нормованого значення;



- дефектоскопія тіла;
- дефектоскопія зовнішньої та внутрішньої поверхонь кінцевих ділянок труб;
- товщинометрія тіла;
- огляд внутрішньої поверхні всієї труби на предмет точкової корозії за допомогою оптичних приладів;
- магнітографічний контроль відкритих різьб;
- контроль твердості металу;
- контроль на відповідність марки сталі нової труби взірцю відповідної якості (для попередження перемішування труб різних груп міцності).

В Західній Європі панівне положення по випуску засобів неруйнівного контролю займають фірми “Крауткремер”, “Карл Дойч” (Німеччина), РЕК-500, “Ультрасонік” (Франція), “Брансон” (Англія), які випускають установки для виявлення дефектів заводського походження поперечної та поздовжньої орієнтації в тілі труб акустичним та електромагнітним методами.

В таблиці 1.5 приведений порівняльний аналіз існуючих засобів контролю трубних виробів вітчизняного та зарубіжного виробництва. Як видно, на даний час не існує засобів, які б поряд з дефектоскопією, товщинометрією та контролем фізикомеханічних характеристик дозволяли проводити контроль таких параметрів труб як овальність та ексцентриситет.

Неруйнівний контроль товстостінних безшовних труб з необхідною вірогідністю являє собою серйозну комплексну науково-технічну проблему, що вимагає рішення ряду часткових теоретичних, прикладних і організаційних задач. Складність здійснення контролю необхідного рівня збільшується тим, що далеко не на усіх вітчизняних підприємствах використовується сучасна технологія виробництва катаних труб, що забезпечує високий рівень якості продукції [7, 46]. Однак використання ефективного НК необхідне для запобігання економічного збитку за рахунок підвищення вірогідності контролю продукції [47].

Таблиця 1.5

## Аналіз існуючих Засобів для контролю СОР

Назва установки	Фірма, країна	Основні контрольовані параметри					
		Дефекти в тілі	Товщина стінки	Дефекти в різьбі	Овальність	Ексцентриситет	Фізико-механічні характеристики
Amalod IV	“Tuboscope”, США	+	+	-	-	-	+
Scanalag	РА incorporated, США	+	+	-	-	-	+
Tubing Products	TAMSA, Мексика	+	+	-	-	-	-
Tecnatom, S.A.	Applications, Іспанія	+	+	-	-	-	+
Бур-2М	НВО “Волна”, Росія	+	+	+	-	-	-

Значних успіхів у теорії і практиці дефектоскопії досягли вітчизняні фахівці в частині синтезу методів НК різних класів виробів і створення засобів НК, що реалізують ці методи [48-51].

Одним з найбільш складних напрямків НК є контроль виробів із криволінійною поверхнею, зокрема, трубної продукції – катаних середньо- і товстостінних труб нафтового сортаменту (НС) [52].

Одним з першочергових питань у проблемі НК безшовних труб НС за критеріями міцності і надійності є вибір фізичного методу НК. Аналіз вітчизняних і закордонних теоретичних і прикладних робіт останнього років в області дефектоскопії показує, що з цього різноманіття існуючих методів НК труб НС, з розумінь простоти технічної реалізації, надійності роботи в умовах вітчизняного виробництва, по сукупності вимог — відносної безпеки (з погляду шкідливого впливу на людей) і можливості забезпечення достатнього рівня вірогідності контролю по всій номенклатурі дефектів, їхньому місцезнаходженню в тілі труби, їхнім розміром, конфігурації й орієнтації — оптимальним є метод акустичного контролю при використанні

п'єзоелектричних перетворювачів. Аналіз реального стану НК середньо- і товстостінних труб НС на вітчизняних заводах показує, що пристрої НК, що реалізують даний метод, є практично єдиними [7, 47, 53].

#### **1.4 Вибір напрямків та задач досліджень**

В попередніх розділах показано, що обсадні колони працюють у виключно різноманітних і важких умовах. При бурінні свердловин на багатьох родовищах розкриваються відкладення з аномально високими і низькими пластовими тисками, а також нестійкі гірські породи. Крім цього, на досягнутих в даний час глибинах забійні температури настільки високі, що при проведенні різних робіт в свердловині відбувається значне коливання температури. Тому в обсадних колонах виникають додаткові напруження. Аналіз промислових матеріалів по свердловинам показує, що основні види пошкодження обсадних колон – зминання, обриви труб, зрив різьбового з'єднання, втрата герметичності. Зазначено, що одними з найбільш поширених причин відмов обсадних труб є недромання технології виготовлення, неякісний контроль обсадної труби перед передачею в експлуатацію та нехтування рекомендаціями заводу щодо транспортування й зберігання труб.

Отже, працездатність обсадної колони залежить від дії двох чинників – умов експлуатації та якості самої колони. На основі проведених досліджень та промислових даних визначений комплекс параметрів, які відповідають за безаварійну (безвідмовну) експлуатацію колони.

Зважаючи на значну вартість та досить тривалий термін експлуатації, обсадні труби потребують особливої уваги щодо визначення їх технічного стану [54-56]. Для запобігання порушень обсадних колон при будівництві й експлуатації свердловин необхідно контролювати якість труб перед спуском їх у свердловину. Гідровипробування і неруйнівний контроль труб дозволяють виявити негерметичність у різьбових з'єднаннях і дефекти металургійного походження в тілі труб та в різьбових ділянках [19, 57, 58].

Найефективнішим способом контролю якості обсадних труб перед спуском їх у свердловину є неруйнівний контроль, тому що короткочасне випробування труб високим тиском під час гідровипробування не гарантує того, що ці труби будуть витримувати тривалі експлуатаційні тиски. Причина цього – наявність в трубах невиявлений дефектів (тріщин, розшарування, раковини і т.д.), які є концентраторами напружень і приводять до руйнування труб в процесі експлуатації [59]. Дефектоскопія засобами неруйнівного контролю дозволяє виявляти ці дефекти. Крім того, на відміну від процесу гідровипробування, при дефектоскопії не створюється навантаження на випробувальні труби. При гідровипробуванні високі внутрішні випробувальні тиски можуть приводити до збільшення початкових розмірів тріщин у тілі труб, що викликає необхідність відбракувати труби з деяким запасом міцності. Виявлення дефектів по всій товщині стінки труб найкраще здійснювати за допомогою акустичних засобів неруйнівного контролю [60]. Акустичний метод є досить універсальний, продуктивний та достовірний. Він дозволяє виявляти поверхневі і внутрішні дефекти будь-якої орієнтації і проводити вимірювання товщини стінки.

При цьому можливо розглянути три етапи контролю якості виготовлення на заводах, другий – вхідний контроль на трубних базах та бурових підприємствах, третій – контроль при компонуванні та спуску колони в свердловину.

Основним дефектом обсадних труб є невідповідність геометричних характеристик обсадних труб, особливо гладкої частини, нормованим значенням:

- а) різностінність (ексцентриситет);
- б) овальність;
- в) непрямолінійність (прогин).

Розробці методів і засобів неруйнівного контролю труб та їх різьбових з'єднань присвячені роботи багатьох вчених – М.П.Альошина, Я.Б.Бажалука, Л.А.Баштаннікова, С.Ф.Білика, Д.В.Гнедова, А.К.Гурвіча, І.Г.Єрмолова,

Л.М.Заміховського, Я.М.Зінчака, О.М.Карпаша, В.В.Клюєва, Б.В.Копея, І.Крауткремера, П.Я.Криничного, С.М. Маєвського, В.І.Михайленка, В.О.Троїцького та інших. Однак, увага приділялась, в основному, виявленню дефектів та визначенню товщини стінки неруйнівними методами контролю. Разом з тим потрібно відмітити, що в даний час невирішеними є наступні проблеми:

- відсутні високопродуктивні методи та технічні засоби контролю овальності СОТ;

- відсутні методи та засоби визначення ексцентриситету та екстремальних значень товщини стінки СОТ при вхідному контролі;

- існуючі на даний момент методики ультразвукового контролю не можуть забезпечити в достатній мірі можливість контролю розмірів дефектів, що виявляються.

Виходячи з вищенаведеного, для вирішення поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання:

- провести розрахунки параметрів автоматизованого контролю для забезпечення виявлення різних типів дефектів для всього діапазону типорозмірів труб;

- дослідити залежності між інформативними параметрами акустичного контролю та основними характеристиками дефектів, що виявляються в процесі автоматизованого контролю СОТ;

- розробити спосіб визначення овальності СОТ;

- розробити спосіб визначення ексцентриситету СОТ на основі визначення товщини стінки труб;

- реалізувати результати досліджень шляхом розробки технічних засобів комплексного неруйнівного контролю СОТ і їх впровадження на підприємствах нафтової та газової промисловості.

Тому, на даному етапі розвитку нафтогазової промисловості необхідні нові підходи до розробки технологій та технічних засобів, що повинні

забезпечити вхідний контроль основних параметрів СОТ та комплектації обсадної колони трубами на основі такого контролю.

### ***Висновки***

1. Проведено аналіз умов роботи, основні причини та види відмов обсадних колон, особливості конструкції та види дефектів обсадних труб, що дало можливість визначити основні параметри СОТ, які відповідають за експлуатаційну надійність обсадних колон:

- а) різностінність (ексцентриситет);
- б) овальність;
- в) непрямолінійність (прогин).

2. Проведений порівняльний аналіз методів та засобів неруйнівного контролю трубних виробів. Показано, що найбільш доцільним для застосування є акустичний луно-метод контролю.

3. Формалізовані задачі, які потребують невідкладного вирішення, і напрямки проведення подальших досліджень.

## **2. ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПО РОЗРОБЦІ СПОСОБІВ АВТОМАТИЗОВАНОГО КОНТРОЛЮ ОБСАДНИХ ТРУБ**

### ***2.1 Особливості автоматизованого ультразвукового контролю трубних виробів***

Безшовні труби контролюють луно-методом. Для контролю застосовують автоматичні імерсійні установки. Труба звичайно проходить через локальну ванну з сальниками, які запобігають витіканню води, де в трубу вводять ультразвукові коливання. При контролі труб діаметром 50...100 мм і менше звичайно застосовують фокусуючі перетворювачі.

Основна схема контролю розрахована на виявлення поздовжніх дефектів, що часто зустрічаються. Труби найбільш відповідального призначення контролюють також на поперечні дефекти. Застосовують поперечні хвилі або хвилі Лемба. При товщині стінки труби 10 мм і більше контролюють також на дефекти типу розшарування.

Кути вводу вибирають експериментально так, щоб штучні дефекти на внутрішній або зовнішній поверхнях найкраще виявлялися. В якості штучних дефектів використовують риски прямокутного або трикутного січення. В залежності від технічних вимог до якості труб глибина рисок складає 3...15% від товщини стінки труби, а довжина – 10...50 мм. Бракувальною ознакою є перевищення сигналом від дефекту сигналу від тестової риски, по якій налагоджується апаратура.

Ультразвуковий метод надійно виявляє практично всі дефекти труб (тріщини, риски, закати, розшарування і т.д.) по всій товщині стінки. Чутливість до внутрішніх дефектів падає, якщо відношення товщини стінки до діаметру перевищує 0,2. Це пояснюється тим, що в товстостінних трубах заломлені промені поперечних хвиль не дотикаються до внутрішньої поверхні. Це зумовлено складною формою об'єкту контролю (а саме до цієї категорії відносяться труби і, особливо, їх різьбові частини), яка може

суттєво вплинути на характер поширення ультразвукових коливань [61 - 66]. Для компенсації таких відхилень вживають різноманітні заходи щодо підбору [67 - 70] або впливу на діаграму спрямованості п'єзоперетворювачів, використовуваних для проведення контролю [71], вибору схем прозвучування [64, 72] та компоновки п'єзоперетворювачів з урахуванням трансформації хвиль.

Для контролю всього металу труби необхідно забезпечити взаємне переміщення перетворювача і труби по гвинтовій лінії. Більш продуктивним є спосіб, при якому перетворювачі обертаються навколо труби, що поступально рухається. Установки, в яких труба здійснює одночасно поступальний та обертовий рух, менш продуктивні, але дозволяють контролювати більш широкий діапазон діаметрів труб [73].

При контролі труб мова йде в основному про дефекти виготовлення. В безшовних тягнутих та катаних трубах дефектами можуть бути тріщини і відшарування на внутрішній та зовнішній поверхнях і включення, які внаслідок особливостей процесу виготовлення отримують форму розшарування.

При деяких способах виготовлення можуть також виникати чітко орієнтовані поперечні або похилі (в діапазоні кутів 30-60° по відношенню до лінії твірної) дефекти. Ці дефекти частково нагадують тріщини та відшарування. При контролі похилим перетворювачем (на трубах до 80 мм) зигзагоподібний звуковий промінь розповсюджується частково в обидві сторони по спіралі навколо труби. В колонах бурильних труб тріщини поперечної орієнтації проявляються у вигляді втомних руйнувань. В більшості установок для контролю труб є відповідним чином розташовані перетворювачі для виявлення поперечних дефектів.

Методика контролю для виявлення звичайних витягнутих в поздовжньому напрямі дефектів труб залежить, по-перше, від умов контролю (проводиться виробничий контроль у виробника труб чи ведеться спостереження при експлуатації вже встановлених труб), а по-друге, від



зовнішнього діаметру. Виробники труб ведуть контроль на автоматизованих установках, які майже всі працюють в імерсійному варіанті з частковим або повним зануренням. При експлуатаційному контролі можливий тільки контактний ручний метод. Для контролю невеликих партій виробники теж використовують контактний ручний метод.

При контролі трубних виробів в основному застосовують поперечні хвилі, які розповсюджуються по зигзагоподібному шляху. Вони звичайно збуджуються при нахиленому прозвучуванні поздовжніми хвилями через пластмасовий клин або воду в результаті заломлення або перетворення моди. Їх важлива перевага перед поздовжніми хвилями, що розповсюджуються під кутом, полягає в тому, що вони при кутах заломлення більше  $33^\circ$  в сталі виходять з місця заломлення у вигляді єдиної хвилі і що всередині об'єкту контролю вони відбиваються без розщеплення [74]. Тому вони проходять довший шлях, якщо шорсткість поверхні є достатньо малою по відношенню до довжини хвилі, внаслідок чого не відбувається втрат при відбиванні і розсіюванні. Амплітуда зменшується тільки у відповідності з законом віддалення (розкриття ультразвукового променя) і затухання в матеріалі. Ці втрати при відбиванні з розсіюванням на шорсткій поверхні в загальному випадку зменшуються при більш пологому куті падіння.

В діапазоні зовнішніх діаметрів від 25 до 400 мм (куди відносяться обсадні труби) застосовують луно-імпульс при огиначаючому русі (по окружності), який отримується з допомогою двох зустрічно направлених зигзагоподібних звукових променів. Огиначаючий луно-імпульс тут вирішує ті ж задачі, що і луно-імпульс від задньої стінки (так званий „донний” імпульс) при контролі прямим перетворювачем. По цьому луно-імпульсу можна також при відсутності луно-імпульсів від дефектів встановити, чи прилад і акустичний контакт в порядку. Крім того, він доповнює оцінку дефекту по методу інтенсивності, який дозволяє судити про наявність дефекту і тоді, коли дефект внаслідок похилого розташування або поглинання не дає відбивання (луно-імпульсу). За допомогою такого перетворювача для

контролю труб звичайно від одного дефекту отримують два покази – симетрично до і після контрольного луно-імпульсу. Оскільки цей контрольний луно-імпульс не є власне відбитим, а тільки імпульсом, який проходить від одного перетворювача до іншого і одночасно в іншому напрямі, він має такий же час проходження, що і луно-імпульс від перетворювача до дефекту на зворотній стороні труби і назад до перетворювача. Якщо поставити цей луно-імпульс зміною масштабу дефектоскопа в середину екрана, то обидві половини труби зліва і справа від нього будуть відображатись зі всіма їхніми дефектами одночасно.

Необхідно відмітити, що у формуванні луно-імпульсу від дефекту, як і контрольного луно-імпульсу, приймають участь не одна єдина, а певна кількість зигзагоподібних хвиль, які розповсюджуються в області кута розкриття основної пелюстки перетворювача. Тому і покази стають багатократно розщепленими.

У випадку труб з великою товщиною стінки (наприклад, 300x30, де перша цифра означає діаметр, а друга – товщину стінки, мм), огинаюча крива луно-імпульсу від дефекту при зміщенні перетворювача показує чіткі максимуми та мінімуми. В такому випадку за допомогою відрізка труби з штучними внутрішніми та зовнішніми дефектами у формі пропилю на екрані можна встановити найбільших показів від обох типів дефектів і можна розрізнити внутрішні і зовнішні дефекти.

По контрольному імпульсу, як видно з його назви, можна перевіряти акустичний контакт і проходження імпульсів по окружності. При сильному послабленні звичайно можна судити про наявність порушення (дефекту) в трубі. В нових трубах мова може йти про включення типу розшарування, яке інколи виявляється тільки слабим луно-імпульсом від дефекту. В старих трубах це може бути також внаслідок ураження корозією, яку не видно зовні і приводить дифузного розсіювання хвиль. При великій товщині стінки, наприклад, яка перевищує 20 мм, обидва ці типи дефектів можна розрізнити

прямим (перпендикулярним) прозвучуванням. При меншій товщині стінки для їх розрізнення у випадку необхідності застосовують інші признаки.

В трубах, товщина стінки яких мала по відношенню до зовнішнього діаметра хвилі попадають на поверхню приблизно під таким же кутом, під яким вони виходять із перетворювача. При більшій товщині стінки кут падіння на внутрішню поверхню збільшується, а чутливість виявлення внутрішніх дефектів зменшується. Тому на практиці застосовують кути прозвучування  $37^\circ$  та  $45^\circ$ , щоб забезпечити хороше виявлення дефектів. При малих товщинах стінки при цьому отримують занадто круті зигзагоподібні шляхи з невеликою глибиною проникнення і сильно розщеплені луно-імпульси. В таких випадках вибирають більш пологий кут прозвучування.

При товщині стінки, яка перевищує 20% зовнішнього діаметру згідно [74] вже не можна достатньо надійно контролювати внутрішні дефекти похилими поперечними хвилями. В такому випадку можливі тільки поздовжні хвилі під кутами до  $30^\circ$ , які вводяться через сильно поглинаючий клин, наприклад, з ебоніту. Завдяки цьому луно-імпульси від завад стають прийнятними. Оскільки частина променя входить в стінку перпендикулярно, отримують серію луно-імпульсів від стінки, в якій луно-імпульси від дефектів можуть бути добре виявлені тільки тоді, коли взаємно зміщуються. Необхідно рівномірно обертати трубу і одночасно вести перетворювач вздовж неї. В тих випадках, коли труба обертається за допомогою спеціального механізму, добре зарекомендував себе перетворювач з кутом, який постійно перенастроюється і підключається через водяну камеру, яка підігнана по діаметру до контрольованої труби. При цьому для заданого розміру труби можна в кожному випадку визначати і налаштувати оптимальний кут вводу звуку. Другою перевагою такої конструкції є дуже рівномірний акустичний контакт.

Частота контролю труб високого тиску, безшовних труб великого діаметру, труб нафтового сортаменту та звичайних трубопровідних труб

(тобто в діапазоні діаметрів, який дещо перевищує 120 мм) складає приблизно 2 МГц.

В сучасних установках для контролю труб найбільше поширення отримали схеми з одним перетворювачем. Вони використовуються для всіх ходових труб (котельних, трубопровідних, труб високого тиску, труб нафтового сортаменту, прецизійних труб і труб з обмазкою для паливних елементів ядерних реакторів). Методи з роздільними випромінюючим і приймальним перетворювачами дозволяють уникнути прямих показів від поверхні труби. Однак правильна і точна настройка обох перетворювачів є проблематичною. З іншого боку, луно-імпульси завад від поверхні, які виникають при схемі контролю з одним перетворювачем, в даний час теж застосовуються для функціонального контролю.

В більшості випадків дві такі системи перетворювачів для контролю труб на виявлення поздовжніх дефектів розташовують одна за другою вздовж труби. При цьому напрям обходу ультразвукових коливань по окружності є протилежним. Внутрішні і зовнішні відшарування таким способом виявляються більш надійно.

Для контролю поперечних дефектів в труба теж застосовують схему з одним перетворювачем. Перетворювач нахилений в одній площині (яка утворена віссю труби з одною з твірних) з таким розрахунком, щоб отримати кут вводу ультразвукових коливань біля  $45^\circ$ . При цьому ультразвуковий промінь розповсюджується зигзагоподібно в стінці труби вздовж твірної.

Установки для контролю труб можна розділити на дві групи. Установки першої групи мають стаціонарно розташовані системи перетворювачів, повз які труби повинні транспортуватись по гвинтовій лінії. В установках другої групи навколо лінійно транспортованої труби обертаються системи перетворювачів. Такі лінії краще вписуються у виробничі лінії в цехах по виготовленню труб.

Раніше установки першого типу для труб діаметру до 80 мм були обладнані так званими прохідними ваннами, в яких системи перетворювачів

в імерсійному варіанті рухались по трубі, при чому ущільнення вхідного і вихідного отворів ванни при невеликому підводі води під час контролю забезпечували постійний рівень рідини. Зараз установки такого типу працюють майже виключно у варіанті з частковим заглибленням. Такі установки застосовуються переважно для контролю труб великого діаметру, коли установка з перетворювачами, які обертаються, є занадто дорогими. В таких установках перетворювачі розташовуються в резервуарі з водою під трубою. Під час процесу контролю резервуар прижимають до труби з таким розрахунком, щоб він (а з ним і перетворювачі) займав би завжди одне і теж положення по відношенню до труби, а нижня твірна труби була б заглиблена у воду. Звичайно функції контролю розподіляють між двома резервуарами. В одній ванні розташовують системи контролю на поздовжні дефекти, а в другому – на поперечні у складі з одним або декількома перетворювачами для безперервного вимірювання товщини стінки. Ванни в такому випадку розташовуються в двох сусідніх проміжках між роликками транспортного рольгангу.

Ще один варіант установок тої ж групи працює з перетворювачами з невеликими вхідними водяними камерами, які ніби „плавають” на поверхні. На окружності труби можуть бути розташовані чотири такі камери, або більше, що забезпечує більшу продуктивність контролю. Втрати води в таких установках невелика, але при контролі окремих труб неконтрольовані ділянки на кінцях (внаслідок заповнення камер при вході переднього кінця кожної нової труби) стає більш довгим, ніж при методі неповного заглиблення: його довжина може складати 200-300 мм.

Щоб механізація контролю труб була можливою, необхідне дотримання цілого ряду факторів. При луно-імпульсному методі контрольований луно-сигнал від дефекту повинен в достатній мірі перевищувати рівень завад, які обумовлені розсіюванням ультразвукових коливань на компонентах структури матеріалу, а також внаслідок розщеплення хвиль (наприклад, поверхневих хвиль при контролі труб), які

обумовлені геометрією виробу, частинками, які містяться у рідині для створення акустичного контакту і т.п.

Напрямок виробу по відношенню до ультразвукового променя повинен бути достатньо точним, щоб не допустити його небажаного відхилення внаслідок заломлення при акустичному контакті через вхідну ділянку з води. Внаслідок великої різниці в швидкості ультразвуку між водою (1485 м/с) і сталлю (спрод=5920 м/с, спопер=3250 м/с) навіть невеликі відхилення від заданого напрямку прозвучування досить суттєво проявляються у вигляді значних відхилень заломленого звукового променя в самому контрольованому виробі.

Частота імпульсів, яка при ручному контролі має другорядне значення, при автоматизованому контролі внаслідок звичайно більших швидкостей подачі перетворювача повинна бути як можна більш високою [74, 75]. Якщо, наприклад, мінімальний дефект, що виявляється, зустрічається на шляху променя по меншій мірі три-п'ять раз, то відповідною розшифрувальною схемою можна добитись деякого усунення завад, відрізняючи їх від показів завад електричної природи, що проявляються ізольовано. З іншої сторони, частота посилення імпульсів обмежується часом проходження імпульсу на вхідній ділянці та в самому виробі, особливо при застосуванні досить довгих ділянок з води, а також можливою появою хибного луно-імпульсу.

При регламентації швидкості подачі потрібно враховувати ширину ультразвукового променя. При ручному контролі на відбивач сигналу попадає крайній промінь ультразвукового пучка, який дає на екрані лишень луно-сигнал дуже малої амплітуди. Досвідчений оператор може це помітити і відповідним зміщенням перетворювача виділити відбивач центральним променем, отримавши максимальну висоту луно-імпульсу. І навпаки, при автоматизованому контролі сканування ведеться строго по заданим траєкторіям і звичайно при строго заданих бракувальних рівнях. Тому, з метою рівномірної оцінки відбивачів можна використовувати можна використовувати тільки невелику частину січення ультразвукового променя

навколо центрального променя. Крім того, бракувальний рівень у відповідності з падінням амплітуди на краю вибраного ультразвукового пучка повинен прийматися більш низьким, ніж максимальна індикація.

Настроювання бракувальних рівнів для трубних виробів може виконуватись у відповідності до діючих нормативних документів. Для сталених обсадних труб таким документом є ГОСТ [22].

Для порівняння звичайно використовують індикацію від еталонного дефекту – штучно виготовленого дефекту в бездефектній деталі з того ж матеріалу, яка виготовлена тим же способом. Такий еталонний дефект повинен бути простим, дешевим у виготовленні та віднолюваним, щоб у разі необхідності зразок для настроювання завжди можна було виготовити самостійно. Справа в тому, що зразок для настроювання постійно необхідний для настроювання дефектоскопічної апаратури і перевірки правильності її функціонування. Бракувальний рівень встановлюють при гнучкому порівнянні амплітуди від різних природних дефектів з амплітудою від еталонного дефекту в конкретних випадках з деякою зміною в сторону більшої або меншої чутливості в порівнянні з показами від еталонного дефекту.

Документування результатів контролю може здійснюватись різними способами. Разом з записом результатів контролю по всій довжині трубних виробів самописцями в окремих випадках застосовують також реєстрацію на стрічці. При цифровому представленні результатів контролю (висоти луно-сигналу і часу його появи) застосовують друкуючі пристрої. При цьому всі дані зберігаються в енергонезалежній пам'яті в такому вигляді, щоб їх можна було точно порівнювати з результатами контролю, які отримуються при такій же операції контролю через деякий час. При всіх способах документування рішення про те, чи є контрольований об'єкт „придатним” або „непридатним”, приймається незалежно від самого об'єкту. Тому такий спосіб розшифровки результатів контролю часто поєднують з одним з способів маркування.

Найпростішою програмою оцінки результатів контролю є ввід порогового значення в схему автоматичної сигналізації дефекту (АСД). Це означає оцінку кожного луно-сигналу від дефекту відповідно встановленому порогові. Якщо результат контролю повинен бути зареєстрований на стрічці, то необхідно відмовитись від оцінки амплітуди по методу „так-ні” в схемі АСД і записати всі покази від дефектів по аналоговому виходу схеми АСД за допомогою підключеного далі лінійного самописця пропорційно їх амплітуді. Зрозуміло, що наочність такого документу буде набагато кращою.

При більш високих швидкостях контролю необхідне стиснення інформації про хід контролю, оскільки стрічки з записом довжиною в декілька кілометрів можна безпосередньо оцінити лишень у виключних випадках. Також останнім часом виникає необхідність оцінки і обробки результатів контролю, оскільки проста оцінка показів від дефектів по схемі „так-ні” може виявитись недостатньою. Всі ці причини призводять до більш ускладнених програм оцінки.

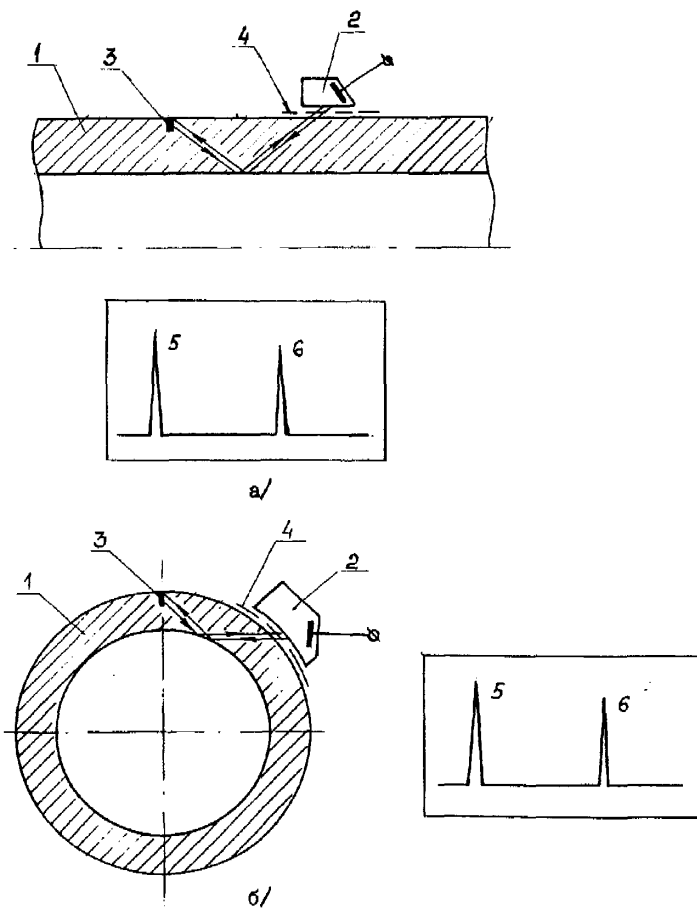
З одної сторони, можна при неперервному скануванні трубних виробів підрахувати оцінені по пороговій схемі „так-ні” покази про дефекти або дефектні ділянки і класифікувати контрольовані вироби по отриманому їх числу. З іншої сторони, можна аналогічним чином виразити в цифровому вигляді і результати первинного контролю. Це полегшує оцінку за кожний цикл контролю, тобто зображення луно-імпульсу від дефекту дозволяє ув'язати різні дані контролю і полегшити підключення до електронно-обчислювальної машини (ЕОМ). Така оцінка має поряд з можливістю стиснення (ущільнення) результатів контролю також і ту перевагу, що вона допускає багато варіантів. Так, наприклад, з маркуванням контрольованого виробу фарбою у відповідності з різними дефектами можуть комбінуватися сортування на декілька класів, а також реєстрація всіх даних контролю для подальшого порівняння.



