

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Науково-виробнича фірма "Зонд"

На правах рукопису

ВЕКЕРИК ВІТАЛІЙ ВАСИЛЬОВИЧ

УДК 620.179.1+

+ 622.245.12 (043)

B26

**АКУСТИЧНИЙ КОНТРОЛЬ
ГЕОМЕТРИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ
ОБСАДНИХ КОЛОН В СВЕРДЛОВИНІ**

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 – 2004 р.

243

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ЗАДАЧІ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБСАДНИХ КОЛОН В СВЕРДЛОВИНІ. ВИБІР НАПРЯМКІВ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	14
1.1 Аналіз об'єкта контролю.....	14
1.1.1 Конструктивні особливості обсадних колон.....	14
1.1.2 Аналіз умов експлуатації обсадних колон.....	18
1.2 Види та причини відмов і пошкоджень обсадних колон.....	20
1.3 Комплекс параметрів, які характеризують якість технічного стану обсадної колони.....	25
1.4 Порівняльний аналіз існуючих методів та засобів контролю технічного стану обсадних колон в свердловині.....	27
1.4.1 Методи та засоби контролю якості цементування свердловин.....	27
1.4.2 Методи та засоби контролю труб обсадних колон в свердловині.....	28
1.5 Вибір і обґрунтування напрямків та задач досліджень.....	37
1.6 Висновки з розділу 1.....	42
РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ З ВИБОРУ МЕТОДУ, РОЗРОБКИ СПОСОБІВ, МЕТОДОЛОГІЇ ТА ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ КОНТРОЛЮ ГЕОМЕТРИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ОБСАДНИХ КОЛОН В СВЕРДЛОВИНІ.....	43
2.1 Вибір та обґрунтування виду і методу неруйнівного контролю.....	43
2.2 Розробка способів контролю геометричних параметрів поперечного перерізу обсадних колон акустичним луна-імпульсним методом.....	51
2.3 Розробка методології застосування вибраного методу та розроблених способів контролю геометричних параметрів в експлуатаційних умовах свердловини.....	61
2.3.1 Контроль товщини стінки труб в свердловині.....	61

2.3.2 Контроль геометричних параметрів внутрішньої поверхні та форми поперечного перерізу труб в свердловині.....	66
2.4 Розробка математичної моделі контролю: роботи електронно-акустичного тракту та розрахунку акустичного поля для розроблених способів в експлуатаційних умовах свердловини.....	70
2.5 Теоретичні дослідження з розробки спеціалізованих п'єзоелектричних перетворювачів.....	82
2.6 Розробка загальної структури інформаційно-вимірювальної системи контролю та розроблюваного технічного засобу	88
2.7 Висновки з розділу 2	93
РОЗДІЛ 3. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ З РОЗРОБКИ СПОСОБІВ, МЕТОДОЛОГІЇ ТА ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ АКУСТИЧНОГО КОНТРОЛЮ ГЕОМЕТРИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ОБСАДНИХ КОЛОН В СВЕРДЛОВИНИ.....	96
3.1 Розробка методики проведення експериментальних досліджень.....	96
3.2 Розробка та експериментальна перевірка п'єзоелектричних перетворювачів для імерсійної роботи в умовах свердловини.....	99
3.3 Експериментальні дослідження температурної залежності швидкості поширення ультразвуку в сталях різних груп міцності обсадних труб.....	103
3.4 Експериментальні дослідження затухання ультразвуку.....	106
3.5 Експериментальна перевірка розроблених способів та уточнення параметрів контролю.....	107
3.5.1 Апробація розроблених способів в лабораторних умовах	107
3.5.2 Уточнення параметрів контролю.....	116
3.5.3 Перевірка адекватності математичної моделі, особливості реалізації способів та інтерпретація результатів контролю	117
3.6 Висновки з розділу 3	122

РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ КОНТРОЛЮ ГЕОМЕТРИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ОБСАДНИХ КОЛОН	123
4.1 Розробка акустичних блоків.....	123
4.2 Механізм сканування і створення акустичного контакту та центрування засобу контролю в колоні	125
4.3 Розробка каналу зв'язку глибинної системи контролю з наземним пультом	127
4.4 Розробка свердловинного засобу контролю геометричних параметрів труб обсадних колон	134
4.5 Система реєстрації, обробки та документування результатів контролю.....	141
4.6 Аналіз загальної похибки вимірювання	144
4.7 Висновки з розділу 4	155
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	156
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	159
Додаток А. Організації, що займаються розробкою та виготовленням засобів для контролю технічного стану обсадних колон	179
Додаток Б. Копії документів про видачу патентів України на розроблені способи	181
Додаток В. Результати математичного моделювання роботи акустичного тракту та розрахунку акустичного поля при реалізації другого способу в умовах свердловини.....	183
Додаток Г. Приклади обробки результатів контролю	199
Додаток Д. Акт дослідних випробувань в експлуатаційних умовах експериментального зразка розробленого інформаційно-вимірювального комплексу	209

ВСТУП

Однією з найважливіших проблем паливно-енергетичної галузі України є забезпечення народного господарства сировиною за рахунок збільшення обсягів видобутку нафти і газу та зниження їх собівартості [1, 2]. Національна програма “Нафта і газ України до 2010 року” та “Державна програма розвитку робіт по видобутку нафти і газу в українському шельфі Азовського та Чорного морів” передбачають значне збільшення кількості та темпів спорудження нафтових і газових свердловин при оптимальній собівартості та виконанні вимог екологічної безпеки.

Успішне ведення робіт на будь-якій свердловині неможливе без комплексу заходів з ефективного використання трубних колон, в тому числі обсадних, які є однією з найвідповідальніших складових обладнання та інструменту, що використовуються при розробці та експлуатації нафтових і газових родовищ. Зростання глибини свердловин підвищує вимоги до їх кріплення та якісних характеристик внутрішньосвердловинного обладнання, тому потреба в перевірці його фактичного технічного стану не викликає сумнівів. Своєчасне виявлення потенційно небезпечних елементів обсадної колони дозволяє попередити аварійні ситуації і, відповідно, виключити витрати, пов'язані з ліквідацією аварій. Крім того, об'єктивна оцінка технічного стану дає можливість прогнозувати ресурс працездатності труб обсадної колони, розраховувати допустимі навантаження. Сучасний етап розробки нафтових і газових родовищ супроводжується зростаючою кількістю технічних, екологічних та економічних проблем, причинами яких є високі тиски та температури, гази, що викликають підвищений рівень корозії, більш глибокі свердловини, у тому числі похилі та горизонтальні, та інше). Так, буріння свердловин ДК „Укргазвидобування” ведеться в складних гірничо-геологічних умовах на глибини 5-7 тисяч метрів при пластових тисках до 100 МПа і вибійних температурах до +180 °С. Всі ці фактори особливо гостро ставлять питання необхідності забезпечення контролю технічного стану обсадних колон в свердловині

на різних стадіях експлуатації. За даними НАК „Нафтогаз України” станом на 2001 рік експлуатаційний фонд свердловин становив: газових – 2187, нафтових – 2326 і магнітальних – 350 (на 214 родовищах).

Значним резервом покращення якості та зниження собівартості будівництва і експлуатації свердловин є підвищення ефективності методів та засобів контролю їх технічного стану, завдяки яким отримується основна інформація для управління процесом будівництва, експлуатації та ремонту свердловин. В рішення цієї актуальної багатопланової проблеми внесли свій вклад багато вітчизняних та закордонних вчених [3–5], а ускладнення геолого-технічних умов будівництва свердловин викликає необхідність подальшого удосконалення методів та засобів контролю їх технічного стану. Технічний стан свердловини в основному визначається якістю її кріплення, яка, в свою чергу, залежить від фактичного технічного стану обсадних колон.

Якщо виявлення дефектів типу порушення герметичності колони, в основному, не викликає труднощів, то контроль геометричних параметрів, з метою попередження втрати герметичності, вже є проблематичним, а методи та засоби для такого контролю практично відсутні, і очевидною стає необхідність їх розробки [6–10].

Актуальним є також питання контролю технічного стану обсадних колон на підземних сховищах газу (ПСГ) [11]. Надійна та ефективна експлуатація ПСГ є найбільш раціональним способом регулювання нерівномірності газопостачання та резервування великих об’ємів газу і вона тісно пов’язана з надійністю свердловин, а, зокрема, і обсадних колон. До складу української газотранспортної мережі входить тринадцять ПСГ, одинадцять з яких створено на базі відпрацьованих газових та газоконденсатних родовищ. Мережа ПСГ в Україні – одна з найбільших у Європі. Кожне сховище має досить велику кількість свердловин (наприклад, до складу ПСГ Богородчани входить 150 свердловин, Більче-Волиця-Угерського – 341, Угерського – 54, Опарського – 73) [12]. На деяких сховищах додатково пробурюються нові свердловини, але більшість експлуатується ще з 70-х років. Практика будівництва

вітчизняних та закордонних ПСГ поставила перед науково-дослідними та виробничими організаціями нові проблеми, одна з яких – забезпечення їх надійної експлуатації. Як показує досвід експлуатації [13, 14], при підземному зберіганні газу під надлишковим тиском виникає проблема запобігання витоків газу, що відбуваються через геологічні та технічні причини. Ця обставина ставить в число першочергових завдання періодичного контролю герметичності сховищ. При створенні і експлуатації підземних газосховищ виникає багато специфічних задач, пов'язаних з вчасним виявленням, локалізацією та ліквідацією витоків газу. Однією з причин порушення герметичності сховища є міжколонні перетоки в свердловинах, по яких здійснюється транспортування газу. Вони є наслідками порушення цілісності різьбових з'єднань та тіла обсадних колон. Для того, щоб провести ремонтні роботи та відновити герметичність обсадної колони, потрібно проконтролювати її технічний стан засобами неруйнівного контролю для того, щоб локалізувати місце негерметичності по висоті колони, а також попередити появу нових місць негерметичності. Згідно з вимогами нормативних документів обсяг і періодичність контролю свердловин ПСГ повинні визначатися для кожного газосховища, виходячи з конкретних умов його експлуатації, і відображатися в регламенті контролю за експлуатацією ПСГ. Крім того, свердловини після закінчення встановленого терміну експлуатації необхідно обстежувати не менше одного разу на 10 років [15, 16]. За результатами обстеження надається експертний висновок щодо можливості подальшої експлуатації свердловини, а основним показником, на основі якого визначається термін, є її фактичний технічний стан.

Контроль технічного стану обсадних колон є особливо актуальним для глибоких свердловин та свердловин, які тривалий час були на консервації. На багатьох нафтових родовищах є великий фонд свердловин, що простоюють, але не відпрацювали свій потенціал щодо видобутку і були зупинені. В багатьох випадках причиною консервації свердловин є високе обводнення продукції і (або) зниження дебету нижче рентабельного. В той же час, виходячи з властивостей пласта та початкових запасів нафти, серед свердловин, що простоюють, є такі, які мають

суттєвий резерв для додаткового видобутку. На даний час існує широкий спектр технологій дії на привибійну зону пласта (інтенсифікації), ефективність яких залежить від детального вивчення порід пласта, технічного стану свердловини та історії її експлуатації. Важливо знати причини неефективної роботи і погіршення технологічних та експлуатаційних характеристик свердловини, для того щоб успішно провести інтенсифікацію та отримати економічний ефект у вигляді додаткового видобутку нафти і скорочення витрат на експлуатацію нерентабельних свердловин. Маючи інформацію про фактичний технічний стан обсадних колон в таких свердловинах, можна дати відповідь на запитання щодо можливості відновлення її роботи та необхідності проведення ремонту для надійної безаварійної експлуатації. Так, наприклад, ДК „Укргазвидобування” в 2001 році було відремонтовано і запущено в експлуатацію 242 свердловини, в тому числі 49 з недіючого фонду, а на період 2002-2005 рр. передбачено проведення робіт з інтенсифікації на 1085 свердловинах.

В роботі містяться матеріали з вирішення важливої науково-технічної проблеми – забезпечення експлуатаційної надійності обсадних колон. Для цього автором на базі проведених теоретичних та експериментальних досліджень розроблені способи, методологія та технічні засоби акустичного контролю, які дозволяють визначати геометричні параметри труб обсадної колони, на базі чого можна виявити пошкодження, оцінити її технічний стан та запобігати виникненню аварійних ситуацій та втрат герметичності.

Актуальність теми. Працездатність обсадних колон, призначених для кріплення стовбура свердловини, є одним з головних чинників, що визначають продуктивність та безпеку її роботи. Відмови елементів обсадних колон мають місце як при спуску і кріпленні колони, так і під час освоєння свердловини та, особливо, в процесі її тривалої (більше 20 років) експлуатації[6-10]. Деколи через аварії з обсадними колонами доводиться ліквідувати свердловини, що не виконали свого цільового призначення [17]. Проблема підвищення надійності та довговічності свердловин, а отже, і обсадних колон, належить до найважливіших в

нафтогазовидобувній промисловості. Особливо актуальним є питання контролю технічного стану обсадних колон підземних сховищ газу, глибоких свердловин та свердловин, які тривалий час були на консервації.

Слід відзначити, що перед спуском у свердловину обсадні труби піддаються контролю. Для цього існують відповідні методи та засоби [8, 18-20]. Але, якщо і вжити всіх запобіжних заходів при формуванні обсадної колони, то це не гарантує її безвідмовну роботу протягом тривалого терміну. В умовах експлуатації погіршується технічний стан обсадних труб, що приводить до появи дефектів та виникнення аварійних ситуацій, на ліквідацію яких витрачаються значні кошти і багато часу. Негерметичність обсадної колони є однією з основних причин: простоїв свердловини; втрати продукту, що добувається; передчасного обводнення добувних свердловин і втрати води в нагнітальних свердловинах; забруднення водою. Тому, для уникнення аварійних ситуацій необхідно слідкувати за технічним станом обсадної колони в свердловині, своєчасно застосовувати відповідні профілактичні заходи та проводити ремонтні роботи [21–23]. Найефективніше оцінити технічний стан можна за результатами неруйнівного контролю, періодичність якого регламентується нормативними документами.

Своєчасність та успішність попередження аварійних ситуацій з обсадними колонами тісно пов'язані з ефективністю методів та засобів неруйнівного контролю їх технічного стану в свердловині. Розробці та вдосконаленню таких методів і засобів присвячено багато робіт вітчизняних й закордонних дослідників, але, не дивлячись на певні досягнення в цьому напрямку, методи та засоби, що використовуються, не достатньо точні та інформативні, досить дорогі, тому їх подальше вдосконалення є актуальним.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами підтверджує її актуальність. Дисертаційна робота виконувалась у відповідності з галузевою науково-технічною програмою НАК Нафтогаз України на 2002 – 2007 рр. "Створення, освоєння випуску та впровадження у виробництво комплексу технічних засобів і технологій неруйнівного контролю та технічної діагностики трубних колон, бурового

та нафтогазопромислового обладнання й інструменту при розробці нафтогазових родовищ. Організаційне, технічне, методичне та кадрове забезпечення".

Задачі контролю обсадних колон вирішувались в процесі виконання науково-дослідних робіт за договорами: "Розробка і виготовлення експериментального зразка інформаційно-вимірювального комплексу для контролю товщини стінки експлуатаційної колони обсадних труб" (№ 35НДР/01 НВФ "Зонд" з "Івано-Франківською експедицією по геофізичних дослідженнях в свердловинах") і "Розробка та впровадження засобів та технологій діагностування обсадних колон на підземних сховищах газу" (№11/102-5 (12/03) ІФНТУНГ з ДК "Укртрансгаз", номер державної реєстрації в УкрНДІНТІ 0103U001613). Ці роботи виконувались за безпосередньою участю автора як виконавця та відповідального виконавця робіт.

Мета роботи полягає в розробці методу, способів та технічних засобів контролю технічного стану обсадних колон безпосередньо в свердловині для виявлення їх пошкоджень та попередження відмов.

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

- проаналізувати характер і встановити причини відмов обсадних колон, провести аналіз існуючих методів та засобів контролю їх технічного стану в свердловині;
- дослідити основні фактори, які визначають працездатність обсадних колон, встановити найбільш інформативні параметри для оцінки їх технічного стану;
- розробити метод та нові способи акустичного контролю геометричних параметрів труб обсадних колон в свердловині, дослідити шляхом математичного моделювання вплив експлуатаційних умов свердловини на результати контролю, розробити способи зменшення цього впливу;
- провести експериментальні дослідження з метою: уточнення параметрів розроблених способів, розробки спеціалізованих перетворювачів та оцінки впливу експлуатаційних умов свердловини на інформативні параметри контролю;
- розробити, виготовити та здійснити дослідну перевірку експериментальних зразків технічних засобів контролю геометричних параметрів обсадних колон в свердловині, проаналізувати загальну похибку вимірювання.

Об'єктом дослідження є обсадні колони, які використовуються для кріплення нафтогазових свердловин при їх спорудженні та експлуатації.

Предметом дослідження є методи та засоби неруйнівного контролю технічного стану обсадних колон.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених в роботі задач використовувались методи неруйнівного контролю, математичного та кореляційного аналізу. При розробці способів та засобів контролю геометричних параметрів обсадних колон використовувався луна-імпульсний метод акустичного неруйнівного контролю. Під час проведення експериментальних досліджень та обробки їх результатів застосовувались методи планування експерименту, теорії ймовірності та прикладної статистики. Розробка технічних засобів здійснювалась з використанням методів схемотехніки та системотехніки. Для моделювання роботи п'єзоелектричних перетворювачів використовувався метод кінцевих елементів.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в тому, що:

- удосконалено математичну модель роботи акустичного тракту системи контролю для розрахунку акустичного поля, яка, на відміну від існуючих моделей, дає можливість визначити параметри контролю з врахуванням експлуатаційних умов свердловини;

- визначено температурний коефіцієнт зміни швидкості поширення ультразвуку в матеріалі сталевих обсадних труб різних груп міцності, який необхідно брати до уваги при розрахунках товщини стінки труби в умовах свердловини, що дозволить зменшити додаткову похибку вимірювання;

- дістав подальшого розвитку акустичний луна-імпульсний метод контролю, який, на відміну від відомих варіантів його використання, застосований для вимірювання геометричних параметрів труб обсадної колони в свердловині, завдяки розробленій методології його реалізації, що базується на врахуванні та зменшенні впливу дестабілізуючих експлуатаційних факторів на результат контролю, та розробленим новим способам контролю геометричних параметрів труб зсередини, які дозволяють проконтролювати поперечний переріз труби за допомогою одного перетворювача та безобертової системи сканування.

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що розроблені способи та засоби контролю дозволяють: забезпечити проведення контролю технічного стану обсадних колон безпосередньо в свердловині; підвищити надійність роботи глибинної частини засобу контролю завдяки використанню безобертової системи сканування та зменшити її габаритні розміри завдяки використанню тільки одного вимірювального каналу та одного перетворювача, що досить важливо при конструюванні засобів внутрішньотрубного контролю.