## **2.2 Розробка способів виявлення дефектів різного походження в тілі та в різьбовій частині обсадних труб**

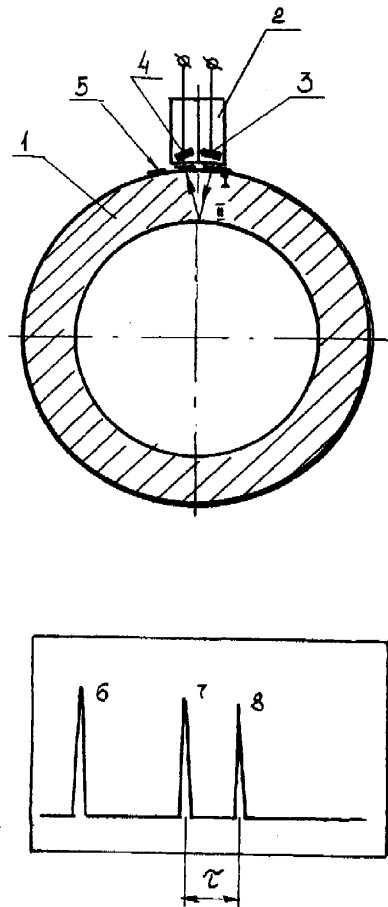
Найбільш прийнятним для вирішення поставлених задач по НК сталевих обсадних труб є акустичний імпульсний луно-метод [74, 77, 78]. Цей метод ґрунтується на посилянні в контрольовану ділянку труби коротких імпульсів акустичних коливань і прийманні відбитих луно-сигналів від дефекту або поверхні труби. По амплітуді відбитих сигналів судять орієнтовно про величину виявленого дефекту, а по часу від моменту послілки імпульсів акустичних коливань до моменту приймання луно-сигналів визначають віддаль до дефекту або товщину стінки труби. Висока стабільність акустичного контакту при цьому досягається завдяки іммерсійному способу вводу і прийому у.з. коливань [79].

Основними характеристиками імпульсного луно-методу, які визначають область та ефективність його застосування є: чутливість, розподілююча здатність, протяжність мертвої зони, точність визначення координат і розмірів дефектів. Значна частина досліджень була пов'язана з розробкою способів дефектоскопії і товщинометрії тіла СОТ. В основу способу дефектоскопії тіла закладений імпульсний луно-метод при суміщеній схемі включення ПЕП, а в основі способу товщинометрії - імпульсний луно-метод при роздільно-суміщеній схемі включення ПЕП. Суть акустичного способу контролю тіла сталевих обсадних труб на наявність поперечних та поздовжніх дефектів полягає в наступному (рис 2.1а,б). Акустичні коливання від п'єзопластини ПЕП через шар контактної рідини і вводиться під певним кутом у тіло контрольованої труби 1. При наявності дефекта 3, акустичні коливання відбиваються від його поверхні і приймаються п'єзопластиною ПЕП 2, а на екрані ЕПТ дефектоскопа спостерігається чіткий луно-імпульс 6.



1- сталева обсадна труба; 2- ПЕП; 3- дефект; 4- контактна рідина; 5- зондуючий імпульс; 6- луно-імпульс від дефекту

Рис. 2.1 – Спосіб акустичного контролю тіла СОТ на наявність дефектів поперечної (а) та поздовжньої (б) орієнтації



1- тіло СОР; 2- ПЕП; 3- випромінююча п'єзопластина; 4- приймальна п'єзопластина; 5- контактна рідина; 6- зондуючий імпульс; 7- луно-імпульс від поверхні I; 8- луно-імпульс від поверхні II

Рис. 2.2 – Акустичний спосіб НК товщини стінки тіла СОР

Суть акустичного способу НК товщини стінки тіла СОТ полягає в тому, що акустичні коливання від п'єзопластини 3 (рис.2.2) через шар контактної рідини 5 вводяться в тіло контрольованої труби 1. Відбиті від донної поверхні II труби акустичні коливання приймаються п'єзопластиною 4 перетворювача 2. Про товщину стінки труби судять по величині часового інтервалу  $t$  між луно-імпульсом 7, відбитим від зовнішньої поверхні труби (поверхні I) і луно-імпульсом 8, відбитим від донної поверхні (поверхні II).

### **2.3 Розрахунок оптимальних параметрів автоматизованого контролю обсадних труб**

*Величина кроку сканування* визначається ефективною шириною пучка акустичного поля ПЕП, при якій амплітуда сигналу заданого мінімального контрольного відбивача зменшується до рівня

$$I_{спр} = 0,7 I_{к.в.}, \quad (2.1)$$

де  $I_{спр}$  - амплітуда спрацювання схеми автоматичного сигналізатора дефектів - АСД;

$I_{к.в.}$  - амплітуда луно-сигналу від контрольного відбивача.

За результатами порівняння графічних залежностей можна зробити висновок, що крок сканування при виявленні поздовжніх дефектів повинен знаходитись в межах 8 - 10 мм, а при виявленні поперечних дефектів 10 - 12 мм.

З іншого боку, величина кроку сканування повинна бути визначена з умови забезпечення контролю труб із необхідною продуктивністю.

Розрахунок продуктивності автоматизованого контролю, в основному зводиться до визначення максимально допустимої швидкості переміщення ПЕП вздовж контрольованої труби або труби відносно ультразвукового ПЕП з визначеним кроком сканування. Нехай величина цього кроку дорівнює  $S$ ,

тоді кількість сканованих смуг контрольованої труби довжиною  $L$  складає (рис.2.3):

$$N = \frac{L}{S}. \quad (2.2)$$

Тоді тривалість контролю однієї труби буде визначатися виразом

$$T = \frac{N}{n}, \quad (2.3)$$

$n$  - число обертів, що здійснює труба в процесі контролю.

Підставляючи замість  $N$  його вираз, маємо

$$T = \frac{L}{S \cdot n}, \quad (2.4)$$

звідки

$$S = \frac{L}{n \cdot T}. \quad (2.5)$$

В Таблиця 2.1 на основі вказаного виразу приведені розрахункові дані залежності зміни величини кроку сканування від кількості обертів контрольованих труб при наперед заданій тривалості контролю одного погонного метра труби  $T = 0,5$  хв. Вказана тривалість контролю є найбільш прийнятною, оскільки в цьому випадку задовольняється вимога необхідної продуктивності контролю.

Таблиця 2.1

Залежність зміни величини кроку сканування від швидкості обертання труби при тривалості контролю 1 м труби  $T=0,5$  хв.

$S, мм$	10	20	30,303	40	50
$n, об/хв$	200	100	66	50	40

Із приведених в Таблиця 2.1 розрахункових даних видно, що із зменшенням кроку сканування значно зростає кількість обертів труби під час контролю. Тому вибір кроку сканування повинен проводитися з врахуванням оптимальної швидкості обертання труб.

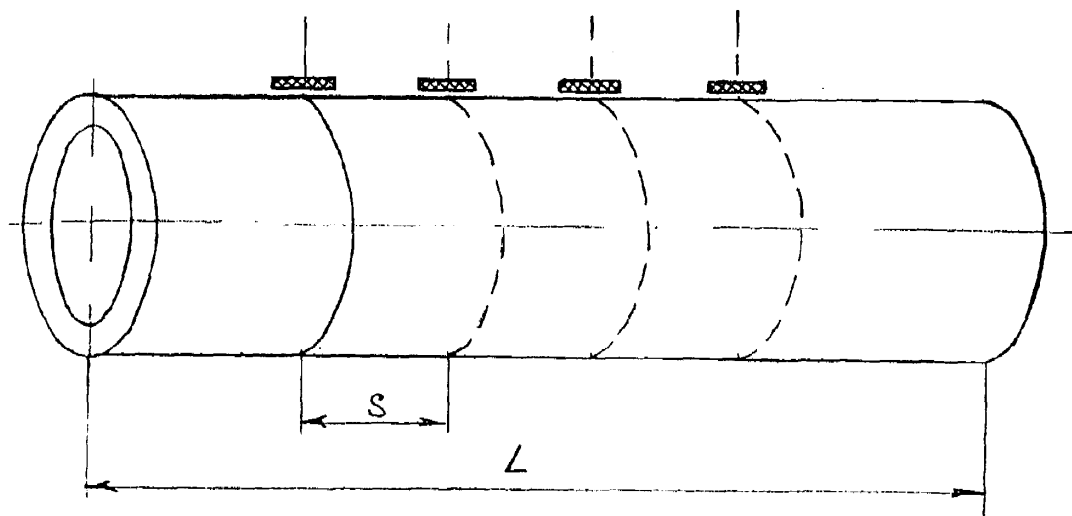


Рис. 2.3 – Схема сканування труби в динамічному режимі

Для вибору кроку сканування також необхідно розрахувати діаграму направленості акустичного перетворювача. Розрахунок проводився згідно [73] за формулою ( 2.6) для частоти  $f=2,5$  МГц (довжина поперечної хвилі в сталі  $\lambda=1,312$  мм):

$$\Phi(\theta) = 2 \cdot \frac{J_1(a \cdot k \cdot \sin \theta)}{a \cdot k \cdot \sin \theta}, \quad (2.6)$$

де  $\theta$  – кут між напрямом променя і акустичною вісю;  
 $J_1$  – функція Бесселя першого порядку;  
 $a=9$  – радіус п'єзоелектричного перетворювача, мм;  
 $k=2\pi/\lambda$  – хвильовий вектор.

Розрахована діаграма направленості представлена на рис. 2.4.

Ближня зона перетворювача дорівнює

$$r_0 = \frac{a^2}{\lambda} = 62 \text{ мм}, \quad (2.7)$$

Кут розкриття основного пелюстка

$$\theta = \arcsin 0,61 \frac{\lambda}{a} = 5,102^\circ. \quad (2.8)$$

Для визначення послаблення луно-сигналу від відбивача типу rischi площею  $20 \text{ мм}^2$  був розрахований акустичний тракт згідно [73]. Залежність послаблення сигналу від відстані до дефекту представлена на рис. 2.5. Як видно з приведеної залежності максимальне послаблення сигналу на відстані 500 мм від дефекту складає 34 дБ, що є цілком прийнятним.

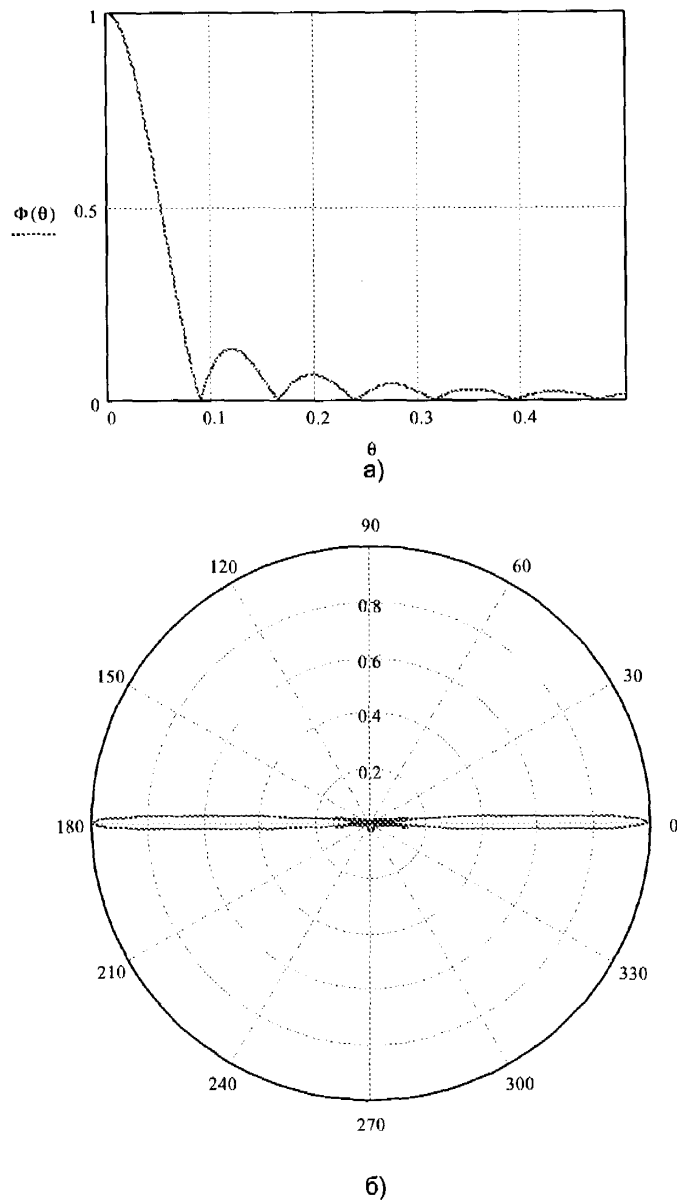


Рисунок 2.4 – Діаграма направленості п'єзоелектричного перетворювача: а) – в декартових координатах; б) – в полярних координатах.



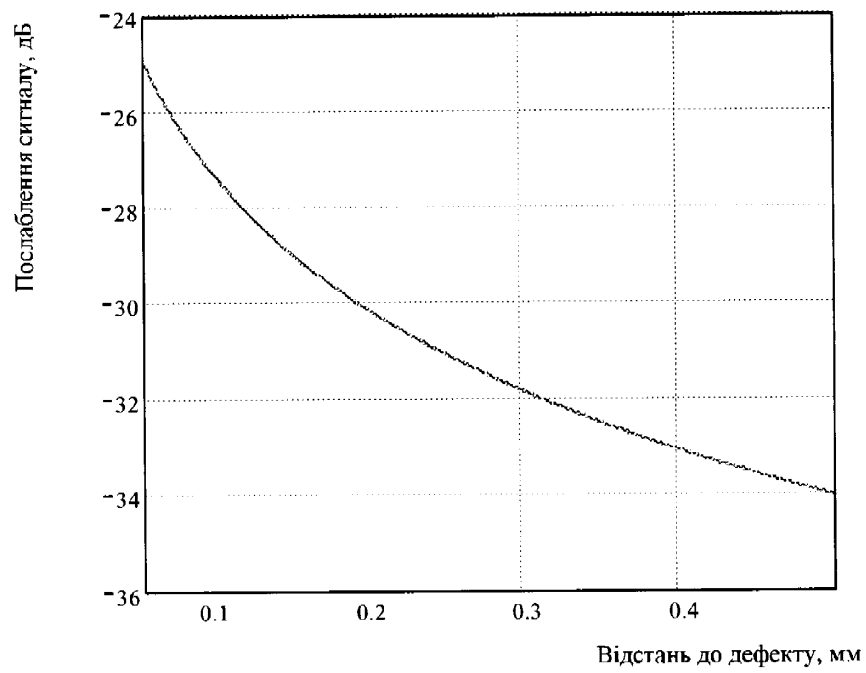


Рис. 2.5 – Залежність послаблення сигналу (дБ) від відстані до дефекту (м)

### 2.3.1 *Визначення технічних характеристик первинних перетворювачів*

Для контролю трубних виробів в основному застосовують поперечні хвилі, які розповсюджуються по зигзагоподібному шляху (рис. 2.1). Вони звичайно збуджуються при похилому прозвучуванні продольними хвилями через плитмасовий клин або воду в результаті заломлення або перетворення моди. Їхньою вижливою перевагою перед проздовжніми хвилями, які розповсюджуються під кутом, є те, що вони при кутах заломлення більше  $33^\circ$  в сталі виходять з місця заломлення у вигляді єдиної хвилі та без розщеплення [74, 80, 81].

Згідно [74], при контролі труб можна охопити тільки деяку граничну товщину (рис. 2.6), для якої існує вираз

$$d_{max}/D=0,5(1-\sin\alpha), \quad (2.9)$$

де  $d_{max}$  – максимальна глибина прозвучування при контролі труб діаметром  $D$  з заданим кутом  $\alpha$  вводу ультразвукових коливань.

Так при роботі з нахиленими поперечними хвилями в сталі практично можливі тільки кути заломлення білше  $33^\circ$  (кут призми  $27^\circ$ ), труби можна проконтролювати тільки на 0,22 їх діаметра, або приблизно на п'яту частину їх діаметра.

В роботі [80] ставиться задача по вибору оптимального кута введення ультразвукових коливань у тіло труби з врахуванням того, що для підвищення вірогідності контролю луно-методу необхідно забезпечити, по можливості, однаковий рівень луно-сигналів від рівнозначних дефектів, розташованих на зовнішній і внутрішній поверхнях стінки труби. При цьому компенсація загасання амплітуд лунно-сигналів внаслідок поширення в матеріалі досягається електронними способами. Згідно [80], умовою

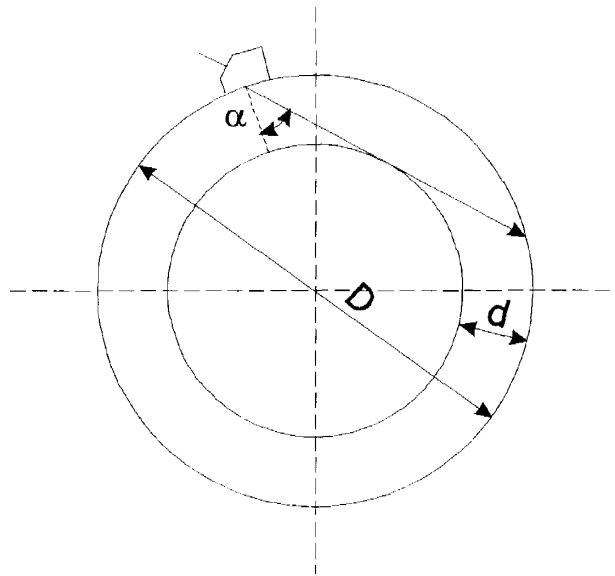


Рис.2.6 – Максимальна глибина прозвучування при контролі труб з заданим кутом вводу ультразвукових коливань

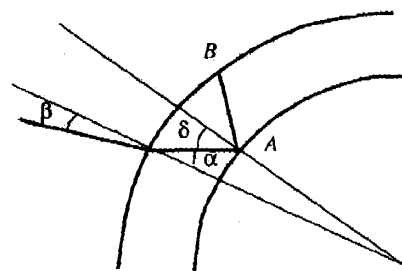


Рис. 2.7 – Контроль дефекту на внутрішньої А и зовнішній В поверхні стінки труби луно-методом

одержання максимального рівня луно-сигналу від двогранного кута є орієнтація променя вздовж його бісектриси, тобто коли  $\alpha_t = \delta$  (рис. 2.7), де

$$\alpha_t = \arcsin(c_t \sin \beta_e / c_e) \quad (2.10)$$

— кут вводу ультразвукових коливань, розрахований по формулі Снеліуса;

$\beta_e$  - кут призми похилого перетворювача;

$c_b, c_e$  - швидкості хвиль зсуву в об'єкті контролю і подовжніх хвиль у призмі перетворювача відповідно (залежить від характеристик матеріалів призми перетворювача й об'єкта контролю).

Оптимальний кут призми  $\beta_e$ , визначається з умови рівності луно-сигналів від дефектів на внутрішній і зовнішній поверхні стінки труби [80, 82, 83]. З врахуванням того, що  $\delta > \alpha$  (рис. 2.7), досягнення зазначеної рівності рівнів можливо у випадку, коли

$$45^\circ - \alpha = \delta - 45^\circ. \quad (2.11)$$

Оптимальний кут призми [80] обраховується за формулою

$$\beta_{opt} = \arcsin \left[ \frac{rc_e}{c_t \sqrt{R^2 + r^2}} \right], \quad (2.12)$$

де  $R, r$  – відповідно зовнішній та внутрішній радіуси контрольованої труби.

Таким чином, враховуючи формули ( 2.9), ( 2.12), можна записати систему рівнянь для визначення оптимального кута призми п'єзоелектричного перетворювача для виявлення дефектів поперечної орієнтації:

$$\begin{cases} \frac{d_{\max}}{D} = 0,5 \left( 1 - \frac{c_t \cdot \sin \beta_e}{c_e} \right), \\ \beta_{\text{opt}} = \arcsin \left[ \frac{rc_e}{c_t \sqrt{R^2 + r^2}} \right], \end{cases} \quad (2.13)$$

або

$$27^\circ \leq \beta_{\text{opt}} \leq \beta_{\max}, \quad (2.14)$$

де  $\beta_{\max} = \arcsin \left[ \frac{c_e}{c_t} \left( 1 - \frac{2d_{\max}}{D} \right) \right]$ .

Розраховані максимальні значення кутів заломлення  $\alpha_{\text{opt}}$ , кутів призм перетворювачів  $\beta_{\text{opt}}$  та  $\beta_{\max}$  за формулою ( 2.14) наведені в Таблиця 2.2.

Таблиця 2.2

Розрахункові максимальні значення кутів заломлення  $\alpha_{\text{opt}}$ , кутів призм перетворювачів  $\beta_{\text{opt}}$  та  $\beta_{\max}$

Діаметр труби, мм	$d_{\max}$ , мм	$\alpha_{\text{opt}}$ , град.	$\beta_{\text{opt}}$ , град.	$\alpha_{\max}$ , град.	$\beta_{\max}$ , град.
114	10.2	39.388	31.49	55.19	42.521
127	10.2	40.009	31.953	57.074	43.705
140	10.5	40.365	32.217	58.212	44.403
146	10.7	40.478	32.301	58.586	44.629
168	12.1	40.562	32.363	58.865	44.797
178	15.0	39.742	31.755	56.249	43.191
194	15.1	40.175	32.077	57.6	44.029
219	14.2	41.034	32.712	60.496	45.76
245	15.9	41.03	32.709	60.482	45.752
273	16.5	41.319	32.922	61.536	46.358
299	14.8	42.019	33.436	64.29	47.875
324	14.0	42.414	33.726	66.005	48.767
340	15.4	42.284	33.63	65.424	48.469
351	12.0	42.973	34.133	68.689	50.075
377	12.0	43.117	34.238	69.446	50.423
406	16.7	42.544	33.82	66.597	49.065
426	12.0	43.34	34.4	70.676	50.968
473	11.1	43.623	34.605	72.376	51.678
508	16.1	43.125	34.244	69.491	50.443

Отже, як видно з Таблиця 2.2, для типорозмірів труб, що підлягають контролю, значення оптимального кута призми знаходиться в межах  $40^\circ \leq \alpha_{\text{opt}} \leq 44^\circ$ , а максимальне значення кута вводу в залежності від типорозміру – в межах  $55^\circ \leq \alpha_{\text{max}} \leq 72^\circ$ . Таким чином, оптимальні кути вводу не перевищують максимально допустимих кутів заломлення.

В процесі подальших експериментальних досліджень розраховані кути вводу можуть бути уточнені.

### 2.3.2 Контроль екстремальних значень товщини СОР

Одним із основних критеріїв для узагальненої оцінки працездатності труб нафтового сортаменту в нафтовій промисловості, згідно з діючою нормативно-технічною документацією на експлуатації труб при бурінні нафтових свердловин, є належність кожної труби до одного з трьох класів [84, 85]. Клас труби визначається чотирма основними параметрами, три з яких геометричні – мінімальна товщина стінки, мінімальний зовнішній діаметр, мінімальна площа поперечного перерізу тіла труби; четвертий параметр – допустима величина розтягуючого навантаження.

Результати теоретичних та експериментальних досліджень [86, 87] показують, що в прийнятій системі класифікації труб за категоріями придатності найбільш інформативним параметром є фактична величина мінімальної товщини стінки, яка характеризує найбільш повно зношування труби по тілу та допустимі величини механічних навантажень в найбільш ослабленому поперечному перерізі тіла труби. Інші три параметри – розрахункові, і визначаються вони наступними виразами [87]:

найменший зовнішній діаметр  $D_{Hmin}$

$$D_{Hmin} = D_B + (d_{min} + d_{max})_{min}; \quad (2.15)$$

мінімальна площа поперечного січення  $S_{min}$

$$S_{min} = \frac{\pi}{4}(d_{min} + d_{max})_{min} [2D_B + (d_{min} + d_{max})_{min}]; \quad (2.16)$$

допустиме розтягуюче навантаження  $P_{дон}$

$$P_{дон} = \frac{S_{min} \sigma_T}{k}, \quad (2.17)$$

де  $D_B$  - внутрішній діаметр труби;

$(d_{min} + d_{max})_{min}$  - мінімальна сума екстремальних значень товщини стінки;

$d_{min}$  і  $d_{max}$  - мінімальна і максимальна товщина стінки, відповідно;

$\sigma_T$  - границя текучості матеріалу труби;

$k$  - коефіцієнт запасу міцності.

Як видно з наведених співвідношень, виникає необхідність визначення екстремальних значень товщини стінки труб нафтового сортаменту.

На основі запропонованої математичної моделі розроблена методика визначення екстремальних значень товщини стінки  $d_{min}$  і  $d_{max}$ . Особливістю математичної моделі є визначення зміщення  $h$  центру внутрішньої поверхні відносно центру зовнішньої поверхні на основі безобертової товщинометрії в трьох точках [88, 89].

На рис. 2.8 зображено переріз труби із зміщеним центром внутрішньої поверхні з радіусом  $r$  відносно центру зовнішньої поверхні радіуса  $R$  на величину  $h$ . У вибраній системі координат  $ХОУ$  внутрішня поверхня описується рівнянням

$$r^2 = (x-a)^2 + (y-b)^2, \quad (2.18)$$

де  $a$  і  $b$  – координати центра внутрішньої поверхні.

При відомому радіусі зовнішньої поверхні  $R$  і трьох значень товщини труби  $d_1$ ,  $d_2$  і  $d_3$ , координати точок  $A_1$ ,  $A_2$  і  $A_3$  дорівнюють

$$\begin{aligned}x_1 &= 0; & y_1 &= R - d_1; \\x_2 &= - (R - d_2) \cos 30^\circ; & y_2 &= - (R - d_2) \sin 30^\circ; \\x_3 &= (R - d_3) \cos 30^\circ; & y_3 &= - (R - d_3) \sin 30^\circ.\end{aligned}\quad (2.19)$$

Виходячи з виразів ( 2.18) і ( 2.19) складемо наступні співвідношення

$$\begin{cases} (x_1 - a)^2 + (y_1 - b)^2 = (x_2 - a)^2 + (y_2 - b)^2, \\ (x_1 - a)^2 + (y_1 - b)^2 = (x_3 - a)^2 + (y_3 - b)^2, \end{cases}\quad (2.20)$$

Систему рівнянь ( 2.20) можна записати у вигляді

$$\begin{cases} 2x_{21}a + 2y_{21}b = C, \\ 2x_{31}a + 2y_{31}b = D, \end{cases}\quad (2.21)$$

де  $C = x_2^2 + y_2^2 - x_1^2 - y_1^2,$

$$D = x_3^2 + y_3^2 - x_1^2 - y_1^2,$$

$$x_{21} = x_2 - x_1; \quad x_{31} = x_3 - x_1;$$

$$y_{21} = y_2 - y_1; \quad y_{31} = y_3 - y_1.$$

Розв'язавши систему рівнянь ( 2.21), знайдемо координати центру внутрішньої поверхні в системі координат  $XOY$ :

$$\begin{aligned}b &= \frac{Cx_{31} - Dx_{21}}{2(y_{21}x_{31} - y_{31}x_{21})}, \\ a &= \frac{D - 2by_{31}}{2x_{31}}.\end{aligned}\quad (2.22)$$



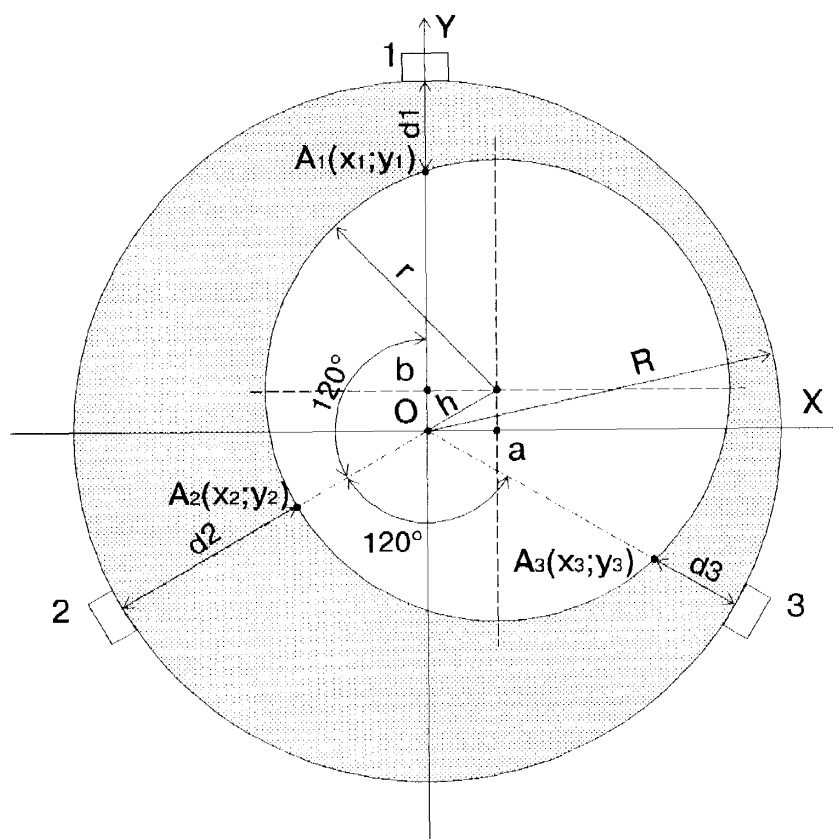


Рис. 2.8 – Схема визначення ексцентриситету труб

За формулою ( 2.18) розраховують значення внутрішнього радіуса  $r$ . Тоді, екстремальні значення товщини дорівнюють

$$\begin{aligned} d_{min} &= R - r - h; \\ d_{max} &= R - r + h, \end{aligned} \quad (2.23)$$

де  $h = \sqrt{a^2 + b^2}$ .

На основі розробленої методики в НВФ “Зонд” створено експериментальний зразок триканального приладу для вимірювання товщини стінки. Прилад працює у складі з комп’ютером класу Pentium II, який обраховує в реальному масштабі часу мінімальну  $d_{min}$  і максимальну  $d_{max}$  товщину стінки, мінімальну площу поперечного перерізу  $S_{min}$  і допустиме розтягуюче навантаження  $P_{дон}$  контрольованої труби.

### 2.3.3 Контроль овальності СOT

Дослідження труб показали, що зовнішній контур поперечного перерізу не описується точно простою кривою. На основі досліджень результатів вимірів труб нафтового сортаменту було встановлено, що при описуванні зовнішнього контуру труби колом похибка апроксимації в 6 раз вища похибки вимірювань. Необхідна точність досягається при описуванні зовнішнього контуру еліпсом [28]. Найбільша овальність спостерігається на кінцевих ділянках труб, де умови охолодження найменш сприятливі [90]. Описані відхилення в режимах прокатки труб не дозволяють обмежитись вибірковим контролем труб. Необхідний 100%-й контроль товщини і діаметра труб нафтового сортаменту на відповідність вимогам [22].

Поширений спосіб визначення зовнішнього контуру труби – знаходження його за результатами вимірювань діаметра штангенциркулем. Недоліком запропонованої в [28] методики є визначення параметрів

апроксимуючого еліпсу виходячи із мінімального значення середньоквадратичного відхилення вимірних штангенциркулем значень діаметру труби від розрахованих на основі випадкових параметрів апроксимуючого еліпсу, які вибираються з певним кроком в заданому інтервалі. Такий інструментальний контроль не дає можливості оперативно і з достатньою точністю застосовувати його при 100%-му автоматизованому контролі труб в умовах виробництва. В зв'язку з цим виникла задача найбільш точної апроксимації цього контуру при умові, що похибка апроксимації не повинна перевищувати похибки вимірювань [89, 91, 92].

Еліпс є кривою другого порядку (конічне січення), яка описується рівнянням другого степеня відносно декартових прямокутних координат. Загальне рівняння другої степені відносно координат  $x, y$  має вигляд [93]:

$$\left. \begin{aligned} a_{11}x^2 + 2a_{12}xy + a_{22}y^2 + 2a_{13}x + 2a_{23}y + a_{33} &= 0, \\ \text{або} \\ (a_{11}x + a_{12}y + a_{13})x + (a_{21}x + a_{22}y + a_{23})y + (a_{31}x + a_{32}y + a_{33}) &= 0, \\ \text{де} \\ a_{i,k} &= a_{k,i} \quad (i, k = 1, 2, 3). \end{aligned} \right\} \quad (2.24)$$

Стандартне (канонічне) рівняння еліпса має вигляд:

$$\left. \begin{aligned} \frac{x^2}{a^2} + \frac{y^2}{b^2} &= 1, \\ a^2 &= -\frac{1}{\lambda_2} \frac{A}{D} = -\frac{A}{\lambda_1^2 \lambda_2}, \quad b^2 = -\frac{1}{\lambda_1} \frac{A}{D} = -\frac{A}{\lambda_1 \lambda_2^2}, \end{aligned} \right\} \quad (2.25)$$

де

$$I=a_{11}+a_{22}, D=A_{33}=\begin{bmatrix} a_{1,1} & a_{1,2} \\ a_{1,2} & a_{2,2} \end{bmatrix}, A=\begin{bmatrix} a_{1,1} & a_{1,2} & a_{1,3} \\ a_{1,2} & a_{2,2} & a_{2,3} \\ a_{1,3} & a_{2,3} & a_{3,3} \end{bmatrix}, \quad (2.26)$$

$\lambda_1, \lambda_2$  – корені характеристичного рівняння

$$\lambda^2 - I\lambda + D = 0. \quad (2.27)$$

Конічне січення повністю визначається п'ятьма своїми точками, якщо чотири з них не лежать на одній прямій [93]. Таким чином, задача апроксимації форми поперечного контуру труб зводиться до визначення коефіцієнтів  $a_{i,k}$  ( $i, k=1, 2, 3$ ) рівняння (2.24) на основі отриманих значень координат  $x_j, y_j$  ( $j=1, 2, \dots, 5$ ).

Рівняння конічного січення, яке проходить через п'ять точок  $(x_1, y_1), (x_2, y_2), (x_3, y_3), (x_4, y_4), (x_5, y_5)$  [93]:

$$\begin{bmatrix} x^2 & xy & y^2 & x & y & 1 \\ (x_1)^2 & x_1 y_1 & (y_1)^2 & x_1 & y_1 & 1 \\ (x_2)^2 & x_2 y_2 & (y_2)^2 & x_2 & y_2 & 1 \\ (x_3)^2 & x_3 y_3 & (y_3)^2 & x_3 & y_3 & 1 \\ (x_4)^2 & x_4 y_4 & (y_4)^2 & x_4 & y_4 & 1 \\ (x_5)^2 & x_5 y_5 & (y_5)^2 & x_5 & y_5 & 1 \end{bmatrix} = 0. \quad (2.28)$$

Визначення координат п'яти точок зовнішнього діаметру труб пропонується проводити акустичним методом неруйнівного контролю (рис. 2.9). В якості проміжного середовища можна використовувати рідину або повітря. Згідно [31], в останньому випадку імпульси достатньої потужності з несучими частотами до 1-2 МГц можуть розповсюджуватись на невеликі

відстані з достатньою амплітудою при застосуванні звичайних п'єзоелектричних перетворювачів. При відомих координатах п'єзоперетворювачів ПЕП1-ПЕП5 ( $X_i, Y_i$ ) ( $i=1, 2, \dots, 5$ ) координати ( $x_i, y_i$ ) дорівнюють:

$$x_i = X_i - L_i \cos \alpha_i, \quad (2.29)$$

$$y_i = Y_i - L_i \sin \alpha_i, \quad (2.30)$$

де  $\alpha_i$  – кут нахилу акустичної вісі  $i$ -го п'єзоперетворювача до вісі абсцис;  
 $L_i$  – відстань між  $i$ -м п'єзоперетворювачем і зовнішньою поверхнею контрольованої труби:

$$L_i = \frac{C \cdot t_i}{2}; \quad (2.31)$$

$C$  – швидкість розповсюдження поздовжніх хвиль ультразвукових коливань в повітрі;

$t_i$  – час розповсюдження ультразвукових імпульсів між зовнішньою поверхнею стінки труби і випромінюючою поверхнею п'єзоперетворювача.

Коефіцієнти  $a_{i,k}$  ( $i, k=1, 2, 3$ ) можна виразити через рівняння (2.28) в наступному вигляді [93]:

$$\left. \begin{array}{l} a_{11}=kA_{11}, \quad 2a_{12}=kA_{12}, \quad a_{22}=kA_{13}, \\ 2a_{13}=kA_{14}, \quad 2a_{23}=kA_{15}, \quad a_{33}=kA_{16}, \end{array} \right\} \quad (2.32)$$

де  $k$  – довільна постійна;

$A_{li}$  – алгебраїчне доповнення відповідного елемента матриці рівняння (2.28) ( $i=1, 2, \dots, 6$ ).

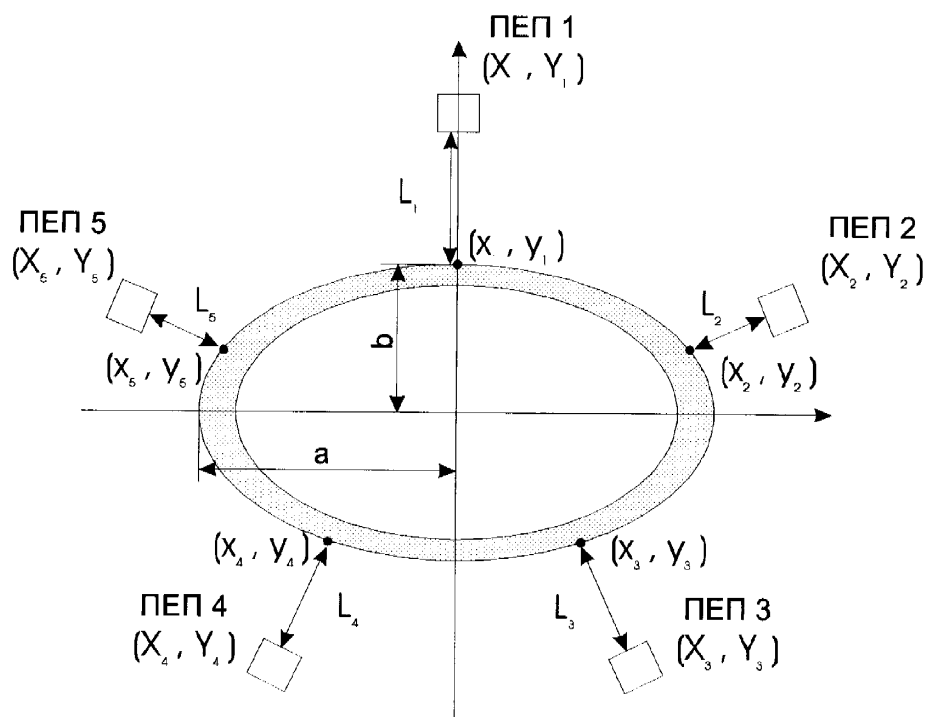


Рис. 2.9 – Схема визначення овальності труб

Знаючи коефіцієнти  $a_{i,k}$  ( $i, k=1, 2, 3$ ) рівняння (2.24) знаходимо параметри апроксимуючого еліпса  $a$  і  $b$  по формулі ( 2.25). Тоді овальність контрольованої труби буде дорівнювати:

$$e = 2 \frac{a - b}{a + b}. \quad (2.33)$$

Стан розвитку сучасної обчислювальної техніки дає можливість з необхідною швидкістю і точністю, яка відповідає точності проведених вимірювань, обчислювати овальність зовнішнього контуру труби при автоматизованому контролі, що є необхідним при розрахунку обсадних колон.

Приклад розрахунку параметрів апроксимуючого еліпсу за значеннями координат п'яти точок наведений в додатку А. Розрахунок здійснений в середовищі програми MathCad 2000.

## **2.4 Розробка засобів контролю ексцентриситету та овальності СОТ**

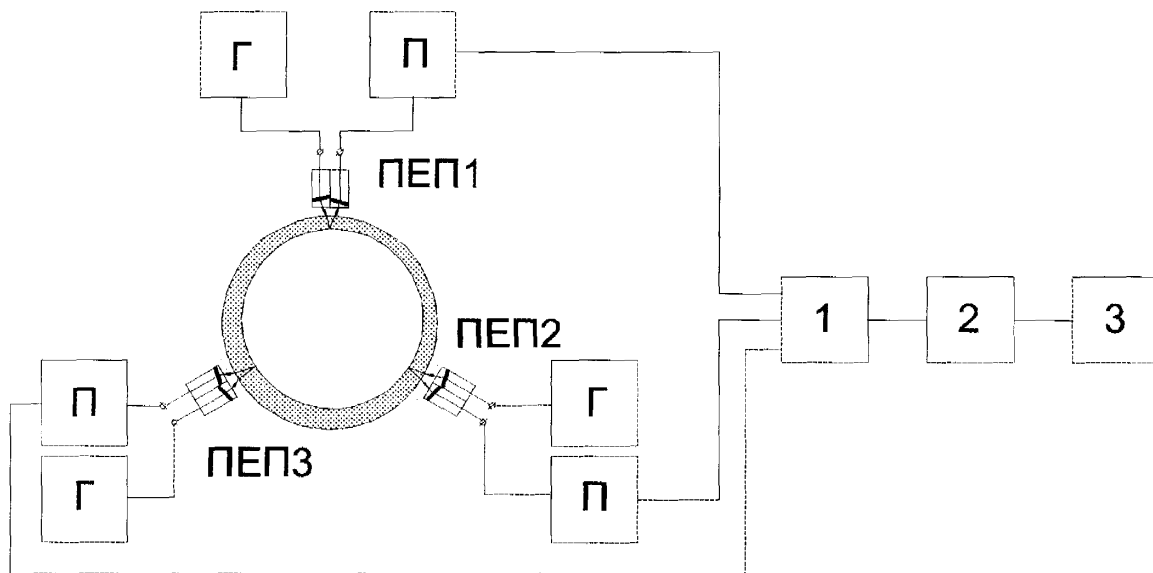
Для перевірки основних теоретичних положень, викладених вище, а також визначення оптимальних параметрів контролю геометричних параметрів сталених обсадних труб були розроблені експериментальні установки контролю ексцентриситету та овальності труб. В ході експериментів перевірялись основні положення теоретичних досліджень про оптимальні параметри контролю. Були підтверджені припущення, що оптимальною робочою частотою, на якій проводиться контроль овальності є частота 900 кГц.

Контроль товщини при визначенні ексцентриситету відбувається на частотах 2,5-5 МГц. Також, на дослідних зразках приладів був проведений метрологічний аналіз, результати якого викладені в підрозділі “Метрологічний аналіз”.

Для контролю ексцентриситету сталених обсадних труб виготовлено дослідний зразок приладу, структурна схема якого показана на рис. 2.10. Прилад складається з таких основних блоків: генераторів зондуючих імпульсів Г, блоків підсилення та формування широтно-імпульсно модульованих (ШІМ) сигналів П, перетворювача ШІМ-сигналів 1, блоку інтерфейсу 2 та обчислювального пристрою 3.

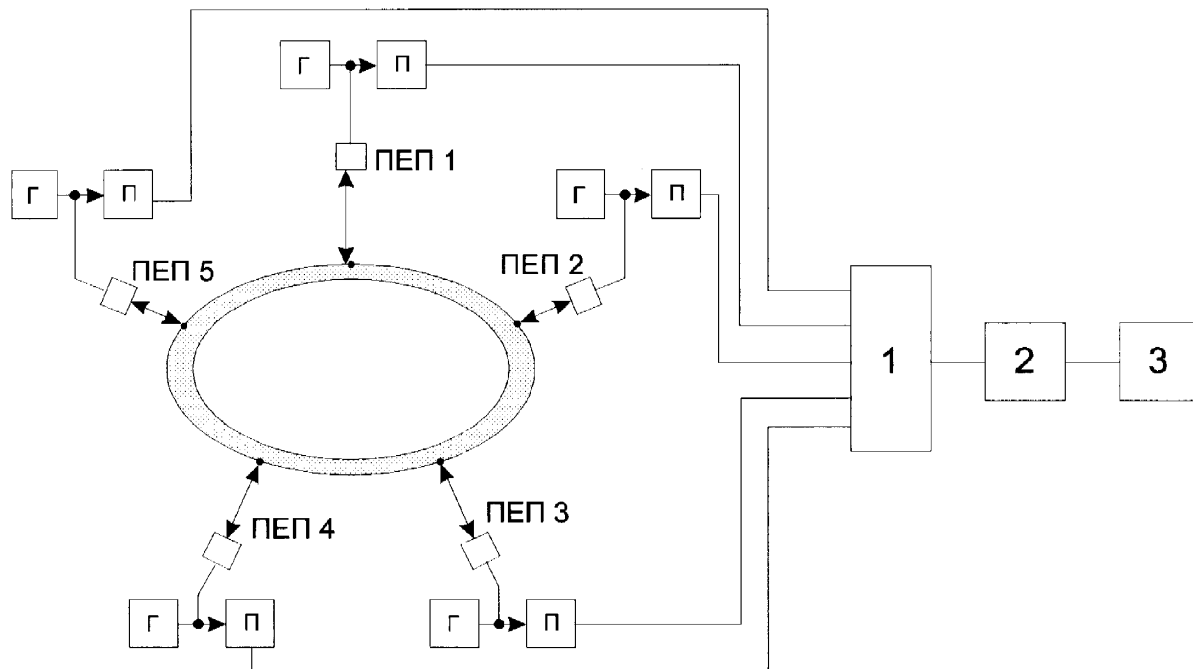
Для контролю овальності СОТ виготовлено дослідний зразок приладу, структурна схема якого показана на рис. 2.11. Прилад складається з таких основних блоків: генераторів зондуючих імпульсів Г, блоків підсилення та формування ШІМ-сигналів П, перетворювача ШІМ-сигналів 1, блоку інтерфейсу 2 та обчислювального пристрою (ЕОМ) 3.





Г- генератор; П- приймач; 1- перетворювач ШІМ-сигналів; 2- блок інтерфейсу;  
3- обчислювальний пристрій (ЕОМ)

Рис.2.10 – Структурна схема приладу для контролю ексцентриситету СОР



Г- генератор; П- приймач; 1- перетворювач ШІМ-сигналів; 2- блок інтерфейсу;  
3- обчислювальний пристрій (ЕОМ)

Рис.2.11 – Структурна схема приладу для контролю овальності СОТ

Для дослідних зразків установок для контролю ексцентриситету та овальності розроблений спеціалізований блок формування широтно-імпульсно-модульованого сигналу і інтерфейсу, за допомогою якого необхідна інформація про виміряні часові інтервали вводиться в ЕОМ. Субблоки підсилення та синхронізації розроблялись згідно рекомендацій [94, 95].

#### *2.4.1 Розробка структурної схеми блоку формування широтно-імпульсних сигналів та інтерфейсу*

Для вимірювання ширини імпульсів ШІМ-сигналу використовується непрямий метод вимірювання – підраховується кількість імпульсів зразкової частоти на протязі вхідного імпульсу, а потім вираховується його ширина (рис. 2.12).

На рис. 2.13 наведена структура схеми перетворювача ШІМ-сигналу. Тактовий генератор служить для формування імпульсів зразкової частоти, його вихід через логічний елемент DD1 (3 і-НЕ) підключено до входу CU лічильника. Дані з інформаційних виходів лічильника через шинний формувач ШІФ надходять до шини даних ISA.

В блоці перетворення вхідних сигналів відбувається:

- формування імпульсу у відповідності до одного із трьох вхідних сигналів. Сформований імпульс дозволить проходження тактових імпульсів через DD1 до лічильника;

- формування сигналу з рівнем логічної 1, який вказує про закінчення підрахунку тактових імпульсів, і про те, на якому з трьох входів є вхідний сигнал. Цей сигнал через ШІФ також надходить до шини даних ISA.

Дешифратор адрес (DC) шини ISA формує синхронно з магістральними командними сигналами - IOW , - IOR, два внутрішні стробуючі сигнали:

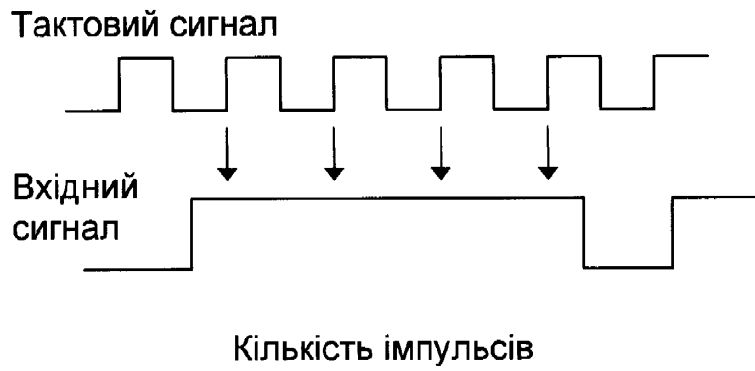


Рис. 2.12 - Вимірювання ширини імпульсу вхідного сигналу

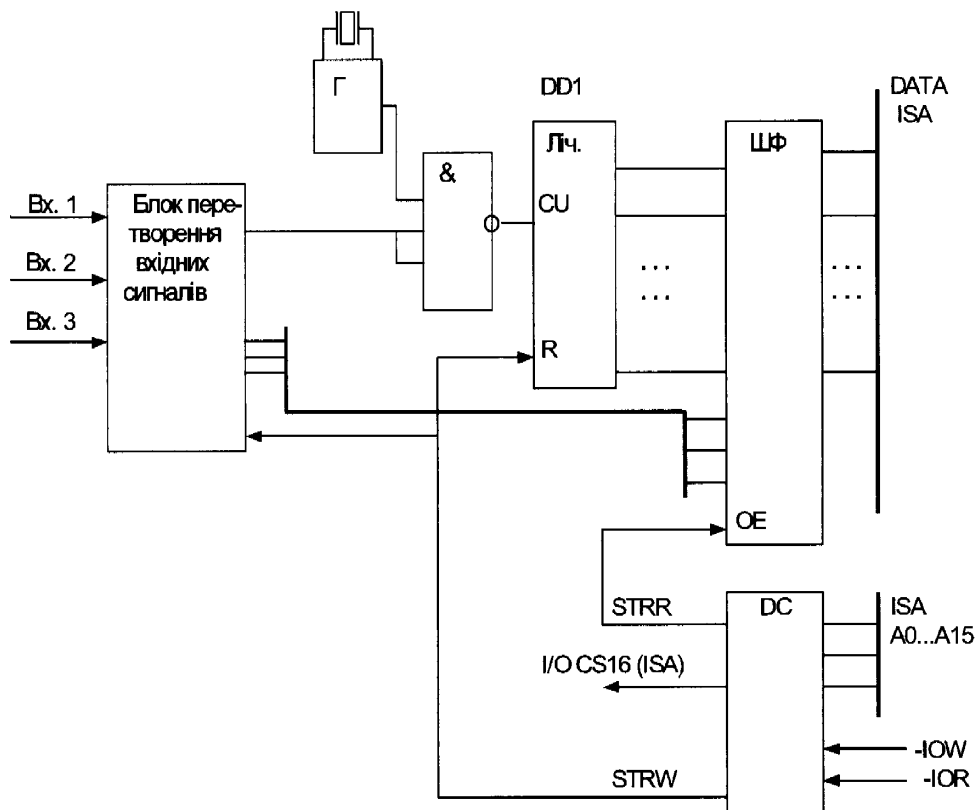


Рис. 2.13 – Структурна схема перетворювача широтно-імпульсних сигналів

- STRW - для скидання лічильника і тригерів блоку перетворення вхідних сигналів;
- STRR - відкриває шинний формувач.

Строби виробляються у випадку звертання процесором до адрес нашого пристрою введення інформації. Крім того дешифратор адрес виробляє системний строб читання 16-розрядних даних I/O CS16.

Розглянемо випадок, коли на вхід 1 блоку перетворення вхідних сигналів надходить ШПМ сигнал. Сформований в блоці перетворення імпульс поступає на об'єднані входи логічного елементу DD1 і дозволяє проходження тактових імпульсів на вхід CU лічильника. З виходів лічильника дані у двійковому коді надходять на входи шинного формувача ШФ. По закінченні підрахунку тактових імпульсів блок перетворення вхідних сигналів виставляє на одному з трьох виходів рівень логічної 1, який через ШФ надходить до шини даних ISA. Далі, по сигналу STRR, дані поступають до шини ISA.

#### *2.4.2 Розробка принципової схеми перетворювача широтно-імпульсних сигналів.*

Принципова схема перетворювача ШПМ-сигналів наведена на рис. 2.14-2.15.

Рис. 2.14 містить принципову схему блоку перетворення вхідних сигналів. На рис. 2.15 наведено схему селектора адреси.

На кожному з трьох входів блоку перетворення вхідних сигналів (рис.2.14) використано тригери Шмідта, які служать для формування сигналів з крутими перепадами, тривалість яких не залежить від швидкості наростання чи спадання вхідного сигналу, бо вхідні імпульси із зашумленим і несформованим фронтом і зрізом непридатні для перемикання тактових входів тригерів, регістрів чи лічильників.

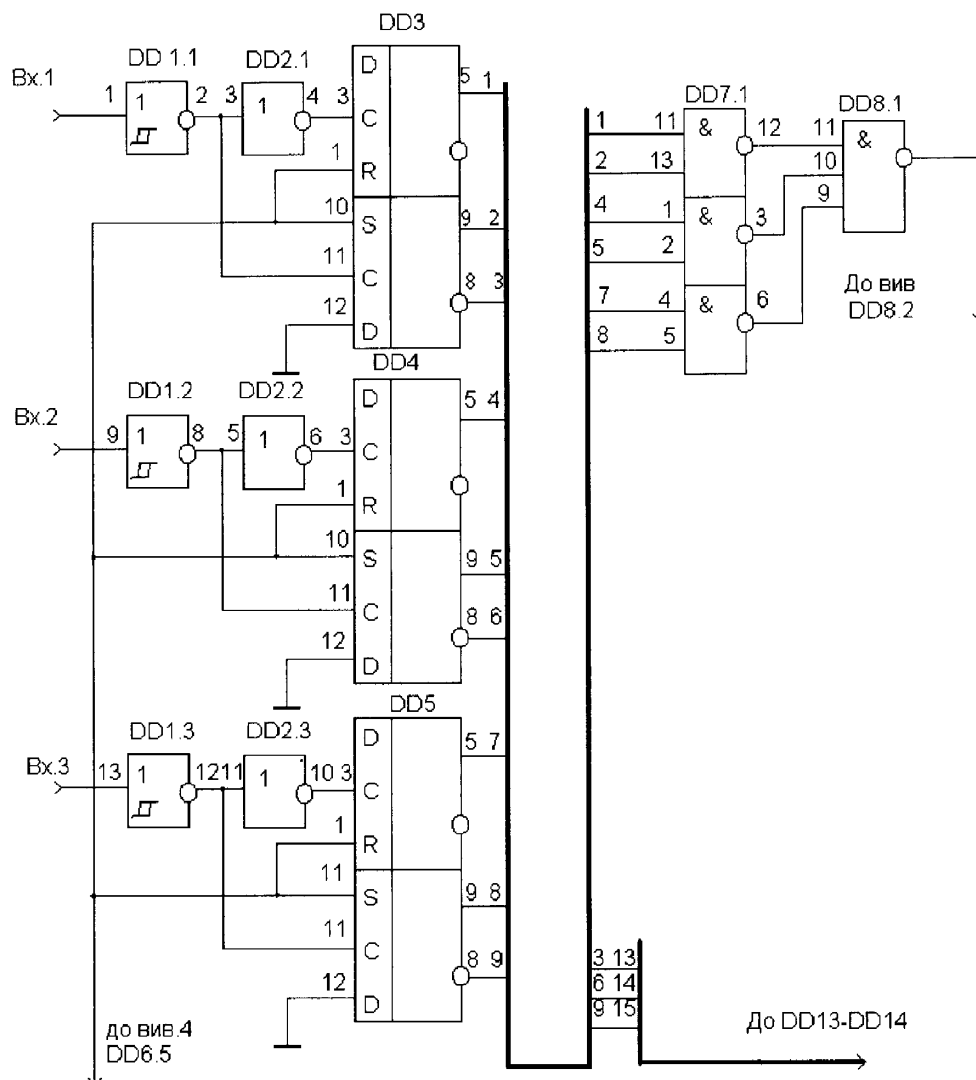


Рис. 2.14 - Принципова схема блоку перетворення вхідних сигналів

Розглянемо принцип роботи блоку при відсутності вхідних сигналів. Імпульс з низьким рівнем, сформований по сигналу - IOW скидає тригери DD3.1, DD 4.1, DD5.1 в нульовий стан, а тригери DD3.2, DD4.2, DD5.2 встановлює в стан логічної одиниці. Виходи Q тригерів DD3.1 і DD3.2 з'єднані з входами логічного елементу 2I-HE DD7.1 (виходи тригерів DD4.1, DD4.2 і DD5.1, DD5.2 - з входами логічних елементів DD7.2 і DD7.3 відповідно). На виходах логічних елементів DD7.1 встановлюється рівень логічної 1. Аналогічний рівень встановлюється на виходах елементів DD7.2, DD7.3. Виходи елементів DD7.1-DD7.3 підключені до входів логічного елементу 3I-HE DD8.1, на виході якого встановлюється рівень логічного нуля, який заборонить проходження тактових імпульсів до лічильника.

Нехай на вхід 1 надходить широтно-імпульсний сигнал. Логічний елемент DD1.1 (HE) інвертує його, далі сигнал подається на тактовий вхід С тригера DD3.2, і через логічний елемент DD2.1, який знову інвертує сигнал, - на тактовий вхід С тригера DD3.1 (на вході С тригера DD3.1 отримуємо сигнал з тим самим логічним рівнем, що і вхідний). По додатньому перепаду рівня вхідного імпульсу (від низького до високого) тригер DD3.1 перекидається і на його виході встановлюється рівень логічної одиниці (на виході Q DD3.2 залишається рівень логічної одиниці). На виході DD7.1 встановлюється рівень логічного нуля, а на виході DD8.1 - рівень логічної 1, який і дозволить проходження тактових імпульсів до лічильника. По від'ємному перепаду вхідного імпульсу перекинеться тригер DD3.2 і на його виході Q встановлюється рівень логічного 0 (на виході Q - рівень логічної 1), на виході тригера DD3.1 змін не відбудеться. Отже, на виході DD7.1 встановлюється рівень логічної 1, а на виході DD8.1 - низький рівень, який заборонить проходження тактових імпульсів до лічильника.

Таким чином, підрахунок тактових імпульсів буде тривати на протязі високого рівня вхідного імпульсу. Подальші перепади логічного рівня вхідного сигналу не викличуть перекидання тригерів DD3.1, DD3.2, що не

дозволить проходження тактових імпульсів до лічильника. Щоб знову викликати спрацювання тригерів, необхідно знову виконати їх скидання так, як це показано вище.

Вихід Q тригера DD3.2 під'єднаного до шинного формувача. На цьому виході буде сигнал логічного нуля до закінчення підрахунку тактових імпульсів. Після закінчення підрахунку на виводі Q DD3.2 з'являється високий рівень, який через ШФ надходить до шини даних ISA. Він використовується для дозволу формування стробу скидання STRW.

Дешифратор адрес ISA (рис.2.15) зібраний на логічних елементах DD15 (К1533ЛЕ4); DD9.3, DD9.4 (К1533ЛЕ1); DD16 (К1533ЛА2). На виході дешифратора формується рівень логічного 0 у випадку читання процесором персонального комп'ютера даних зовнішніх пристроїв по адресі 0300h.

Вихід дешифратора адрес під'єднано до входів логічних елементів DD9.1, DD9.2. На інший вхід елементу DD9.2 подається строб -IOW. При наявності стробу -IOW і низького логічного рівня на входах DD9.2, на його виході встановиться високий рівень, який поступить на входи R лічильників DD10-DD12 для їх скидання. На входи R і S тригерів DD3-DD5 поступить низький рівень, бо логічний елемент DD6.1 проінвертує сигнал з виходу DD9.2.

При наявності стробу -IOR і високого логічного рівня на входах DD9.1, на його виході встановиться рівень логічного нуля, який поступить на входи OE шинних формувачів DD13-DD14 (на входи -OE поступить рівень логічної 1, бо логічний елемент DD6.1 проінвертує сигнал з виходу DD9.1.) Ці сигнали відкривають шинний формувач і дозволяють передачу ним даних до шини ISA. Низький рівень з виходу елемента DD9.1 використовується також в якості системного стробу читання 16-розрядних даних I/O CS16, який поступає на шину ISA комп'ютера.



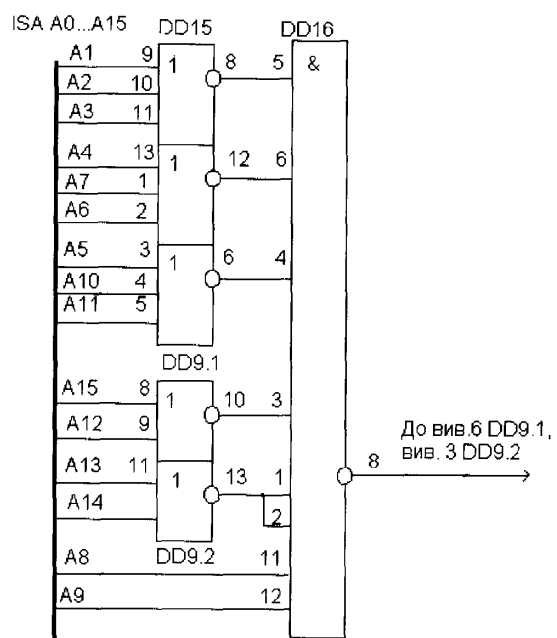


Рисунок 2.15 - Принципова схема дешифратора адрес

### *Висновки*

1. Проаналізовано особливості автоматизованого ультразвукового контролю трубних виробів. Встановлено, що найбільш прийнятним для вирішення поставлених задач по НК обсадних труб є акустичний імпульсний луно-метод.
2. Проведені аналітичні розрахунки параметрів автоматизованого контролю для забезпечення виявлення різних типів дефектів для всього діапазону типорозмірів труб.
3. Отримані аналітичні залежності розрахунку ексцентриситету та екстремальних значень товщини стінки труб на основі вимірних значень товщини по трьом твірним.
4. Отримані аналітичні залежності розрахунку овальності за координатами п'яти точок зовнішньої поверхні СОТ. При визначенні координат зовнішньої поверхні труб пропонується застосовувати акустичний безконтактний луно-метод.
5. На основі отриманих аналітичних залежностей розроблено технічні засоби для контролю ексцентриситету та овальності обсадних труб.