Розроблені способи, методичні підходи та технічні засоби пройшли випробування на базах НВФ “Зонд” та Богородчанського ВУПЗГ.

Особистий внесок здобувача. Основні положення та результати дисертаційної роботи отримані автором самостійно. Зокрема, особисто автором:

- запропоновано нові підходи до розробки спеціалізованих засобів контролю обсадних колон в свердловині та способів контролю їх геометричних параметрів [24-26];

- розроблено математичну модель роботи акустичного тракту системи контролю для розрахунку акустичного поля, яка дає можливість визначити параметри контролю з врахуванням експлуатаційних умов свердловини [27];

- розроблено способи зменшення впливу експлуатаційних умов свердловини на інформативні параметри та вірогідність результату вимірювання геометричних параметрів труб обсадної колони [24, 28];

- досліджено залежність швидкості поширення поздовжньої ультразвукової хвилі в матеріалі сталевих обсадних труб від температури, в результаті чого визначено температурний коефіцієнт зміни швидкості [28];

- встановлено основні параметри, які характеризують технічний стан і визначають експлуатаційну надійність обсадних колон, доведено необхідність розробки технічних засобів контролю геометричних параметрів труб обсадних колон, обґрунтовано застосування акустичного луна-імпульсного методу для вирішення поставлених задач [7, 10];

- запропоновано нові конструктивні рішення, які були використані при розробці технічних засобів [29, 30].

Із робіт, що опубліковані у співавторстві, використовуються результати, отримані особисто здобувачем.

Апробація роботи. Основні результати дисертаційної роботи доповідались і обговорювались на наукових семінарах кафедри “Методи та прилади контролю якості та сертифікації продукції” Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ) у 2001, 2002, 2003 рр., на міжнародних конференціях “Фізичні методи та засоби контролю матеріалів та виробів “Леотест-2002” та “Фізичні методи та засоби контролю середовищ, матеріалів та виробів “Леотест-2003” (м. Славське, Львівської області), на 7-ій міжнародній науково-практичній конференції УНГА „Нафта і газ України-2002” (м. Київ) та на 3-ій науково-технічній конференції і виставці „Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики промислового обладнання” (м. Івано-Франківськ, 2002).

Публікації. За темою дисертаційної роботи опубліковано 10 друкованих праць, з них 5 – статті у фахових наукових виданнях, затверджених ВАК України [7, 10, 24, 27, 28], в тому числі 1 одноособова, 2 – патенти України на винахід [25, 26], 3 – тези доповідей на конференціях [29-31].

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ЗАДАЧІ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБСАДНИХ КОЛОН В СВЕРДЛОВИНІ. ВИБІР НАПРЯМКІВ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1 Аналіз об'єкта контролю

1.1.1 Конструктивні особливості обсадних колон

Обсадні колони призначені для кріплення стовбура свердловини з метою запобігання стінок від обвалів та інших ускладнень у процесі буріння, роз'єднання продуктивних горизонтів, створення умов для руху нафти та газу. Колона формується з обсадних труб. Вітчизняні обсадні труби виготовляються згідно з ГОСТ 632 зі сталей груп міцності: Д, К, Е, Л, М і Р, умовними діаметрами від 114 до 508 мм, довжиною від 9,5 до 13 м та товщиною стінок від 5,2 до 16,7 мм [32, 33]. Виготовлювачі імпортованих обсадних труб додержуються, в основному, вимог стандартів Американського нафтового інституту [34]. Труби між собою з'єднуються найчастіше з допомогою муфт, безмуфтово (рис. 1.1) та рідше – зварюванням. Потрібно особливу увагу звернути на переходи в місцях з'єднання труб (зі сторони внутрішньої поверхні) та передбачити можливі варіанти (див. рис. 1.1) при конструюванні притискних та центруючих пристроїв засобу контролю.

Конструкція свердловини передбачає в собі кількість, діаметр та довжину обсадних колон, товщину стінки та групу міцності матеріалу труб. Кожна колона має свою назву та призначення. Перша, найкоротша — направляюча колона (L1 (рис. 1.2)). Вона призначена для запобігання гирла від обвалів та розмиву і для напрямку циркулюючої рідини в жолоби. Спускають її до щільних порід, здатних зберігати стійкість стінок свердловини при її подальшому поглибленні. Складається направляюча з одної або двох труб великого діаметру (426 – 508 мм). Друга колона – кондуктор (L2), яка ізолює водоносні піски, перекриває нестійкі верхні породи. Глибина її спуску в нафтових та нагнітальних свердловинах визначається розміщенням стійких порід, а в газових глибина спуску кондуктора повинна

перекрити всі проникаючі породи (50 – 500 м, інколи до 1000 м). Третя колона — проміжна (L3), глибина спуску якої визначається геологічними умовами. Остання колона труб називається експлуатаційною (L4).

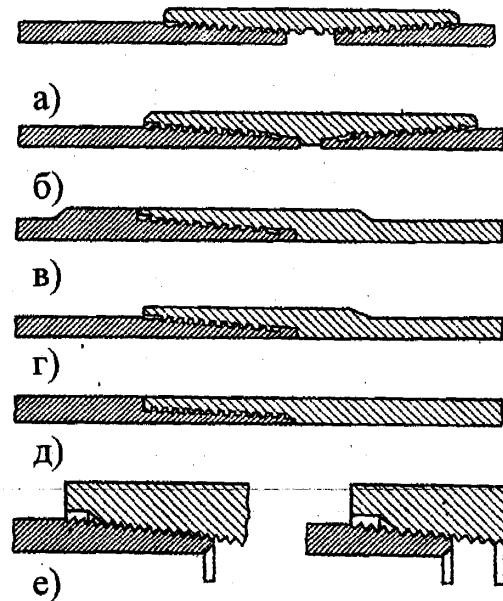


Рис. 1.1. Типи різбових з'єднань обсадних труб:

a – ОТТМ-1; *б* – ОТТГ-1; *в* – ТБО-4;

г – ТБО-5; *д* – ОГ-1; *е* – згідно з ГОСТ 632.

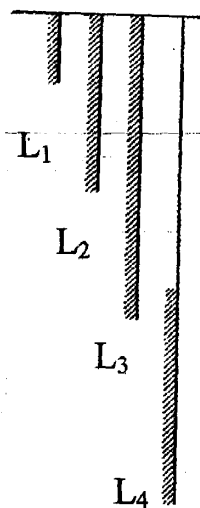


Рис. 1.2. Загальна схема конструкції свердловини:

L1 – направляюча колона;

L2 – кондуктор;

L3 – проміжна колона;

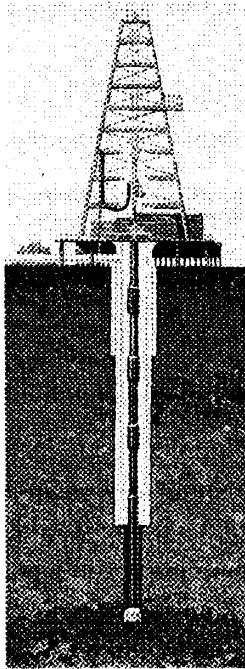
L4 – експлуатаційна колона.

Проміжна обсадна колона призначена для кріплення та ізоляції вищележачих зон геологічного розрізу, несумісних за умовами буріння з нижчележачими, тобто для запобігання ускладнень і аварій у свердловині при бурінні наступного інтервалу. Глибина спуску проміжної колони і їх кількість визначається проектною глибиною свердловини та геологічними умовами буріння.

Експлуатаційна колона служить для витягу нафти і газу на поверхню будь-якими відомими способами, для кріплення і роз'єднання продуктивних горизонтів та ізоляції їх від інших горизонтів геологічного розрізу свердловини. Діаметр експлуатаційної колони обумовлює діаметр інших обсадних колон (проміжної, кондуктора). Як правило, використовуються експлуатаційні колони діаметром 146 та 168 мм.

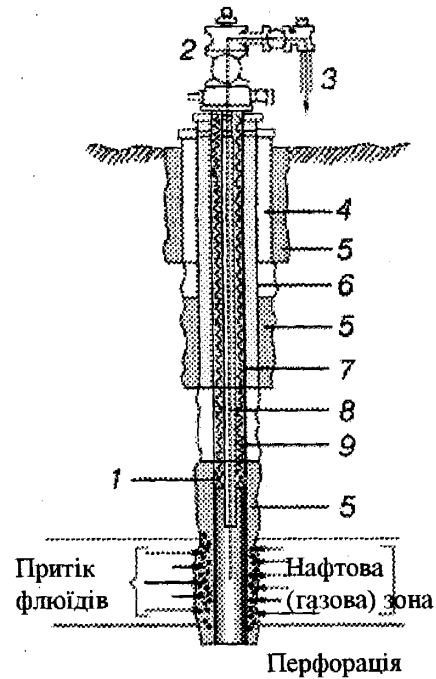
Після спуску кожної колони вона зацементовується в свердловині. Кондуктор зацементовується по всій довжині, проміжні – в більшості випадків теж по всій довжині, експлуатаційна – в газових свердловинах по всій довжині, а в нафтових – від вибою до рівня, що на 100 м вище низу попередньої колони.

Конструкція свердловини, що складається з експлуатаційної колони і кондуктора, називається одноколонною, з експлуатаційної колони і проміжної – двоколонною, з експлуатаційної колони і двох проміжних – трьохколонною і т.д. Найбільш економічна одноколонна конструкція. Конструкція свердловини (кількість та розміщення обсадних колон із зазначенням їх діаметру, глибини спуску, висоти підйому цементу) залежить від геологічного розрізу родовища та діаметру експлуатаційної колони. Вибирають її з врахуванням глибини залягання продуктивних горизонтів, тиску в них, характеру розбурюваних порід, передбачуваних ускладнень, умов експлуатації, а також можливості проведенні ремонтних робіт. При цьому повинні бути забезпечені міцність свердловини як технічної споруди, ізоляція продуктивних горизонтів, досягнення необхідного режиму експлуатації, доведення свердловини до проектною глибини [35]. На рис. 1.3 показано обсадні колони в процесі буріння свердловини та в процесі видобутку.



Показано тільки направляючу
обсадну колону та кондуктор

а)



б)

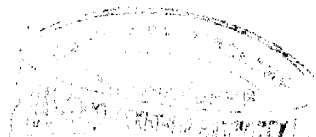
Рис. 1.3. Конструкція свердловини:

а – в процесі буріння; *б* – в процесі видобутку:

- 1 – пакер (сальник); 2 – фонтанна арматура;
- 3 – трубопровід; 4 – кондуктор; 5 – цемент;
- 6 – проміжна (технічна) колона; 7 – експлуатаційна колона;
- 8 – колона НКТ; 9 – флюїд, що добувається.

З точки зору можливості проведення неруйнівного контролю конструктивно обсадна колона є складним об'єктом контролю, тому що:

- обсадна колона - це об'єкт з одностороннім доступом і для сканування при проведенні контролю доступна тільки внутрішня поверхня труб;
- труби обсадної колони є нерухомим об'єктом і повторному підніманню на поверхню не підлягають;
- обмежений внутрішній простір колони для розміщення апаратури під час контролю;



243

- великі глибини (2 – 5 км та більше) проведення контролю, що вимагає передачі вимірювальної інформації на великі віддалі та конструктивного поділу засобів контролю на глибинну та наземну частини;

- складні умови проведення контролю: високі тиски, температура, магнітні завади тощо.

1.1.2 Аналіз умов експлуатації обсадних колон

На обсадні колони протягом багаторічної експлуатації в свердловині діє багато сил, які з часом приводять до їх пошкодження та відмов. У процесі спуску в свердловину на колону діють розтягуюча сила власної ваги труб і рідини, що знаходиться в них; сили інерції колони і рідини; сила тертя до стінок свердловин різного обладнання; гідродинамічні сили, що виникають при витисненні рідини та ін. На ділянках викривлення стовбура свердловини на колону діє також згинальний момент. При закачуванні цементного розчину в обсадну колону з'являється сила розтягу від ваги рідини. Крім того, при цих процесах виникають і гідродинамічні сили, особливо при великій швидкості протікання рідини в кільцевому просторі. В процесах освоєння та експлуатації нафтових свердловин внутрішній тиск в експлуатаційній колоні значно знижують. У цьому випадку виникає надлишковий зовнішній тиск. Надлишковий зовнішній тиск на обсадну колону виникає і у тих випадках, коли за колоною знаходяться породи з високими реологічними властивостями (в'язкопластичні глини, сольові відкладення і т.д.). У газових і фонтануючих нафтових свердловинах в процесі експлуатації надлишковим тиском вважається внутрішній, і для верхніх труб колони він може стати руйнівним. На проміжні колони під час буріння, а на експлуатаційні під час випробування, підземних і капітальних ремонтів свердловин діють сили тертя. Причиною може бути робота бурильного інструмента (долота, замків і ін.) і підземного обладнання (муфт насосно-компресорних труб, канатів та ін.) [8, 9, 17, 36]. Обсадні колони протягом багаторічного терміну експлуатації піддаються також впливу агресивного

середовища, що викликає корозію металу [37-39].

Як відомо, зі збільшенням глибини свердловини підвищується температура порід. У деяких пробурених свердловинах температура вибою досягає 130 – 150 °С і вище. З підвищенням температури порід змінюється і тепловий режим у колонах обсадних труб при освоєнні й експлуатації свердловин. Так, у процесі фонтанної експлуатації рідина і газ, що має високу температуру, нагрівають обсадну колону і, з огляду на жорстку обв'язку колон на гирлі свердловини (колона закріплена на гирлі та біля цементного каменя), можливість вільного переміщення верхнього кінця експлуатаційної колони виключена, в результаті чого виникає осьова стискаюча сила. В окремих випадках це може привести до втрати стійкості колони на ділянці вище цементного кільця. Те ж спостерігається в нагнітальних свердловинах при закачуванні нагрітої пари. Зворотнє явище відбувається в нагнітальних свердловинах в результаті закачування холодної води в пласт – обсадна колона прохолоджується і у її верхніх трубах виникає додаткове осьове зусилля розтягу.

Часто буває що необхідною є також інформація про технічний стан проміжних обсадних колон та кондуктора, а не тільки експлуатаційної. Актуальність цієї інформації різко зростає при бурінні та експлуатації нафтових родовищ, де поклади нафти розміщені під соляною товщею на території родовищ калійних солей. На більшості інших родовищ нафти та газу важливість отримання інформації про стан кондуктора та проміжних колон зростає по мірі зростання екологічних вимог, з метою охорони надр приповерхневої частини розрізу, запобігання руйнування покладів прісної води і запобігання техногенних скупчень вуглеводнів [40].

Одним з основних навантажень, що діє на колону в період експлуатації після спуску обсадної колони в свердловину і її цементування, вважається зовнішній бічний тиск з боку навколишнього середовища. У свердловинах, де в процесі експлуатації гірські породи привибійної зони руйнуються і велика частина піску виноситься на верх, на фільтрову частину обсадної колони діє вертикальна осьова сила. Значні навантаження на фільтрову частину колони виникають також в процесі перфорації.

1.2 Види та причини відмов і пошкоджень обсадних колон

Експлуатація свердловин супроводжується різними видами ускладнень та аварій, найбільш поширеними з яких є: газонафтопрояви та міжпластові перетікання, поглинання промивної рідини та тампонажного розчину, обвали та звуження стовбура свердловини, прихвати труб та ін. Найчастіше причиною цих ускладнень є відмови обсадних колон (втрата герметичності, прохідної здатності) через різного роду пошкодження. Причини аварій можуть мати різну природу залежно від гірничо-геологічних, фізико-хімічних та механічних умов експлуатації, а також: невірне визначення діючих навантажень, попереднє зношення труб, низька якість металу.

Вивчення відмов обсадних колон дозволяє класифікувати їх на такі основні види [7, 8, 17]: зминання обсадної колони під дією зовнішніх тисків в процесі буріння та експлуатації свердловини; розрив обсадної колони внутрішнім тиском; обрив обсадних колон по різьбових з'єднаннях та по тілу під впливом сил розтягу ваги колони; негерметичність різьбових з'єднань та тіла труб внаслідок механічного і корозійного зношення або порушення правил згвинчування. Найбільш часто зустрічаються в процесі експлуатації свердловин відмови останнього виду і пов'язані вони з втратою геометричних параметрів труб. В процесі довготривалої експлуатації свердловини обсадна колона піддається дії агресивних пластових вод і закачуваних рідин, механічних пошкоджень, що приводить до зношення колони та порушення герметичності.

Однією з найбільш складних аварій є зминання проміжної та експлуатаційної колон, які є характерними для глибоких свердловин. Існуючі методи розрахунку обсадних колон на зминання не завжди забезпечують безаварійну роботу колони. У промисловій практиці відомі окремі випадки, коли обсадна колона, розрахована на зминання з великим запасом міцності, після тривалої експлуатації деформується. Зминання обсадних колон у цих випадках відбувалося після тривалої експлуатації свердловин (10 – 20 років). Часто причиною змину є просідання земної поверхні.

Порушення герметичності експлуатаційних колон через нещільність різьбових з'єднань, як показує аналіз промислових даних, відбувається, в основному, в газових

і газоконденсатних свердловинах. Тому забезпечення щільності різьбових з'єднань експлуатаційної колони в таких свердловинах має першочергове значення. Як правило, нещільність різьбових з'єднань виникає в результаті відсутності якісного мастила з'єднувальних кінців і неправильного вибору крутного моменту згвинчування при спуску колони. Порушення щільності різьбових з'єднань пришвидшується в умовах скривлення колони в результаті її тривалого поздовжнього вигину.

Дослідження причин негерметичності обсадних колон показують, що місця негерметичності з малими втратами відносяться в основному до різьбових з'єднань труб і є однією з причин міжколонних проявів. Негерметичність експлуатаційних колон проявляється, як правило, в процесі опресовування або освоєння свердловини, а також при переведенні їх на газліфтний спосіб експлуатації. Час від введення свердловини в експлуатацію до прояву негерметичності складає 1,5 - 7 років і залежить від умов експлуатації. Свердловини зі знайденою негерметичністю складають в середньому від фонду свердловин 2,5 - 13 % і цей процент залежить від географії родовищ. На ремонтно-ізоляційні роботи, що пов'язані з відновленням герметичності, витрачається багато часу та досить великі кошти [41].