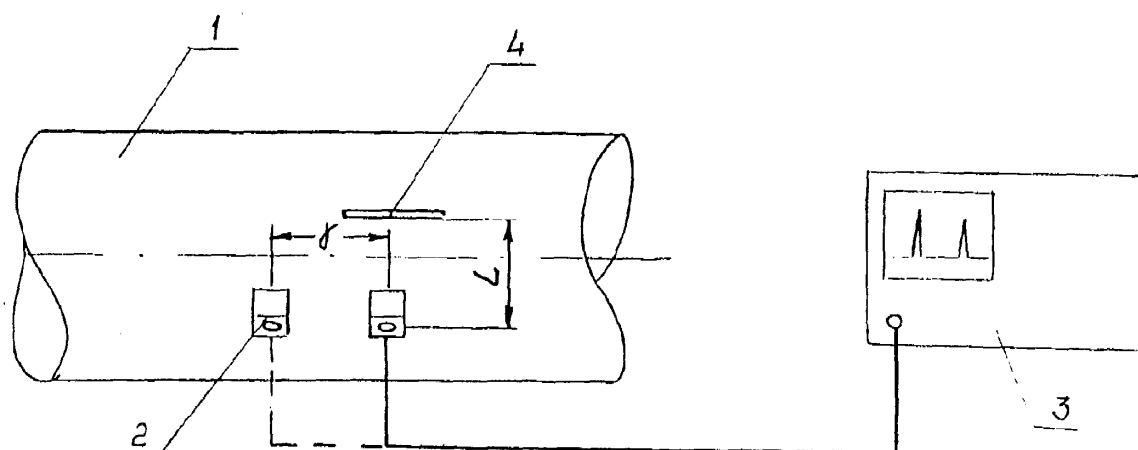
### **3. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПО РОЗРОБЦІ ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗОВАНОГО КОНТРОЛЮ ОБСАДНИХ ТРУБ**

#### ***3.1 Експериментальна оцінка способів дефектоскопії і товщинометрії в динамічному режимі сканування***

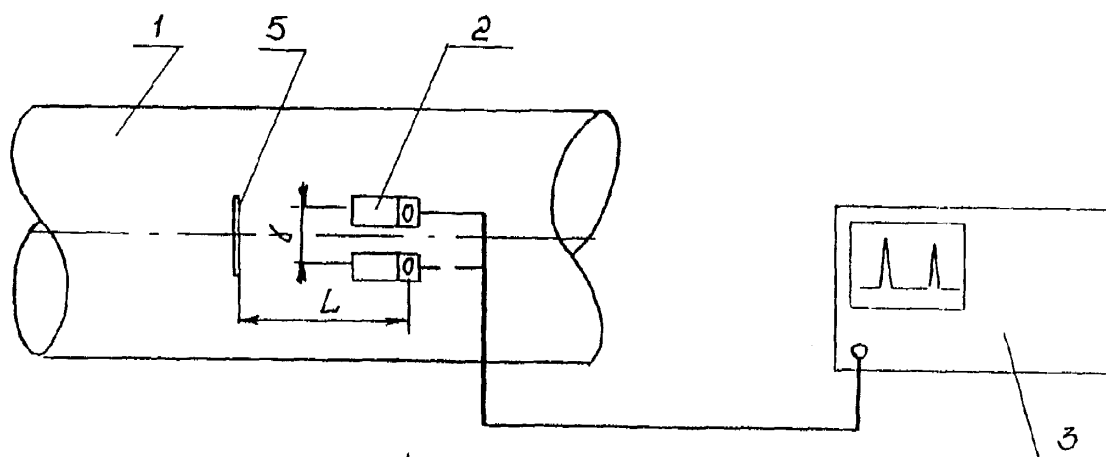
Вимоги підвищення надійності контролю і забезпечення заданої продуктивності контролю є одними з найбільш основних, що повинні бути пред'явлені до установки для комплексного неруйнівного контролю сталевих обсадних труб в умовах БВО. Забезпечення надійності повинно здійснюватись перш за все за рахунок проведення 100% контролю [7]. Для виконання вказаної вимоги необхідно, щоб сканування поверхні контрольованих труб в процесі дефектоскопії і товщинометрії проводилося з кроком, що дорівнює ефективній (активності) ширині пучка акустичного поля первинного п'єзоелектричного перетворювача (ПЕП).

Під кроком сканування (S) розуміють відстань між двома сусідніми центрами вимірювання ПЕП при послідовному переміщенні його над поверхнею контрольованої труби (рис. 2.3). Причому, ця відстань знаходиться в певній залежності від амплітуди луно-імпульсу, відбитого від дефекту, яка повинна бути не менше наперед заданої величини, що визначає рівень спрацювання автоматичного сигналізатора, який при автоматизованому акустичному контролі є основним елементом установки. Як правило, цю відстань визначають експериментально одночасно з визначенням допустимого кроку сканування. В цьому випадку визначають залежність зміни амплітуди луно-сигналу від зміщення ПЕП відносно контрольованого відбивача.

В зв'язку з цим були експериментально визначені ці залежності для контрольованих відбивачів поздовжньої і поперечної орієнтації на зразках сталевих обсадних труб. Схема експериментального визначення вказаних залежностей приведена на рис.3.1.



а/



б/

1- зразок труби; 2- ПЕП; 3- ультразвуковий дефектоскоп; 4- поздовжній дефект; 5- поперечний дефект

Рисунок 3.1 – Схема експериментального визначення залежності амплітуди луно-сигналу від переміщення ПЕП для контрольного відбивача поздовжньої (а) та поперечної (б) орієнтації

Отримані експериментальні дані і на їх основі побудовані графіки залежностей зміни амплітуди луно-сигналу від переміщення ПЕП (це рівносильне зміщенню дефекту) (рис. 3.2).

По осі абсцис відкладені величини зміщення ПЕП відносно контрольованого відбивача (штучного дефекту), причому нульовому положенню відповідає таке положення ПЕП, при якому центр його випромінювання знаходиться навпроти центру контрольованого відбивача. По осі ординат відкладені зміни амплітуди ( $A$ ) луно-сигналів, відбитих від контрольованого відбивача. Ці залежності отримані з ПЕП, діаметр п'єзопластини яких дорівнює 18 мм і резонансна частота 2,5 МГц.

Контрольний відбивач являє собою прямокутний пропил поперечної і поздовжньої орієнтації, нанесений на поверхні зразка обсадної труби діаметром 140 мм. Максимальна глибина контрольованих відбивачів дорівнює: 2 мм; 3 мм; 4 мм; 5 мм. Експерименти проводились з використанням ультразвукового дефектоскопа УД2-12 на робочій частоті 2,5 МГц.

Побудувавши графіки залежності амплітуди луно-сигналів, відбитих від контрольованих відбивачів при зміщенні ПЕП, крок сканування вибирається із умови надійного виявлення заданого мінімального контрольованого відбивача (штучного дефекту) в будь-якій ділянці тіла контрольованої труби при максимальній (прийнятій) продуктивності контролю.

За результатами графічних залежностей був зроблений висновок, що крок сканування при виявленні поздовжніх дефектів повинен знаходитись в межах 8 - 10 мм, а при виявленні поперечних дефектів 10 - 12 мм.

З іншого боку, величина кроку сканування повинна бути визначена з умови забезпечення контролю труб із необхідною продуктивністю.

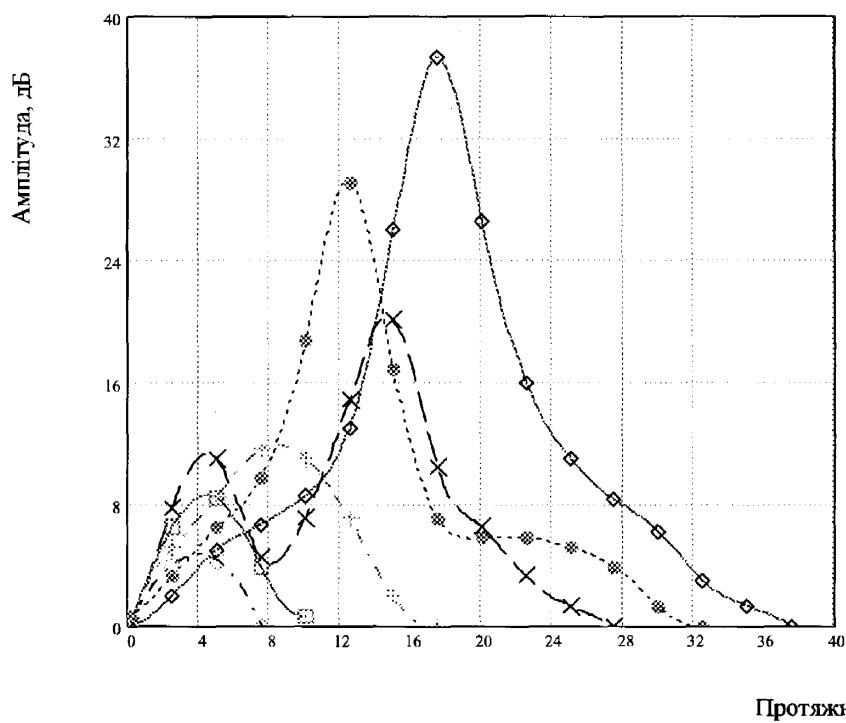


Рисунок 3.2 – Розподіл амплітуди УЗК в залежності від глибини штучного дефекту при максимальній глибині дефекту:  
○ - 1 мм; □ - 2 мм; + - 3мм; × - 4 мм; ⊗ - 5мм; ◇ - 6 мм;

Дослідження, проведені з метою визначення оптимальної швидкості сканування в лабораторних умовах показали, що із збільшенням швидкості обертання труб в процесі контролю порушується стабільність динамічного акустичного контакту і сильно зростає рівень завад каналів дефектоскопії і каналу товщинометрії. Це є результатом того, що збільшення швидкості обертання труби приводить до порушення постійності зазору між блоком ПЕП і поверхнею труби, появи турбулентного потоку струменю води в цьому зазорі і утворенню повітряних бульбашок. Все це в результаті приводить до порушення стабільності динамічного акустичного контакту і до появи хибних сигналів, через які може мати місце перебраковка контрольованих труб. Таким чином, для здійснення найбільш ефективного контролю імпульсним луно-методом швидкість обертання труб повинна складати не більше 60 об/хв, а крок сканування повинен знаходитися в межах 30 - 40 мм. Такий крок сканування може бути забезпечений при умові збільшення ширини активної зони пучка акустичних коливань. Експериментальні дослідження, проведені з цією метою, показали, що для збільшення ширини активної зони необхідно використовувати два складних ПЕП. Завдяки цьому крок сканування збільшується до 60 - 70 мм.

В ході експериментальних робіт були перевірені основні положення теоретичних досліджень по визначенню оптимальних параметрів ультразвукового контролю обсадних труб. Основні результати експериментальних робіт наведені в Таблиця 3.1.

Таблиця 3.1

Результати експериментів по визначенню оптимальних параметрів  
ультразвукового контролю СОТ

Параметр контролю	Розрахункові значення	Експериментальні значення
Крок сканування, мм	30,303	30
Кут вводу ультразвукових коливань, град.	55÷72	65
Чутливість, дБ	34	30

### **3.2 Інтерпретація результатів автоматизованого контролю труб нафтового сортаменту**

Механізація й автоматизація ультразвукової дефектоскопії повинні мати на меті дві задачі: звільнення оператора від одноманітної ручної праці по переміщенню перетворювача на поверхні контрольованої деталі і покладання на автоматичні пристрої функцій обробки, аналізу та представлення отримуваної інформації у вигляді, який дозволяє прийняти рішення про якість контрольованого об'єкту. Ця друга задача представляє великий комплекс питань, пов'язаних як з безпосереднім ухваленням рішення, так і з оцінкою працездатності дефектоскопічної апаратури, за допомогою якої ведеться контроль [96, 97].

Якщо перша задача вирішується побудовою відповідних скануючих пристроїв, то другу задачу можна вирішити тільки у визначених межах.

При існуючих у нафтовидобувній промисловості методиках УЗК контролю труб нафтового сортаменту представляється доцільним розробка засобів та методів, що дозволяють зробити кількісну оцінку дефектів, що виявляються (еквівалентну площу дефекту, умовні довжина і ширина дефекту). Бракувальним критерієм варто вибрати еквівалентну площу дефекту, що по визначеному алгоритмі порівнюється з заданим еталонним значенням [75].

Таким чином, при оцінці якості об'єкту пристрій автоматичної обробки інформації повинний працювати в режимі радника. Виходячи з наявного досвіду експлуатації засобів неруйнівного контролю (ЗНК), оснований на застосуванні імпульсного ультразвукового луно-методу, за допомогою інтерпретатора реально можливе одержання наступних характеристик дефектів в трубах нафтового сортаменту, що мають поперечну і поздовжню орієнтацію відносно поздовжньої осі труби:

- умовної довжини дефекту;



- умовної глибини дефекту;
- еквівалентної площі дефекту.

При цьому умовна довжина реального дефекту труби визначається абсолютно по довжині зони виявлення дефекту при заданій чутливості засобів контролю, а максимальна глибина реального дефекту оцінюється побічно по величині амплітуди луно-імпульсу від дефекту при заданій чутливості засобів контролю на основі залежності величини відбитої УЗК енергії від площі штучного відбивача. Величина амплітуди луно-імпульсу від дефекту визначається при роботі прийомного тракту ультразвукового дефектоскопа в лінійному режимі, без обмеження і відсічки. .

Аналіз науково-технічної і патентно-ліцензійної інформації методів і засобів неруйнівного контролю бурового обладнання та інструменту показує, що основним параметром, який визначає аварійну небезпеку дефекту, що виник, є еквівалентна площа його поверхні [98, 99]. Однак, за даними [100] існуючі на даний момент методики ультразвукового контролю не забезпечують можливість контролю розмірів дефектів, тобто ми маємо можливість тільки спостерігати наявність дефекту, а можливості визначити його розмір немає.

Для розробки алгоритму, що передбачає на основі оцінки амплітуди ультразвукового сигналу, відбитого від дефекту, визначення розмірів і еквівалентної площі дефекту необхідно, установити математичну залежність глибини дефекту від цієї амплітуди.

З цією метою була проведена серія експериментів по визначенню залежності амплітуди УЗК, відбитих від дефекту, від глибини і довжини дефекту. Експерименти проводилися на відрізьку сталеві обсадної труби з умовним діаметром  $d=168$  мм із нарізаними на ньому штучними дефектами різної глибини і довжини. Як випромінювач УЗК використовувався стандартний п'єзоелектричний перетворювач (ПЭП), що застосовується в даний час для дефектоскопії труб нафтового сортаменту; як джерело приймача УЗК застосовувався серійний дефектоскоп УД2-12.

Діапазон зміни глибини дефектів вибирався згідно стандарту [22] – від 1 до 6 мм. Дефекти типу риски наносились фрезою діаметром 60 мм. Відповідно, діапазон зміни довжини дефектів складає від 9 до 23 мм, еквівалентної площі – від 6 до 95 мм<sup>2</sup>, що повністю задовільняє умовам ГОСТу [22].

Прозвучуючи зразок за допомогою ПЭП у напрямку штучного дефекту, здійснювався вимір амплітуди УЗК через фіксовані інтервали (2,5 мм). Отримані в такий спосіб залежності приведені середні значення амплітуд УЗК від глибини штучного дефекту представлені в Таблиця 3.2. Об'єм виборки при цьому складає 40 вимірювань на кожний відлік.

Таблиця 3.2

Залежність амплітуди УЗК від глибини штучного дефекту, дБ

Номер відліку, мм	Глибина дефекту, мм					
	1	2	3	4	5	6
1	0	0	0	0.000	0.646	0.000
2	4	6.46	5.168	7.753	3.230	2.000
3	4.33	8.399	8.399	10.983	6.460	5.000
4	0	3.876	11.629	4.522	9.691	6.660
5		0.646	10.983	7.106	18.736	8.530
6			7.106	14.859	29.073	13.000
7			1.938	20.028	16.797	26.000
8			0	10.337	7.106	37.300
9				6.460	5.814	26.500
10				3.230	5.814	16.000
11				1.292	5.168	11.000
12				0.000	3.876	8.300
13					1.292	6.200
14					0.000	3.000
15						1.320
16						0.000

Залежності амплітуди УЗК від глибини дефекту, отримані на основі даних Таблиця 3.2, представлені на рис. 3.2. Точка на осі абсцис, де амплітуда УЗК досягає максимального значення, прийнята за початок відліку. У ліву і праву сторони від нього відкладені інтервали по дузі труби, у яких проводився вимір амплітуди УЗК).

Для обробки результатів експерименту методами математичної статистики використовувалась програма MathCad 2000. Були проведені

дослідження закону розподілу густини ймовірності розкиду експериментальних значень амплітуди луно-імпульсу від дефекту. В основу досліджень покладено відхилення показів приладу від середнього значення виміряної амплітуди в кожному окремому відліку. При цьому визначалося число інтервалів і ступенів свободи, межі і частковості інтервалів, математичне очікування і середнє квадратичне відхилення, а також значення постійних коефіцієнтів і критерію Пірсона для нормального, вейбулівського і гама законів розподілу. У всіх випадках емпіричні розподіли наближаються з максимальною ймовірністю до нормального.

Результати досліджень нормального закону розподілу засобами програмного пакету MathCad 2000 приведені на рис. 3.3-3.6

За результатами проведених експериментів можна зробити наступні висновки:

1. Існує залежність між глибиною штучного дефекту, і амплітудою відбитого від нього ультразвукового сигналу.
2. Знаючи амплітуду вихідного аналогового сигналу дефектоскопа, можна визначити глибину залягання дефекту.
3. Використовуючи дані про глибину і довжину дефекту можна визначити еквівалентну площу дефекту.

На основі графічних представлень характеру залежностей амплітуди ультразвукового сигналу від глибини і довжини дефекту обрана поліноміальна апроксимація, оскільки цей метод у порівнянні з іншими методами забезпечує найменше відхилення функції від експериментальних даних. Залежність глибини дефекту від амплітуди контрольованого сигналу можна представити у вигляді:

$$H = y_0 + y_1 A_0 + y_2 A_0^2, \quad (3.1)$$

де  $A_0$  - максимальне значення амплітуди контрольованого сигналу;

$y_0, y_1, y_2$  – коефіцієнти полінома (0.137; 0.245;  $-2.449 \cdot 10^{-3}$ ).

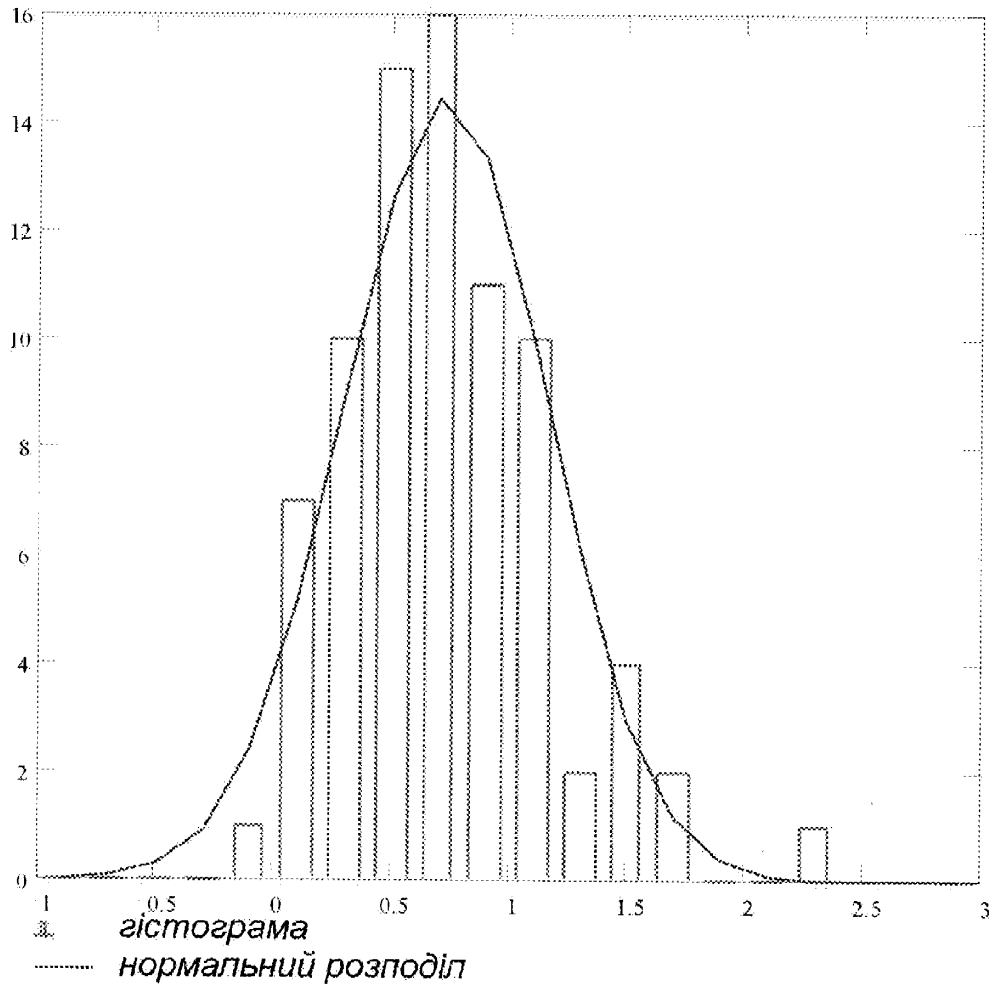


Рис. 3.3 – Гістограма і теоретична густина розподілу розкиду експериментальних значень амплітуд луно-сигналів від дефекту

### Критерій Хі-квадрат в тесті Пірсона

З допомогою критерія Хі-квадрат програма проводить перевірку гіпотези про те, що похибки експериментальних даних відповідають очікуваним значенням, які обчислені на основі математичної моделі нормального розподілу випадкових величин.

**Ввід векторів спостережуваних і очікуваних частот:**

**Спостережувані значення:**

**Очікувані значення:**

```
obs := [ 7
        10
        13
        10
        8
        10 ]
```

```
exp := [ 7
        8
        8
        13
        13
        9 ]
```

**Увага:** Наступні умови необхідні для правильного визначення критерію. Кожне очікуване значення повинне бути не менше 5 і сума спостережуваних значень повинна бути рівною сумі очікуваних значень.

$$\sum \text{obs} = 58$$

$$\sum \text{exp} = 58$$

**Необхідний рівень значимості:**

$$\alpha := .05$$

**Число ступенів свободи:**

$$v := \text{length}(\text{obs}) - 1$$

$$v = 5$$

**Оцінка для  $\chi^2$ :**

$$\chi^2 := \sum \frac{(\text{obs} - \text{exp})^2}{\text{exp}}$$

$$\chi^2 = 6.351$$

**P ( $\chi^2 \geq$  Оцінка  $\chi^2$ ):**

$$P := 1 - \text{pchisq}(\chi^2, v)$$

$$P = 0.274$$

**Значення  $\chi^2$ , яке відповідає заданному  $\alpha$ :**

$$\chi^2 := \text{qchisq}(1 - \alpha, v)$$

$$\chi^2 = 11.07$$

**Якщо  $\chi^2 < \chi^2$ , то вихідна гіпотеза повинна бути відкинута**

$$\chi^2 < \chi^2 = 0$$

Рис. 3.4 – Перевірка гіпотези про нормальний закон розподілу розкиду експериментальних значень амплітуд луно-сигналів від дефекту засобами програми MathCad 2000

### Інтервал довіри оцінки середнього значення для нормального розподілу

Програма використовує встроєну функцію `qnorm` при визначенні інтервалу довіри для середнього значення похибки експериментальних даних з нормальним законом розподілу.

**Від вибірки значень випадкової величини:**

`X := READPRN("D:\data.prn")`

`n := length(X)`

**Від відомого значення середньоквадратичного відхилення:**

`σ := 0.435`

**Необхідний рівень значимості:**

`α := 0.1`

**Ступінь довіри:**

`1 - α = 90%`

**Визначення інтервалу довіри:**

**критичне значення:**

$$z_0 := \text{qnorm}\left(1 - \frac{\alpha}{2}, 0, 1\right) \quad z_0 = 1.645$$

**верхня границя:**

$$U := \text{mean}(X) + z_0 \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad U = 0.805$$

**нижня границя:**

$$L := \text{mean}(X) - z_0 \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad L = 0.644$$

Рис. 3.5 – Визначення інтервалу довіри оцінки середнього значення розкиду експериментальних значень амплітуд луно-сигналів від дефекту засобами програми MathCad 2000

### Інтервал довіри оцінки дисперсії

Програма використовує встроєну функцію `qchisq` при визначенні інтервалу довіри для значення дисперсії випадкової величини з нормальним законом розподілу.

Необхідний рівень значимості:  $\alpha = 0.1$

Степінь довіри:  $1 - \alpha = 90\%$

Оцінка значення середньоквадратичного відхилення:

$$s = \sqrt{\frac{n}{n-1}} \cdot \text{stdev}(X) \quad s = 0.435$$

Визначення інтервалу довіри:

критичне значення:

$$\chi^2_0 := \text{qchisq}\left(\frac{\alpha}{2}, n-1\right) \quad \chi^2_0 = 58.654$$

$$\chi^2_1 := \text{qchisq}\left(1 - \frac{\alpha}{2}, n-1\right) \quad \chi^2_1 = 99.617$$

верхня границя:

$$U := \frac{(n-1) \cdot s^2}{\chi^2_0} \quad U = 0.252$$

нижня границя:

$$L := \frac{(n-1) \cdot s^2}{\chi^2_1} \quad L = 0.148$$

Рис. 3.6 – Визначення інтервалу довіри оцінки дисперсії розкиду експериментальних значень амплітуд луно-сигналів від дефекту засобами програми MathCad 2000

У Таблиця 3.3 представлене порівняння експериментальних даних і значень, отриманих за формулою ( 3.1). Коефіцієнт кореляції при цьому складає  $R=0,989$ .

Таблиця 3.3

Порівняльний аналіз реальних та розрахункових значень максимальної глибини дефектів

Максимальна глибина дефекту (експериментальні дані) $h$ , мм	2	3	4	5
Максимальна глибина дефекту (розрахункові дані) $H$ , мм	2,132	2,783	4,116	4,969
Максимальна амплітуда аналогового сигналу, $A_0, B$	2,1	2,6	3,9	5,3

Відносна приведена похибка визначення величини  $H$  по формулі ( 3.1) дорівнює 2,572 %. Графік залежності реальної і розрахункової глибини дефекту від амплітуди відбитого луно-сигналу представлений на рис. 3.7.

Для визначення еквівалентної площі дефекту, яка описується контрольованим сигналом, необхідно фіксувати виміряні поточні значення амплітуди сигналу при виявленні дефекту, інтерпольовати їх одним з чисельних методів, наприклад, методом кубічних сплайнів, а потім проінтегрувати отриману залежність. На рис. 3.8 представлені розрахунки еквівалентної площі дефекту на основі експериментальних даних (Таблиця 3.2), виконані в програмі MathCad 2000. Експериментальні дані були інтерпольовані методом кубічних сплайнів, а потім проінтегровані. Залежність розрахункових та реальних значень площі дефектів описується поліноміальною функцією першого порядку. Коефіцієнт кореляції дорівнює 0,9929.



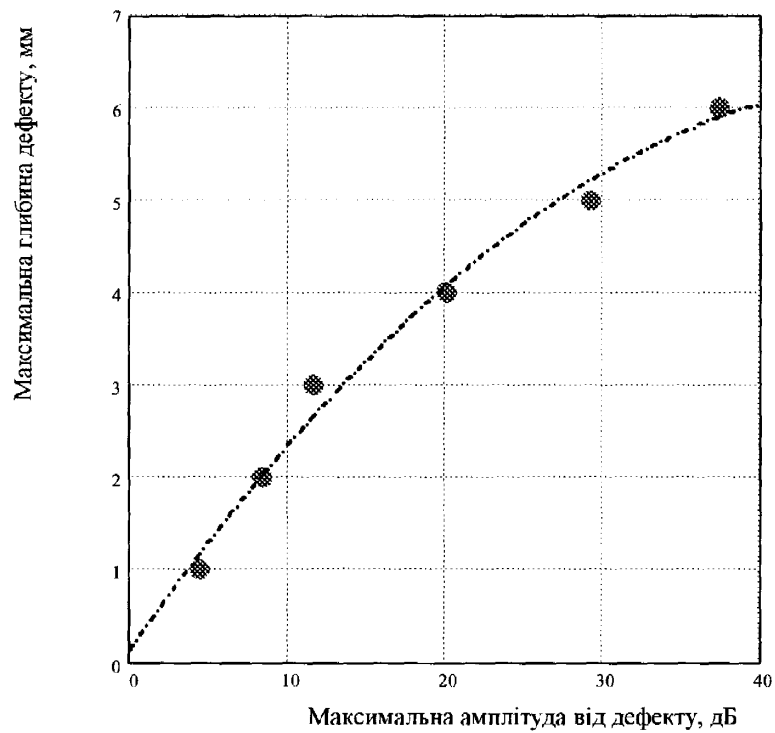


Рис. 3.7 – Залежність реальної і розрахункової глибини дефекту від амплітуди відбитого луно-сигналу:

● - експериментальні дані; ..... - розрахункові дані

### Регресійні статистики

Константи в рівнянні лінійної регресії:

**Вільний член**  $b_{10} := \text{intercept}(S, Sr1)$

**Коефіцієнт**  $b_{11} := \text{slope}(S, Sr1)$

$$b_{10} = -28.7$$

$$b_{11} = 4.626$$

**Кореляція**  $\text{corr}(S, Sr1) = 0.9929$

**R<sup>2</sup>**  $\text{corr}(S, Sr1)^2 = 0.986$

**Коваріація**  $\text{cvar}(S, Sr1) = 4.234 \times 10^3$

$$r1(x) := b_{10} + b_{11} \cdot x$$

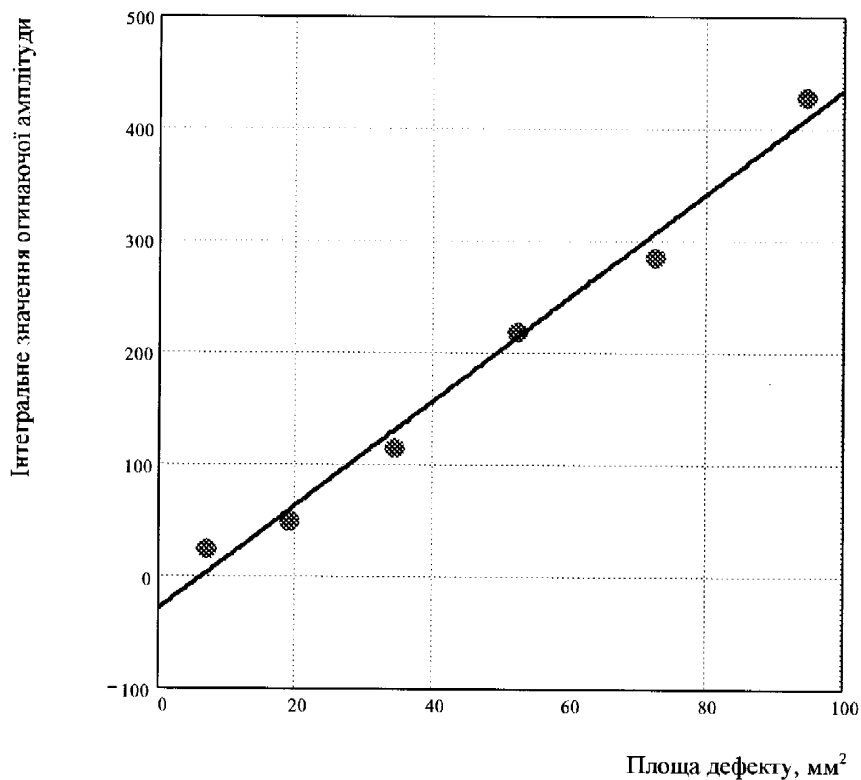


Рис. 3.8 – Залежність розрахункових від реальних значень еквівалентної площі дефектів:

● - експериментальні дані; ———— - розрахункові дані

### 3.3 Метрологічний аналіз

#### 3.3.1 Визначення метрологічних характеристик розроблених технічних засобів контролю ексцентриситету та овальності

Метрологічний аналіз розроблених технічних засобів для контролю ексцентриситету та овальності проводився за однією методикою, оскільки вимірювальні частини обох приладів є ідентичними. При відомій швидкості  $c$  розповсюдження акустичних хвиль в середовищі в прямому і зворотному напрямках, визначають шукану відстань за формулою:

$$h = \frac{c \cdot t}{2}; \quad (3.2)$$

Згідно [73], відносна похибка буде дорівнювати

$$\Delta h/h = \Delta c/c + \Delta t/t. \quad (3.3)$$

Настроювання на швидкість звуку виконують по взірцю або по ділянці об'єкту контролю з відомою товщиною таким же чином, як і вимірюють товщину, тому похибки вимірювання швидкості і часу приблизно будуть співпадати, в результаті

$$\Delta h/h = 2 \Delta t/t. \quad (3.4)$$

Похибка  $\Delta t$  вимірювання часу складається із похибок  $\Delta t_n$ , які обумовлені рядом факторів, тому

$$\Delta t = \sum_n \Delta t_n. \quad (3.5)$$

Методика аналізу акустичного тракту за очікуваними похибками вимірювання базувалася на рекомендаціях [101-104]. Згідно до цієї методики, загальна похибка вимірювання товщини вибраним методом поділяється на 4 види: методична похибка, систематична похибка, інструментальна похибка та випадкова похибки.

Перший вид похибки – методична похибка виникає внаслідок того, що крутизна передніх фронтів луно-імпульсів, між якими вимірюється часовий інтервал  $T$ , змінна та кінцева. Кінцевість фронту визначається в першу чергу резонансною частотою п'єзоперетворювача при імпульсному ударному збудженні випромінюючої п'єзопластини і формою прийнятих луно-імпульсів приймальною п'єзопластиною. Підвищення резонансної частоти ультразвукових коливань (УЗК), які випромінюються п'єзоперетворювачем, зменшує тривалість переднього фронту, але і зменшує амплітуду прийнятих луно-імпульсів, що значно ускладнює умови проведення контролю і його надійність. Особливо знижується надійність контролю для сталених обсадних труб, які були в експлуатації, зовнішня і, особливо, внутрішні поверхні яких грубо оброблені та сильно кородовані, а степінь затухання високочастотних УЗК в матеріалі цих труб частотою вище 2,5 МГц значно зростає. Наприклад, тільки за рахунок збільшення частоти УЗК в 2 рази до 5 МГц відбувається збільшення затухання УЗК в сталених виробках не менше, ніж в 4 рази. Крім того, амплітуди імпульсів УЗК сильно змінюються в силу цілого ряду причин: із-за порушення якості акустичного контакту, непаралельності поверхонь труб, їх шорсткості та кородованості, зміни товщини, а значить, і степені затухання луно-імпульсів УЗК, різної степені чутливості роздільно-суміщених п'єзоперетворювачів для різних товщин і т.д.

Степінь впливу перерахованих особливостей, в силу стохастичності їх характеру, не піддається строгому розрахунку і потребує проведення ряду експериментальних досліджень на натурних взірцях обсадних труб.

Другий вид похибки – систематична похибка луно-імпульсного методу товщинометрії в імерсійному варіанті створення акустичного контакту визначається шириною ультразвукового променя п'єзоперетворювача та величиною зміни товщини виробу в межах цього променя, наприклад, із-за клиновидної форми. Для сталених обсадних труб величина зміни товщини стінки в межах плями діаметром близько 5 мм визначається в першу чергу локальними пошкодженнями поверхонь труб корозійними виразками та механічними пошкодженнями зовнішньої поверхні труб. Збільшення ширини ультразвукового променя п'єзоперетворювача більше 5 мм призводить до значного збільшення розмірів п'єзоперетворювача без помітного підвищення чутливості, а зменшення ширини променя знижує надійність контролю із-за виходу луно-імпульсів, відбитих від поверхонь корозійних виразок, в сторону від акустичної осі приймальної пластини п'єзоперетворювача. Середній розмір корозійних виразок звичайно не перевищує 2 – 3 мм по діаметру, тому ширина ультразвукового променя п'єзоперетворювача юлизько 5 мм є цілком придатною. Така ширина променя п'єзоперетворювача забезпечується напівкруглими п'єзопластинами радіусом 8 – 10 мм.

Інструментальна похибка повністю визначається якістю підсилювального та вимірювального трактів товщиноміра, і в першу чергу смугою пропускання підсилювача, лінійністю та стабільністю блоку вимірювання часових інтервалів, класом точності стрілочного індикатора, кількістю розрядів цифрового індикатора і т.п. Сучасна елементна база електроніки дозволяє звести величину інструментальної похибки до незначної величини при правильному виборі схемних рішень. В нашому випадку смуга пропускання підсилювального тракту товщиноміра з врахуванням допустимого розкиду резонансних частот п'єзопластин із кераміки марки ЦТС-19 повинна бути не менше  $\pm 25\%$  від центральної робочої частоти 2,5 МГц. Параметри вимірювального тракту визначаються при конкретному виборі мікросхемних елементів його складових.

Випадкові похибки є наслідком суб'єктивної оцінки вимірювання оператором. На даному етапі робіт ці складові похибки можуть не враховуватись із-за не визначеності їх величин. Вплив випадкових похибок можливо оцінити тільки в процесі випробувань готового товщиноміра.

Іншою причиною, яка викликає похибки вимірювання, є зміна температури. Вона призводить до зміни швидкості розповсюдження акустичних коливань у вимірювальному середовищі, яка компенсується підстроюванням на швидкість звуку.

Результати проведеного метрологічного аналізу установок для контролю овальності та ексцентриситету наведені в Таблиця 3.4.

Таблиця 3.4

Метрологічний аналіз установок контролю овальності та ексцентриситету.

Похибка	Установка контролю ексцентриситету	Установка контролю овальності
Похибка вимірювальної частини $\Delta t_1/t$	0,001	0,001
Похибка, пов'язана з кінцевою тривалістю імпульсу $\Delta t_2/t$	0,003	0,0001
Похибка, пов'язана із зміною швидкості звуку внаслідок зміни температури на 10 °С, $\Delta t_3/t$	$1.335 \cdot 10^{-3}$	0,018
$\Delta t = \sum_n \Delta t_n$	0,005335	0,0191
$\Delta h/h = 2 \Delta t/t$	0,01067	0,0382

З метою перевірки способу контролю овальності були виготовлені три зразки з відрізків сталевих обсадних труб діаметром 168 мм з різними значеннями овальності: 0,013; 0,396; 0,846. Максимальна овальність обумовлене максимально допустимим значенням згідно ГОСТ632-80 [22]. Спочатку овальність труб визначалась на основі вимірювання діаметрів штангенциркулем за методикою, яка викладена у [28].

Діаметр поперечного січення труби вимірювався через  $N$  рівних кутів (рис. 3.9):

$$\alpha_i = \frac{\pi}{N} \cdot (i-1), \quad (3.6)$$

де  $i$  – номер заміру ( $i=1, 2, 3, \dots, N$ ).

Відстань від центру  $O$  до дотичної  $L_i$  визначається як

$$r_i = \sqrt{a^2 \cos^2(\alpha_i - \varphi) + b^2 \sin^2(\alpha_i - \varphi)}, \quad (3.7)$$

де  $a$  і  $b$  – півосі апроксимуючого еліпса;

$\varphi$  – кут повороту великої осі еліпса.

Параметри еліпса  $a$ ,  $b$  і  $\varphi$ , який найкраще описує поперечне січення труби за всіма результатами вимірювань діаметра, обчислюються із мінімального значення середньоквадратичного відхилення

$$F = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (r_i - R_i)^2}, \quad (3.8)$$

де  $R_i$  – половина виміряного діаметра.

Пошук мінімуму функції  $F$  здійснювався засобами програмного пакету MathCad2000.

Обчислені на основі замірів штангенциркулем значення овальності порівнювались з вимірними значеннями за допомогою розроблених засобів вимірювання. Похибка визначення овальності при цьому не перевищувала 5%.

При перевірці способів і засобів контролю ексцентриситету були виготовлені зразки труб діаметром 168 мм із зміщеним внутрішнім центром відносно зовнішнього на величину 1, 2 і 3 мм. Похибка визначення ексцентриситету не перевищувала 1,5%.

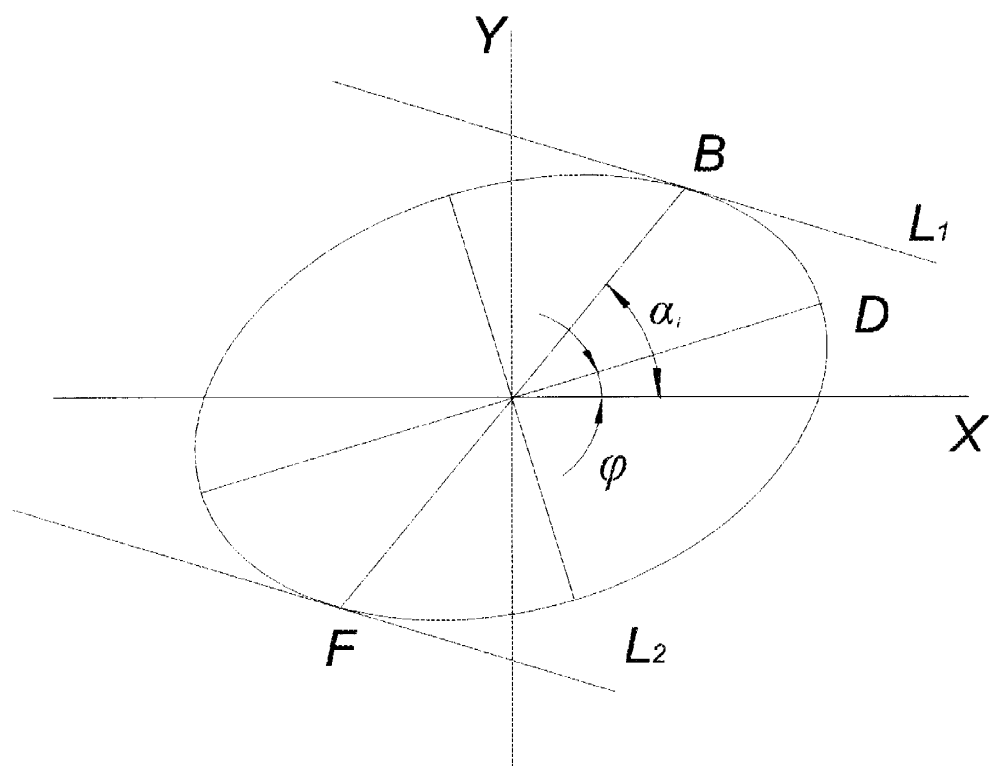


Рис.3.9 – Схема зовнішнього контуру поперечного січення труби



### 3.3.2 Визначення метрологічних характеристик розроблених технічних засобів дефектоскопії СОТ

Після розробки технічних засобів дефектоскопії сталевих обсадних труб були проведені лабораторно-промислові випробування, що мали на меті оцінити основні показники достовірності результатів контролю. Методика аналізу результатів випробувань ґрунтувалась на матеріалах, викладених в [105].

Відомо [106], що за результатами неруйнівного контролю виріб може бути оцінений як придатний або непридатний для подальшої експлуатації, але такий висновок може як співпадати, так і не співпадати з реальним станом об'єкту (рис. 3.10). Оскільки в обидва варіанти являють собою випадкові події, що підпорядковуються статистичним закономірностям, то достовірність неруйнівного контролю визначається як здатність виявляти й оцінювати недопустимі дефекти з урахуванням ймовірностей

$$\begin{vmatrix} P_{00} & P_{01} \\ P_{10} & P_{11} \end{vmatrix}, \quad (3.9)$$

де перший індекс вказує на дійсну відсутність або наявність дефекту, а другий – на відсутність або наявність дефекту за результатами неруйнівного контролю. Таким чином,  $P_{00}$  – це ймовірність правильного невиявлення,  $P_{01}$  – ймовірність неправильного виявлення (перебраковки),  $P_{10}$  – ймовірність невиявлення існуючого дефекту (недобраковки),  $P_{11}$  – ймовірність правильного виявлення дефекту. Для оцінки достовірності можуть бути використані два методи:

- з використанням оперативної характеристики виявлюваності дефектів, тобто залежності ймовірності правильного виявлення  $P_{11}$  від розміру (характеристичного розміру)  $X$  дефекту; при цьому  $P_{01}$  нехтують [107];

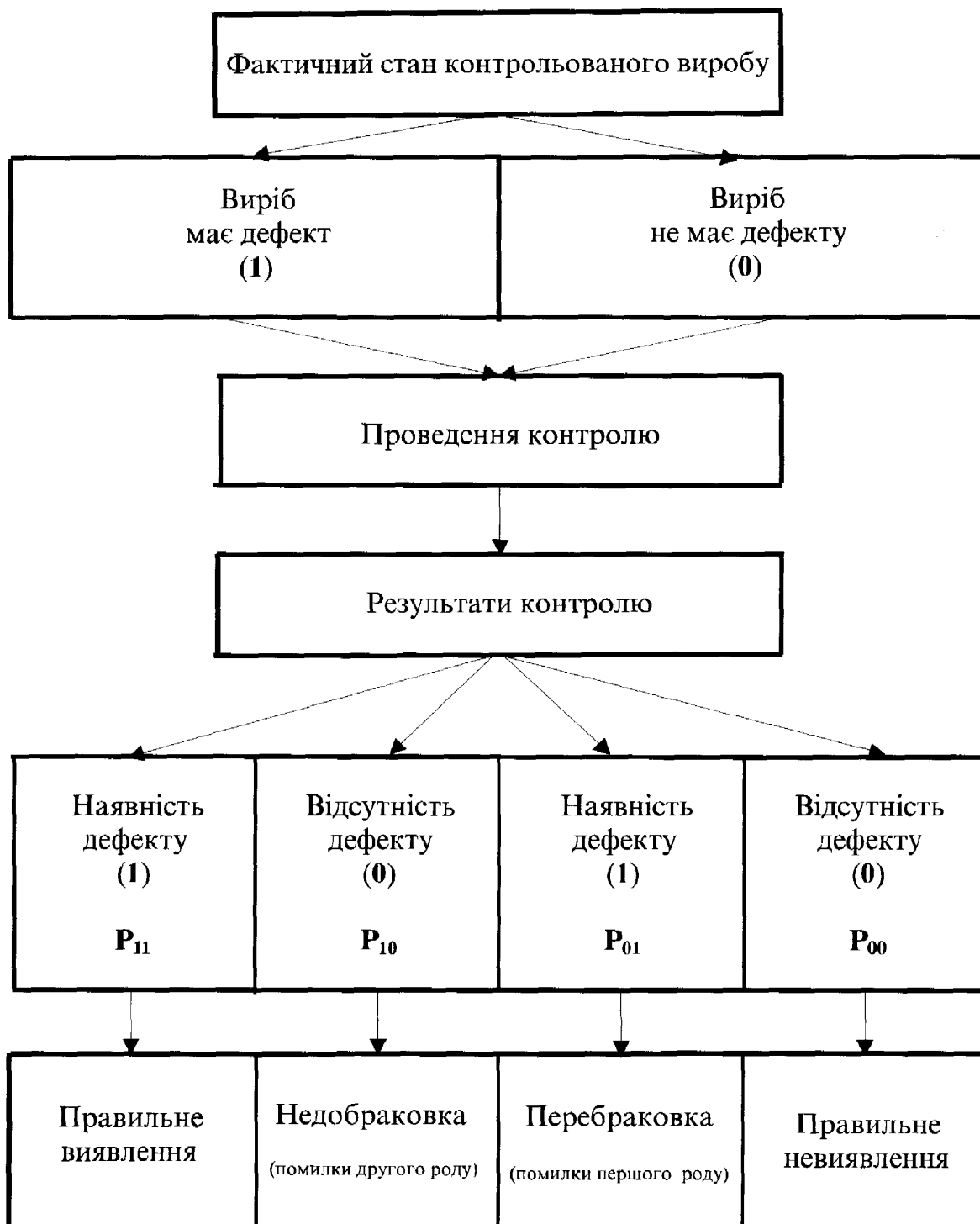


Рис. 3.10 – Можливі варіанти оцінки якості виробу за результатами неруйнівного контролю

- з використанням порівняльної операційної характеристики, яка відображає співвідношення імовірності правильного виявлення  $P_{11}$  та імовірності перебраковки  $P_{01}$  [108].

Зрозуміло, що показник достовірності результатів контролю певним способом повинен однозначно характеризувати засоби дефектоскопії (вимога однозначності) та враховувати фактори, що впливають (вимога повноти). Згідно з [109], достовірність  $D$  визначається як різниця між одиницею та так званою “помилкою контролю”  $\Delta D$ , яка, в свою чергу, визначається як сума ймовірностей відхилення правильної (недобраковка)  $\alpha$  та прийняття неправильної (перебраковка)  $\beta$  гіпотези щодо результатів контролю, відомих в математичній статистиці як призначені імовірності (рівні значимості) помилок першого та другого роду. Таким чином,

$$D = 1 - \Delta D, \quad (3.10)$$

$$\Delta D = \alpha + \beta, \quad (3.11)$$

і у випадку вимірювання одного параметру достовірність  $D$  являє собою не що інше, як імовірність

$$P = \int_{x_n - \Delta_x}^{x_n + \Delta_x} w(x) dx = 1 - (\alpha + \beta) \quad (3.12)$$

того, що шукане значення  $X_n$  вимірюваного (контрольованого) параметра попадає в деякий інтервал  $2\Delta_x$ , який визначається  $w(x)$  - щільністю розподілу похибки вимірюваного параметру – та обраними значеннями ймовірностей помилок

$$\alpha = \int_{x_n = \Delta_x}^{\infty} w(x) dx \quad (3.13)$$

та

$$P = \int_{x_n = -\Delta_x}^{x_n = \Delta_x} w(x) dx = 1 - (\alpha + \beta), \quad (3.14)$$

$$\beta = \int_{-\infty}^{x_n = -\Delta_x} w(x) dx. \quad (3.15)$$

Інтервал та ймовірність залежать від розміру вибірки  $n$  для конкретної серії вимірювань (числа спостережень), і тому, як свідчать результати аналізу [110], доцільно оперувати не просто середнім квадратичним значенням, а вказувати довірчий інтервал з відомою довірчою імовірністю, який визначається по оговореному числу вимірювань. З цією метою може використовуватись модель розподілу Стьюдента, рекомендована ГОСТ 8.207 [111] для обробки результатів багаторазових спостережень. При цьому для випадкової величини  $x$  довірчий інтервал визначається співвідношенням

$$\xi_x - \Delta p \leq x \leq \xi_x + \Delta p, \quad (3.16)$$

$$\Delta p = \bar{S}_x \frac{t_{n-1, (1+p)/2}}{\sqrt{n}}, \quad (3.17)$$

де  $t_{n-1, (1+p)/2}$  - квантіль  $t$ -розподілу Стьюдента з  $(n-1)$  ступенем свободи з імовірністю  $p$ ;

$\bar{S}_x$  - оцінка середнього квадратичного відхилення з результатів експериментів:

$$\bar{S}_x = \sqrt{\frac{1}{(n-1)} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{\xi}_x)^2}; \quad (3.18)$$

$\xi_x$  - вибіркове середнє:

$$\xi_x = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (3.19)$$

Таким чином, задаючи значення довірчої імовірності  $P$  та числа вимірювань  $n$  ( $n \geq 3$ ), за таблицею, наведеною в [110] знаходять значення

$$q = \frac{t_{n-1, (1+p)/2}}{\sqrt{n}} \quad (3.20)$$

і за формулами (3.18), (3.19) визначають величину відповідних довірчих інтервалів.

Автори [106] пропонують оцінювати достовірність методик контролю за показниками, наведеними в Таблиця 3.5.

Таблиця 3.5

Показники, що характеризують достовірність результатів контролю

Показник		Інформа- тивність
найменування	позначення	
Імовірність перебраковки	$P_{0I}$	Містить інформацію про помилки одного роду
Імовірність правильного виявлення	$P_{1I}$	
Характеристичний розмір дефекту (еквівалентна площа, умовна протяжність) при заданій імовірності правильного виявлення	$x^*$ при $P_{1I}$	
Імовірність правильного виявлення при $x=x^*$	$P_{1I}$ при $x^*$	

Продовження Таблиця 3.5

Імовірність правильного виявлення при заданій імовірності перебраковки	$P_{11}$ при $P_{01}$	Містить інформацію про помилки двох родів
Імовірність перебраковки при заданій імовірності правильного виявлення	$P_{01}$ при $P_{11}$	
Площа під кривою $P_{11}(P_{01})$	$\int_0^1 P_{11}(P_{01}) dP_{01}$	
Відношення правдоподібності	$P_{11}/P_{01} =$ $=P_{11}(P_{01})/P_{01}$	
Середнє відношення правдоподібності	$\left\langle \frac{P_{11}}{P_{01}} \right\rangle$	
Достовірність	$D =$ $=1 - (P_{10} + P_{01})$	

Важливим є також застосування статистичного критерію при наближенні контрольованого сигналу до бракувального рівня, оскільки на результати вимірювань випадковим чином впливає цілий ряд факторів. Це перш за все якість акустичного зв'язку п'єзоперетворювача з об'єктом контролю, яка залежить від шорсткості контактуючих поверхонь, наявності й типу використовуваного для створеного акустичного контакту середовища, прикладеного до п'єзоперетворювача зусилля тощо, а також від можливих помилок оператора. Крім цього, на результати вимірювань можуть впливати похибки, обумовлені акустичною неоднорідністю об'єкту контролю в приповерхневій зоні, шумами самого п'єзоперетворювача і т. інш.

Якщо результати вимірювань можна вважати такими, що належать до нормального розподілу, то грубі похибки виключають за стандартною методикою, викладеною в ГОСТ 11.002 [112]. Перевірка належності до нормального розподілу при кількості спостережень  $50 > n > 15$  здійснюється за складеним критерієм у відповідності з рекомендаціями ГОСТ 8.207 [111].

В умовах обмеженої кількості вимірювань, за умови, що  $n \geq 3$ , пропонується в роботі [110] підхід дає можливість визначати межі довірчого

інтервалу знаходження вимірюваного параметру за його математичним очікуванням та вибіркоким середнім квадратичним значенням. При цьому виходять з того, що контрольований сигнал, наприклад, величина амплітуди  $A$ , визначена за результатами серії вимірювань в довірчому інтервалі  $\xi_A \pm (\delta A)_p$  з імовірністю  $P$ , тобто

$$\xi_A - (\delta A)_p \leq A \leq \xi_A + (\delta A)_p, \quad (3.21)$$

де  $\xi_A$  - математичне очікування величини  $A$  (вибіркове середнє).

Тоді, якщо бракувальний рівень

$$A_b \leq \xi_A - (\delta A)_p, \quad (3.22)$$

то правильне відбракування здійснюється з імовірністю не нижче  $P_{11} = (1+P)/2$ , тобто якщо  $P = 0.95$ , то  $P_{11} = 0.975$ .

Якщо ж бракувальний рівень становить

$$A_b \geq \xi_A + (\delta A)_p, \quad (3.23)$$

то імовірність недобраковки становить  $P_{10} = (1-P)/2$ , тобто якщо  $P = 0.95$ , то  $P_{10} = 0.025$ .

У випадку, коли бракувальний рівень контрольованого сигналу знаходиться всередині інтервалу, то при його переміщенні від верхньої границі до нижньої значення  $P_{11}$  зростає і може бути оцінене за  $t$ -розподілом з  $(n - 1)$  ступенем свободи для параметра  $V$ , який дорівнює

$$V = \left( \frac{A_b - \xi_A}{\hat{S}_A} \right) \sqrt{n}, \quad (3.24)$$

Імовірність правильного відбракування, яка залежить від параметру  $V$ , визначається як

$$P_{11}(V) = \int_V^{\infty} \varphi_{t(n-1)}(u) du, \quad (3.25)$$

де

$$\varphi_{t(n-1)} = \frac{\Gamma\left(\frac{n}{2}\right)}{\Gamma\left(\frac{n-1}{2}\right) \sqrt{\pi(n-1)}} \left(1 + \frac{u^2}{n-1}\right)^{-\frac{n}{2}}. \quad (3.26)$$

щільність розподілу імовірності для статистики Стьюдента, де  $\Gamma(x)$  – гамма-функція.

При  $n \rightarrow \infty, A_b \leq \bar{\xi}_A$  параметр  $V \rightarrow -\infty, P_{11} \rightarrow 1$ , якщо ж  $A_b \geq \bar{\xi}_A$ , то  $V \rightarrow \infty, P_{11} \rightarrow 0$ , тобто має місце, як і вище, ступінчасте відбракування ( $P_{11} = 1$  при амплітуді сигналу від дефекту  $A > A_b$  і  $P_{11} = 0$  при  $A < A_b$ ).

Для значень  $V < 0$ , тобто  $A_b \leq \xi_A$  розрахунок  $P_{11}$  здійснюється за формулою:

$$P_{11}(V) = 1 - P_{11}(-V). \quad (3.27)$$

З урахуванням наведених в [106] результатів експериментів, які показали непридатність використання показників, що містять інформацію про помилки двох родів, оцінка здійснювалась для показників  $P_{01}, P_{11}, x^*$  при  $P_{11}$  та  $P_{11}^*$  при  $x$ .

Проведена обробка за допомогою програмного пакету MathCad результатів лабораторно-промислових випробувань розроблених технічних засобів контролю показала, що ймовірність виявлення дефектів в сталених обсадних трубах при автоматизованому контролі становить не менше 0,965, а достовірність результатів контролю при використанні серійного



ультразвукового дефектоскопу УД2-12 та розроблених акустичних блоків, допуски на параметри яких відповідають регламентованим ГОСТ 26266 [113], за умови проведення контролю атестованим за II рівнем кваліфікації оператором – не нижче 0,925, що є цілком прийнятним для даного типу контролю.

### ***Висновки***

1. Проведена експериментальна оцінка способів дефектоскопії і товщинометрії в динамічному режимі сканування, що дало можливість визначити такі параметри, як крок сканування, кут вводу та чутливість НК.

2. Експериментально досліджено характер залежності між основними параметрами контролю та характеристиками дефектів, що дало можливість інтерпретації результатів неруйнівного контролю.

3. Проведений метрологічний аналіз розроблених технічних засобів контролю ексцентриситету та овальності, який дозволив визначити, що основна відносна похибка яких не перевищує, відповідно,  $\pm 1\%$  та  $\pm 4\%$ .

4. Проведений аналіз показників якості контролю розроблених технічних засобів дефектоскопії обсадних труб, який дозволив встановити, що ймовірність виявлення дефектів в СОТ становить 0,965, а достовірність результатів контролю – не менше 0,925.

## **4. РОЗРОБКА ТА ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ТА МЕТОДИК АВТОМАТИЗОВАНОГО КОНТРОЛЮ ОБСАДНИХ ТРУБ**

### ***4.1 Розробка стаціонарної автоматизованої установки контролю обсадних труб***

Установка “Зонд-СОТ” дозволяє в автоматизованому режимі виявляти дефекти поздовжньої і поперечної орієнтації заводського походження у тілі сталених обсадних труб, визначати місце розташування цих дефектів і визначати екстремальні значення товщини стінки та овальності, а також в ручному режимі визначати групи міцності та проводити дефектоскопію різьби і інструментальний контроль труб. В основу роботи установки покладено акустичний та вихрострумівий методи контролю [60].

Імпульси ультразвукових коливань (УЗК), що випромінюються п'єзоелектричним перетворювачем акустичного датчика, через шар контактної рідини (води) вводяться в стінку обсадної труби і поширюються у ній вузьким пучком. Зустрічаючи на шляху різні види дефектів (раковини, закати, розшарування, інородні включення та ін.), імпульси УЗК відбиваються від них. Частина відбитих імпульсів УЗК попадає на приймальний п'єзоперетворювач. Останній перетворює їх в імпульси високочастотних коливань, що поступають далі на відповідні канали контролю установки.

Товщина стінок контролюється шляхом вимірювання інтервалу часу між відбитим імпульсом УЗК від зовнішньої поверхні стінки труби і першим імпульсом УЗК, відбитим від внутрішньої поверхні стінки. Величина товщини стінки відображається у цифровому вигляді в міліметрах на блоці цифрової індикації дефектоскопа.

Визначення групи міцності ґрунтується на використанні методу вихрових струмів. Імпульсний струм, що діє у котушках вихрострумівого перетворювача (ВСП) створює електромагнітне поле, яке збуджує вихрові

струми в тілі труби. Електромагнітне поле вихрових струмів, діючи на котушки ВСП, наводить в них електрорушійну силу (ЕРС), величина якої залежить від електромагнітних та фізико-механічних властивостей матеріалу.

Схема установки приведена на рисунку 4.1. Установка складається з двох основних частин: електронно-акустичної і електромеханічної. Електронно-акустична частина виготовляється НВФ “Зонд”. В якості електромеханічної частини може бути використана система транспортування і подачі труб, що забезпечує їх обертово-поступальний рух у зону контролю та можливість зміни швидкості і напрямку транспортування.