Дослідження показують, що значна частина аварій з обсадними колонами відбувається також від дії внутрішнього тиску при низькій якості труб. Часто труби руйнуються через дефекти металургійного походження. Потрапляння дефектних труб на нафтопромисли можна пояснити невиконанням вимог ГОСТу 632 і недосконалістю існуючої системи контролю труб. Порушення в результаті дії внутрішнього тиску складають 43,6 %. Руйнуванню піддаються обсадні труби усіх найбільш застосовуваних груп міцності: Д, К та Е і відбувається воно навіть при тисках, що у 2-4 рази не перевищують розрахункові допустимі. Бувають також випадки, коли відношення розрахункового тиску до руйнівного дорівнює 5,8; 7,7; 8,6 і 12. Зі сказаного вище впливає, що навіть значне збільшення коефіцієнта запасу міцності, використовуваного при розрахунку обсадних колон, не завжди дозволяє запобігти руйнуванню обсадних труб під дією внутрішнього тиску. Слід зазначити, що значна частина аварійних обсадних труб має границю текучості, значно

переважаючої вимоги ГОСТу, тобто мають досить високі механічні властивості. Таким чином, причини руйнувань обсадних труб не тільки у відхиленнях від норм механічних властивостей їхнього матеріалу [8]. Протягом тривалого часу експлуатації під дією вже згаданих факторів старіє та руйнується матеріал обсадних труб і виникають експлуатаційні дефекти.

Наприклад, за даними геологічної служби ОАО “Ноябрьскнефтегаз” та НГДУ “Баркусоннефть” [42] виявлено багато аварійних свердловин на родовищах Росії, що характеризуються зломами експлуатаційної колони, їх зміщенням або зминанням. Зони порушень знаходяться в середньому на глибині 550-750 м, в місцях де знаходяться глинисті породи. Як правило, зминання або розрив колон відбувається через 5-15 років після введення свердловин в експлуатацію, а деколи і раніше. Так, за даними [42] бувають родовища з середнім напрацюванням всіх аварійних свердловин 2,7 р.

Зношення проміжних обсадних колон — наслідок тертя бурильних труб, викликаного тривалими роботами при обертанні і лінійному переміщенні бурильної колони. Як показують дослідження, інтенсивному зношенню піддаються ті обсадні труби, що розташовані в місцях найбільших перегинів осі стовбура свердловини, у тому числі поблизу гирла, де нормальні сили притиснення бурильної колони до стінок свердловини досягають максимуму [8, 43].

Практика показує, що в багатьох випадках причиною ліквідації свердловин є зминання проміжних обсадних колон діаметрами 324, 299 і 219 мм [8]. Можна припустити, що в результаті зсуву глини тиск на колону з боку масиву гірських порід значно зростає, що і служить причиною зминання колони. Причиною зминання проміжних колон можуть також бути газонафтопрояви, через що зменшується густина промивної рідини та знижується рівень бурового розчину. Труби для цих колон були розраховані на зминання з великим запасом міцності. Незважаючи на це, відбувається їх зминання. У цих свердловинах ділянка експлуатаційної колони, де вона зім'ялася, знаходилася усередині проміжної, а за ними — глини. Розрахунок проміжних обсадних колон на зминання проводився без врахування дії гірського тиску порід. Очевидно, зминання експлуатаційних колон відбулося після деформації

проміжних під дією гірського тиску. У цьому випадку для експлуатаційної колони створювалася умова нерівномірного навантаження з боку зім'ятої проміжної колони, що і привело до її зминання при великих коефіцієнтах запасу міцності. Наявність неоднорідності порід, каверн у затрубному просторі, нерівномірний розподіл цементу за колоною (через ексцентричне розташування колони в свердловині) і інші фактори також могли вплинути на нерівномірне навантаження обсадної колони.

Звичайно, для запобігання та зменшення числа порушень обсадних колон при будівництві й експлуатації свердловин необхідно контролювати якість труб перед спуском їх у свердловину. Гідровипробування і дефектоскопія труб дозволяють виявити негерметичність у різьбових з'єднаннях і дефекти металургійного походження в тілі труб. Труби перед спуском їх у свердловину повинні піддаватися ретельному контролю. При цьому якість тіла і різьбових з'єднань труб повинна відповідати їх призначенню відповідно до розрахунків згідно з проектом будівництва свердловин. Один із способів ефективного контролю за якістю обсадних труб перед спуском їх у свердловину – дефектоскопія та вимірювання геометричних розмірів, що дозволяє точно виявляти різноманітні дефекти. На відміну від процесу гідровипробування, при неруйнівному контролю не створюється навантаження на випробувальні труби. Під час гідровипробування великі внутрішні випробувальні тиски приводять до збільшення початкових розмірів тріщин у тілі труб, що викликає необхідність відбракувати труби з деякими запасами міцності. Виявлення дефектів по всій товщині стінки труб здійснюють за допомогою акустичних засобів контролю.

Але, якщо й взяти всіх запобіжних заходів при формуванні обсадної колони, то це не гарантує її безвідмовну роботу протягом тривалого терміну. В умовах експлуатації змінюється технічний стан обсадних труб, що приводить до появи дефектів та виникнення аварійних ситуацій.

Підсумовуючи проведений аналіз умов експлуатації, причин та видів пошкоджень обсадних колон, наведено узагальнену блок-схему (рис. 1.4).

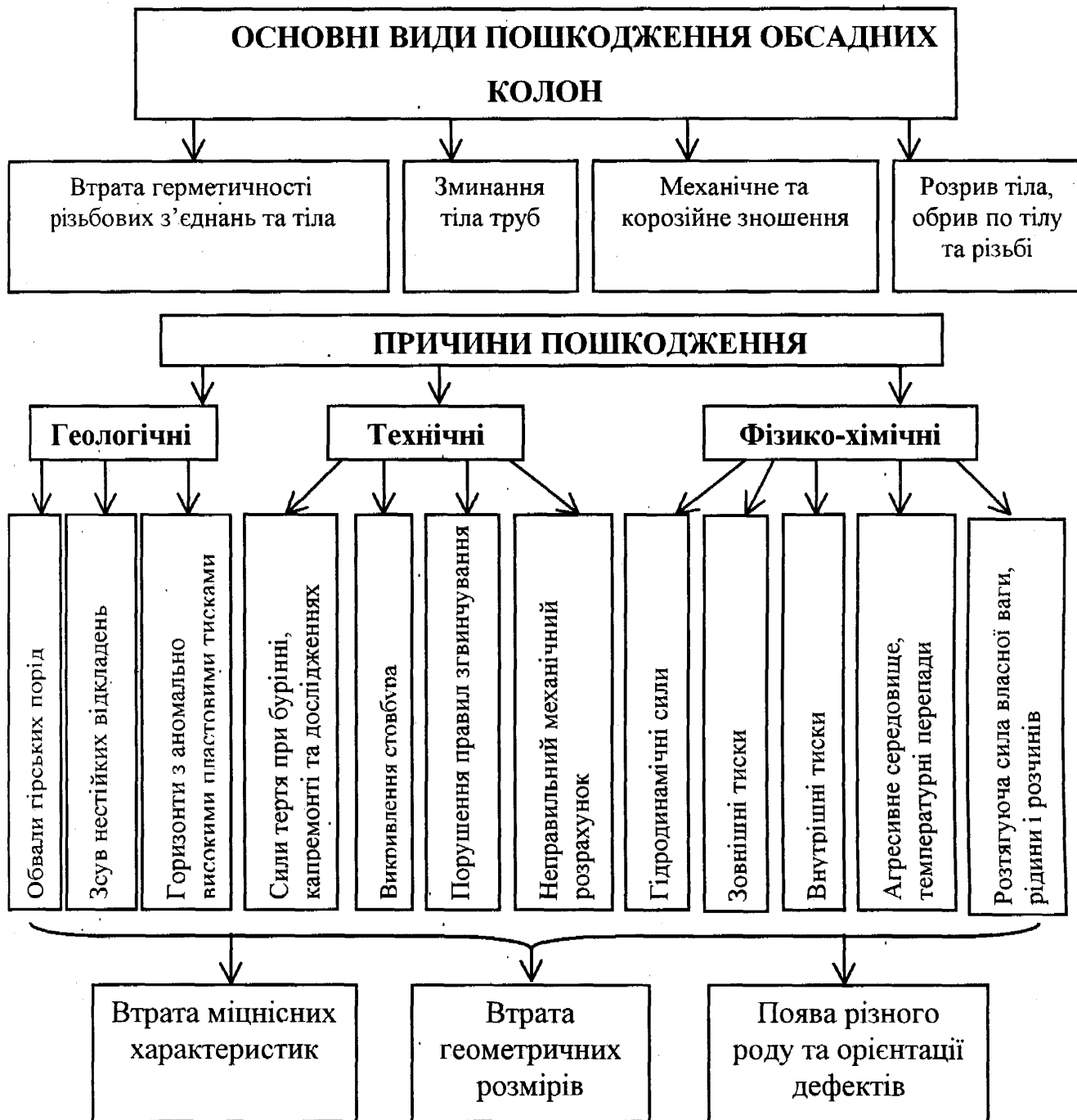


Рис. 1.4. Блок-схема узагальнення видів та причин пошкоджень обсадних колон

1.3 Комплекс параметрів, які характеризують якість технічного стану обсадної колони

З проведеного аналізу об'єкта контролю можна зробити висновок, що для комплексної оцінки якості технічного стану обсадних колон в свердловині необхідно мати в наявності інформацію про:

- якість цементування;
- викривлення колони;
- герметичність та міцність тіла труб та різьбових з'єднань;
- місця знаходження муфтових з'єднань;
- наявність різного роду та орієнтації дефектів;
- геометричні параметри поперечного перерізу труби (товщина стінки, діаметр, площа поперечного перерізу, форма та фактичне зношення внутрішньої і зовнішньої поверхонь);
- якість та характер перфорації.

Якість цементування свердловин є необхідною умовою їх тривалої та безаварійної експлуатації. Під якістю цементування розуміється ступінь та надійність герметичності зацементованого простору за обсадною колоною. Порушення цієї герметичності з часом приводить до появи у пластовому флюїді, що добувається, домішок сторонніх вод та газів, а також до появи міжпластових перетоків та газонафтопроявів по за колонному простору. Через вплив різних геолого-технічних факторів на процес цементування та труднощі їх врахування часто приводять до неякісного цементування: недопідйом і перепідйом тампонажного розчину в за колонному просторі; змішування бурового і тампонажного розчинів в за колонному просторі; неповне витіснення бурового розчину цементним; канали, тріщини та інші дефекти в цементному камені; зазори між цементним каменем, колоною та породою.

В процесі буріння та експлуатації стовбур свердловини відхиляється від вертикалі під дією сил геологічного та технологічного характеру. *Викривлення* - це фактичне відхилення осі свердловини від вертикалі і визначається воно за кутом

викривлення та азимутом. Цей процес називається інклінометрією і проводять його для виявлення ділянок колони з різкими викривленнями, які ускладнюють процес спуску бурової колони, колони НКТ, апаратури та обладнання.

Одним з найбільш серйозних дефектів кріплення свердловини є утворення заколонних міжпластових перетоків та газонафтопроявів. Ці явища пов'язані з *негерметичністю тіла та різьбових з'єднань* обсадних труб колони.

Для забезпечення ефективного звільнення бурильного інструменту та НКТ від прихватів та інших цілей потрібно достатньо точно визначати місце та глибину останнього. Для цієї цілі часто користуються замірами в свердловині з *локації муфтових з'єднань*.

Для оцінки залишкової міцності обсадних труб в колоні необхідно мати інформацію про *наявність дефектів*, а також додаткові дані про їх орієнтацію відносно вертикальної осі, так як їх напрям впливає на несучу здатність обсадної колони. Для цього необхідно проводити дефектоскопію тіла труби на наявність дефектів поперечної та поздовжньої орієнтації.

При дослідженні стану пошкодження обсадної колони та для визначення допустимих величин механічних навантажень важливо крім пошуку дефектів також визначати *зміну геометричних параметрів* її поперечного перерізу: товщину стінки, діаметр, площу, форму та фактичне зношення внутрішньої і зовнішньої поверхонь.

Вивчення причин порушень свідчить, що в процесі перфорації порушується фільтрова частина колони, через дію великих гідродинамічних тисків в обсадних трубах фільтрової частини колони виникають тріщини або труби зовсім руйнуються. Механізм руйнування труб залежить від багатьох факторів: виду і типу застосовуваного перфоратора; матеріалу і розмірів труб; умов перфорації і т.д. Відомі також випадки, коли перфорація відбувалась не в заданому інтервалі, тому потрібно проводити *контроль якості та фактичного місця знаходження інтервалу перфорації* [44].

1.4 Порівняльний аналіз існуючих методів та засобів контролю технічного стану обсадних колон в свердловині

1.4.1 Методи та засоби контролю якості цементування свердловин

Визначення прямих показників якості цементування свердловини або оцінка ступені герметичності за колонного простору за даними методів (в основному геофізичних), що використовуються зразу по закінченню часу очікування затвердіння цементу, як правило, неможливе. Тому в промисловій практиці про якість цементування говорять за його непрямыми показниками, які визначаються в результаті вимірювань в обсадній колоні різних фізичних параметрів: інтервал поширення цементного розчину за обсадною колоною; характер витіснення бурового розчину цементним в за колонному просторі, в тому числі і в кавернах; стан контактів цемент-колона і цемент-порода; наявність каналів в цементній оболонці; ексцентриситет обсадної колони в свердловині; інтервал поширення зони змішування цементного і бурового розчинів. Ці непрямі показники визначаються за даними термометричного, радіоактивних та акустичного методів контролю за цементуванням. Дані методи в геофізиці достатньо розвинуті і є в наявності відповідні технічні засоби контролю для їх реалізації [3, 45–48].

Термометрія базується на вимірюванні аномального, на фоні природного, вимірювання температури в стовбурі свердловини навпроти ділянок за колонного простору, в яких екзотермічно гідратує цемент, в результаті чого додатково прогрівається буровий розчин всередині обсадної колони. Застосування термометрії для цієї цілі можливе тільки в період проведення цементування. В якості апаратури для вимірювання температури в свердловинах, в основному, використовуються електричні термометри типів ЭТМИ, ТЭГ-36, ТЭГ-60, СТЛ-28, ТР-7 та інші.

Радіоактивний метод контролю за цементуванням базується на використанні під час цементування свердловин активованого радіоактивними ізотопами (радіонуклідами) або радоном тампонажного розчину з наступною реєстрацією гама випромінювання в обсадній колоні стандартною гамма-каротажною апаратурою.

Цей метод дозволяє чіткіше від термометрії визначити верхню та нижню границі розподілу активованого тампонажного матеріалу за колоною [3]. Існує також апаратура гамма-контролю для визначення товщини активованої цементної оболонки навколо колони та взаємного розміщення колони і свердловини. При цьому використовується пряма залежність інтенсивності гамма-випромінення від товщини цементної оболонки [3]. При суттєвій різниці значень густини тампонажного та бурового розчинів можна отримати інформацію про розподіл та цілісність цементного кільця за колоною. Для дослідження якості цементування свердловин використовується апаратура гамма-контролю типу: ЦМТУ-1, ЦММ-3-4, ЦФ-4, селективні гамма-дефектометри-товщиноміри СГДТ-2 та СГДТ-3.

Метод акустичного контролю за цементуванням свердловин базується на залежності параметрів акустичних коливань (амплітуди, швидкості, частоти) від пружних та поглинаючих властивостей оточуючого середовища, в тому числі і від характеру зв'язку цементного кільця з колоною та породою в свердловині. Метод з реєстрацією в аналоговій формі контрольованих параметрів реалізується з допомогою апаратури типу АКЦ, СПАК, АКВ, АК та ін. [3, 45–47], а в цифровій – з допомогою апаратури типу АКМ, АКД [47] та інших. Акустичний метод значно полегшує та прискорює рішення задачі визначення деформаційних властивостей тампонажного каменю, що характеризують його міцність (модулів пружності та зсуву і коефіцієнта Пуассона).

1.4.2 Методи та засоби контролю труб обсадних колон в свердловині

Часто для контролю герметичності обсадних колон проводять їх випробування шляхом опресовування. Але із збільшенням діаметрів та глибин спуску обсадних колон, а також із розширенням меж змін газонасиченості та густини рідин, що їх заповнюють, знижується вірогідність результатів таких випробувань на герметичність. До того ж, при опресовуванні високі внутрішні випробувальні тиски можуть приводити до збільшення початкових розмірів тріщин у тілі труб та інших дефектів, тому потрібно проводити контроль технічного стану обсадної колони

засобами неруйнівного контролю.

На основі проведеного аналізу патентної [54-86] і науково-технічної літератури [3, 4, 87-94] існуючі методи контролю технічного стану обсадних колон можна поділити на три основні групи: фізико-хімічні, геофізичні і газогідродинамічні. Більшість з цих методів не дозволяють передбачити аварію та порушення герметичності, є досить трудомісткими та недостатньо ефективними, дають можливість проконтролювати тільки внутрішню поверхню обсадних труб в свердловині і дозволяють визначити тільки місце вже існуючої негерметичності. Провівши аналіз патентної [54-80] документації в хронологічному порядку їх появи, можна отримати картину про характер та тенденції розвитку існуючих методів та засобів.

Методи визначення місць негерметичності з допомогою вимірювання густини, температури, хімічного складу рідини в колоні, питомого електроопору, шуму [87-96] (фізико-хімічні) застосовують у випадку притоку рідини із затрубного простору в свердловину через дефект. Але вони дають можливість визначити потрібні інформативні параметри тільки при значних пошкодженнях колони.

В таких випадках використовують також гідродинамічні методи з використанням витратомірів. В свердловинах з великим пластовим тиском місця порушення колони визначають шляхом продавлювання рідини в свердловину. В результаті теоретичних досліджень можливостей методів пошуку місць негерметичності встановлено, що відносна похибка при визначенні загальної інтенсивності втрати рідини з колони може складати 12 %; похибка при визначенні інтенсивності втрати з використанням подвійного пакера досягає 12-24 %, шляхом поінтервального опресовування (без використання подвійного пакера) можна виявити тільки групу негерметичних різьбових з'єднань (3-20 шт.), а похибка при визначенні місць негерметичності може складати 25 м; при використанні подвійного пакера похибка при визначенні місць негерметичності складає 0,5 м, а негерметичне різьбове з'єднання можна виявити на глибині свердловини до 2000 м [41].

Під час руху рідини в зворотному напрямі, тобто, коли в свердловині

відбувається поглинання рідини через дефект, для визначення місця дефекту використовують радіоактивні індикатори (при умові, що рідина, яка потрапляє в колону, містить радіоактивні ізотопи). Однак, якщо поглинання проходить досить інтенсивно, то ізотопи поширюються на велику віддаль від місця пошкодження і цей метод не дає достатнього ефекту. Наявність масел та забруднень на різьбах та стінках обсадних труб затрудняє інтерпретацію результатів при використанні радонового методу, і тому необхідно проводити ще додаткові дослідження.

Шумоіндикаторний метод пошуку негерметичності має ряд переваг перед індикаторним радоновим: безпека, вища продуктивність, чіткіша локалізація місць негерметичності, можливість наближеної оцінки інтенсивності втрат.