Електронно-акустична (рисунок 4.1) частина установки включає: сканер 1 призначений для розміщення акустичних блоків дефектоскопії і вимірювання товщини стінки, створення акустичного контакту акустичних блоків з поверхнею контрольованої труби і забезпечення її сканування в процесі контролю (сканер оснащений пристроями для індивідуальної установки та орієнтації акустичних блоків по відношенню до поверхні контрольованої труби, чим забезпечується незмінність кутів вводу УЗК в процесі контролю ; крім того, конструкція сканера дозволяє здійснювати контроль труб із значними викривленнями, а також слідкувати за поверхнею труби при її битті в зоні контролю); канал дефектоскопії 2, призначений для виявлення дефектів поздовжньої орієнтації в тілі труби та візуального спостереження луно-сигналів від дефектів на екрані електронно-променевої трубки(ЕПТ) дефектоскопа, проведення налаштування каналу дефектоскопії та слідкування за його дієдатністю; канал дефектоскопії 3, призначений для виявлення дефектів поздовжньої орієнтації в тілі труби та візуального спостереження луно-сигналів від дефектів на екрані ЕПТ дефектоскопа, проведення налаштування каналу дефектоскопії та слідкування за його дієдатністю; канал вимірювання товщини стінки труби, до якого входять дефектоскоп 4 та приставка-товщиномір 5 дозволяє проводити налаштування каналу і візуально контролювати цей процес за допомогою ЕПТ дефектоскопа та зчитувати покази товщини на його блоці цифрового відліку;

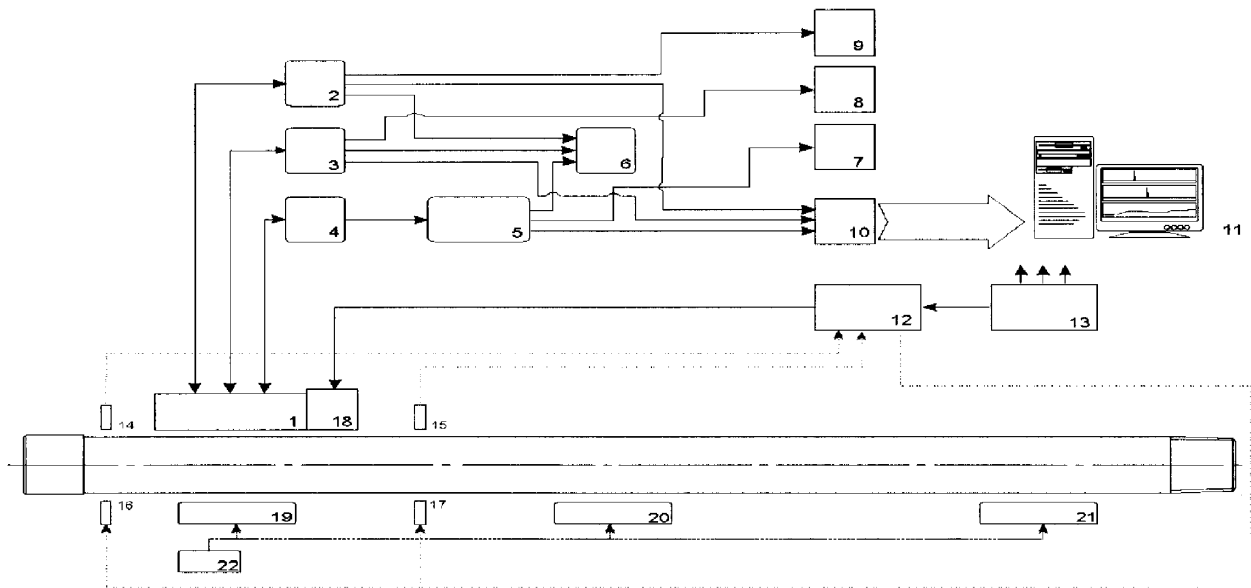


Рис. 4.1- Структурна схема установки “Зонд-СОТ”

блок автоматичного сигналізатора дефектів і відхилення товщини стінки нижче допустимого рівня; блоки реєстрації 7, 8 і 9, призначені для запису результатів контролю на діаграмний папір; комп'ютерна система спостереження та реєстрації результатів контролю, що складається із триканального аналого-цифрового перетворювача 10 та комп'ютера 11; блок керування сканером 12 призначений для керування електроприводом сканера; блок живлення 13, що забезпечує живлення схем електронних блоків та інших допоміжних кіл установки необхідною напругою; фотовипромінювачі 16, 17 та фотоприймачі 14, 15 блока керування сканером, призначені для визначення моменту опускання та піднімання сканера; електропривід сканера 18, який забезпечує піднімання та опускання сканера по сигналу блока керування у процесі ручного та автоматизованого контролю.

Конструктивно електронно-акустична частина установки виконана у вигляді пульта оператора, комп'ютерної системи та маніпулятора. Пульт оператора (рисунок 4.2) розміщений на спеціальній стійці і включає в себе наступні основні вузли і блоки: три дефектоскопи типу УД2-12 каналів виявлення дефектів поздовжньої та поперечної орієнтації і каналу товщинометрії; три стандартні самопишучі міліамперметри блоків реєстрації результатів контролю; блок автоматичного сигналізатора з світловими та звуковим випромінювачами; приставка-товщиномір ПТУ-4 каналу товщинометрії та блок живлення установки.

Комп'ютерна система спостереження та реєстрації результатів контролю складається з системного блока з процесором Pentium 166 та триканальним аналого-цифровим перетворювачем (АЦП), кольорового монітора, друкуючого пристрою та блока безперебійного живлення.

До складу маніпулятора (рисунок 4.3) входять: сканер з акустичними блоками для дефектоскопії і товщинометрії; стійка маніпулятора з кронштейном кріплення сканера; фотовипромінювачі та фотоприймачі системи керування електроприводом сканера; блок керування сканером;

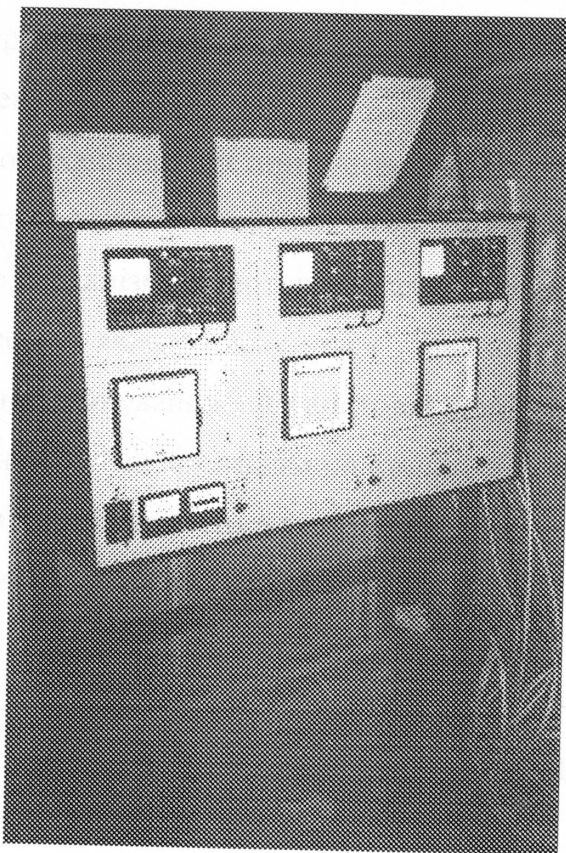


Рис.4.2-Пульт оператора

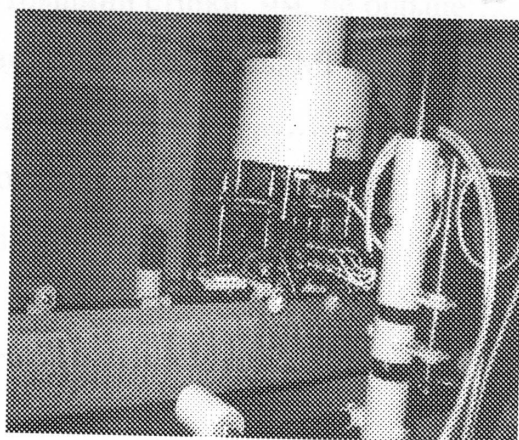


Рис.4.3-Маніпулятор

електропривід сканера з пультом дистанційного керування; штуцери для подачі води. При виготовленні акустичних блоків використовувалась п'єзоелектрична кераміка ЦТС-19. При цьому були використані рекомендації, викладені в [113-118].

У склад електромеханічної частини установки входять: силовий пульт керування 22 з контрольно-вимірювальними приладами, пусковою і захисною апаратурою; механізми обертово-поступального переміщення труб 19, 20 і 21, за допомогою яких здійснюється транспортування труб у зону контролю забезпечення сканування по гвинтовій лінії, у зоні контролю та видалення їх після контролю на приймальний стелаж.

### Технічна характеристика установки "Зонд-СОТ"

#### Геометричні розміри контрольованих труб

діаметр, мм.....	168, 245, 324
довжина, м.....	5÷13
товщина стінки, мм.....	7÷15

#### Розміри дефектів, що виявляються

глибина, % від товщини стінки.....	10±1
протяжність, мм.....	25±2.0

Похибка вимірювання товщини стінки, мм, не більше.....±0.2

Робоча частота ультразвукових коливань, МГц.....2.5÷5.0

Частота синхронізуючих імпульсів, Гц.....1000

Реєстрація дефектів і товщини, що вимірюється.....автоматична

Сигналізація результатів контролю.....світлова і  
звукова

Спосіб створення акустичного контакту.....цілинний, через  
шар води

Продуктивність контролю тіла труби, м/хв, не менше.....2

Керування роботою установки.....ручне і  
автоматичне

## Живлення

## електронно-акустична частина

напруга, В..... $220^{+22}_{-33}$ частота, Гц..... $50\pm 1$ 

## електромеханічна частина

напруга, В..... $380^{+38}_{-57}$ частота, Гц..... $50\pm 1$ 

## Споживана потужність, ВА, не більше

електронно-акустична частина.....400

електромеханічна частина.....10 000

## Габаритні розміри, мм

пульт оператора.....1090×600×435

механічна частина.....28600×3500×4000

Процес контролю обсадних труб здійснюється наступним чином.

Труба, що підлягає контролю, за допомогою рольгангів з обертово-поступальним переміщенням направляється у зону контролю. У визначений момент часу спрацьовує фотосистема керування сканером блока управління і за допомогою електроприводу опускає сканер на поверхню труби у замуфтовій зоні, після чого починається процес контролю. Труба рівномірно переміщується вздовж нерухомого сканера, в результаті чого забезпечується контроль (дефектоскопія і вимірювання товщини стінки) всієї труби з однаковим кроком.

Після закінчення процесу контролю, при виході труби із зони, фотосистема керування сканером блока керування за допомогою електроприводу забезпечує підйом сканера з поверхні труби.

Процес контролю кожної труби супроводжується автоматичною сигналізацією результатів контролю і реєстрацією (записом) їх на діаграмному папері та в пам'яті комп'ютера (з можливістю роздрукування), що можуть бути використані в якості звітної або контрольної документації.



При проведенні контролю труб в установці передбачена можливість ручного дистанційного керування переміщенням сканера (опусканням-підйомом) на будь-якій ділянці труби у зоні контролю. Даний режим використовується оператором при необхідності більш детального дослідження дефектної ділянки труби.

Експлуатація установки для комплексного автоматизованого контролю сталених обсадних труб “Зонд-СОТ” вимагає технічно грамотного обслуговуючого персоналу. Таким вимогам відповідає кваліфікація інженерів-дефектоскопістів, атестованих на другий рівень міжнародної кваліфікації.

Для обробки даних, що поступають в комп’ютер, була розроблена програма на мові програмування Delphi 4.0 з фрагментами, написаними на мові Assembler. Для роботи програма потребує комп’ютер типу Pentium 166, на якому повинна бути встановлена операційна система Windows 95 або Windows 98. Програма складається з трьох основних частин.

Перша частина служить для введення в комп’ютер даних проведення попереднього настроювання установки “Зонд-СОТ” на дефектоскопію поперечних та поздовжніх дефектів. В цій частині оператор повинен встановити п’езоперетворювач в зоні дефекту і органами настроювання дефектоскопа виставити луно-імпульс від дефекту на всю висоту екрану дефектоскопа, після чого він вводить в комп’ютер величину послаблення, виставлену при настроюванні дефектоскопа (далі ця величина використовується при побудові шкали на екрані монітору), частоту, на якій проводиться контроль, а також типи використаних п’езоперетворювачів для дефектоскопії поперечних та поздовжніх дефектів. Ці дані використовуються при документуванні результатів контролю. Далі програма зчитує дані з входів АЦП і визначає коефіцієнт, який надалі використовується при побудові діаграм на екрані.

Друга частина програми виконує функції зчитування даних з входу АЦП, проводить обробку цих даних з метою їх відображення на екрані, а

також проводить запис отриманих даних у файл в скомпресованому вигляді. Результатом роботи цієї частини програми є три діаграми на екрані: діаграми каналу дефектоскопії з метою виявлення дефектів поперечної орієнтації, каналу дефектоскопії з метою виявлення дефектів поздовжньої орієнтації, діаграма відхилення поточного значення товщини стінки від нормативного значення, а також значення максимальної, мінімальної товщини стінки по тілу труби а також поточного значення товщини (рисунок 1). В процесі роботи програми оператор має можливість ввімкнути чи вимкнути процедуру проведення усереднення зчитаних даних. Усереднення рекомендується проводити з метою виключення випадкової похибки, яка може виникнути в роботі апаратури установки чи АЦП.

В третій частині програми відбувається зчитування з файлу скомпресованих даних про результати контролю і виведення цих даних на екран та друкуючий пристрій. На екран виводяться: прізвище оператора, номер чи тип труби, час та дата проведення контролю, типи п'єзоперетворювачів, які використовуються при контролі, кути вводу ультразвукових коливань кожного перетворювача в тіло труби, а також частота, на якій проводиться контроль. Також виводиться значення мінімальної товщини стінки труби. По осі Y виводяться: для дефектоскопії – величина послаблення сигналу, дБ; для товщинометрії – товщина, мм. Діапазон шкали для дефектоскопії: від  $0.25N$  до  $1.25N$  дБ, де  $N$  – послаблення, виставлене органами управління дефектоскопа. Бракувальним рівнем при товщинометрії є зменшення товщини стінки на величину  $0.12h_{ном}$ , де  $h_{ном}$  – номінальна товщина стінки, тобто на 12% номінальної товщини. Для кращого візуального сприйняття був обраний діапазон шкали для товщинометрії:  $h_{ном} \pm 20\% h_{ном}$ . Дані, які виведені на екран монітора можуть бути виведені оператором на друкуючий пристрій. На основі отриманих даних програма видає рекомендацію щодо придатності об'єкту контролю до експлуатації.

Попередні випробування установки “Зонд-СОТ” на базі виробничого обслуговування Хрестищенського УБР показали:

- надійне виявлення штучних дефектів поздовжньої та поперечної орієнтації в тілі контрольованих зразків обсадних труб відповідного типорозміру та спрацювання світлових і звукового сигналізаторів системи АСД;
- можливість автоматичного вимірювання товщини стінки сталених обсадних труб та контролю величини її відхилення від нормативного значення з чітким спрацюванням системи АСД;
- тривалість контролю однієї обсадної труби довжиною 10м становить не більше 5 хв;
- всі агрегати, блоки, вузли і окремі елементи конструкції установки працюють нормально;
- надійну роботу комп’ютерної системи спостереження і реєстрації результатів контролю.

При проектуванні і розробці установки “Зонд-СОТ” були використані деякі результати, отримані при розробці та експлуатації комплексної спеціалізованої ультразвукової установки “Карпати” для автоматизованого контролю бурильних труб в стаціонарних умовах.

#### **4.2 Будова і робота установки та її складових частин**

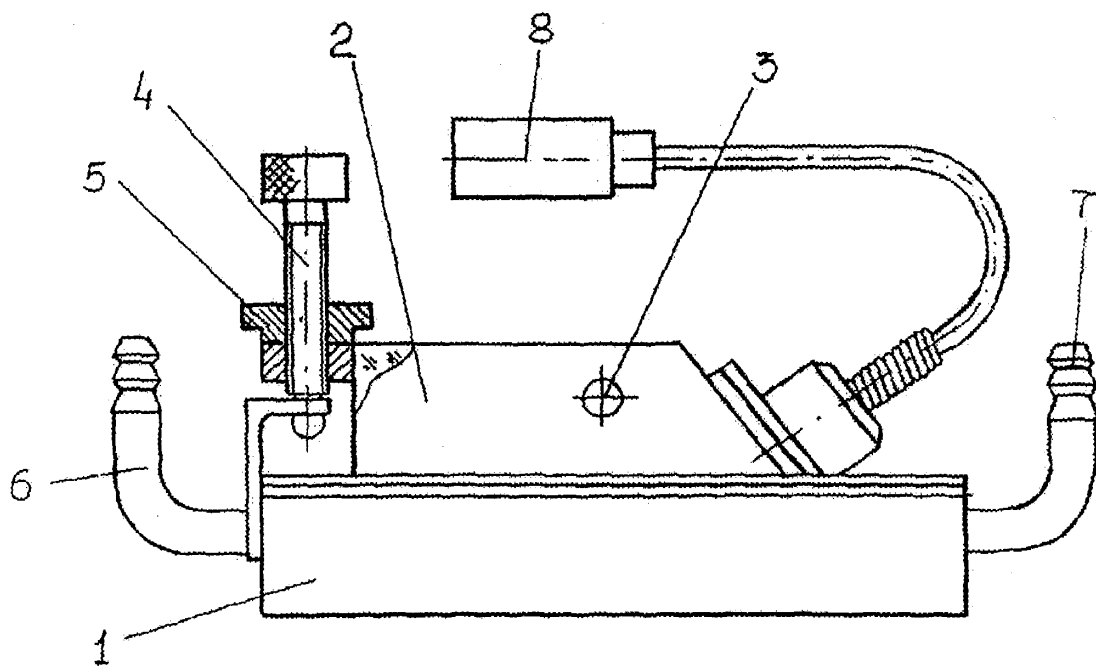
Електронна частина установки конструктивно оформлена у вигляді пульта оператора, який в робочому положенні встановлюється на спеціальній стійці (рис. 4.2).

Для перетворення електричних коливань в пружні ультразвукові, вводу ультразвукових коливань в контрольовану трубу, приймання відбитих ультразвукових коливань та зворотного їх перетворення в електричні коливання використовуються *п’езоперетворювачі*. Акустичні блоки установки комплектуються *п’езоперетворювачами*, кількість яких обумовлена вибраним способом дефектоскопії і товщинометрії, орієнтацією дефектів, що виявляються і вимогами автоматизованого процесу контролю.

*Для дефектоскопії тіла труб на наявність поперечних дефектів використовуються два акустичних блоки, кожен з яких конструктивно оформлений у вигляді п'єзоперетворювача (рис. 4.4), що фіксується у зносостійкому протекторі 1, радіус якого відповідає радіусу контрольованої труби. Отвір 3 використовується для закріплення акустичного блока у сканері. Штуцери 6 і 7 призначені для підводу в зону контролю акустичної рідини. Кут нахилу призми регулюється в межах  $\pm 3^\circ$  за допомогою гвинта 4 і фіксується гайкою 5. Роз'єм 8 призначений для під'єднання акустичного блока до з'єднувача на кронштейні 15 (рис. 4.7). Конструктивно акустичні блоки розміщені таким чином, що дозволяють проводити прозвучування труби в протилежних напрямках.*

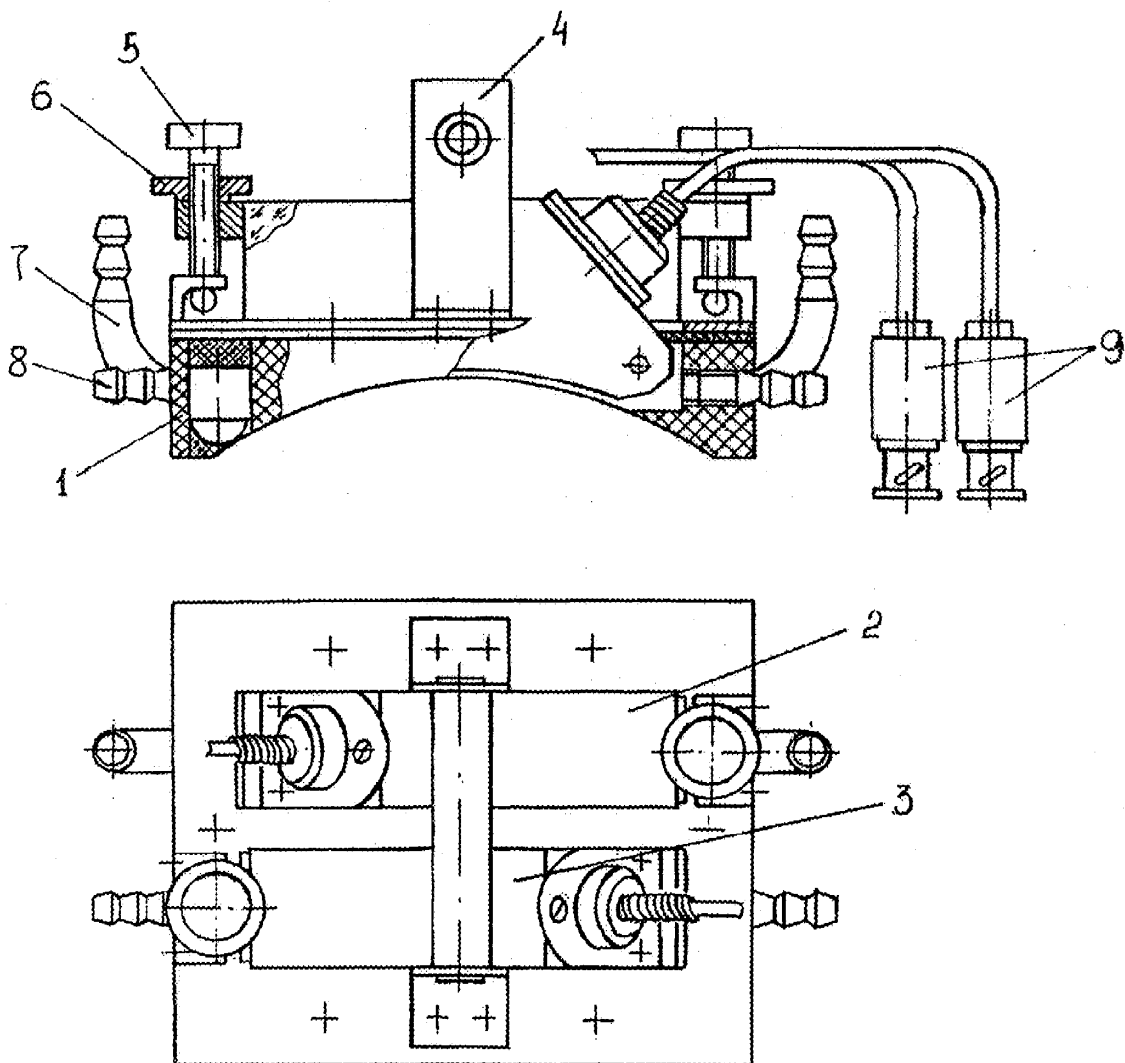
*Акустичний блок для дефектоскопії тіла труби на наявність поздовжніх дефектів конструктивно складається з двох п'єзоперетворювачів 2 і 3 (рис. 4.5) які закріплені в одному зносостійкому протекторі 1. Кожен з п'єзоперетворювачів має індивідуальний механізм регулювання кута вводу, штуцери для підводу акустичної рідини 7 і 8 та високочастотний роз'єм 9. Вузол фіксації 4 дозволяє закріпити акустичний блок у сканері. Прозвучування проводиться в площині поперечного січення, перпендикулярного до вісі труби.*

*Акустичний блок для товщинометрії (рис. 4.6) являє собою збірну конструкцію, яка складається з корпусу 1 та змінного радіального зносостійкого протектора 4, що кріпиться до корпусу гвинтом 3. Штуцери 5, 6 використовуються для підводу акустичної рідини. В корпус 1 вкручена різьбова втулка 10 з прямим роздільно-суміщеним п'єзоперетворювачем 2. Втулка з перетворювачем фіксується у вибраному положенні контргайкою 9. З обох боків корпусу 1 закріплені дві пластини 11, за допомогою яких акустичний блок кріпиться у сканері. Роз'єми 7 і 8 під'єднуються до відповідних роз'ємів на кронштейні 15 сканера (рис. 4.7).*



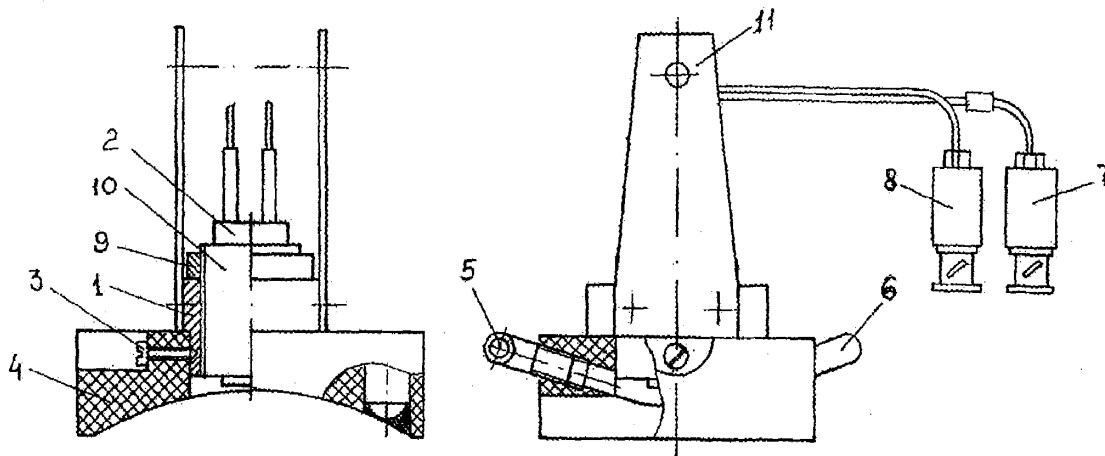
1- радіальний протектор з твердосплавними вставками; 2- п'єзоелектричний перетворювач; 3- отвір; 4- регулюючий гвинт; 5- стопорна гайка; 6, 7- штуцери для підливу води; 8- радіочастотний з'єднувач

Рис.4.4 – Акустичний блок для дефектоскопії поперечних дефектів



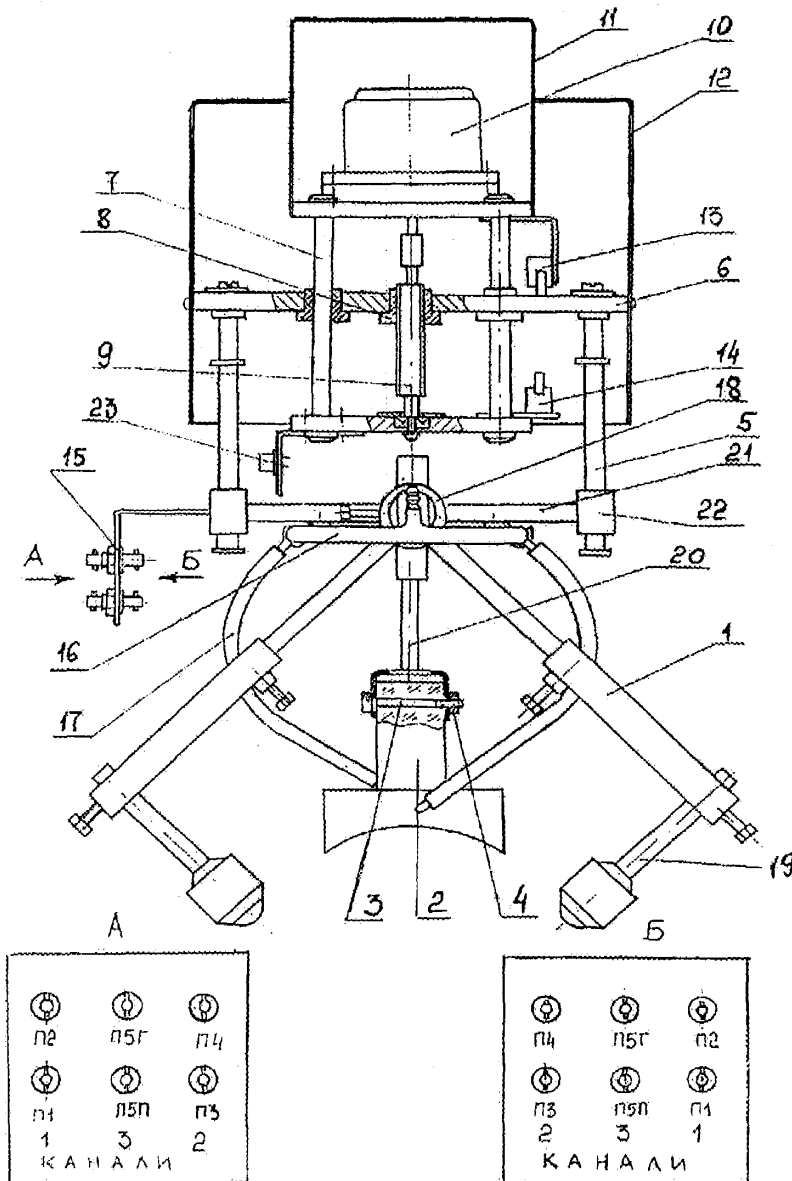
1- радіальний протектор з твердосплавними вставками;  
 2, 3- п'єзоелектричний перетворювач; 4- вузол фіксації; 5- регулюючий  
 гвинт; 6- стопорна гайка; 7, 8- штуцери для підливу води; 9- радіочастотні  
 з'єднувачі

Рис. 4.5 – Акустичний блок для дефектоскопії поздовжніх дефектів



1- корпус; 2- п'єзоелектричний перетворювач; 3- гвинт; 4- змінний протектор; 5, 6- штуцери; 7, 8- радіочастотні роз'єми; 9- контргайка; 10- втулка; 11- пластини

Рис. 4.6 – Акустичний блок для товщинометрії стінки труб



1- скануючий пристрій; 2- акустичний блок; 3- гвинт-вісь; 4, 8- гайка;  
 5- стійка; 6- пластина; 7- направляюча; 9- гвинт; 10- електродвигун;  
 11- нерухомий кожух; 12- рухомий кожух; 13, 14- мікроперемикач;  
 15- кронштейн з радіочастотними з'єднувачами; 16- колектор;  
 17- гумова трубка; 18- трубка; 19- опора; 20- вилка-тримач; 21- рамка;  
 22- втулка; 23- роз'єм

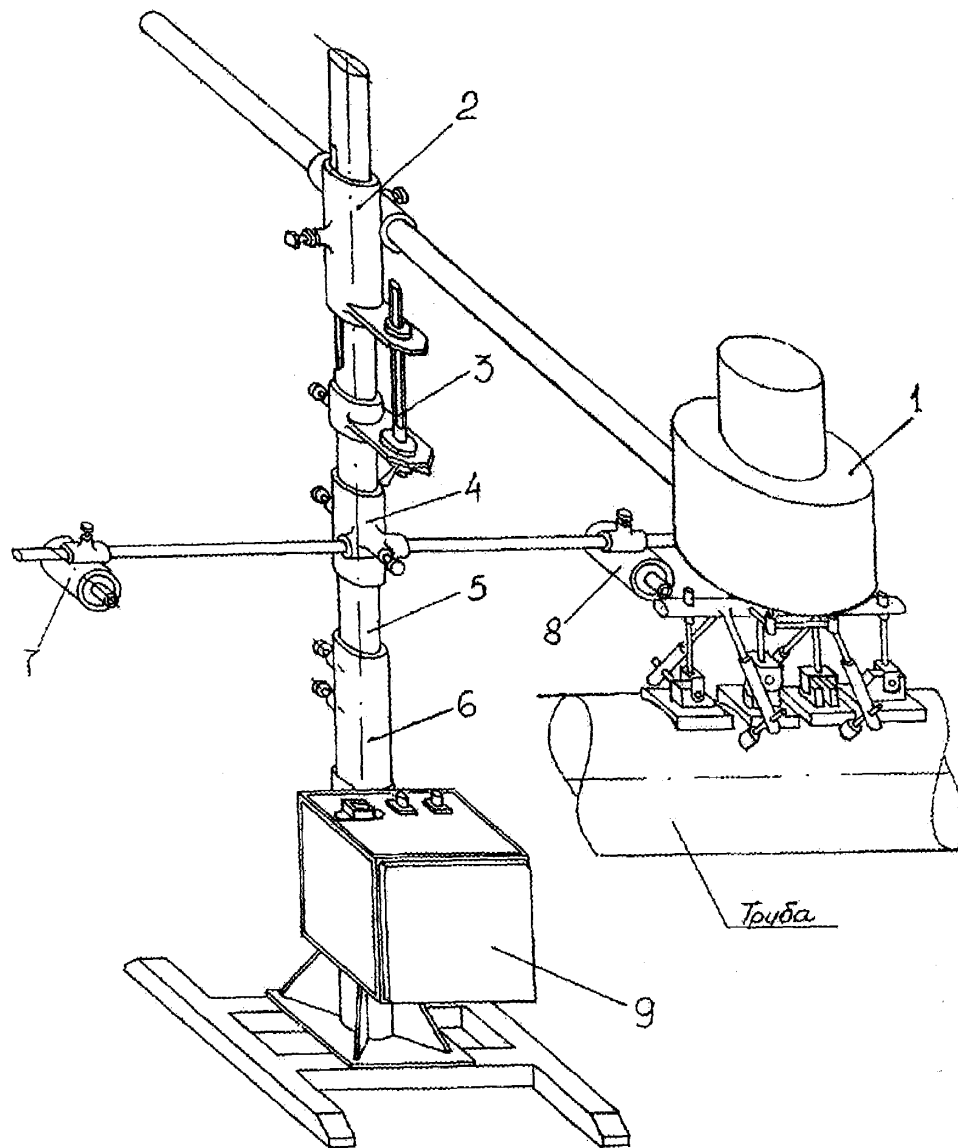
Рис. 4.7 – Загальний вид сканера



*Механізм сканування та інформаційного зв'язку (сканер)* конструктивно об'єднує скануючий пристрій з електроприводом (рис. 4.7) і закріплюється у маніпуляторі (рис. 4.8).

*Скануючий пристрій 1* (рис. 4.7) призначений для забезпечення чіткої фіксації акустичних блоків 2 на поверхні труби в процесі здійснення неперервного контролю у динамічному режимі сканування і підведення рідини до акустичних блоків за допомогою колектора 16. Конструктивно скануючий пристрій являє собою несучу трубку 18, з чотирма опорами 19, які встановлюються на контрольованій трубі. В залежності від типорозміру труби регулюються оптимальна висота і відстань між опорами 19. До трубки 18 кріпляться чотири вилки-тримачі 20, в яких за допомогою гвинта-вісі 3 і гайки 4 фіксуються акустичні блоки. Конструкція забезпечує рухомість блоків, що дозволяє вибрати для них оптимальне положення, проте, під час контролю акустичні блоки займають чітко фіксоване положення на поверхні труби. Для зв'язку скануючого пристрою з електроприводом до трубки 18 приварено рамку 21 з втулками 22. До рамки кріпиться кронштейн з високочастотними з'єднувачами 15, за допомогою яких здійснюється інформаційний зв'язок акустичних блоків з пультом оператора.

*Електропривід* призначений для маніпуляції скануючим пристроєм (піднімання і опускання). *Механічний зв'язок скануючого пристрою з електроприводом* забезпечують стійки 5 (рис. 4.7) та гайка 8, які закріплені у пластині 6, що рухається по направляючих 7. За допомогою електродвигуна 10 гвинт 9 приводиться в обертання і забезпечує переміщення пластини 6 і разом з нею самого скануючого пристрою. Переміщення обмежується за допомогою двох мікроперемикачів 13 і 14. Конструкція захищена двома кожухами 11, 12, один з яких - рухомий.



1- сканер; 2, 4- фіксатори-тримачі; 3- гвинт; 5- стійка; 6- підставка;  
7, 8- фотоприймачі; 9- блок керування маніпулятором

Рис 4.8 – Загальний вид маніпулятора

*Маніпулятор* являє собою стійку 5 (рис. 4.8) закріплену у підставці 6 - це дозволяє змінювати висоту стійки в залежності від особливостей монтажу установки. На стійці за допомогою фіксаторів-тримачів 2,4 на необхідній висоті у взаємоперпендикулярних напрямках кріпляться труби на яких монтується сканер 1 і фотоприймачі 7,8. Гвинт 3 використовується для регулювання висоти сканера в залежності від діаметра контрольованої труби. В нижній частині маніпулятора хомутами до підставки 6 кріпиться блок керування маніпулятором 9, через який здійснюється живлення електродвигуна і фотодатчиків, а також керування процесом піднімання і опускання сканера в автоматичному режимі. *Блок фотоприймачів* використовується для одержання інформації про наявність труби в зоні контролю і працює сумісно з фотоприймачами маніпулятора. Блок складається з фотовипромінювачів 7, 8, які фіксуються на трубі в стійці 5 фіксатором-тримачем 4.

Робота в режимі дефектоскопії ведеться за суміщеною схемою. З генератора дефектоскопа імпульси високочастотних електричних коливань через пульт оператора подаються на п'єзоелемент акустичного блока і збуджують його. Ультразвукові імпульси, які виникають в результаті збудження п'єзоелементу через шар контактної рідини, вводяться в об'єкт контролю і, після відбиття від можливих дефектів, поступають на той самий п'єзоелемент акустичного блока, а з нього на вхід приймального тракту дефектоскопа. Після цього УЗК поступають на вхід приймального тракту дефектоскопа, на екрані якого відображаються у вигляді луно-імпульсів.

*Робота в режимі товщинометрії* ведеться за роздільно-суміщеною схемою. З генератора дефектоскопа імпульси високочастотних електричних коливань подаються на випромінюючий п'єзоелемент акустичного блока і збуджують його. Імпульси УЗК, які виникли в результаті збудження через шар контактної рідини вводяться в об'єкт контролю і, після відбиття від його зовнішньої та внутрішньої поверхонь, поступають на приймальний п'єзоелемент акустичного блока, а з нього на вхід приймального тракту

дефектоскопа. З виходу дефектоскопа протектовані луно-імпульси позитивної полярності поступають на вхід товщиноміра ПТУ-4, де утворюють вимірювальний прямокутний імпульс, тривалість якого дорівнює інтервалу часу між луно-імпульсами, що відбиваються від зовнішньої та внутрішньої поверхонь об'єкту контролю. Далі вимірювальний імпульс іде двома шляхами: перший - на цифровий блок та екран дефектоскопа, другий - на вихід приставки-товщиноміра, призначений для підключення реєструючого пристрою.

#### ***4.3 Система реєстрації та документування результатів проведення контролю нафтогазового інструменту та обладнання акустичним методом***

Одним із критеріїв оцінки якості неруйнівного контролю і достовірності його результатів є реєстрація, інтерпретація та документування результатів вимірювань [119].

Традиційно реєстрація дефектів при проведенні акустичного контролю нафтогазового обладнання та інструменту проводиться за допомогою апаратних засобів – таких як світлова та звукова сигналізація [75]. Так, при проведенні неруйнівного контролю акустичним луно-імпульсним методом, оператор, який проводить контроль, ґрунтуючись на показах дефектоскопа вимірює амплітуду луно-імпульсу від дефекту, його протяжність і, в залежності від отриманих даних, визначає придатність об'єкту контролю.

Суб'єктивний фактор, що вноситься оператором, визначається ймовірністю точного безпомилкового та своєчасного виконання оператором на протязі часу контролю всіх доручених йому функцій по контролю об'єкту в заданому виробничому середовищі. При цьому важливими є такі риси оператора як кваліфікація, інтелектуальний рівень, вольові якості.

Використання в якості реєструючого пристрою самопишучого пристрою (наприклад, амперметра), також має свої недоліки, основна з яких полягає в тому, що самопишучий прилад є досить інерційним пристроєм,

тобто, якщо на вході такого пристрою відбувається швидка зміна величини сигналу (імпульс у формі піку), то самописець не встигне зареєструвати такий короткочасний імпульс. Також при великій швидкості проведення контролю такий імпульс буде практично не помітний і на екрані дефектоскопа. Вказані недоліки не дозволяють застосовувати самопишучі пристрої при механізованому контролі труб нафтового сортаменту, швидкість якого досягає понад 2 м/с.

Тому виникає необхідність застосування автоматизованих систем неруйнівного контролю на базі мікропроцесорної техніки, в яких реєстрація, обробка та документація результатів відбувалась би незалежно від оператора, функції якого полягають в проведенні попереднього настроювання апаратури на контроль та спостереженні за загальним функціонуванням системи [120, 121]. Враховуючи вищенаведене, в науково-виробничій фірмі “Зонд” на замовлення АТ “Укргазпром” була розроблена стаціонарна установка “Зонд-СОТ” для автоматизованого комплексного неруйнівного контролю акустичним методом сталених обсадних труб діаметром 168, 245 та 324 мм, в склад якої входить комп’ютеризована система реєстрації та документування результатів контролю.

Комп’ютеризована система дозволяє реєструвати виявлені дефекти поздовжньої і поперечної орієнтації заводського походження в тілі сталених обсадних труб і виміряну товщину стінки труби. Точність зареєстрованих даних визначається точністю вимірювальної апаратури (дефектоскоп, приставка-товщиномір), похибка визначення товщини стінки труби не перевищує  $\pm 0.15$  мм.

Електронно-акустична частина установки включає в себе триканальну систему, в якій два канали працюють в режимі дефектоскопії з метою виявлення дефектів поздовжньої та поперечної орієнтації, а третій канал працює в режимі неперервного вимірювання поточного значення товщини стінки. З аналогового виходу кожного каналу інформація про результати контролю поступає на вхід АЦП. Програма зчитує дані з виходу АЦП,

обробляє їх і виводить на екран монітора у вигляді діаграм. Після завершення контролю програма виводить на друкуючий пристрій інформацію про результати та параметри контролю.

Для обробки даних, що поступають в комп'ютер, була розроблена програма на мові програмування Turbo Pascal 7.1 з фрагментами, написаними на мові Assembler. Програма складається з трьох основних частин.

Перша частина служить для введення в комп'ютер даних про проведення попереднього настроювання установки "Зонд-СОТ" на дефектоскопію поперечних та поздовжніх дефектів. В цій частині оператор повинен встановити п'єзоперетворювач в зоні дефекту і органами настроювання дефектоскопа виставити луно-імпульс від дефекту на всю висоту екрану дефектоскопа, після чого він вводить в комп'ютер величину послаблення, виставлену при настроюванні дефектоскопа (далі ця величина використовується при побудові шкали на екрані монітору), частоту, на якій проводиться контроль, а також типи використаних п'єзоперетворювачів для дефектоскопії поперечних та поздовжніх дефектів. Ці дані використовуються при документуванні результатів контролю. Далі програма зчитує дані з входів АЦП і визначає коефіцієнт, який надалі використовується при виведенні діаграми на екран.

Друга частина програми виконує функції зчитування даних з входу АЦП, проводить обробку цих даних з метою їх відображення на екрані, а також проводить запис отриманих даних у файл в скомпресованому вигляді. Результатом роботи цієї частини програми є три діаграми на екрані: діаграми каналу дефектоскопії з метою виявлення дефектів поперечної орієнтації, каналу дефектоскопії з метою виявлення дефектів поздовжньої орієнтації, діаграма відхилення поточного значення товщини стінки від нормативного значення, а також значення максимальної та мінімальної товщини стінки по тілу труби.

В третій частині програми відбувається зчитування з файлу скомпресованих даних про результати контролю і виведення цих даних на

екран. Дані виводяться у вигляді діаграм (рисунок 4.9). Також на екран виводяться: прізвище оператора, номер чи тип труби, час та дата проведення контролю, типи п'єзоперетворювачів, які використовуються при контролі, кути вводу ультразвукових коливань кожного перетворювача в тіло труби, а також частота, на якій проводиться контроль. Також виводиться значення мінімальної товщини стінки труби. По осі Y виводяться: для дефектоскопії – величина послаблення сигналу, дБ; для товщинометрії – товщина, мм. Діапазон шкали для дефектоскопії: від  $0.25N$  до  $1.25N$  дБ, де  $N$  – послаблення, виставлене органами управління дефектоскопа. Так, на діаграмі каналу поздовжньої дефектоскопії послаблення становить 14 дБ, однак дефект на трубі може мати більшу відбиваючу поверхню, ніж штучний дефект на зразку, тому, щоб реально оцінити амплітуду луно-імпульсу від дефекту, використовується діапазон від 3.5 до 17.5 дБ. Бракувальним рівнем при товщинометрії є зменшення товщини стінки на величину  $0.12h_{ном}$ , де  $h_{ном}$  – номінальна товщина стінки, тобто на 12% номінальної товщини. Для кращого візуального сприйняття був обраний діапазон шкали для товщинометрії:  $h_{ном} \pm 20\% h_{ном}$ . Дані, які виведені на екран монітора можуть бути виведені оператором на друкуючий пристрій. На основі роздрукованих даних можна визначити придатність труби до експлуатації.

На рисунку 4.9 представлені результати проведення неруйнівного контролю труби на ділянці з трьома штучними дефектами поперечної орієнтації, які мають різну відбиваючу поверхню, та одним дефектом поздовжньої орієнтації. Номінальна товщина стінки труби становить 11 мм.

На діаграмі каналу поздовжньої дефектоскопу чітко видно луно-імпульс від дефекту. На діаграмі каналу поперечної дефектоскопії видно три луно-імпульси від штучних дефектів. Як видно з діаграми каналу товщинометрії, на цій ділянці відбувається зниження товщини стінки до значення 8.5 мм, тобто до величини, меншої за допустиму (мінімальне значення становить приблизно 9.6мм).

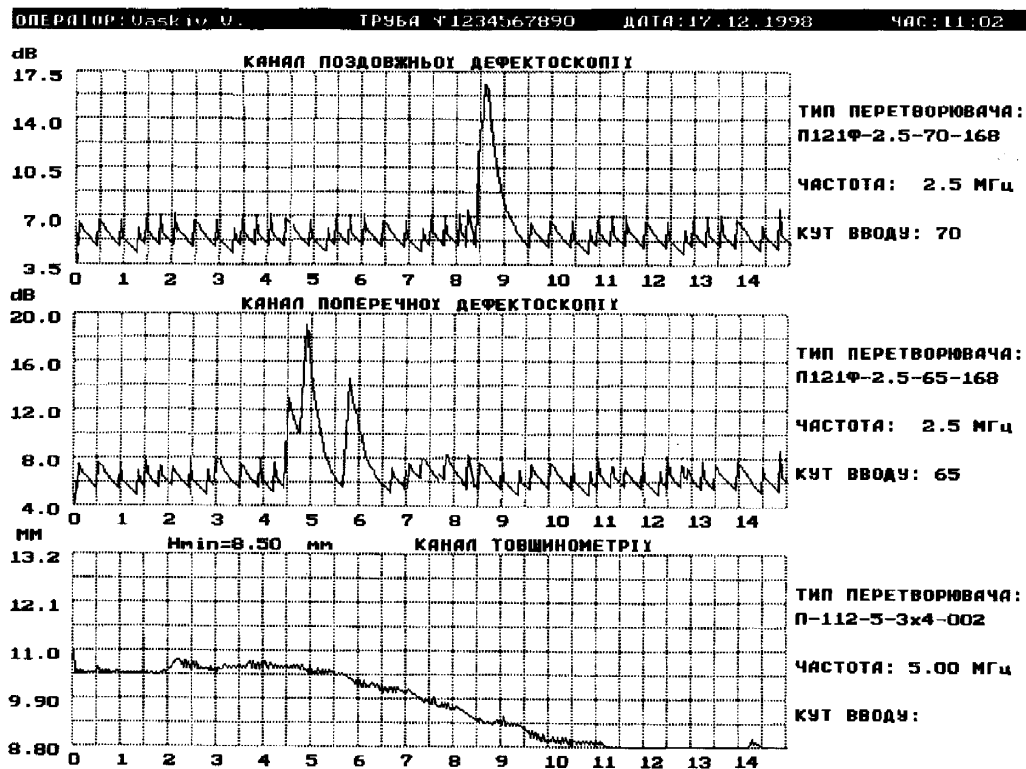


Рисунок 4.9 – Діаграми обробки результатів неруйнівного контролю



Компресія даних необхідна в зв'язку з великою кількістю інформації, що поступає до комп'ютера. Контроль однієї труби довжиною 10 м триває приблизно 5 хвилин. Зчитування з АЦП відбувається з частотою 1 кГц, тобто 1000 значень за секунду з кожного каналу. Якщо дані записувати в файл без компресії, то (при виділенні для одного зчитаного числа 2 байт пам'яті – число типу *word* в межах від 0 до 65535), для інформації, що поступає з трьох каналів, необхідно буде створити файл розміром приблизно:  $1000 * 3 * 5 * 60 * 2 = 1\,800\,000$  байт, тобто ~1,75 Мб.

Фрагмент програми, в якому відбувається компресія даних і запис їх в файл, приведений нижче [122].

```

if (abs(flaw_data-data_pr)<3) and (length<65535)
then
    inc(length) else
begin
    write(datafile,length,data_pr);
    length:=1;
    data_pr:=flaw_data;
end;
```

Використовується компресія за принципом: з АЦП зчитується число *flaw\_data*. Якщо величина цього числа незначно відрізняється від попередньо зчитаного числа *data\_pr* (тобто, відрізняється на рівень, близький до рівня шумів – в даному випадку, це 3 одиниці), то відбувається нарощення змінної *length*, яка містить в собі кількість таких значень. Перевірка другої умови в операторі розгалуження (*length<65535*) пов'язана з тим, що кількість підрахованих чисел не повинна перевищувати 65535, оскільки змінна *length* має тип *word*. Відхилення визначається як модуль різниці значень *flaw\_data* і *data\_pr*. В разі перевищення цього рівня, в файл *datafile* записується

підрахована кількість значень та величина числа. Такий простий метод компресії дозволяє зменшити розмір файлу в 10-15 разів [123].

Результатом застосування комп'ютеризованої системи обробки і документації результатів неруйнівного контролю є можливість підвищення продуктивності контролю в 2-3 рази та документальне оформлення результатів контролю.

#### **4.4 Аналіз результатів впровадження розроблених засобів**

Були проведені приймальні випробування дослідного зразка установки “Зонд-СОТ” у відповідності до “Програми і методики приймальних випробувань УНК - 1.00.000”, затвердженої Головою приймальної комісії.

Дані і результати випробувань установки відповідно до програми і методики випробувань наведені у Таблиця 4.1.

Таблиця 4.1

Дані і результати випробувань установки Зонд-СОТ відповідно до програми і методики випробувань

Зміст випробувань	Основні характеристики, параметри, розміри		Методика випробувань	Обладнання	Результати випробувань
	ТЗ	Паспорт			
Комплектність, маркування, упакування	-	п.4, п.6 п. 15	п.11.3 (по УНК - 21.00.00.000ПМ п.11.1 п.11.2	візуально візуально візуально	відповідає відповідає відповідає
Наявність паспортів на покупні вироби	-	-	-	візуально	на всі комплектуючі паспорта є в наявності
Маса електронно-акустичної частини установки:	-	п.3.26	п. 11.11	вага товарна РП- 1Ш 13м	120 кг
Довжина кабелю живлення	-	п. 3.19, не менше 6 м	п.11.8	рулетка ЗПКЗ-20БУТ/1	15 м
Споживана потужність	п. 4.4	п.3.14, не перевищує 1.6 кВА	п. 11.5	амперметр Д 566 вольтметр 564	відповідає

Продовження Таблиця 4.1

Тривалість підготовки до роботи	п. 4.11	п.3.21	п. 11.10	годинник технічний ТЧ	відповідає
Тривалість контролю	-	п.3.20, не більше 6 хв.	п. 11.9		
Тривалість безперервної роботи	п.4.10	п.3.21, не менше 8 год.	п.11.10	годинник технічний ТЧ	відповідає
Габаритні розміри установки:	-	п. 3.27	п. 11.12	рулетка ЗПКЗ-20БУТ/1	
Умовна чутливість	п.4.14.1; не менше 16±6 дБ при виявленні дефектів довжиною - 25±0,2 шириною - 1,5± 0,15	п.3.3	п.11.13; 11.15	комплект КОУ-2, КОУ-2М, дефектоскоп УД2-12	відповідає
Параметри перетворювачів: - частота максимуму перетворення;  - відхилення кута вводу;  відстань між точкою виходу УЗК та міткою на корпусі ПЕП;  стріла ПЕП	п. 4.14.3 не більше ±0,25 для частоти 2,5 МГц; і ±0,5 для частоти 5,0 МГц  п.4.14.5; не більше ±2°  п.4.14.4; не перевищує 1 мм  п.4.14.4; не більше ±2 мм	п.3.10 не більше ±0,25 для частоти 2,5 МГц; і ±0,5 для частоти 5,0 МГц  -  -  -	п.11.17  п.11.19  п.11.18  п.11.18	осцилограф універсальний С1-120, генератор синусоїдальних сигналів Г4-154, частотомір ЧЗ-63  комплект КОУ-2, КОУ-2М лінійка лінійка  лінійка	відповідає  відповідає  відповідає
Вимірювання твердості з похибкою	-	п.3.16	п.11.23	твердомір ТДМ-1	відповідає
Вимірювання товщини з похибкою	-	п.3.4, п.3.5 не більше ±0.2 мм	п.11.21	товщиномір ТУЗ - 1	відповідає

Установка пройшла метрологічну атестацію в органах Держстандарту України.

Для оцінки функціональних можливостей установки проводився комплексний контроль сталених обсадних труб в умовах бази виробничого обслуговування Хрестищенського відділення бурових робіт. Технічні засоби, які входять до складу установки, і методики дозволяють проводити наступні види контролю:

1) в автоматизованому режимі:

- виявляти дефекти поздовжньої і поперечної орієнтації в тілі СОТ;

- здійснювати безперервне вимірювання товщини стінки тіла СОТ;

2) в ручному режимі:

- виявляти дефекти поперечної орієнтації у різьбовій ділянці ніпельної частини СОТ;

- виявляти дефекти поперечної орієнтації у різьбовій ділянці муфт СОТ;

- визначати твердість поверхневого шару СОТ;

- проводити інструментальний контроль.

Установка відповідає вимогам, встановленим в ТЗ та технічній документації, практична в експлуатації, відповідає вимогам “Правил безпеки в нафтогазодобуваючій промисловості” НАОП-1.1.21-1.01-74.

### ***Висновки***

1. Розроблена стаціонарна устано±вка комплексного неруйнівного контролю обсадних труб “Зонд-СОТ”.

2. Розроблена система реєстрації та документування результатів неруйнівного контролю обсадних труб, яка може бути використана при контролі іншого нафтогазового інструменту та обладнання акустичним методом НК.

3. Розроблені технічні засоби неруйнівного контролю сталевих обсадних труб впроваджені у виробництво на базі виробничого обслуговування Хрестищенського ВБР.

## ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

1. У дисертації наведене теоретичне узагальнення і нове вирішення наукової задачі контролю якості осадних труб, що полягає в розробці необхідних для проведення автоматизованого контролю способів, методів, технічних засобів та нормативних документів, впровадження яких сприяє попередженню відмов.

2. В результаті аналізу причин відмов і поломок сталених осадних труб в процесі їх експлуатації визначено, що серед основних параметрів СОТ (відсутність дефектів типу порушення суцільності металу, відповідність фізико-механічних характеристик та товщини труби нормованим значенням), які відповідають за експлуатаційну надійність обсадної колони і можуть бути визначені методами неруйнівного контролю, є овальність та ексцентриситет.

3. На основі проведених теоретичних досліджень аналітично визначені та експериментально перевірені основні параметри автоматизованого акустичного контролю труб: кут вводу акустичних коливань для виявлення поздовжніх дефектів складає  $65^\circ$ , поперечних –  $70^\circ$ . Встановлено, що чутливість при виявленні дефектів повинна складати не менше 30 дБ, крок сканування – не менше 30 мм, що дозволяє надійно виявляти (96%) та реєструвати в реальному масштабі часу дефекти розмірами за ГОСТ 632-80 при швидкості контролю до 2 м/хв.

4. На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень встановлені аналітичні залежності, розроблені способи та технічні засоби для визначення овальності та ексцентриситету СОТ, що є необхідним для розрахунку та формування оптимальної конструкції обсадної колони.

5. Експериментально досліджено характер залежності між інформативними параметрами акустичного контролю та характеристиками дефектів, зокрема показано, що:

- залежність між глибиною штучного дефекту і максимальною амплітудою відбитого від нього ультразвукового сигналу описується поліномом другого порядку. Коефіцієнт кореляції складає 0,989, відносна приведена похибка визначення глибини дефекту не перевищує 12,4 %;

- встановлено можливість визначення еквівалентної площі дефекту, використовуючи дані про умовні глибину і довжину дефекту – існує лінійна залежність між інтегральним значенням огинаючої амплітуди луно-сигналу від дефекту та площею дефекту. При цьому коефіцієнт кореляції складає 0,993.

6. В процесі проведених теоретичних та експериментальних досліджень розроблено та впроваджено у виробництво комплекс технічних засобів і технологій, які дозволяють проводити автоматизований вхідний контроль якості обсадних труб. Економічний ефект від впровадження автоматизованої установки контролю якості обсадних труб тільки на одному буровому підприємстві складає не менше 150 тис.грн. на рік.

7. Запропоновані в дисертаційній роботі методики та отримані результати можуть бути використані при вирішенні аналогічних задач в інших галузях промисловості.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Шнипко А.С. Промышленность Украины на переломе веков. В зб.: Якість в Україні – шлях до відродження, шлях в Європу. Матеріали 7-го Міжнар. форуму “Дні якості в Києві-98”. – К.: Українська асоціація якості, Міжгалузевий центр якості “ПРИРОСТ”. – 1999. - 152 с.
2. Суригала Я., Пухович О., Братичак М. Значення нафти в паливно-енергетичній економіці// Нафтова і газова промисловість. – 1999. – №2. – С. 3 - 6.
3. Nacicenovic N., Grubler a., Mc.Donald A. Global Energy Perspectives. П ASA Cambrige, 1998. – 300 p.
4. Національна програма “Нафта і газ України” до 2010 року. – К.: 1993. – 62 с.
5. Chabrelie M.-F., Maisonnier G. Natural Gas in the World/ 1988 Survey. CEDIGAZ, 1988. 144 p.
6. Карпаш О.М., Зінчак Я.М., Кійко Л.М., Цюцяк І.І., Козоріз А.В. Надання послуг з неруйнівного контролю та технічної діагностики в світлі вимог системи якості НВФ "Зонд"// Тези. доп. на 4 Міжнар. наук.-техн. конф. "Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики промислового обладнання". - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 1999. - С. 67 – 71
7. В.И.Уваров, С.С.Тароянц, Н.А.Кашеев, А.С.Седыхов, В.В.Пивнев. Современные проблемы контроля бесшовных толстостенных труб на отечественных металлургических заводах // Дефектоскопия. – 1999. – №8. – С.78-85.
8. Карпаш О.М., Крижанівський Є.І., Криничний П.Я., Мигаль І.Г., Рибчин І.Й., Зінчак Я.М. Неруйнівний контроль труб нафтового сортаменту: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ.: Факел, 2001. – 380 с.: іл.
9. Карпаш О.М., Зінчак Я.М., Кійко Л.М. Діагностика та безпека бурового і нафтогазового обладнання та інструменту / Доп. Міжнар. наук.-техн. конф. "Надійність машин та прогнозування їх ресурсу". - Івано-Франківськ. - 2000. - С. 20 – 25.



10. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. - 2-е изд. - М.: Недра, 1988. - 279 с. Илл.
11. Нафта і газ України // Артемчук І.О., Барановський М.І., Білик С.Ф. та ін. – К.: Наукова думка, 1997. – 380 с.
12. M.C. Mayer, V.A. Dale Methods for Evaluating the Quality of Oilfield Tubular Inspections
13. Измайлов Л.Б. Методы повышения долговечности обсадных колонн. – М.: Недра, 1984.
14. Гайворонский А.А., Цыбин А.А. Крепление скважин и разобщение пластов. – М.: Недра, 1981.
15. Еремеев Ю.А. Повреждение обсадных труб неустойчивыми породами. Обзор «Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства». – М., ВИЭМС, 1979.
16. Еремеев Ю.А., Леонов Е.Г., Филатов Б.С. О сопротивляемости обсадных труб неравномерному сминающему давлению соленых пород. – Нефтяное хозяйство, 1974, №1, с.7-13.
17. Измайлов Л.Б. Современные способы предупреждения повреждений обсадных колонн. – Бурение, М., ВНИИОЭНГ, 1978.
18. Кисельман М.Л. Износ и защита обсадных колонн при глубоком бурении. – М.: Недра, 1971.
19. Мамедов А.А. Предотвращение нарушений обсадных колонн. – М.: Недра, 1990.
20. Мамедов А.А. Нарушение обсадных колонн при освоении и эксплуатации скважин и способы их предотвращения. - М.: Недра, 1974. - 200 с.
21. Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing. API recommended practice 5C1(RP 5C1), fifteenth edition, May 31, 1987.
22. ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия.
23. Валеев И.М., Шевелев Н.Л., Трещанин С.В. Контроль качества обсадных колонн нефтяных скважин с учетом их назначения и условий эксплуатации. - Тр. ВНИИТнефть, Куйбышев, 1995, с. 79 - 84.

24. Баштанников Л.А., Копей Б.В. Надежность бурильных и обсадных труб и контроль качества их материала. – М.: ВНИИЭгазпром, 1987, 53. Обз. информ. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин, вып. 1.
25. Саркисов Г.М. Расчёты бурильных и обсадных колонн. – М.: Недра, 1971. – 208 с.
26. РД 39-2-411-80. Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. – Введ. 10.10.1980. – Куйбышев: Б.и., 1981. – 80 с. – В надзаг.: ВНИИ разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб.
27. РД 39.7/1-0001-89. Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин: Введ. 01.12.1989. – Куйбышев: Б.и., 1989. – 196 с. – В надзаг.: ВНИИ разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб.
28. А.В. Андриянов. Аппроксимация формы поперечного контура нарезных труб нефтяного сортамента при расчёте их несущей способности. // Увеличение ресурса нарезных труб нефтяного сортамента: Сборник научных трудов. – Куйбышев: Гипровостокнефть, 1983. – С. 117-119.
29. Двоглазов И.А. Михайленко В.И., Березина Н.А. Контроль износа стальных бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций. – Машины и нефтяное оборудование, №3, 1981, с. 9-11.
30. ДСТУ 2865-94. Контроль неруйнівний. Терміни та визначення.
31. Приборы для неразрушающего контроля материалов и изделий. - В 2-х кн. Кн.1. / Под ред. В.В. Клюева. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.:Машиностроение, 1986. - 488 с.
32. Неразрушающий контроль. В 5-ти кн. Кн.1. Общие вопросы. Практическое пособие. / Под ред. Сухорукова В.В. - М.: Высш. школа, 1992. - 242 с. Илл.
33. К вопросу о чувствительности методов к выявлению усталостных трещин / Заклуный А.И., Фельдман Л.С., Сабадаш А.И. и др.// Дефектоскопия, 1977, N 2, с. 123-125.