Великі дефекти обсадної колони можна виявити резистивиметрами (співставлення питомого електроопору бурового розчину і рідини, що поступає в колону з пласта через місце порушення), термометрами (свердловина заповнюється рідиною, температура якої відрізняється від температури пластової води і визначається зміна температури), магнітними локаторами, витратомірами, але точність визначення їх місцезнаходження невелика (декілька метрів) і вони є недостатньо інформативними [97–100]. Негерметичність на початковій стадії (до промивання значного каналу), як правило, характеризується малими притоками, тому витратометрія, термометрія та резистивиметрія не дозволяють виявити таке порушення. Зустрічаються випадки, коли температурні аномалії в інтервалі порушень відсутні. Термометрія більш інформативна в нагнітальних свердловинах, де вона дозволяє виділити порушення експлуатаційної колони та інтервали затрубної циркуляції [101].

Дещо точнішими та надійнішими (крім пошуку місць негерметичності, вони дозволяють проводити дефектоскопію та товщинометрію стінки труби) є індукційні та гамма дефектоскопи, а також гамма-товщиноміри.

З допомогою апаратури для проведення дефектоскопічних досліджень, яка містить індукційний зонд, можна отримати значно більший об'єм інформації. Такий метод є безконтактним, високопродуктивним, однак дозволяє виявити лише

поверхневі та підповерхневі дефекти. Електромагнітні свердловинні індикатори дефектів (типу ДСИ та ИДК) в обсадних колонах дозволяють отримати відмітки про муфтові з'єднання та діаграми розподілу інформаційного параметру, який характеризує наявність дефектів та діаметр колони, по довжині колони. Приблизне визначення середнього внутрішнього діаметру проводиться, як правило, на довжині 100 мм [102]. Такі засоби дозволяють виявити поздовжні тріщини, обриви, вздування і змінання труб. Але широке застосування такої апаратури для дефектоскопії колон стримується сильним спотворенням зареєстрованих кривих, що затрудняє їх інтерпретацію. Ці спотворення обумовлені впливом електромагнітних завад, аномальною намагніченістю обсадних труб, зміною їх товщини стінки, марки та хімічного складу сталі, електропровідності та магнітної проникності, і тому можна зробити хибні висновки про порушення цілісності обсадної колони, які не підтверджуються результатами інших досліджень. Неоднорідність магнітних властивостей, викликана неоднорідністю структури, внутрішніми напруженнями і іншими причинами, створює завади при контролі з допомогою вихрострумowego перетворювача. Окрім цього, феромагнітним виробам, якими є обсадні труби, притаманне явище гістерезису, тому після зняття зовнішнього магнітного поля, прикладеного до обсадної колони, в ній зберігається залишкова індукція, яка обумовлює залишкову намагніченість. Все це є найбільш ймовірною причиною завад, що спотворюють реєстровані криві при електромагнітному методі контролю. Чутливість електромагнітної геофізичної апаратури до дефектів досить низька, виявляються тріщини протяжністю більше 60 мм [3, 103].

Останніми роками активно розробляється метод імпульсної електромагнітної дефектоскопії, який базується на реєстрації ЕРС, що наводяться в обсадних трубах після вимкнення струму намагнічування [104-108]. Цей метод використовують для визначення товщини стінки труб. Але характер перехідних процесів, крім товщини, залежить ще й від питомої електричної провідності та магнітної проникності металу, а ці величини, в свою чергу, залежать від степені корозії труб. При зміні властивостей металу використання такого методу приводить до значних похибок. Крім того, потрібно відзначити, що для переходу від електричних сигналів до

товщини стінки колони застосовуються, отримані дослідним шляхом, градувальні криві [109]. Такий метод не досконалий. Якщо досліджуються труби з іншої марки сталі і, якщо змінюється магнітна обстановка за трубами, то виникають значні похибки при визначенні товщини.

Електромагнітна дефектоскопія стає останнім часом досить поширеною при вивченні технічного стану обсадних колон. Декількома компаніями в Росії виготовляються дефектоскопи ЭМДС-ТМ-42 (ОАО НПІ “ВНИИГИС”), МИД-К (ЗАО НПФ “ГИТАС”), ЭМДСТ-МП (АО “Литосфера”) [11]. Ці прилади відрізняються кількістю та розмірами зондів, часовому діапазону реєстрації та, відповідно, своїми можливостями; але, як показує практика, при використанні будь-якого з них виникають труднощі. Залишається актуальною проблема підвищення точності та надійності визначення товщини стінок труб. Товщина стінок в зонах ненаскрізних дефектів, що виникають через корозію або механічне стирання труб, визначається інтегрально, тобто усереднюється по колу та довжині зонда, що затрудняє оцінку степені пошкодження колони. Суттєвим недоліком цих дефектоскопів є низька роздільна здатність – вони не виявляють малі дефекти колони протяжністю до 50 – 70 мм. Це стимулює інтенсивне удосконалення апаратури та методики контролю. Серійні індукційні дефектоскопи ДСИ при сприятливих умовах реєструють тільки зміну товщини стінки, і не дозволяють оцінити її кількісно, що для вирішення ряду технологічних задач експлуатації та ремонту свердловин є актуальним [110].

Гамма дефектоскопи та товщиноміри дозволяють методом реєстрації розсіяного гамма-випромінювання визначити товщину стінки обсадних труб та внутрішній діаметр колони, але вони мають малу продуктивність, а експлуатація таких засобів пов'язана з небезпекою для обслуговуючого персоналу.

Геофізична апаратура, призначена для каротажу свердловин (електромеханічні профілеміри, радіусоміри, каверноміри, інкленоміри), дає скоріше якісну ніж кількісну оцінку невеликої точності [87-93] (наприклад, трубний свердловинний профілемір типу ПТС [88] реєструє декілька профілів та середній внутрішній діаметр обсадних колон). Ці прилади вимірюють внутрішні розміри колони механічними

щупами, але вони непридатні для отримання вірогідної інформації про стан колон, тому що типові форми зношення (рис. 1.5) неможливо виявити дискретними вимірюваннями поперечних перерізів колони навіть при великій кількості щупів [111]. Повну гарантію виявлення пошкоджень може дати тільки неперервне вимірювання. Ці методи потребують досить значних затрат часу, та дозволяють отримати коректно інтерпретуючі результати лише при значних зношеннях колони. Такий недолік притаманний також методу поінтервального опресовування обсадної колони з допомогою подвійного пакера та методу отримання відбитків з дефекту шляхом притиснення до нього штампів з пластичного матеріалу [8]. Відбиток з місця негерметичності можна зробити тільки попередньо визначивши іншими методами глибину знаходження дефекту. Недоліком опресовування є те, що великі внутрішні тиски приводять до збільшення початкових розмірів тріщин в тілі труби. Крім того, для запобігання розривів колони при опресовуванні, перед опресовуванням треба дослідити технічний стан колони: виявити пошкодження, визначити фактичну мінімальну товщину стінок, щоб правильно розрахувати максимально допустимий тиск при опресовуванні.

В більшості випадків недостатні інформативність та вірогідність контролю технічного стану свердловин за даними одного методу викликають необхідність раціонального їх поєднання (наприклад, варіант комплексного застосування електромагнітного та електромеханічного методів дефектоскопії колон з допомогою мікрокаверноміра СМАЩ та індукційного дефектометра ИДК).

З метою визначення розмірів пошкоджень, крім штампів, використовуються ще глибинні фотоапарати та акустичні телевізори типу САТ [95], але фон завад, викликаний корозійним і механічним зношенням колони, сильно знижує якість відеозапису внутрішньої поверхні обсадної колони [8, 97]. Існують також так звані системи свердловинного відео (наприклад, система Hawkeye фірми Argosy Technologies), що створюють послідовність швидко оновлюваних нерухомих зображень та призначені для ідентифікації сторонніх предметів в свердловині та пошкодження внутрішньої поверхні труб.

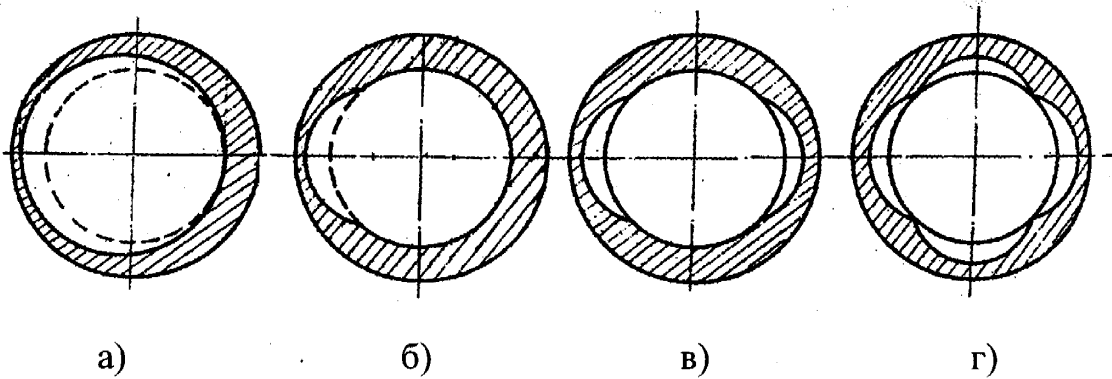


Рис. 1.5. Типові форми зношування обсадних колон.

Для вимірювання кута нахилу та азимуту викривлення колони використовують інclinоміри або нахиломіри. Існують інclinоміри з магнітною системою та гіроскопічні. Основними засобами для визначення викривлення свердловин є інclinоміри типу КИТ, КИТА, НІ, НИД, ИГ та ИН [87-90].

Контроль фактичного місця знаходження інтервалу перфорації виконується магнітними локаторами, які реєструють зміну магнітного потоку в місцях значної деформації труб; мікрокаверномірами; товщиномірами та індукційними дефектometрами. Існує також апаратура контролю перфорації типу АКП, яка призначена для оперативного контролю робіт з вскриття продуктивних пластів перфорацією. Вона дозволяє без додаткових спуско-підймальних операцій комплексно вирішити такі завдання: контроль за рухом по стовбуру свердловини апаратури для перфорації, прив'язку інтервалу перфорації до геологічного розрізу, фіксацію положення перфоратора, реєстрацію фактичного місця знаходження інтервалу перфорації. Контроль перфорації є частковим, але важливим завданням дефектоскопії обсадних колон. Інтервал перфорації можна виділити з допомогою локатора муфт, а також, з більшою чутливістю, електромагнітними дефектоскопами.

Для узагальнення в таблиці 1.1 зведені можливості проаналізованих методів контролю технічного стану обсадних колон, а в таблиці 1.2 – відповідні технічні засоби.

Перелік основних організацій, що займаються розробкою та виготовленням засобів для контролю технічного стану обсадних колон, а також їх напрямок та специфіка роботи зведені в таблиці А.1 додатка А.

Можливості та обмеження існуючих методів при контролі параметрів, що характеризують технічний стан обсадної колони

Метод	Контрольований параметр					
	викривлення	герметичність	локація муфт	наявність дефектів	товщина стінки	інші геометричні параметри (форма, діаметр і т.д.)
Опресовування	-	+ ¹	-	-	-	-
Поінтервальне опресовування	-	+ ²	-	-	-	-
Індикаторний радоновий	-	+	-	-	-	-
Витратометричний	-	+	-	-	-	-
Термометричний	-	+	-	-	-	-
Резистивиметричний	-	+	-	-	-	-
Шумоіндикаторний	-	+	-	-	-	-
Оптичний, телевізійний	-	-	-	+ ³	-	-
Гамма-випромінювання	-	-	+	-	+	-
Зняття відтисків	-	-	-	+ ⁴	-	-
Електромеханічний	+	-	-	-	-	+
Акустичний ⁵	-	+	+	+	+	+
Магнітний	-	-	+	+	-	-
Електромагнітний ⁶	-	-	+	+	+	+

Примітки:

^{1,2} – великі внутрішні тиски приводять до збільшення початкових розмірів тріщин в тілі труби;

² – низька продуктивність, дозволяє локалізувати негерметичність;

³ – фон завод, викликаний корозійним і механічним зношенням колони, сильно знижує якість відеозапису внутрішньої поверхні;

⁴ – вимагає попередньої локалізації дефекту;

⁵ – існує вплив зміни акустичних характеристик від температури;

⁶ – присутнє спотворення зареєстрованих сигналів, обумовлені впливом електромагнітних завод, аномальною намагніченістю труб, зміною їх товщини стінки, марки та хімічного складу сталі, електропровідності та магнітної проникності, що затрудняє інтерпретацію результатів контролю.

Таблиця 1.2

Методи та засоби контролю технічного стану обсадних колон в свердловині

Методи	Засоби	Контрольовані параметри чи результат контролю
Фізико-хімічні: - за фізико-хімічним складом флюїдів та продуктів корозії	Засоби визначення складу рідин	Наявність корозії та абразивного зношення
Гідродинамічні: 1. Шляхом підвищення тиску у колоні: 1.1. За об'ємами закачуваної рідини. 1.2. Поетапне опресовування ділянок колони 1.3. За кривими відновлення тиску. 2 Шляхом зниження тиску в колоні	1.1. Поетапна заміна глинистого розчину водою, продавлювання малих порцій води. 1.2. Цементний міст - гирло свердловини, цементний міст - пакер, пакер-пробка-пакер, подвійний пакер. 2. Випробовувач пластів	Наявність негерметичності та її локалізація
Геофізичні: 1. Визначення фізико-хімічних властивостей флюїдів (питомий електричний опір, температура, густина). 2. Визначення витрати 3. Радіоактивних ізотопів	1.1 Термометри, 1.2 Резистивиметри, густиноміри. 2. Витратоміри, дебитоміри 3. Радіоактивні ізотопи	1-3 Притік та втрата рідини внаслідок втрати герметичності 1.1 Якість під час цементування
Оптичний (фототелевізійний)	Свердловинні фотоапарати типу ФАС, відеосистеми Hawkeye	Зображення внутрішньої поверхні
Акустичний	Свердловинні акустичні телевізори САТ Апаратури типу АКЦ, СПАК, АКВ, АК, АКМ, АКД	Заколонні перетоки; пошук негерметичності, дефектів; якість цементування, товщина стінки
Електромеханічний	Профілеміри, каверноміри, інкленоміри (ПТС, СМАШ)	Зміна внутрішнього діаметру
Магнітний	Локатори муфт МЛМ, ДЛМ, Локатори втрати металу ЛПМ	Місцезнаходження муфт, втрата металу, виділення каналу перфорації
Індукційний, електромагнітний	Дефектоміри типу ДИ, ДСИ, ИДК, МИД, ЭМДС	Товщина стінки, пошук дефектів
Розсіяного гамма-випромінювання	Дефектомір-товщиномір СГДТ Апаратура ЦМТУ, ЦММ	Середня товщина стінки, внутрішній діаметр, пошук великих дефектів, товщина цементу
Інші: Отримання відбитків з дефекту	Штампи з пластичного матеріалу	Розміри попередньо знайденого дефекту

1.5 Вибір і обґрунтування напрямків та задач досліджень

Проведений аналіз показує, що промисловість, тим більше вітчизняна, не забезпечена надійними, інформативними та продуктивними засобами неруйнівного контролю обсадних колон в свердловині, за допомогою яких можна одержати вірогідну інформацію про фактичний технічний стан колони, попередити виникнення негерметичності, і тому існує потреба в створенні таких технічних засобів та методик проведення контролю. Більшість методів характеризуються низькою інформативністю та різними обмеженнями, що не дозволяють отримати достатньо точну якісну і, особливо кількісну, оцінку пошкоджень, а більшість існуючих засобів не дозволяють передбачити аварію та порушення герметичності. Одна група засобів дає можливість проконтролювати тільки внутрішню поверхню обсадних труб в свердловині, інша використовується тільки для визначення місця вже існуючої негерметичності.

Відомо багато робіт вітчизняних та закордонних дослідників, присвячених розробці засобів контролю обсадних колон [3–5, 8]. Дослідження в цьому напрямку проводило багато вчених – Будников В.Ф., Булатов А. Й., Петерсон А. Я., Климов В. В., Шлеин А.Т., Мамедов А.А., Измайлов Л.Б., Теплухин В.К., Кисельман М.И., Кокорин Н.В., Самотай А.К., Бернштейн Д.А., Валяев В.А., Нечаев Б.А. (російські організації НТЦ Кубаньгазпром, НПФ Геофизика, НПП ВНИИГИС); Boyers Charles Lance, Nicolas Yves, Landaud Andre, Lavinge Jean, Jonson (компанії Vetco, Schlumberger Technology, Halliburton, Geolink, Argosy Technologies) та інші. Однак їх увага зосереджувалась, в основному, на виявленні вже існуючих місць негерметичності, а не попередженню відмов, та контролю тільки внутрішньої поверхні труб. Не дивлячись на певні досягнення, методи та засоби, що використовуються, не достатньо точні та інформативні.

Вивчивши характер зношування колон, можемо встановити загальну тенденцію – хвилеподібність зношення вздовж осі. Навіть при значних зношеннях колони можуть існувати непошкоджені ділянки та ділянки з малими пошкодженнями. Пошкодження характеризуються варіаціями середнього зношення

вздовж колони, які мають випадковий характер [111]. Гарантією виявлення всіх пошкоджень є неперервність проведення контролю. Типові форми зношення колон представлені на рис. 1.5.

Для усунення дефектів в обсадних колонах і вибору правильного способу та ефективних параметрів технології їх ремонту потрібна перш за все вірогідна інформація про стан пошкодження колони: на якій глибині колони розміщений дефект; які його форма, розміри і характер; розміщення в поперечному перерізі труби; місце знаходження дефекту (на тілі труби чи у муфтовому з'єднанні).

Для контролю технічного стану обсадних колон та оцінки їх ресурсу необхідно знати параметри, які впливають на їх працездатність, встановити порядок контролю цих параметрів, мати в наявності відповідні засоби [112]. Працездатність обсадних колон залежить як від їх якісних характеристик, так і від умов експлуатації. Існує комплекс взаємопов'язаних та взаємовпливаючих характеристик. Оцінити їх взаємодію між собою, а тим більше оцінити характер впливу всієї сукупності на роботу колони неможливо, тому для кожної конкретної свердловини повинні бути визначені домінуючі фактори. Тільки на підставі результатів контролю якісного стану колони та діючих значень експлуатаційних факторів можна говорити про можливість її подальшої експлуатації.

Слід відзначити, що інформація про максимальне зношення труб в колоні недостатня для використання її при розрахунках залишкового ресурсу колони та допустимих навантажень. Наприклад, прилади типу каверноміра при вимірюванні форм *a* та *б* (див. рис. 1.5) дадуть один і той же результат. При багатосторонньому зношенні (схеми *в* та *г*) результат теж не зміниться. Але очевидно, що зношення по схемі *a* буде мати значно більше зменшення моменту інерції, ніж за схемою *б*. При дії навантаження в колоні будуть виникати абсолютно різні напруження. При одному і тому ж максимальному зношенні його форма може виявитися головною причиною виникнення аварій. Залишкова міцність колони залежить не тільки від максимального зношення, але і від форми поперечного перерізу. Дослідженнями встановлено, що вплив овальності на опір труби зовнішньому тиску набагато більший, ніж нерівномірності товщини стінки [8]. Крім того, усереднення площі

поперечного перерізу обсадної колони не дозволяє використовувати отриману інформацію для розрахунку труб на внутрішній та зовнішній надлишковий тиск та навантаження. Наприклад, якщо за результатами контролю розрахована залишкова площа одностороннього зношення труби, то інтерпретація результатів не є однозначною. При рівних площах для випадків одностороннього жолобоподібного зношення (схема б, див. рис. 1.5) та рівномірного розподілу зношення по внутрішній поверхні труби допустиме навантаження на розтяг буде в першому випадку більш, ніж в три рази меншим за навантаження в другому випадку [111]. Аналогічні висновки стосуються і розрахунку на зминання. Звідси слідує, що засоби, які за результатами вимірювання визначають площу поперечного перерізу труби, дають тільки якісну оцінку наявності пошкодження, за якою не можна визначити ступінь безпеки. З цього видно, що при розрахунку пошкоджених труб на допустимі навантаження, коли за результатами контролю відомо тільки зміну товщини стінки, а вид та форма пошкодження не враховується, ми отримуємо досить не точні дані (виконується розрахунок як для нових труб, з врахуванням зменшення товщини стінки). Точний розрахунок можна провести тільки з врахуванням геометрії пошкодження та специфіки впливу на несучу здатність конструкції [113].

Також необхідно відзначити, що більшість існуючих приладів визначають глибину пошкодження обсадних колон не шляхом вимірювання залишкової товщини стінки, а шляхом обчислення різниці внутрішніх розмірів. Точність визначення глибини пошкодження в цьому випадку буде залежати і від точності вихідних розмірів. Використовувати для таких цілей номінальний внутрішній діаметр не можна, так як система допусків на зовнішній діаметр, товщину стінку, різностінність та овальність дає сумарну похибку, яка може бути більшою за саме пошкодження. Більш перспективними з точки зору точності вимірювання є розробка засобів, які можуть безпосередньо вимірювати фактичну товщину стінки обсадної колони в поперечному перерізі. Значно зменшити похибку можна з допомогою засобів, які дають неперервний профіль внутрішньої та зовнішньої поверхонь обсадної колони. Засоби типу щупових каверномірів таким вимогам не відповідають. Крім цього, необхідно відзначити, що безконтактні методи є більш прогресивними.

Проведені дослідження дозволили сформувавши та узагальнити вимоги до неруйнівного контролю обсадних колон та представлення його результатів, які представлені на рис. 1.6 і враховуються в подальшій роботі.

Під час виконання цієї роботи автор ставить за мету розробити технічні засоби контролю геометричних параметрів обсадних колон для оцінки їх фактичного технічного стану та забезпечення працездатності протягом всього терміну експлуатації. Вирішення цього завдання неможливе без нових методологічних підходів до контролю якості обсадних колон, суть яких полягає не тільки у виявленні наявних дефектів (місць негерметичності), але і у вимірюванні геометричних параметрів поперечного перерізу, що дозволить оцінити допустимі навантаження та попередити руйнування. В якості найбільш інформативних параметрів для контролю вибрано товщину стінки труб та форму поперечного перерізу, тому що вони найбільш повно характеризують зношення труби по тілу [114] та допустимі величини механічних навантажень обсадної колони [115]. Додатковим стимулом до розробки є висока вартість та невідповідність виробничим вимогам існуючих технічних засобів.

Необхідно вибрати найбільш ефективний метод контролю, розробити способи та методологію для його застосування в умовах свердловини для контролю форми поперечного перерізу колони та вимірювання геометричних параметрів (залишкової товщини стінки труби і фактичного зношення її внутрішньої та зовнішньої поверхонь).

Основні результати, одержані під час виконання роботи, містяться в наступних розділах. Робота виконувалась в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу та НВФ "Зонд" під керівництвом Карпаша О.М. та Криничного П.Я.



Рис. 1.6. Вимоги до контролю обсадних колон та представлення його результатів

1.6 Висновки з розділу 1

1. Проаналізовано особливості конструкції та умови експлуатації обсадних колон, що дозволило оцінити можливості проведення контролю їх технічного стану.

2. Встановлено на базі проведеного аналізу основних видів відмов і пошкоджень обсадних колон та причин їх виникнення, що основними пошкодженнями є: втрата герметичності тіла колони та різьбових з'єднань, зминання труб, механічне і корозійне зношення, розрив труб та обрив по тілу і різьбових з'єднаннях.

3. Визначено основні параметри, які характеризують технічний стан і відповідають за експлуатаційну надійність обсадних колон: якість цементування, викривлення колони, герметичність та міцнісні характеристики тіла труб та різьбових з'єднань, наявність різного роду та орієнтації дефектів, геометричні параметри поперечного перерізу труби, якість перфорації.

4. Порівняльний аналіз існуючих методів та засобів контролю вказаних вище параметрів обсадних колон в свердловині показав, що більшість методів характеризуються низькою інформативністю та різними обмеженнями, і це не дозволяє отримати достатньо точну якісну, і особливо кількісну оцінку пошкоджень, а більшість існуючих засобів не дозволяють передбачити аварію та порушення герметичності. Існуючі методи та засоби використовуються, як правило, або тільки для визначення місця вже існуючої негерметичності, або для контролю тільки внутрішньої поверхні обсадних труб, і не дозволяють дати реальну оцінку фактичного технічного стану колони.

5. Доведено необхідність розробки технічних засобів контролю геометричних параметрів поперечного перерізу труб обсадних колон, а саме: залишкової товщини стінки, форми поперечного перерізу, фактичного зношення зовнішньої та внутрішньої поверхонь, тому що саме вони найбільш повно характеризують зношення труби по тілу та допустимі величини механічних навантажень в поперечному перерізі обсадної колони і дозволяють оцінити технічний стан колони.

РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ

З ВИБОРУ МЕТОДУ, РОЗРОБКИ СПОСОБІВ, МЕТОДОЛОГІЇ ТА ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ КОНТРОЛЮ ГЕОМЕТРИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ОБСАДНИХ КОЛОН В СВЕРДЛОВИНІ

2.1 Вибір та обґрунтування виду і методу неруйнівного контролю

Неруйнівний контроль, з одного боку, є інформаційним процесом, так як він пов'язаний з отриманням інформації про наявність і параметри аномальних (дефектних) областей в об'єкті контролю, а з іншого боку – це фізичний процес при якому фізичне поле тієї чи іншої природи взаємодіє з об'єктом контролю, забезпечуючи отримання необхідної інформації про його властивості. Що стосується фізичної сторони процесу контролю, то спочатку необхідно вибрати фізичний вид та метод неруйнівного контролю, а вже потім – оптимізувати параметри контролю. Ми маємо об'єкт контролю певної геометрії, з певними фізичними характеристиками – обсадна колона в свердловині. Об'єкт контролю може містити певні аномальні області, що розглядаються як дефект. Необхідно визначити, якими зондуючими діями впливати на об'єкт контролю, а також яким чином реєструвати реакцію об'єкта на ці зондуючі дії для найбільш ефективного виявлення пошкоджень шляхом вимірювання геометричних параметрів.

Всі методи неруйнівного контролю згідно з новою класифікацією ДСТУ 2865 [116] умовно групують за спільністю фізичних принципів на тринадцять різних видів, основними з яких є: магнітний, електричний, вихрострумний, радіохвильовий, тепловий, оптичний, радіаційний, акустичний та проникаючих речовин. Назва виду неруйнівного контролю визначає фізичний вид зондуючих дій на об'єкт контролю. Слід відзначити, що жоден з них не є універсальним [117-126], кожен має свої переваги і недоліки, свою область застосування, володіє певною чутливістю та точністю до виявлення дефектів. Так, магнітні та електромагнітні 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, 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 виду неруйнівного контролю залежить від матеріалу виробу, його конструкції, стану поверхні, типу та розмірів дефекту, умов контролю, необхідної точності та продуктивності, вартості контролю тощо. Найбільш широке використання одержали магнітний, акустичний, вихрострумний та радіаційний контроль, причому останнім часом перевагу має акустичний, як найбільш універсальний, високопродуктивний та технологічний [117, 119-123, 125].

Проведений аналіз конструктивних особливостей обсадних колон, їх типорозмірів, умов експлуатації та проведення неруйнівного контролю, детальне теоретичне вивчення можливостей існуючих видів неруйнівного контролю, а також результати аналізу літературних джерел, ознайомлення з роботами відповідних науково-дослідних організацій дозволяють зробити висновок, що найбільш ефективним видом неруйнівного контролю геометричних параметрів трубних виробів з їх внутрішньої сторони є акустичний контроль (ультразвуковий, як різновид, при частоті коливань більше 20 кГц), що ґрунтується на застосуванні пружних коливань (механічні коливання частинок пружного середовища відносно положення рівноваги, які виникають під дією механічного збудження). Йому властиві висока ефективність, універсальність, інформативність, продуктивність та чутливість. Основною перевагою акустичного контролю над іншими є те, що процес контролю є оперативним з порівняно простою інтерпретацією результатів контролю. В науково-технічній літературі часто замість терміну “акустичний контроль” вживається не стандартизований ДСТУ 2865 термін “ультразвуковий контроль”.

Інтенсивність акустичних коливань, що використовуються при контролі, як правило, невелика і тому такі коливання виникають в області пружних деформацій середовища, де напруження і деформації пов'язані пропорційною залежністю

(область лінійної акустики). Акустичний контроль ґрунтується на здатності акустичних (ультразвукових) хвиль розповсюджуватись на велику віддаль в багатьох речовинах та відбиватись від границі розділу двох середовищ.

Сучасні тенденції, які визначають нові розробки в галузі акустичного неруйнівного контролю, спрямовані, в першу чергу, на підвищення ефективності діагностування, тому важливою проблемою (поряд із виявленням критичних за розмірами дефектів) є визначення таких параметрів як тип, форма, розмір, орієнтація, локалізація. Комплекс цих даних дозволяє вірогідно оцінювати максимальну навантажувальну здатність об'єкта контролю, а також прогнозувати його робочий ресурс. Визначити та оцінити параметри дефекту можна, застосувавши один із двох підходів, які умовно називають “прямим” і “зворотним” (“оберненим”) [127]. Прямий підхід реалізують вимірюванням просторово-часового розподілу параметрів дифрагованого на дефекті акустичного поля, безпосереднім аналізом інформаційних ознак, розрахованих на підставі вимірних параметрів дефекту та його ідентифікації за сукупністю цих ознак. Зворотний підхід реалізують шляхом відновлення акустичних зображень контрольованої області. Обидва підходи відносяться до класу обернених задач, але ґрунтуються на різних математичних перетвореннях. У першому випадку для відновлення інформативних ознак дефекту застосовуються методи розпізнавання образів. “Оберненні” методи основані на математичних процедурах відновлення інформаційних ознак просторово-часових сигналів, сформованих у контрольованій області об'єкта. Останні є більш інформаційно-ємними і, відповідно, перспективними для вирішення проблем діагностування, але характерні особливості такі як: суттєва неоднорідність середовища, відбиваючі криволінійні границі, анізотропія властивостей, формують значні структурні завади, що суттєво спотворюють вимірювальну інформацію та затрудняють впровадження таких методів контролю. В режимі ідентифікації засобами обчислювальної техніки можна використати потужний апарат теорії обробки зображень.

Акустичний контроль широко використовується як метод геофізичних досліджень в свердловині (акустичний каротаж) для визначення властивостей

гірських порід (частоти від одного до декількох десятків кГц) [89-91, 128, 129]. Для контролю технічного стану обсадних колон в свердловині він застосовується, в основному, для перевірки якості цементування [3, 130] і, досить рідко, для контролю обсадних труб колони, тим більше, – для контролю їх геометричних параметрів. Це підтверджує проведений в першому розділі аналіз існуючих методів. Перші серійні вітчизняні прилади акустичного каротажу появились на початку 70-х років. Більш широкого розвитку акустичний каротаж набув в 80-х роках (8-10 % від загального об'єму [131]). В обсаджених свердловинах ця апаратура використовувалася для контролю якості цементування, на рівні лабораторних та дослідних робіт почалися дослідження з вивчення гірських порід через обсадну колону. З моменту широкого застосування цифрової обчислювальної техніки за кордоном та в СРСР появились акустичні шумоміри для визначення місць негерметичності та акустичні "телевізори". Складність та висока ціна цих приладів обмежували їх широке застосування. Історично склалось розділення засобів акустичного каротажу на дві групи: для дослідження у відкритій та обсадженої свердловинах. В обсаджених, як уже було сказано, задачі зводилися лише до вияву негерметичності колони та контролю якості цементування, а засобів для контролю геометричних параметрів труб не було.

Це можна пояснити існуванням ряду проблем, що стримують широке використання акустичного контролю для вирішення таких задач, а саме:

- важкі експлуатаційні умови (високі тиски, температура та інше), що негативно впливають на результат контролю;
- відсутність серійних первинних перетворювачів, що можуть працювати в таких умовах експлуатації;
- неможливість застосування традиційних способів акустичного контролю *геометричних параметрів трубних виробів.*

На усунення цих труднощів, адаптацію вибраного акустичного виду неруйнівного контролю до конкретного об'єкта контролю, яким є обсадна колона, та експлуатаційних умов свердловини, розробку відповідної методології контролю і спрямована подальша робота.

Спочатку необхідно вибрати метод акустичного контролю та спосіб створення акустичного контакту. Як відомо, кожен вид неруйнівного контролю ділять на методи за трьома ознаками [116]: характером взаємодії фізичних полів з об'єктом контролю, первинним інформативним параметром та способом отримання первинної інформації.

Що стосується *характеру взаємодії акустичного поля з об'єктом контролю*, то очевидно, що для вирішення поставлених завдань потрібно використовувати активний метод відбитого випромінювання, так як обсадна колона є об'єктом з одностороннім доступом. Тобто, потрібно використовувати акустичне поле як зондуючу дію, реєструвати параметри акустичного поля після взаємодії з контрольованою ділянкою та аналізувати сигнал, що сформувався після відбиття зондуючої хвилі.

На базі теоретичного аналізу [119, 122, 125, 126] щодо вивчення можливості використання методів відбитого випромінювання активного акустичного контролю для вимірювання геометричних параметрів труб обсадної колони зроблено висновок, що найкраще для цієї цілі підходить луна-імпульсний метод, який ґрунтується на реєстрації луна-сигналів і дозволяє виміряти товщину та інші геометричні параметри за часом проходження ультразвукових коливань [125, 132]:

$$\delta = \frac{c \cdot t}{2} \quad (2.1)$$

де δ – геометричний параметр;

c – швидкість поширення ультразвукової хвилі в досліджуваному матеріалі;

t – час розповсюдження.

Цей метод дозволяє контролювати вироби з кородованими, криволінійними та непаралельними поверхнями.

Спосіб отримання первинної інформації визначається типом первинного перетворювача, який при акустичному контролі використовується при збудженні й прийманні акустичних хвиль для перетворення електричних сигналів в пружні

коливання та навпаки. Серед можливих варіантів фізичних ефектів для отримання та приймання ультразвукових хвиль [119, 122, 126] вибрано п'єзоелектричний. Вибір обумовлено найбільшою чутливістю п'єзоелектричних перетворювачів в порівнянні з іншими.

Вибраний тип перетворювача вимагає створення акустичного контакту між ним та об'єктом контролю, але в умовах проведення контролю в свердловині це не є складною задачею, так як свердловину можна заповнити рідиною (імерсійний спосіб [122]), яка буде служити контактним середовищем. Такий варіант акустичного контакту є досить надійним і виключає прямий контакт робочої поверхні перетворювача з об'єктом контролю, і тим самим запобігає його зношенню. Перетворювач встановлюється на певній віддалі (залежить від способу контролю і визначатиметься пізніше) від внутрішньої поверхні контрольованої труби, а на приймальний акустичний тракт потрапляють зонduючий імпульс, імпульс, відбитий від внутрішньої поверхні труби, та серія імпульсів, отриманих в результаті багатократного відбивання ультразвукових коливань в стінці труби [133]. Товщина стінки труби при цьому визначається величиною часового інтервалу між луна-імпульсом, відбитим від внутрішньої поверхні труби, та луна-імпульсом, відбитим від донної (зовнішньої) поверхні, або між двома сусідніми імпульсами багатократного відбивання [132], а геометричні параметри внутрішньої поверхні – величиною часового інтервалу між зонduючим імпульсом та луна-імпульсом, відбитим від внутрішньої поверхні труби (при суміщеній схемі вимірювання половина цього інтервалу – це час, за який ультразвук проходить через призму перетворювача та контактну рідину).

Щодо типу п'єзоелектричного перетворювача, то для вимірювання геометричних параметрів можливі два варіанти - прямі суміщені або роздільно-суміщені перетворювачі [119, 122], залежно від способу контролю. Попередні теоретичні припущення дозволяють зробити висновок, що як і у випадку з бурильними трубами [132], робочі частоти перетворювача повинні складати 2,5 та 5 МГц. Уточнення числового значення частоти ультразвукових коливань буде проводитися під час проведення подальшого математичного моделювання та експериментальних

досліджень. Частота повторень генератора акустичного тракту буде вибиратися в наступному розділі, виходячи з швидкості передачі даних з глибинної частини на поверхню та швидкості руху сканера (продуктивності проведення контролю).

Відомо, що ефективність контролю при імерсійному варіанті створення акустичного контакту визначається можливістю випромінювання та приймання коротких акустичних імпульсів [134–136]. Від цього залежить протяжність мертвої зони, можливість контролю малої товщини стінки та реєстрації пошкоджень малих розмірів. Для рішення цієї задачі необхідно розширювати смугу пропускання як акустичного перетворювача, так і тракту випромінювання-приймання в цілому, для чого потрібне хороше механічне демпфірування перетворювачів та застосування узгоджувальних чвертьхвильових шарів між чутливим елементом та контактним середовищем.

Що стосується типу акустичних коливань, то при імерсійному варіанті контролю, коли контактним середовищем виступає рідина (технічна вода), можливе застосування тільки поздовжніх ультразвукових коливань (частинки матеріалу коливаються у напрямку розповсюдження збурень, а розповсюдження хвилі відбувається за рахунок об'ємної деформації), що цілком задовольняє поставлені завдання під час контролю.

На рис. 2.1 у вигляді схеми показано результати та обґрунтування вибору виду і методу неруйнівного контролю геометричних параметрів труб обсадних колон.