34. Пасси С.Х. Конъюнктурный обзор внешнего рынка средств неразрушающего контроля качества материалов и изделий. - М.: ЦНИИТЭИприборостроения, 1989. - 36с.
35. Сыркин М.М. Повышение достоверности автоматизированного ультразвукового контроля // Дефектоскопия – 2003, № 2. – С.11-23
36. Розробка керівного нормативного документу “Інструкція по проведенню неруйнівного контролю труб нафтового сортаменту”: Звіт про НДР (проміжний) / НВФ “Зонд”. - № держреєстрації 0195U008513. – Івано-Франківськ, 1995. – 90 с.
37. В.А.Бархатов. Развитие методов ультразвуковой дефектоскопии сварных соединений // Дефектоскопия, - 2003, №1. – С.28-55.
38. Требин А.Г., Гнедов Д.В. Методы и средства неразрушающего контроля нефтепромысловых труб, применяемые инспекционными компаниями США. - Тр. ВНИИТнефть.// Нефтепромысловые трубы. - Вып. 5, с. 128-136. - Куйбышев, 1974.
39. The Inspection Services. How good are they Drilling, 1988, v. 58, №5, p. 73-78
40. Tuboscope Mill Inspection Systems. Top Quality Tubular Flaw Detection, Look Catalog. Houston, Texas, 1992-1993, USA
41. Vetco Inspection Division. Prospect 1989-1990 (USA)
42. Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits. API recommended practice 7G(RP 7G), Twelfth edition, May 1, 1987
43. Recommended Practice for Field Inspection of New casing, Tubing and Plain-End Drill Pipe. API recommended practice 5A5(RP 5A5), third edition, June 15, 1987
44. Specification for Drill Pipe (Combination of Former Specs 5A and 5AX Drill Pipe Requirements). API Specification 5D (SPEC 5D), first edition, March 15, 1988

45. Specification for Casing and Tubing. (Combination of Former Specs 5A, 5AC, 5AX and 5AQ-Casing and Tubing Requirements). API Specification 5CT(SPEC 5CT), first edition, March 15,1988

46. Эванс Дж. Р., Берман Б. Маркетинг. Сокр. Пер. с англ.—М. Экономика, 1993—335с.

47. Праницкий А. А., Цеслер Л. Б., Саворовский Н. С. Обзор достижений зарубежной техники в области ультразвуковых и электромагнитных методов контроля.—М.: Машиностроение, 1976, с. 56.

48. Карпаш О.М., Криничний П.Я., Молчанов М.О., Вісков О.В. Мобільні засоби комплексного контролю якості труб нафтового сортаменту – С. 257 – 258 // Збірн. наук. праць 6-ї Міжнар. Наук.-практ. Конф.»Нафта і газ України – 2000». Івано-Франківськ, 31 жовтня – 3 листопада 2000 р.: У 3-х томах. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. Том. 3. – 412 с.

49. В.І.Михайленко, Н.П. Горулько. Портативна дефектоскопічна установка ПДУ-1СП для ультразвукового контролю критичних ділянок бурильних труб при спуско-підйомних операціях. – С. 259 – 260 // Збірн. наук. праць 6-ї Міжнар. Наук.-практ. Конф.»Нафта і газ України – 2000». Івано-Франківськ, 31 жовтня – 3 листопада 2000 р.: У 3-х томах. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. Том. 3. – 412 с.

50. А.Б. Ринкевич, Я.Г. Смородинский. Анализ параметров и технических характеристик современных ультразвуковых дефектоскопов общего назначения // Дефектоскопия. – 2002, №9. – с. 3-26.

51. Кубарев А.И. Технический контроль и испытания. Требования стандартов ИСО серии 9000 к контролю и испытаниям // Контроль. Диагностика. - М.: ВНИИНМАШ. - 1999. - № 6. - С. 41 - 50

52. Шрайбер Д. С. Контроль изделий сложной формы ультразвуковым эхометодом.—М.: Машиностроение, 1977.—32с.

53. Ермолов И. Н. Теория и практика ультразвуковых колебаний.—М.: Машиностроение, 1981.—240с.

54. Карпаш О.М., Зінчак Я.М., Криничний П.Я., Векерик В.В. Оцінка технічного стану обсадних колон // Збірник наукових праць. Серія: Фізичні методи та засоби контролю середовищ, матеріалів та виробів, випуск 7: Неруйнівний контроль конструкційних та функціональних матеріалів. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В.Карпенка, 2002. – С. 27-30.

55. Криничний П.Я., Зінчак Я.М., Векерик В.В., Карпаш О.М., Райтер П.М. Свердловинний ультразвуковий товщиномір // Тези 7-ї міжнародної науково-практичної конференції УНГА „Нафта і газ України-2002”, м. Київ, 2002.

56. Криничний П.Я., Карпаш О.М., Векерик В.В. Вимірювання товщини акустичним методом при високих температурах // Збірник наукових праць. Серія: Фізичні методи та засоби контролю середовищ, матеріалів та виробів, випуск 8: Неруйнівний контроль та діагностика неоднорідних об'єктів. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В.Карпенка, 2003. – С. 16-20.

57. Даниляк Я.Б., Козоріз А.В., Молодецький І.А., Кійко Л.М., Карпаш О.М. Контроль згинчування різьбових з'єднань обсадних труб // Матеріали конф. “Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики промислового обладнання”, 3-6 грудня, 2002р., С.73-75.

58. Карпаш О.М., Криничний П.Я., Векерик В.В. Аналіз методів та засобів контролю технічного стану обсадних колон в умовах експлуатації // Методи та прилади контролю якості. – 2002. - №1.

59. Троицкий В.А., Шевченко И.Я., Федоряка П.В., Боровиков А.В., Негляд В.Н. Совершенствование методов и оборудования для неразрушающего контроля труб в процессе их производства // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2002, №4

60. Карпаш О.М., Криничний П.Я., Даниляк Я.Б., Молодецький І.А., Молчанов М.О., Козоріз А.В., Куцій В.К., Васьків В.О. Стационарна установка “Зонд-СОТ” для автоматизованого комплексного неруйнівного контролю труб нафтового сортаменту // Матеріали конф. “Неруйнівний контроль та технічна діагностика - 2000”. – Дніпропетровськ, 22-25 травня 2000р. – С.167-169.

61. Данилов В.Н., Ушаков В.М. О влиянии цилиндрической поверхности изделия при ультразвуковом контроле наклонным преобразователем // Дефектоскопия. - 1998. - № 8. - С. 13 – 19

62. Стипура А.П., Вьюниченко В.Н., Загоруйко В.С. Распространение ультразвуковых колебаний в стенке трубы при произвольной ориентации плоскости ввода преобразователя под углом к образующим // Труды Междунар. научн.-техн.конф. “Современные приборы, материалы и технологии для технической диагностики и неразрушающего контроля промышленного оборудования. Элементная база и комплектующие приборов НК. Подготовка специалистов в сфере неразрушающего контроля и технической диагностики” . – Харьков: ХТУРЭ. - 1998. 484 с.

63. И.Н.Ермолов. Многократные отражения ультразвука в стенке трубы // Дефектоскопия. – 1998. – №6. – С.3-7.

64. Ушаков В.М., Данилов В.И. Оценка влияния цилиндрической поверхности изделий на акустическое поле наклонного преобразователя // Дефектоскопия. – 1997.- № 8. – С. 12 –24

65. Яровой А.А. Особенности контроля сварных швов тонкостенных труб малого диаметра. //Збірн. наук. праць 2-ї Укр.наук.-техн.конф. “Неруйнівний контроль та технічна діагностика” (НКТД-97). Дніпропетровськ, 12-16 травня 1997 р. – К.: Ін-т електрозварювання ім. Є.О.Патона, 1997. – С. 209- 212.

66. Бугай Н.В., Володин В.М. Применение ультразвукового метода для диагностики состояния крупногабаритных подшипников энергооборудования. //Збірн. наук. праць 2-ї Укр.наук.-техн.конф. “Неруйнівний контроль та технічна діагностика” (НКТД-97). Дніпропетровськ, 12-16 травня 1997 р. – К.: Ін-т електрозварювання ім. Є.О.Патона, 1997. – С. 205 – 206.

67. Ермолов И.Н., Щербаков А.А. Измерение диаграммы направленности в дополнительной плоскости // Дефектоскопия. – 1996. - № 110. – С. 3 – 10

68. Заплотинский И.А., Радько В.И. К выбору некоторых параметров пьезопреобразователей при ультразвуковом контроле сварных соединений малых толщин //Збірн. наук. праць 2-ї Укр.наук.-техн.конф. “Неруйнівний

контроль та технічна діагностика” (НКТД-97). Дніпропетровськ, 12-16 травня 1997 р. – К.: Ін-т електрозварювання ім. Є.О.Патона, 1997. – С. 81 – 84

69. Ухарский В.А. Малогабаритный ультразвуковой преобразователь с переменным углом ввода //Труды 14-й Рос. научн.-техн.конф. “Неразрушающий контроль и диагностика” . – М.: Изд-во МГУ, 1997. -С. 117.

70. Ватульян А.О., Домброва О.Б. Об определении неоднородной поляризации пьезоэлемента // Дефектоскопия. – 1999. - № 3. – С. 8 – 12

71. Ушаков В.М., Данилов В.И. Формирование диаграммы направленности преобразователей с неравномерным распределением давления по излучающей поверхности // Дефектоскопия. – 1997. - № 5. – С. 14 – 26

72. Найда В.Л. Применение и развитие автоматизированных систем ультразвукового контроля, совершенствования процедур контроля для обнаружения дефектов в конструкциях 1 контура на АЭС Украины //Збірн. наук. праць 2-ї Укр.Науч.-техн.конф. “Неруйнівний контроль та технічна діагностика” (НКТД-97). Дніпропетровськ, 12-16 травня 1997 р. – К.: Ін-т електрозварювання ім. Є.О.Патона, 1997. – С. 193 – 198.

73. Неразрушающий контроль. В 5 кн. Кн. 2. Акустические методы контроля: Практ. пособие / И.Н. Ермолов, Н.П. Алешин, А.И. Потапов; Под ред. В.В. Сухорукова. – М.: Высш. шк., 1991. – 283 с.

74. Ультразвуковой контроль материалов. Справ. изд. Й. Крауткремер, Г. Крауткремер. Пер. с нем. – М.: Металлургия, 1991.

75. Приборы для неразрушающего контроля материалов и изделий. - В 2-х кн. Кн.2. / Под ред. В.В. Клюева. - 2-е изд., перераб. и доп.- М.:Машиностроение, 1986. - 352 с.

76. Карпаш О.М., Кийко Л.М., Даниляк Я.Б., Молодецкий И.А. Об одном из подходов к контролю качества резьбовых соединений труб нефтяного сортамента // Техническая диагностика и неразрушающий контроль, 1996. – №4. – с.58-61.

77. Карпаш О.М., Зинчак Я.М., Криничный П.Я., Даниляк Я.Б. Состояние и перспективы развития неразрушающего контроля и технической диагностики

бурильного инструмента и бурильного оборудования // Техническая диагностика и неразрушающий контроль, 1996. – №2. – с.52-55.

78. Карпаш О.М., Криничный П.Я, Козоріз А.В. Автоматизований комплекс неруйнівного контролю бурового інструменту АКНК-1 // Методи та прилади контролю якості, 2000. – №6. – с. 15-18.

79. В.М.Веревкин, Н.Н.Егоров, Р.Н.Золотухо, В.А.Каширин, В.В.Ковалев, И.А.Кривочуров, В.К.Манчха, И.Э.Махов, А.А.Ряднов, С.В.Титов, К.Э.Тоом. Установка ДУЭТ-5 для ультразвукового контроля толстолистового проката // Дефектоскопия. – 1999. – №6. – С.68-77.

80. В.И. Уваров, А.С. Седыхов, С.С. Сароянц. Определение оптимальных углов ввода ультразвуковых колебаний при контроле бесшовных толстостенных труб // Дефектоскопия, 2001. – №7. – с. 64-57.

81. Неразрушающий контроль и диагностика: Справочник / В.В. Клюев, Ф.Р. Сосин, В.Н. Филипов и др.; под ред. В.В. Клюева. – М.: Машиностроение, 1995. – 488 с.

82. Ермолов И.Н. Оценка развития дефекта по высоте // Дефектоскопия. – 1996. № 4. – С. 63- 69

83. Ермолов И.Н., Воронков В.А. К измерению условной протяженности дефекта // Дефектоскопия. – 1996. - № 3. – С. 58 - 61

84. Інструкція по проведенню неруйнівного контролю нарізних труб нафтового сортаменту в процесі їх експлуатації (ГСТУ 320.02829777.002-95). - Держнафтогазпром, 1995. - С. 68-74.

85. Инструкция по эксплуатации бурильных труб (РД39-013-90). Куйбышев: Министерство нефтяной промышленности, 1990, С. 80-81.

86. Штамбург В.Ф., Файн Г.М., Данелянц С.М., Шеина А.А. Бурильные трубы из алюминиевых сплавов. М.: Недра, 1980, 239 с.

87. Криничный П.Я., Чистяков В.И., Третьяк Г.Н. Использование средств ультразвуковой толщинометрии для рациональной отработки бурильных труб по фактической величине износа стенки. – Труды ВНИИТнефть, Куйбышев, 1980, вып. 12 (Нефтепромысловые трубы), С. 138-141.



88. Карпаш О.М., Криничный П.Я., Козоріз А.В. Контроль экстремальных значений толщины стінки труб нафтового сортаменту // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2000. – №4. – С.47-49.
89. Карпаш О.М., Криничный П.Я., Козориз А.В. Измерение геометрических размеров стальных обсадных труб в процессе формирования обсадной колонны // XVI Российская научно-техническая конференция «Неразрушающий контроль и диагностика», Санкт-Петербург. - 2002.
90. Баштанников Л.А., Копей Б.В. Надёжность бурильных и обсадных труб и контроль качества их материала. – М.: ВНИИЭгазпром, 1987. - с.53.
91. Козоріз А.В. Апроксимація форми поперечного контуру труб нафтового сортаменту // Методи та прилади контролю якості. – 2002. – №8. – С. 90-91
92. Патент UA 53470 А, МКИ 7 G01B17/02. Спосіб визначення овальності труб / Карпаш О.М., Криничный П.Я., Козоріз А.В.; НВФ „Зонд”, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – №2002064773; Заявл. 11.06.2002; Опубл. 15.01.2003, Бюл. №1, 2003 р.
93. Г. Корн, Т. Корн. Справочник по математике для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1970. – 720 с.
94. В.А. Бархатов, Р.Я. Валиева . Ультразвуковой измерительный комплекс. Модуль синхронизации. // Дефектоскопия. – 2000. - №2. - С. 17-28.
95. В.А. Бархатов, А.С. Семухин. Ультразвуковой измерительный комплекс. Приемник акустических сигналов. // Дефектоскопия. – 2001. - №6.- С. 38-41.
96. Карпаш О.М., Криничный П.Я., Козоріз А.В. Обробка результатів автоматизованого контролю труб нафтового сортаменту // Фізичні методи та засоби контролю середовищ матеріалів та виробів (серія), вип.7: Неруйнівний контроль конструкційних та функціональних матеріалів: Зб. наук. праць – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В.Карпенка. - 2002. – С.55-59.
97. Белый В.Е., Щедрин И.Ф., Мокроусов А.С., Аладинский В.В., Маханев В.О. Оценка точности измерения размеров усталостных трещин

стандартным ультразвуковым дефектоскопом. Резервы повышения точности //Труды 14-й Рос. научн.-техн.конф. “Неразрушающий контроль и диагностика” . – М.: Изд-во МГУ, 1997. - с. 88.

98. Карпаш О.М., Даниляк Я.Б, Кійко Л.М. Про один з підходів до прогнозування ресурсу труб нафтового сортаменту // Тези наук.-техн.конф. професорсько-викладацького складу Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу. – Ч. 2. – Івано-Франківськ. – 1997

99. Карпаш О.М. Методи та засоби забезпечення роботоздатності трубних колон. Дис. докт. техн. наук: 05.15.07. – Івано-Франківськ, 1996.

100. В.И.Иванов, И.Э.Власов. О дефектометрических подходах в ультразвуковом контроле // Дефектоскопия. – 1998. – №2. – С.41-46.

101. Выборнов Б.Н. Ультразвуковая дефектоскопия. - М.: Металлургия, 1985.

102. Королев М.В. Эхо-импульсные толщиномеры. - М.: Машиностроение, 1980.

103. Гмырин С.Я. Зависимость погрешности ультразвуковой толщинометрии от параметров и структуры переходного слоя // Дефектоскопия. - 1998. № 2. - С. 52 - 60.

104. С.Я.Гмырин. К вопросу по погрешности результата в ультразвуковой толщинометрии при определении толщины по расстоянию между первым и вторым донными сигналами. I. Неровная поверхность ввода. Прямоугольный профиль неровностей // Дефектоскопия. – 1999. – №10. – С.7-14.

105. Кійко Л.М. Методи й засоби контролю різьбових з'єднань трубних колон. Дисерт. канд. техн. наук: 05.11.13 – Івано-Франківськ, 2002 р.

106. Дымкин Г.Я., Коншина В.Н. Аттестация методик УЗК по показателям достоверности. – В мире неразрушающего контроля. № 17. – 2000. – С. 30 - 32

107. Неразрушающий контроль. Кн. 1: Общие вопросы. Контроль проникающими веществами / Практическое пособие // А.К.Гурвич, И.Н.Ермолов, С.Г.Сажин. – М.: Высшая школа, 1992. – 242 с.

108. Шеридан Т.Б., Феррел У.Р. Системы «человек – машина»: Модели обработки информации и принятия решений человеком-оператором/ пер. с англ. // Под ред К.В.Фролова. – М.: Машинстроение, 1980. – 400 с.
109. Волченко В.Н. Вероятность и достоверность оценки качества металлопродукции. – М.: Металлургия, 1979. – 88 с.
110. Щербаков А.А., Данилов В.Н. Об использовании вероятностных критериев в методиках ультразвукового контроля оборудования. Дефектоскопия, № 5. 1999. – С. 60 - 67
111. ГОСТ 8.207-76 Государственная система обеспечения единства измерений. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения
112. СТ СЭВ 545-77 Прикладная статистика. Правила оценки аномальности результатов наблюдений. – М.: Изд-во стандартов, 1977.
113. ГОСТ 26266-90 Контроль неразрушающий. Преобразователи ультразвуковые. Общие технические требования. – М.: Изд-во стандартов, 1990.
114. В.А.Филипенков, В.М.Пышный. Универсальная ультразвуковая искательная головка для АУЗК // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 1998. – №4. – С.56-61.
115. С.И.Коновалов, А.Г.Кузьменко. Сравнение возможностей использования различных пьезоматериалов для излучения и приема коротких импульсов // Дефектоскопия. – 1999. – №10. – С.3-6.
116. С.И.Коновалов, А.Г.Кузьменко. О потенциальных возможностях пьезокерамических преобразователей для излучения и приема коротких импульсов // Дефектоскопия. – 1998. – №12. – С.3-7.
117. С.И. Коновалов, А.Г. Кузьменко. Влияние индуктивной и индуктивно-резистивной нагрузки на длительность электрического импульса на пьезоприемнике. // Дефектоскопия. – 2002, №2. – с. 66-73.
118. В.Н. Данилов, В.Д. Королев. К вопросу о выборе параметров протекторов прямых совмещенных преобразователей. // Дефектоскопия. – 2002. - №1. - С. 71-77

119. Карпаш О.М., Васьків В.О., Молодецький І.А., Криничний П.Я., Козоріз А.В. Система реєстрації та документування результатів проведення контролю нафтогазового інструменту та обладнання акустичним методом // Методи та прилади контролю якості. – 1999. - №3 – С. 18-20.
120. Д.М. Ваврив, Г.М. Сучков. Способ обработки информации при скоростном нарезрушающем контроле // Дефектоскопия. – 2001. - №8. - С. 50-52.
121. А.А.Князев, В.М.Коровин, В.Е.Винокуров. Программно-аппаратный комплекс для компьютерной ультразвуковой дефектоскопии // Дефектоскопия. – 1998. – №10. – С.40-46.
122. Турбо Паскаль 7.0. М.: ВHV - сервис, 1997.
123. Левшиц В.М., Литвин Б.Ф. Приближенные вычисления и программирование на ЭВМ. Л.: Машиностроение, 1977.

## **ДОДАТОК А**

Приклад розрахунку параметрів апроксимуючого еліпсу за значеннями  
координат п'яти точок

## Приклад розрахунку параметрів апроксимуючого еліпсу за значеннями координат п'яти точок

Задаємо значення параметрів рівняння еліпсу

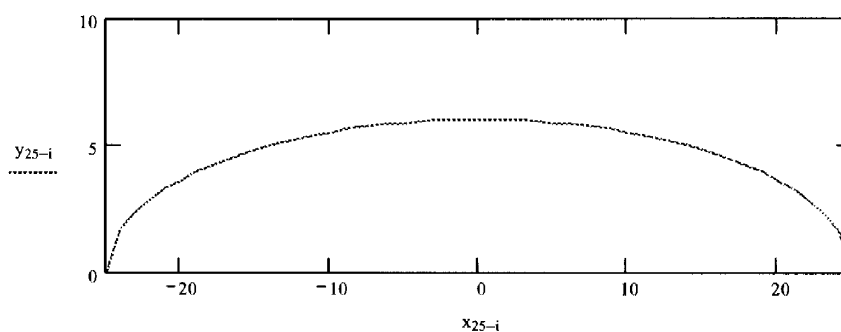
$$a := 25 \quad b := 6$$

Обчислюємо значення п'ятидесяти точок за канонічним рівнянням і будемо зображенн шуканого еліпсу

$$i := 25, 24.. -25$$

$$x_{25-i} := i$$

$$y_{25-i} := \sqrt{b^2 \cdot \left[ 1 - \frac{(x_{25-i})^2}{a^2} \right]}$$



Для перевірки правильності алгоритму, визначимо параметри еліпсу за будь-якими п'ятьма точками (в даному випадку за першими п'ятьма) і порівняємо їх із заданими значеннями  $a$  і  $b$ .

Коефіцієнти  $a_{i,k}$  ( $i, k=1, 2, 3$ ) рівняння (1) обчислюються на основі отриманих значень координат  $x_j, y_j$  ( $j=1, 2, \dots, 5$ ):

$$a_{1,1} := \begin{bmatrix} x_1 \cdot y_1 & (y_1)^2 & x_1 & y_1 & 1 \\ x_2 \cdot y_2 & (y_2)^2 & x_2 & y_2 & 1 \\ x_3 \cdot y_3 & (y_3)^2 & x_3 & y_3 & 1 \\ x_4 \cdot y_4 & (y_4)^2 & x_4 & y_4 & 1 \\ x_5 \cdot y_5 & (y_5)^2 & x_5 & y_5 & 1 \end{bmatrix}$$

$$|a_{1,1}| = 4.037 \times 10^{-4}$$

$$a_{1,1} := |a_{1,1}|$$

$$a_{1,2} := \begin{bmatrix} (x_1)^2 & (y_1)^2 & x_1 & y_1 & 1 \\ (x_2)^2 & (y_2)^2 & x_2 & y_2 & 1 \\ (x_3)^2 & (y_3)^2 & x_3 & y_3 & 1 \\ (x_4)^2 & (y_4)^2 & x_4 & y_4 & 1 \\ (x_5)^2 & (y_5)^2 & x_5 & y_5 & 1 \end{bmatrix} \quad |a_{1,2}| = 0$$

$$a_{1,2} := \frac{|a_{1,2}|}{2}$$

$$a_{2,2} := \begin{bmatrix} (x_1)^2 & y_1 \cdot x_1 & x_1 & y_1 & 1 \\ (x_2)^2 & y_2 \cdot x_2 & x_2 & y_2 & 1 \\ (x_3)^2 & y_3 \cdot x_3 & x_3 & y_3 & 1 \\ (x_4)^2 & y_4 \cdot x_4 & x_4 & y_4 & 1 \\ (x_5)^2 & y_5 \cdot x_5 & x_5 & y_5 & 1 \end{bmatrix} \quad |a_{2,2}| = 7.008 \times 10^{-3}$$

$$a_{2,2} := |a_{2,2}|$$

$$a_{1,3} := \begin{bmatrix} (x_1)^2 & y_1 \cdot x_1 & (y_1)^2 & y_1 & 1 \\ (x_2)^2 & y_2 \cdot x_2 & (y_2)^2 & y_2 & 1 \\ (x_3)^2 & y_3 \cdot x_3 & (y_3)^2 & y_3 & 1 \\ (x_4)^2 & y_4 \cdot x_4 & (y_4)^2 & y_4 & 1 \\ (x_5)^2 & y_5 \cdot x_5 & (y_5)^2 & y_5 & 1 \end{bmatrix} \quad |a_{1,3}| = 7.392 \times 10^{-15}$$

$$a_{1,3} := \frac{|a_{1,3}|}{2}$$

$$a_{2,3} := \begin{bmatrix} (x_1)^2 & y_1 \cdot x_1 & (y_1)^2 & x_1 & 1 \\ (x_2)^2 & y_2 \cdot x_2 & (y_2)^2 & x_2 & 1 \\ (x_3)^2 & y_3 \cdot x_3 & (y_3)^2 & x_3 & 1 \\ (x_4)^2 & y_4 \cdot x_4 & (y_4)^2 & x_4 & 1 \\ (x_5)^2 & y_5 \cdot x_5 & (y_5)^2 & x_5 & 1 \end{bmatrix} \quad |a_{2,3}| = 1.657 \times 10^{-14}$$

$$a_{2,3} := \frac{|a_{2,3}|}{2}$$

$$a_{3,3} := \begin{bmatrix} (x_1)^2 & y_1 \cdot x_1 & (y_1)^2 & x_1 & y_1 \\ (x_2)^2 & y_2 \cdot x_2 & (y_2)^2 & x_2 & y_2 \\ (x_3)^2 & y_3 \cdot x_3 & (y_3)^2 & x_3 & y_3 \\ (x_4)^2 & y_4 \cdot x_4 & (y_4)^2 & x_4 & y_4 \\ (x_5)^2 & y_5 \cdot x_5 & (y_5)^2 & x_5 & y_5 \end{bmatrix} \quad |a_{3,3}| = -0.252$$

$$a_{3,3} := |a_{3,3}|$$

За значеннями коефіцієнтів  $a_{i,k}$  ( $i, k=1, 2, 3$ ) знайдемо параметри еліпсу  $a$  і  $b$  і порівняємо їх із заданими:

$$I := a_{1,1} + a_{2,2} \quad D := \begin{pmatrix} a_{1,1} & a_{1,2} \\ a_{1,2} & a_{2,2} \end{pmatrix} \quad A := \begin{pmatrix} a_{1,1} & a_{1,2} & a_{1,3} \\ a_{1,2} & a_{2,2} & a_{2,3} \\ a_{1,3} & a_{2,3} & a_{3,3} \end{pmatrix}$$

$$I = 7.412 \times 10^{-3} \quad |D| = 2.829 \times 10^{-6} \quad |A| = -7.138 \times 10^{-7}$$

$$\lambda_1 := \frac{(I + \sqrt{I^2 - 4|D|})}{2} \quad \lambda_2 := \frac{(I - \sqrt{I^2 - 4|D|})}{2}$$

$$\lambda_1 = 7.008 \times 10^{-3} \quad \lambda_2 = 4.037 \times 10^{-4}$$

$$a := \sqrt{\frac{-|A|}{\lambda_1 \cdot (\lambda_2)^2}} \quad b := \sqrt{\frac{-|A|}{(\lambda_1)^2 \cdot \lambda_2}}$$

$$a = 25$$

$$b = 6$$

Як видно, значення обчислених і заданих параметрів  $a$  і  $b$  повністю співпадають, що підтверджує правильність алгоритму.

Овальність обчислюється за формулою (5):

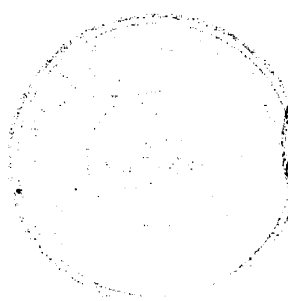
$$e := 2 \cdot \frac{a - b}{a + b} \quad e = 1.226$$



**ДОДАТОК Б**

Акт впровадження установки “Зонд-СОТ” у промислову експлуатацію на базі  
виробничого обслуговування Христищенського ВБР

ЗАТВЕРДЖУЮ



Головний інженер  
БУ "Укрбургаз"

В.Г.Филь

28" 09 2001 р.

**АКТ**

*впровадження установки "Зонд-СОТ" у промислову експлуатацію  
на базі виробничого обслуговування Хрестищенського ВБР*

Комісія у складі:

голова комісії Мацалак М.М., в.о. головного інженера Хрестищенського ВБР,  
члени комісії: Микитчак В.П., начальник виробничо-технічного відділу БУ  
"Укрбургаз",

Ожуг О.В., начальник виробничо-технічного відділу,  
Тесленко В.С., керівник групи КВП і А Хрестищенського ВБР,  
Даниляк Я.Б., заступник директора НВФ "Зонд",  
Молодецький І.А., заст.зав.відділом розробки засобів НК НВФ "Зонд",  
Козоріз А.В., молодший науковий співробітник НВФ "Зонд"

склали даний акт про те, що в період з "25" вересня 2001 р. по "27" вересня 2001 р.  
впроваджена в експлуатацію на базі виробничого обслуговування Хрестищенського  
ВБР установка "Зонд-СОТ", розроблена і виготовлена НВФ "Зонд" згідно з  
договором № 111/97 з АТ "Укргазпром" (акт приймальної комісії від 12.03.1999 р.).

1. Комісії були представлені установка "Зонд-СОТ", технічна документація та акт  
приймальних випробувань.

2. Комісія встановила наступне:

- 1) установка забезпечує комплексний неруйнівний контроль обсадних труб  
Ø 168, 245, 324 мм і відповідає вимогам ТЗ і технічної документації;
- 2) проведено навчання обслуговуючого персоналу прийомам роботи на  
установці;
- 3) НВФ "Зонд" виконала свої зобов'язання по договору № 111/97 у повному  
обсязі.

Голова комісії

М.М. Мацалак

Члени комісії:

В.П. Микитчак

О.В. Ожуг

В.С. Тесленко

Я.Б. Даниляк

І.А. Молодецький

А.В. Козоріз