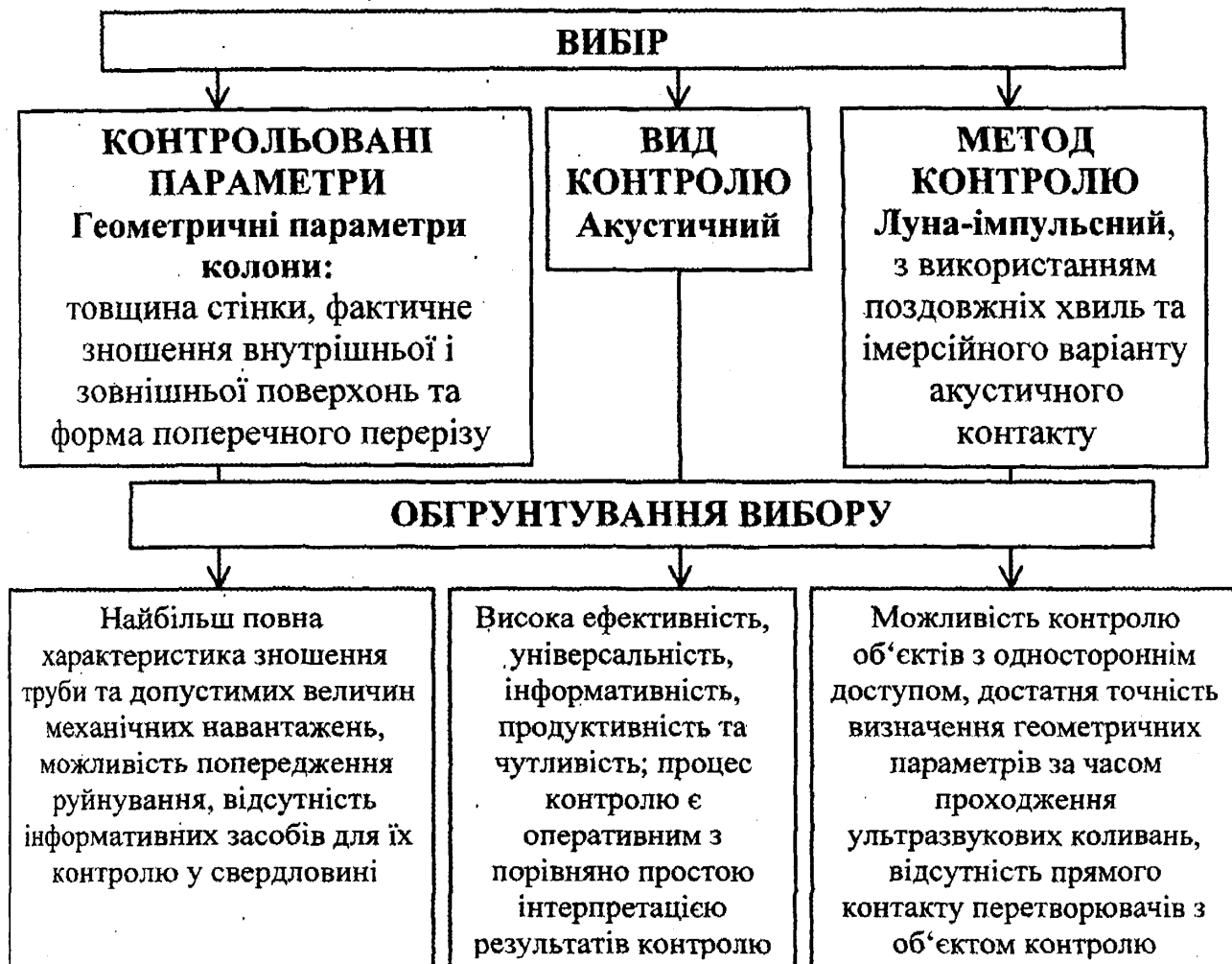


Рис. 2.1. Результат та обґрунтування вибору виду і методу неруйнівного контролю геометричних параметрів обсадних колон.

2.2 Розробка способів контролю геометричних параметрів поперечного перерізу обсадних колон акустичним луна-імпульсним методом

Для контролю геометричних параметрів можна використати ряд відомих способів контролю трубних виробів з їх внутрішньої поверхні [122, 137-139], але для вирішення поставлених задач для контролю обсадних колон вони мають ряд недоліків.

1. Спосіб з використанням неперервного вимірювання вздовж декількох твірних колони обсадних труб, розміщених рівномірно в площині поперечного перерізу труби [137, 138], з використанням багатоканальної системи контролю. За поточними даними вимірювання шляхом апроксимації можна отримати наближену інформацію про інші ділянки поперечного перерізу. При цьому перетворювачі можна розмістити на важелях притискного пристрою. Потрібно відзначити, що для випадку внутрішньотрубного контролю вздовж трьох твірних не можна застосувати відому методику визначення екстремальних значень товщини стінки в поперечному перерізі та ексцентриситету для контролю із зовнішньої поверхні труб [137]. Навіть при розробці нового алгоритму апроксимації результатів внутрішньотрубного контролю, його не доцільно використовувати для обсадних колон, де досить часто присутнє нерівномірне зношення поверхні труб, через низьку вірогідність та інформативність такого способу.

Також потрібно відзначити, що збільшення кількості контрольованих твірних веде за собою ускладнення апаратного забезпечення глибинної частини, для якої існують певні обмеження в габаритах, щоб забезпечити її прохідну здатність вздовж колони, а їх мала кількість приводить до недостатньої інформативності контролю. В якості первинних перетворювачів тут, як правило, використовуються прямі роздільно-суміщені п'єзоелектричні перетворювачі, так як контроль проводиться в ближній зоні перетворювача (акустичний контакт через незначну товщу акустичної рідини).

2. Відомий спосіб [122] ультразвукового контролю труб імерсійним луна-імпульсним методом, при якому прямий перетворювач вводять всередину

контрольованої труби, випромінюють ним ультразвукові коливання в осьовому напрямку, а перед перетворювачем розміщують дзеркало під кутом 45° , що відхиляє промені до стінки труби. Відбиття від внутрішньої та зовнішньої стінок потрапляють зворотнім шляхом на перетворювач, і, вимірюючи часові інтервали між відбиттями, визначають необхідні геометричні параметри. Обертанням дзеркала та повздовжнім переміщенням системи “перетворювач-дзеркало” забезпечується сканування поверхні труби по гвинтовій лінії. Кривизна дзеркала додатково дозволяє фокусувати акустичні коливання [122]. Такий спосіб компанія Pan American Industries Inc. використовує для діагностики бойлерних труб, теплообмінників та систем водопостачання. Недоліком такого способу є те, що сканування поверхні труби здійснюється по гвинтовій лінії, і тому з його допомогою не можна отримати розподіл геометричних параметрів труби в кожному її поперечному перерізі. Необхідність обертання відбивача ускладнює конструкцію та знижує надійність роботи способу.

3. Спосіб ультразвукового контролю розмірів труб [139], в якому перетворювачі розміщують по колу, центр якого співпадає з поздовжньою віссю контрольованої труби, випромінюють в декількох напрямках ультразвукові імпульси, приймають відбиті від внутрішньої та зовнішньої поверхонь труби, і за різницею часу прийнятих сигналів визначають характер зношення. Недоліком такого способу є наявність великої кількості первинних перетворювачів, тому при контролі труб малих діаметрів його важко реалізувати.

Для усунення недоліків цих способів автором розроблено два нових способи, на які отримано патенти України на винахід [24, 25]. Копії підтверджуючих документів приведені в додатку Б. Визначальними у розробці способів неруйнівного контролю обсадних колон є високі вимоги до надійності роботи, тому що втрутитися і оперативно внести корективи в роботу системи під час контролю неможливо, а також конструктивні особливості самого об'єкта контролю, який є досить складним з точки зору можливості проведення неруйнівного контролю (обсадна колона – це об'єкт з одностороннім доступом і для сканування при проведенні контролю

доступна тільки внутрішня поверхня труб; великі глибини проведення контролю вимагають передачі вимірювальної інформації на великі віддалі та конструктивного поділу засобів контролю на глибинну та наземну частини; обмежений внутрішній простір колони для розміщення апаратури глибинної частини під час контролю; складні умови проведення контролю: високі тиски, температура, магнітні завади тощо). З огляду на такі вимоги основна увага приділялась використанню в способі тільки одного ультразвукового перетворювача та безобертової системи сканування для того, щоб підвищити прохідну здатність засобу контролю в колоні за рахунок якомога менших його розмірів та надійність роботи глибинної апаратури. Такий принцип побудови можна реалізувати шляхом відхилення від поздовжньої осі труби по радіусах до її стінки ультразвукових коливань (УЗК), що випромінюються перетворювачем вздовж труби, використовуючи конусоподібний відбивач з кутом нахилу твірних під 45° . Відбиті коливання від стінки труби приймаються тим же шляхом, але у зворотному напрямку. Таке технічне рішення використане в розроблених способах контролю.

Використання першого чи другого з розроблених способів залежить від поставлених задач контролю, а при їх поєднанні вони добре доповнюють один одного та дозволяють підвищити вірогідність отриманого результату.

Перший розроблений спосіб

Спосіб призначений для контролю геометричних параметрів внутрішньої поверхні труб обсадних колон (величини зношення, радіусу та форми) і дозволяє отримати результат у вигляді інтегрального розподілу контрольованих параметрів та оцінити вагомість кожного значення в поперечному перерізі. Відбивач виконаний у вигляді конуса з кутом нахилу твірних 45° (рис. 2.2). При такій конструкції відбивач повинен розміщуватися в корпусі 4, що є перешкодою для поширення ультразвуку. Тому в місці проходження ультразвуку корпус повинен мати якомога меншу товщину стінки для того, щоб мінімізувати втрати енергії випромінювання. Ця частина корпусу повинна також виготовлятися з матеріалу, що має низький акустичний імпеданс, для того, щоб забезпечувалася велика прохідна здатність

ультразвуку для межі розділу корпусу з контактним середовищем. Матеріал конуса повинен забезпечувати високий коефіцієнт відбиття поздовжньої ультразвукової хвилі. Це забезпечується його великим характеристичним опором, в порівнянні з контактним середовищем. Для даного випадку цей параметр не є критичний, так як на межу розділу середовищ контактної рідини та відбивача ультразвук падає під кутом 45° , який більший за третій критичний кут для більшості твердих тіл в парі з водою. В таких випадках відбувається повне відбиття падаючої хвилі [117-122].

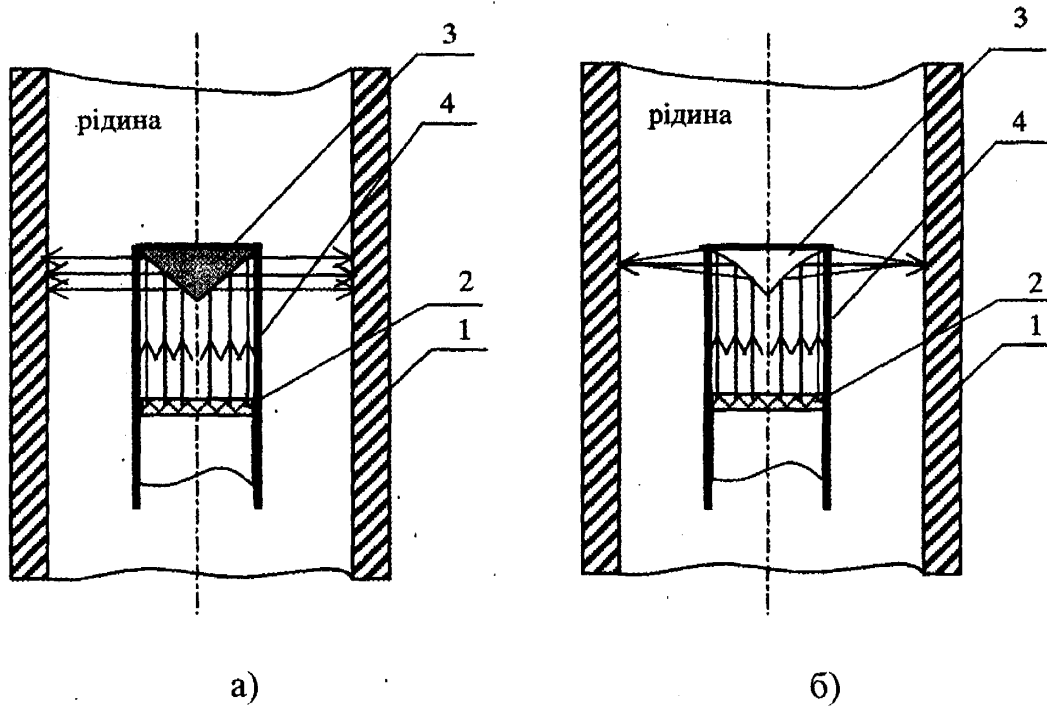


Рис. 2.2. Схема реалізації способу контролю геометричних параметрів внутрішньої поверхні та форми поперечного перерізу труб:

а – без фокусування; *б* – з фокусуючим відбивачем

1 – труба; 2 – перетворювач; 3 – конусний відбивач; 4 – корпус.

Суть способу полягає в тому, що УЗК, збуджені перетворювачем 2, через контактну рідину поширюються в напрямку відбивача 3 і відбиваються ним по радіусах до стінки труби в усіх напрямках, пройшовши, і, частково відбившись при цьому, через стінку корпусу 4. Далі УЗК відбиваються від внутрішньої та зовнішньої поверхонь труби і потрапляють на перетворювач тим же шляхом, але в зворотному

напрямку. Аналізуючи прийнятий відбитий від внутрішньої поверхні сигнал (розміщення в часі відбитих імпульсів та їх амплітуду), можна визначити характер зношення цієї поверхні труби та її форму (для цього розраховують шлях від відбивача до поверхні труби (2.1), використовуючи значення швидкості $c_{\text{конт.рід.}}$ поширення ультразвуку у контактному середовищі). Інформативний інтервал часу $t_{\text{інф}}$ при цьому вираховується з часу приходу імпульсу $t_{\text{вим.}}$ з врахуванням часу затримки $t_{\text{затр.}}$ (від перетворювача до відбивача) згідно з формулою:

$$t_{\text{інф.}} = t_{\text{вим.}} - t_{\text{затр.}} = t_{\text{вим.}} - L/c_{\text{конт.рід.}}, \quad (2.2)$$

де L – віддаль від перетворювача до відбивача;

$t_{\text{вим.}}$ – вимірний час приходу імпульсу.

Слід відзначити, що при реалізації способу потрібно шляхом регулювання чутливості акустичного тракту позбавитись приходу імпульсів, відбитих від зовнішньої поверхні труби. Справа в тому, що за рахунок великої різниці швидкостей поширення поздовжньої ультразвукової хвилі у воді, яке є контактною рідиною, та сталі (приблизно в чотири рази швидкість у сталі більша), при нерівномірному зношенні труби, сигнали, відбиті від внутрішньої та зовнішньої поверхонь, будуть накладатися одні на одних, і інтерпретація результатів буде досить складно. Для збільшення інтенсивності прийнятого сигналу від внутрішньої поверхні та роздільної здатності контролю можна сфокусувати на поверхні труби ультразвукові коливання відхилені відбивачем. Для цього бічну поверхню конусного відбивача слід зробити вгнутою вздовж твірних (див. рис. 2.2, б).

Запропонований спосіб має свої переваги та свої недоліки. До переваг належать простота та надійність конструкції, можливість одночасного контролю всього поперечного перерізу та оцінки вагомості кожного виміряного числового значення в проконтрольованому перерізі за амплітудою імпульсу. Недоліками слід вважати неможливість ідентифікації багатостороннього зношення (луна-імпульси від

пошкоджень однакової глибини, розміщених в різних місцях поперечного перерізу, зареєструються одночасно), а також складність застосування для контролю товщини стінки у випадку значного нерівномірного зношення внутрішньої поверхні.

Другий розроблений спосіб

Даний спосіб призначений для контролю геометричних параметрів внутрішньої та зовнішньої поверхонь і вимірювання товщини стінки і дозволяє отримати розподіл контрольованих параметрів у поперечному перерізі. В ньому реалізований той самий принцип, що і в попередньому способі, але для досягнення мети використовується значно складніша конструкція відбивача та процедура обробки прийнятої інформації. Відбивач виконаний у вигляді n симетричних конусоподібних частин з кутом нахилу твірних 45° . Кожна наступна частина відбивача зміщена відносно попередньої (вздовж осі труби 1, рис. 2.3), щоб прийняті від неї сигнали, відбиті від стінки труби, попадали на перетворювач 2 в часі, відмінному від часу приходу сигналів, відбитих від інших частин (рис. 2.4, а, сигнали 3.2, 4.2, 5.2 та 6.2). Крім цього, кожна наступна частина відбивача повернена відносно попередньої на кут $360^\circ/(2n)$, достатній для охоплення при скануванні всього периметру труби. На рис. 2.3 показано варіант реалізації способу з використанням чотирьох відбивачів 3–6.

Для розділення сигналів від одного відбивача (від його лівої та правої частин) перед перетворювачем потрібно встановити прискорювальну призму 7 так, щоб вона перекривала половину діаграми направленості акустичного поля перетворювача та одну половину кожного з відбивачів (див. рис. 2.3). При цьому додатково з'являються сигнали 3.1, 4.1, 5.1 та 6.1 (див. рис. 2.4, а). Завдяки такій конструкції можна рознести в часі прийняті інформативні сигнали від різних частин поперечного перерізу труби.

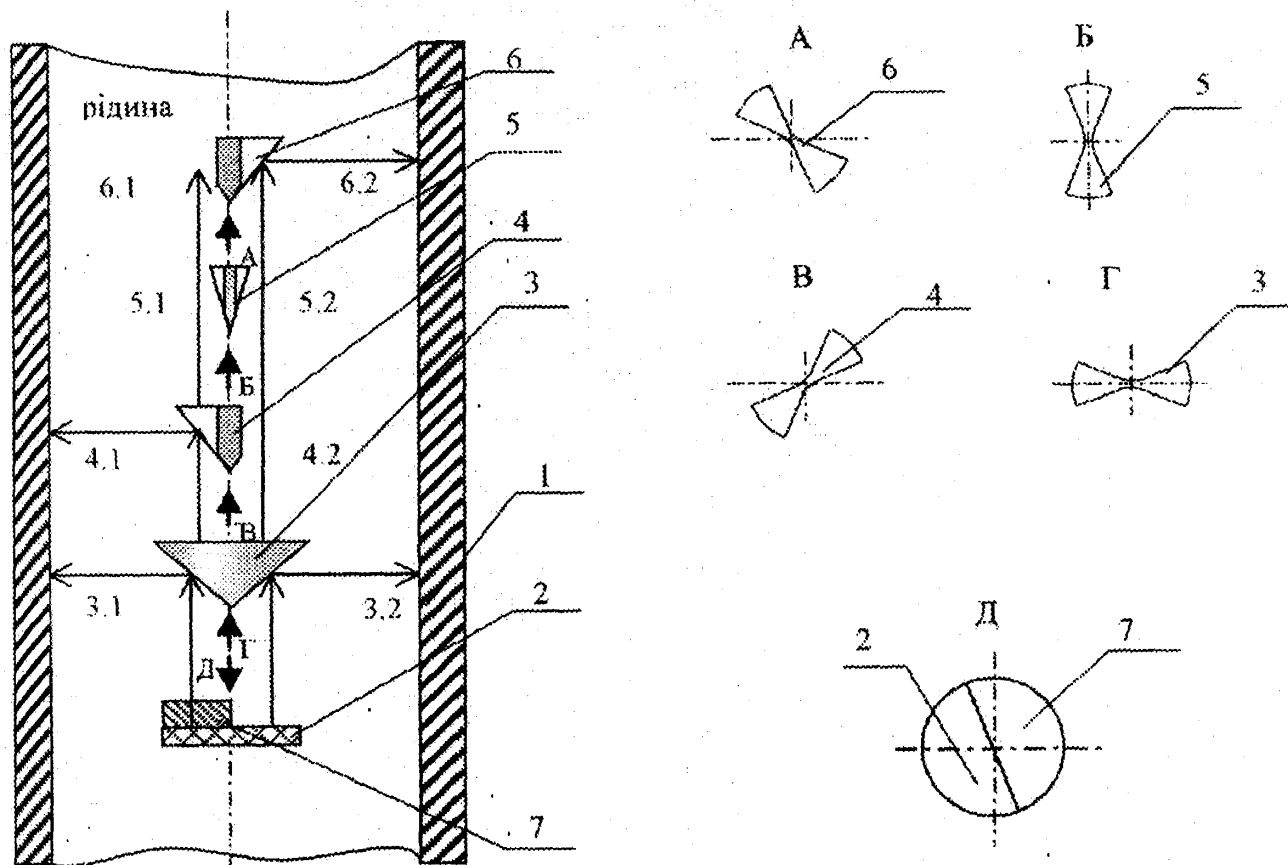


Рис. 2.3. Схема реалізації способу

з використанням чотирьох конусоподібних відбивачів:

1 – труба; 2 – перетворювач;

3-6 – конусоподібні відбивачі; 7 – прискорювальна призма.

Фізична суть способу полягає в наступному. Перетворювачем 2 збуджуються ультразвукові коливання, які поширюються через контактну рідину в напрямку відбивачів 3, 4, 5 та 6. Половина випроміненого акустичного поля проходить також через прискорювальну призму 7, долаючи межу розділу двох середовищ – матеріалу призми та контактної рідини. Відбивачами 3–6 ультразвукові коливання відхиляються по радіусах труби до її стінки в двох протилежних напрямках (див. рис. 2.3). Прискорювальна призма 7 розділяє в часі діаграму направленості перетворювача, щоб в результаті досягти розділення сигналів, прийнятих від одного відбивача.

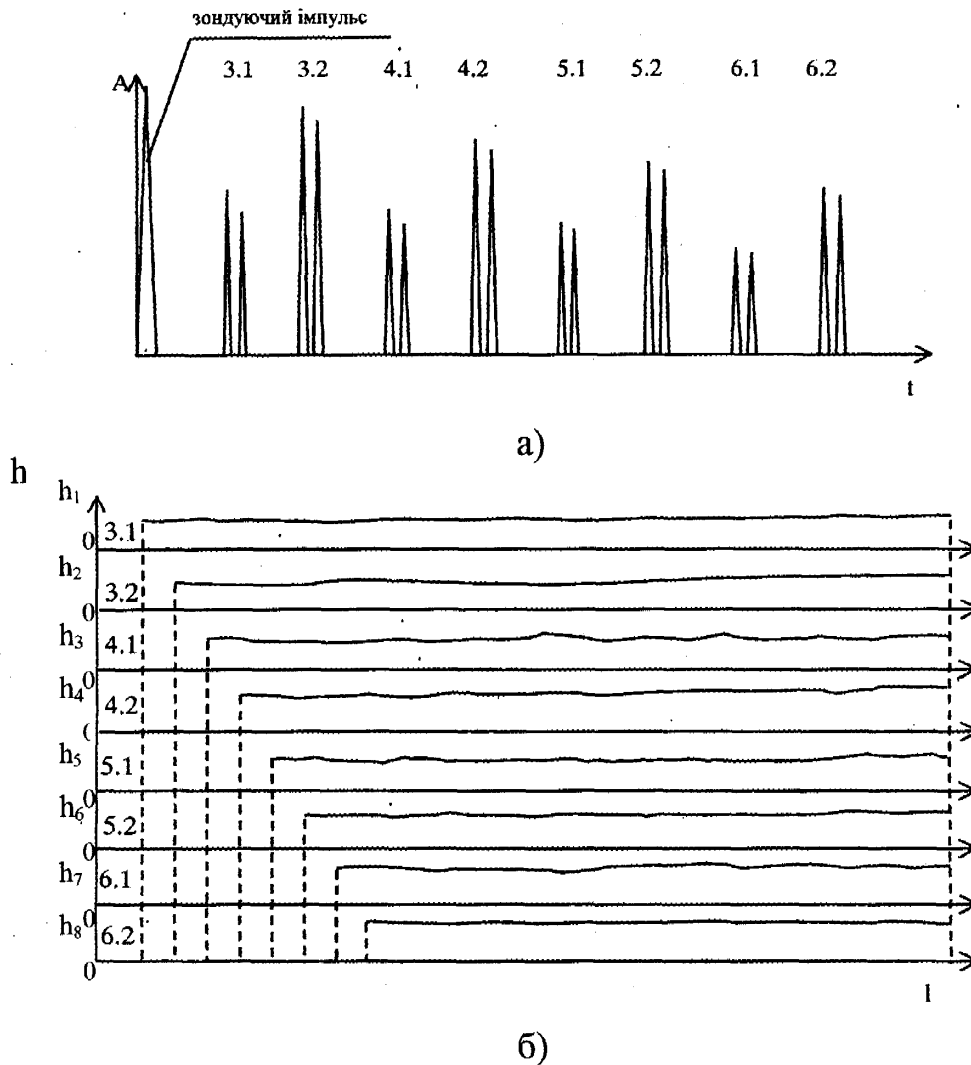


Рис. 2.4. Приклад реалізації способу:

a – часова розгортка прийнятого сигналу, яка ілюструє повний цикл приходу імпульсів на перетворювач від чотирьох відбивачів;

б – графічне зображення результату контролю товщини стінки h труби на довжині l .

Потрібне розділення часу приходу сигналів 3.1, 4.1, 5.1 та 6.1 забезпечується відповідною товщиною призми, знаючи віддаль між відбивачами та швидкість ультразвуку в матеріалі призми (потрібно, щоб призма якомога менше послаблювала акустичний сигнал, тому матеріал для її виготовлення повинен вибиратися з огляду на високу швидкість проходження поздовжньої ультразвукової хвилі, малі коефіцієнт її загасання та хвильовий опір). Далі частина ультразвукових коливань відбивається від внутрішньої поверхні труби, а решта проходить в її стінку та відбивається від зовнішньої поверхні. Відбиті коливання попадають на перетворювач тим же шляхом,

але в зворотному напрямку. За розміщенням в часі пари імпульсів, відбитих від внутрішньої та зовнішньої поверхонь труби, можна визначити її геометричні параметри: товщину стінки, діаметр, форму та фактичне зношення внутрішньої і зовнішньої поверхонь труби. За допомогою кожного з відбивачів можна виміряти два значення товщини стінки та значення внутрішнього діаметра (шляхом вимірювання часу приходу поверхневого та донного імпульсів). За аналогічним принципом, як і в попередньому способі, вираховується інформативний час для кожного імпульсу з врахування затримки згідно з формулами:

$$\begin{array}{l}
 t_{\text{вим. } 1} - t_{\text{затр. } 1} \\
 t_{\text{вим. } 3} - t_{\text{затр. } 3} \\
 t_{\text{вим. } 5} - t_{\text{затр. } 5} \\
 t_{\text{вим. } 7} - t_{\text{затр. } 7} \\
 t_{\text{вим. } 9} - t_{\text{затр. } 9} \\
 t_{\text{вим. } 11} - t_{\text{затр. } 11} \\
 t_{\text{вим. } 13} - t_{\text{затр. } 13} \\
 t_{\text{вим. } 15} - t_{\text{затр. } 15}
 \end{array}
 t_{\text{інф. } D_i} =
 \begin{array}{l}
 t_{\text{вим. } 2} - t_{\text{вим. } 1} \\
 t_{\text{вим. } 4} - t_{\text{вим. } 3} \\
 t_{\text{вим. } 6} - t_{\text{вим. } 5} \\
 t_{\text{вим. } 8} - t_{\text{вим. } 7} \\
 t_{\text{вим. } 10} - t_{\text{вим. } 9} \\
 t_{\text{вим. } 12} - t_{\text{вим. } 11} \\
 t_{\text{вим. } 14} - t_{\text{вим. } 13} \\
 t_{\text{вим. } 16} - t_{\text{вим. } 15}
 \end{array}
 \quad (2.3)$$

де $t_{\text{інф. } D_i}$ – інформативний час для визначення геометричних параметрів внутрішньої поверхні, наприклад, діаметра (стосується імпульсів, відбитих від внутрішньої поверхні);

$t_{\text{інф. } h}$ – інформативний час для визначення товщини стінки та геометричних параметрів зовнішньої поверхні.

Геометричні розміри в кожному поперечному перерізі розраховуються через відповідні швидкості ультразвуку згідно з формулами:

$$D_i = \frac{(t_{\text{інф.}D_1} + t_{\text{інф.}D_2}) \cdot c_{\text{конт.рід.}}}{2} \cdot \frac{(t_{\text{інф.}D_3} + t_{\text{інф.}D_4}) \cdot c_{\text{конт.рід.}}}{2} \cdot \frac{(t_{\text{інф.}D_5} + t_{\text{інф.}D_6}) \cdot c_{\text{конт.рід.}}}{2} \cdot \frac{(t_{\text{інф.}D_7} + t_{\text{інф.}D_8}) \cdot c_{\text{конт.рід.}}}{2},$$

$$h_i = \frac{t_{\text{інф.}h}^1 \cdot c_{\text{ст.}}}{2} \cdot \frac{t_{\text{інф.}h}^2 \cdot c_{\text{ст.}}}{2} \cdot \frac{t_{\text{інф.}h}^3 \cdot c_{\text{ст.}}}{2} \cdot \frac{t_{\text{інф.}h}^4 \cdot c_{\text{ст.}}}{2} \cdot \frac{t_{\text{інф.}h}^5 \cdot c_{\text{ст.}}}{2} \cdot \frac{t_{\text{інф.}h}^6 \cdot c_{\text{ст.}}}{2} \cdot \frac{t_{\text{інф.}h}^7 \cdot c_{\text{ст.}}}{2} \cdot \frac{t_{\text{інф.}h}^8 \cdot c_{\text{ст.}}}{2} \quad (2.4)$$

де $c_{\text{ст.}}$ – швидкість поширення ультразвукової хвилі в сталі.

За отриманими значеннями, шляхом апроксимації результатів, відтворюється поперечний переріз труби.

Таким чином, спеціальної конструкції відбивач та призма розбивають прийняту інформацію в часі на $2n$ каналів, що дозволяє отримати детальну інформацію про розподіл контрольованих параметрів в поперечному перерізі труби, підвищити інформативність та вірогідність контролю. Розділення сигналів від одного відбивача дозволяє отримати зручну можливість визначення діаметру труби. Для цього можна також використати замість призми водяну лінію затримки (змістити частини відбивача або використати перетворювач спеціальної конструкції). Запропонований спосіб дозволяє отримати при чотирьох відбивачах вісім інформаційних каналів, розділених у часі, з використанням одного вимірювального каналу. Кожен з n конусоподібних відбивачів дозволяє контролювати $1/n$ частину поверхні труби, але в реальному часі отримана інформація стосується n різних перерізів. Знаючи числові значення затримки сигналів між відбивачами, можна

відтворити реальну картину розподілу проконтрольованих параметрів по периметру труби при обробці результатів контролю (рис. 2.4, б). Конкретна, оптимальна, кількість відбивачів буде вибиратися під час експериментальної оцінки способу, а визначальним у виборі повинна бути ефективна площа бічної відбиваючої поверхні (достатня для прийняття акустичних сигналів) та максимальна віддаль для розділення їх в поздовжньому напрямі (з огляду на габарити акустичного блока та затухання акустичного сигналу).

2.3 Розробка методології застосування вибраного методу та розроблених способів контролю геометричних параметрів в експлуатаційних умовах свердловини

2.3.1 Контроль товщини стінки труб в свердловині

При використанні акустичного луна-імпульсного методу вимірювання товщини застосовується непряме вимірювання: вимірюється час поширення фронтів або піків акустичних імпульсів, а товщина пов'язана з часом через швидкість поширення ультразвуку (2.1). Як правило, швидкість вводиться у вимірювальну схему товщиноміра при настроюванні апаратури на зразках (юстируванні) і мається на увазі, що вона постійна в напрямку прозвучування при всіх вимірюваннях. В більшості випадків таке припущення хибне і, залежно від конкретного об'єкта контролю, приводить до появи різної за числовим значенням додаткової похибки вимірювання. Це пов'язано з тим, що в реальних об'єктах контролю мають місце варіації швидкості ультразвуку в сплавах однієї, а тим більше різних, марок. Для забезпечення точності та вірогідності вимірювання товщини стінки, крім вимірюваного часового інтервалу, потрібно знати реальне значення швидкості поширення ультразвуку в матеріалі в момент вимірювання, яка залежить від ряду параметрів досліджуваного матеріалу. Відхиленням швидкості ультразвуку від номінального (визначається під час настроювання апаратури на зразках товщини) для багатьох

практичних цілей можна знехтувати, але у випадку точного вимірювання товщини стінки це недопустимо. До числа таких параметрів відносяться: температура, тиск, пружні властивості та кристалічна структура твердого тіла, концентраційний склад рідин і газів та ін. [28, 140]. Найбільш суттєвим при дослідженні технічного стану обсадних колон в свердловині акустичним луна-імпульсним методом контролю є вплив температурного фактору, так як об'єкт контролю, контактне середовище та вимірювальна апаратура в процесі контролю перебувають під дією високої температури. Впливом напруженого стану на швидкість УЗК можна знехтувати через його незначний вплив [141-143], та складність врахування цього впливу. Потрібно встановити вплив температури на параметри контролю, основними з яких є швидкість поширення ультразвукових коливань та зміна їх коефіцієнту затухання. Для оцінки впливу зміни швидкості ультразвуку на похибку вимірювання товщини стінки обсадної колони необхідно вивчити та дослідити можливі варіації швидкості в межах можливого діапазону груп міцності обсадних труб, а також в межах однієї групи під впливом температури. Маючи такі дані, можна буде безпосередньо під час вимірювання корегувати швидкість ультразвуку, знаючи конструкцію свердловини (розміщення труб різної групи міцності по глибині згідно з паспортом) та розподіл в ній температури. Було проаналізовано можливий діапазон температури і її розподіл з глибиною свердловини для нафтових та газових родовищ України. Температура залежить від глибини свердловини і неоднакова для різних географічних районів [17, 144]. Користуючись даними згідно з [144], можна сказати, що для родовищ України температура в свердловинах, в основному, не перевищує $+100\text{ }^{\circ}\text{C}$, при глибинах до 7000 м (гідростатичний тиск стовпа води складає при цьому 70 МПа). Саме в такому діапазоні температур і потрібно буде провести експериментальні дослідження. Але, якщо брати до уваги не тільки родовища України, то відомі випадки [17], коли в глибоких свердловинах деяких районів земної поверхні, приходиться стикатися з температурами $+(200-250)\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Підвищення вірогідності результатів контролю товщини стінки обсадної колони при високих температурах пов'язане з врахуванням температурної

залежності швидкості поширення ультразвуку в матеріалі труб, тому що інформативним параметром контролю є часовий інтервал, який в свою чергу залежить від фактичного значення швидкості. В твердому ізотропному матеріалі швидкість поздовжньої хвилі c_p визначається так [125]:

$$c_p = \sqrt{\frac{E}{\rho} \cdot \frac{1 - \mu}{(1 + \mu) \cdot (1 - 2 \cdot \mu)}}, \quad (2.5)$$

де E – модуль Юнга;

μ – коефіцієнт Пуассона.

Зміна механічних властивостей (групи міцності) обсадних труб [32] та температура приводять до зміни модулів пружності і густини сталі, що згідно з (2.5) приводить до зміни швидкості поширення в ній ультразвуку.

Швидкість поздовжніх хвиль для різних сталей в стані поставки знаходиться в діапазоні 5500 – 6100 м/с при +20 °С [125, 140, 145, 146]. В межах однієї марки сталі основним джерелом варіації швидкості є структурний стан матеріалу, що викликається різним режимом термообробки [147]. Тому табличні дані швидкості в сталі у стані поставки не відповідають реальним значенням швидкості в матеріалі, що пройшов термообробку. Збільшення твердості сталі, викликане зміною режиму термообробки, приводить до зменшення швидкості [148].

Зміна швидкості зі зміною температури T має лінійний характер і визначається формулою [145]:

$$c = c_0 + K_c \cdot (T - T_0), \quad (2.6)$$

де c_0 – швидкість при початковій температурі T_0 ;

K_c – температурний коефіцієнт швидкості.

Згідно з (2.5), в ізотропних твердих тілах швидкість ультразвуку визначається модулями пружності матеріалу. В металах, як правило, швидкість зменшується з

ростом температури [145] (температурний коефіцієнт швидкості від 0,4 до мінус 1). Наприклад, для сталей марок У8 та 1Х18Н9Т K_c дорівнює мінус 0,7 та мінус 0,8 м/(с·град) відповідно [146]. Але для більшості марок сталей, в тому числі для матеріалу обсадних труб (обсадні труби виготовляються, в основному, зі сталі таких марок [33, 149]: вуглецева сталь 45, низьколегована сталь 36Г2С (труби звичайної міцності, групи Д та К) та сталі 30Г2С, 32Г2С, 32ХГМА та 38ХНМ (високоміцні труби)), такі дані в довідковій літературі відсутні. Немає систематизованого об'єму даних, який би дозволяв оцінити можливі варіації швидкості ультразвуку навіть для таких поширених конструкційних матеріалів як сталь. Часто зустрічається розкид в наведених в різних джерелах інформації числових значеннях. Були зроблені спроби аналітичного визначення температурної залежності швидкості за табличними даними температурної залежності модулів пружності згідно з (2.5), але в довідковій літературі [150] потрібних сталей не знайдено, а для сталей з відомими температурними коефіцієнтами швидкості отримані результати розрахунку були досить неточними.

Крім того, стандарти на труби нафтового сортаменту не регламентують марку сталі, а задають тільки мінімальні значення показників механічних властивостей, тому прив'язку потрібно робити саме до групи міцності обсадних труб. Технічними умовами на обсадні труби теж не обумовлюється хімічний склад сталі (за винятком сірки та фосфору) і марка вибирається виготовлювачем за техніко-економічними міркуваннями. В зв'язку з цим, виникла необхідність подальшого експериментального визначення швидкості поздовжньої ультразвукової хвилі в матеріалі обсадних труб та встановлення її температурної залежності. Результати таких досліджень приведені в наступному розділі роботи.

Крім температурної залежності швидкості ультразвуку в сталях було також вивчено вплив температури на чутливість акустичного тракту, яка пов'язана з затуханням ультразвукових коливань в контактному середовищі та матеріалі об'єкта контролю. Для отримання чіткої картини інформативних сигналів при настроюванні апаратури вимірювання починається не на максимальній чутливості, а при деякому

ослабленні приймального тракту. Імовірно, що із зміною умов контролю при збільшенні глибини проведення вимірювання в свердловині буде змінюватися затухання ультразвуку, який проходить шлях “призма перетворювача – контактна рідина – стінка труби” і назад, що буде приводити до зміни чутливості акустичного тракту. Затухання може бути таким, що приведе до пропадання інформативних сигналів, і в таких випадках для їх відновлення потрібно збільшувати чутливість апаратури та, навпаки, якщо затухання буде меншим в порівнянні з початковим (при настроюванні апаратури) потрібно чутливість зменшувати, тому що на приймальний тракт можуть потрапляти зайві, неінформативні луна-сигнали, або ж за рахунок збільшення тривалості луна-імпульсів може не забезпечуватися потрібна роздільна здатність. Температурна стабільність чутливості електронно-акустичного тракту в значній мірі залежність від температурної стабільності п'єзоелектричного перетворювача, тому дослідження потрібно проводити саме з тими перетворювачами, що будуть використовуватися при контролі. Потрібно також буде врахувати при проведенні експериментальних досліджень, що на затухання ультразвуку впливає наявність повітряних бульбашок в контактному середовищі та інтенсивне утворення при підвищенні температури додаткового шару повітряних бульбашок на поверхні об'єкта контролю та перетворювача.

Питання залежності затухання ультразвуку з врахуванням зміни температури для таких специфічних випадків, якими є умови проведення контролю технічного стану обсадних колон, досліджені недостатньо. Відомо [125], що з відстанню послаблення амплітуди A та інтенсивності I плоскої хвилі, що поширюється в середовищі, визначається затуханням. Але, так як для товщинометрії обсадних труб діапазони контрольованих товщин стінки (5-17 мм) та контактного шару рідини є досить вузькими, то затухання ультразвуку в стінці труби та контактній рідині з відстанню не є визначальним для цього випадку. Більший інтерес викликає вплив на затухання температури. Для вивчення цієї проблеми проводилися дослідження впливу температури на затухання поздовжніх ультразвукових хвиль у воді та сталі, результати яких приведено в наступному розділі.

2.3.2 Контроль геометричних параметрів внутрішньої поверхні та форми поперечного перерізу труб в свердловині

Для контролю таких геометричних параметрів як фактичне зношення внутрішньої поверхні стінки труби та форма поперечного перерізу інформативним параметром виступає часовий інтервал між зондуючим імпульсом та імпульсом, відбитим від внутрішньої поверхні труби (з врахуванням часу затримки). На час поширення ультразвуку в даному випадку крім зміни геометричних параметрів колони впливає швидкість поширення УЗК в контактному середовищі, яка залежить від ряду параметрів цього середовища. Тому, в роботі також проведено дослідження щодо впливу на результат контролю експлуатаційних факторів.

Швидкість поздовжньої хвилі c_p в рідині при заданому стані середовища (температурі, тиску і т.д.) визначається наступною формулою:

$$c_p = \sqrt{(\partial p / \partial \rho)_s} = \sqrt{K \cdot \rho}, \quad (2.7)$$

де p – тиск в рідині;

ρ – її густина;

K – модуль усестороннього стиснення, що дорівнює відношенню тиску до деформації зміни об'єму зі зворотнім знаком.

Як відомо, швидкість поширення ультразвуку в рідинах залежить від багатьох факторів, і ці залежності є значно суттєвішими в порівнянні з металами [140, 151]. Для вирішення таких завдань при оцінці технічного стану обсадних колон акустичним методом, коли присутній широкий діапазон зміни параметрів контактної середовища (як правило, технічна вода), що визначають швидкість поширення ультразвуку, потрібно шукати шляхи для їх врахування. В рідинах швидкість ультразвуку, як правило, зменшується із збільшенням температури, але вода є винятком із цього правила, так як у воді швидкість ультразвуку при кімнатній температурі збільшується на 2,5 м/(с · °C), досягає максимуму при температурі t_m близько 74 °C (1555,47 м/с в дистильованій воді при атмосферному тиску) і з

подальшим ростом температури зменшується. З практично достатньою точністю (до $\pm 0,02$ %) температурна залежність швидкості ультразвуку у воді описується наступною формулою [151]:

$$c = c_m \cdot \left(1 - \left(1,52 \cdot 10^{-5} \cdot (T - T_m)^2 \cdot \left(1 + 3,5 \cdot 10^{-3} \cdot (T - T_m) \right) \right) \right), \quad (2.8)$$

де c_m – максимум швидкості при даному тиску (при атмосферному тиску $c_m = 1555,47$ м/с);

T_m – температура, що відповідає максимуму швидкості (при атмосферному тиску $T_m = 74$ °С).

Збільшення тиску на одну атмосферу відповідає приросту швидкості ультразвуку на 0,01 – 0,014 % [151], а максимальні гідростатичні тиски в свердловині досягають 60 – 100 МПа. Цікаво, що лінійна залежність швидкості ультразвуку від тиску має місце до декількох сотень атмосфер. При більш високих тисках ріст швидкості уповільнюється. При збільшенні тиску поряд зі збільшенням швидкості ультразвуку зміщується в більшу сторону температура t_m . Крім цього, швидкість ультразвуку ще залежить від концентрації різного роду домішок. З огляду на це видно, що визначити швидкість ультразвуку в момент проведення контролю з використанням відомих залежностей, дуже складно, так як потрібно знати досить багато параметрів: тиск, температуру, концентрацію та інше.

Щодо затухання ультразвуку у воді, то проведений аналіз літературних джерел свідчить, що воно є невеликим і залежить від частоти коливань ультразвуку та температури середовища (коефіцієнт загасання δ при температурі 20 °С для діапазону частот 0,1 – 250 МГц становить $0,025f^2$). Згідно з [145, 151] амплітуда ультразвукової хвилі при температурі 20 °С послаблюється в два рази на віддалі 28 м при частоті 1 МГц і на віддалі 28 см при частоті 10 МГц. Потрібно відзначити, що із збільшенням температури затухання зменшується [151]. Температурна залежність нелінійна і має найбільшу крутизну в області невисоких температур (рис. 2.5). В подальших пунктах роботи оцінка реальних числових значень впливу свердловинних

експлуатаційних факторів на затухання, швидкість ультразвуку та інформативний параметр для розроблених способів буде проводитися шляхом математичного моделювання та експериментальних досліджень.

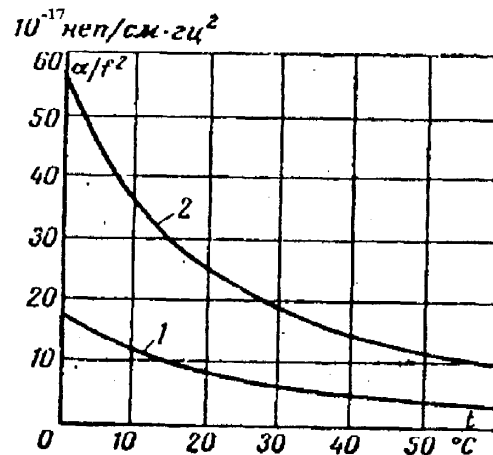


Рис. 2.5. Температурна залежність

частотно-незалежного коефіцієнта α/f^2 для води:

1 – теоретична залежність згідно з (2.9);

2 – дані експерименту [151].

Фізична природа поглинання ультразвуку в рідині в загальному випадку пов'язана з в'язкістю і теплопровідністю середовища. При цьому поглинання, обумовлене цими двома факторами, описується такими формулами [151, 152]:

$$\alpha = \frac{\omega^2}{2 \cdot \rho \cdot c^3} \cdot \left[\left(\xi + \frac{4}{3} \cdot \eta \right) + \frac{\gamma - 1}{C_p} \cdot \varepsilon \right], \quad (2.9)$$

$$\alpha = \frac{2 \cdot \pi^2}{\rho \cdot c^3} \cdot \left[\frac{4}{3} \cdot \eta + \varepsilon \cdot \left(\frac{1}{C_v} - \frac{1}{C_p} \right) \right] \cdot f^2 = \alpha' \cdot f^2, \quad (2.10)$$

де ξ – об'ємна в'язкість; η – коефіцієнт зсувової в'язкості;

ε – коефіцієнт теплопровідності; ρ – густина рідини;

$\gamma = C_p/C_v$ – відношення коефіцієнтів питомої теплоємності;

c – швидкість поширення ультразвуку; f – частота ультразвукових коливань.

Втрати через теплопровідність α_{η} , як правило, в декілька разів менші за втрати, що викликані в'язкістю α_{ε} . Залежність поглинання від частоти достатньо велика. Константою середовища для рідини є значення $\alpha' = \alpha/f^2$.

З проведених теоретичних досліджень залежності швидкості поширення ультразвуку в технічній воді можна зробити висновок, що визначити швидкість ультразвуку в момент проведення контролю фактичного зношення внутрішньої поверхні труби та форми її поперечного перерізу, з використанням відомих залежностей, дуже складно, так як потрібно знати досить багато параметрів та факторів впливу: тиск, температуру, концентрацію та інше. Найпростішим варіантом вирішення цієї проблеми є безпосереднє вимірювання швидкості ультразвуку в контактному середовищі в момент контролю. Варіантів щодо способу вимірювання може бути декілька. Вибір способу залежить від того, якої точності необхідно досягти. Одним із найбільш простіших та достатнім за точністю є варіант є вимірювання швидкості за часом проходження базової віддалі, шляхом введення додаткового вимірювального каналу з використанням суміщеної схеми (перетворювач та відбивач, розміщений на базовій віддалі від нього) або роздільної схеми контролю (два перетворювачі на базовій віддалі один від одного). Можна також використати особливості застосовуваних способів та пристроїв контролю, коли конструктивні особливості акустичного блока спричиняють появу додаткових луна-імпульсів. Так, наприклад, при реалізації розробленого першого способу (п. 2.3) присутнє відбиття від стінки корпусу (вимірюючи часовий інтервал між зондуємим імпульсом та цим відбиттям можна виміряти швидкість).

Найбільш оптимальним, з огляду на підвищення точності вимірювання швидкості, є вказаний вище спосіб із застосуванням двох відбивачів (або одного ступінчатого відбивача) [153]. Базова віддаль, на якій вимірюється швидкість, в даному випадку – це віддаль між відбивачами. За часовим інтервалом між луна-імпульсами і віддалю між відбивачами визначається швидкість поширення ультразвуку в контактному середовищі. Такий варіант відбивача дозволяє зменшити похибку вимірювання за рахунок виключення похибок, викликаних затримками в

елементах електричного та акустичного трактів, в також зміною довжини акустичної бази під дією зовнішніх факторів. Відбивачі встановлюються перпендикулярно напрямку випромінювання ультразвукових коливань на віддальх L_1 та L_2 від п'єзоелектричного перетворювача. При цьому повинна забезпечуватися таке співвідношення:

$$L_1 > L/2, \quad L_2 = L_1 + L, \quad (2.11)$$

де L – віддаль між першим та другим відбивачем.

Дане співвідношення дозволяє забезпечити прихід луна-імпульсу від другого відбивача раніше ніж другого луна-імпульсу від першого відбивача.

Саме такий варіант виконання відбивача застосовується в розроблюваному засобі контролю для визначення швидкості поширення ультразвуку в контактній рідині під час вимірювання внутрішніх геометричних параметрів обсадної колони.

2.4 Розробка математичної моделі контролю: роботи електронно-акустичного тракту та розрахунку акустичного поля для розроблених способів в експлуатаційних умовах свердловини

При розробці якісно нових перетворювачів та підвищенні ефективності вже існуючих виникають задачі вибору геометричних, акустичних та електричних параметрів їх елементів, схем включення, оцінки характеристик їх застосування в складі електронно-акустичних трактів засобів контролю [154]. Вирішувати ці задачі в більшості випадків найкраще шляхом математичного моделювання, яке дозволяє суттєво полегшити, прискорити та здешевити процес рішення. Математичне моделювання роботи електронно-акустичного тракту засобу вимірювання дозволяє проводити розрахунки луна-сигналів для акустичних блоків з різними геометричними та акустичними параметрами, а також для об'єкта контролю різних

розмірів.

Перш ніж приступати до виготовлення акустичних блоків та розробки апаратури для реалізації розроблених способів, потрібно було провести теоретичний розрахунок шляхом математичного моделювання, що дозволить підібрати всі необхідні параметри, оцінити можливості реалізації способів взагалі та в умовах свердловини зокрема. Особливо це стосується другого розробленого способу (див. рис. 2.3 та рис. В.1), який є значно складнішим з точки зору реалізації, реєстрації та інтерпретації результатів. Було розроблено математичну модель для розрахунку акустичного поля (діаграми направленості, розподілу величин, що характеризують поле: акустичного тиску, амплітуди, швидкості поширення) та моделювання роботи системи контролю (часу і амплітуди прийнятих луна-сигналів) при реалізації цього способу в експлуатаційних умовах свердловини (задавався розподіл гідростатичного тиску і температури по глибині). Потрібно було оцінити характер та межі зміни всіх вищезгаданих величин під впливом експлуатаційних факторів для того, щоб оцінити можливості способу та вибрати необхідні параметри. Вхідними даними для розрахунку були значення акустичних параметрів при нормальних умовах всіх матеріалів (таблиця 2.1), що впливають на поширення ультразвуку, (об'єкта контролю – сталь, прискорювальної призми – оргскло (має обмеження по температурі до 100 °С) або магній, контактного середовища – вода, відбивача – алюміній, цементне кільце за обсадною колоною): швидкість поширення продовжньої хвилі, коефіцієнт загасання, густина, хвильовий опір і температурні коефіцієнти швидкості та загасання [119, 122, 125, 145], геометричні параметри обсадної колони (діаметр, товщина стінки) і акустичного блока (діаметр кераміки, віддаль до відбивача, віддаль між частинами відбивача), а також розподіл гідростатичного тиску P та температури T по глибині свердловини.

Розрахунок проводився за таким алгоритмом (отримані результати для оптимального варіанту параметрів контролю та повний хід розрахунку приведені в додатку В):

1. Врахування впливу експлуатаційних факторів на акустичні характеристики матеріалів, а саме: на швидкість поширення ультразвуку c в усіх i -тих середовищах; на затухання у воді $\delta(k)$ (див. рис. 2.5), де k - комбінація тиску та температури; на

1.1 Зміна швидкості зі зміною температури T в усіх використовуваних середовищах, крім води, має лінійний характер і визначалася за формулою (2.6).

1.2 Температурна залежність швидкості ультразвуку у воді визначалася згідно з (2.8).

1.3 Враховується вплив тиску на швидкість ультразвуку у воді (див. п. 2.3.2).

Результат впливу експлуатаційних факторів на швидкість ультразвуку у воді та сталі продемонстровано на рис. 2.6. Для сталі використано середній температурний коефіцієнт швидкості мінус 0,9.

Таблиця 2.1

Акустичні параметри матеріалів

Матеріал	Густина $\rho \times 10^{-3}$, кг/м ³	Швидкість поздовжньої хвилі *, с, м/с	Хвильо- вий опір*, $Z \times 10^{-6}$, кг/(м·с)	Коефіцієнт загасання, δ , 1/м	Темпера- турний коефіцієнт швидкості, K_c , м/(с·°C)	Темпера- турний коефіцієнт загасання, K_δ , 1/°C
Сталь (матеріал об'єкта контролю)	7,8	5850	45,63	0,1·f	-0,9	нехтуємо
Вода (контактне середовище)	1,0*	1483	1,48	0,025·f ² * (див. рис. 2.5)	формула (2.5)	-0,031* (див. рис. 2.5)
Матеріал відбивача: Сталь нержавіюча Алюміній	8,03 2,7	5660 6320	45,5 17	0,1·f 0,025·f	не потрібно	не потрібно
Матеріал приско- рювальної призми: Магній Оргскло	1,7 1,18	5770 2670	9,8 3,14	0,108·f 25·f	-1 -3	нехтуємо
Цементне кільце за обсадною колоною	2,0	3000	6,0	не потрібно	не потрібно	не потрібно

Примітка:

* - існує залежність від температури.

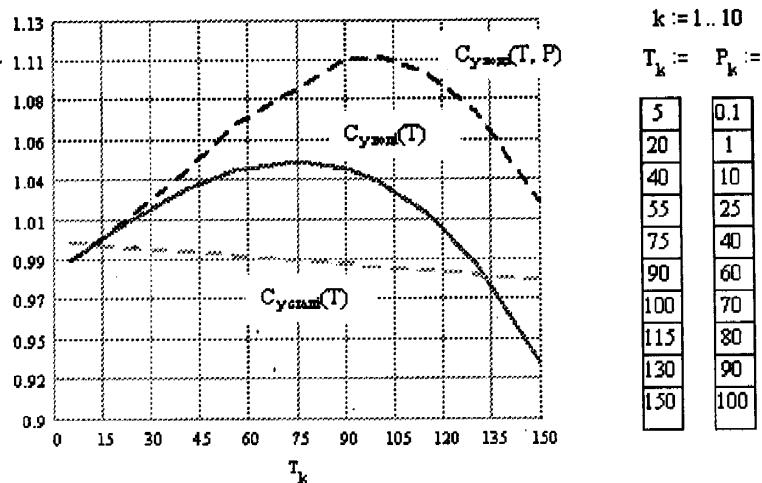


Рис 2.6. Графічне зображення відносної зміни швидкості ультразвуку в сталі та воді від температури T ($^{\circ}\text{C}$), і у воді від сумарної дії температури та тиску P (МПа).

1.4 Скориставшись рис. 2.5, визначається вплив температури на коефіцієнт загасання ультразвуку у воді.

2 Визначається для всіх матеріалів зміна акустичного імпедансу Z_i , який є протидією зміщенню частин матеріалу, що викликається ультразвуком, [120, 125]:

$$Z_i(k) = \rho_i \cdot c_i, \quad (2.12)$$

c_i – швидкість поширення акустичних хвиль в i -тому матеріалі;

ρ_i – густина цього матеріалу.

3 Розрахунок довжини ближньої зони акустичного поля, яка представляє собою область безпосередньо перед перетворювачем, де амплітуда луна-сигналу проходить серію максимумів і мінімумів і закінчується на останньому максимумі, що розміщується на відстані L від перетворювача (амплітуда в цій зоні з відстанню змінюється немонотонно). Відстань до останнього максимуму і є глибиною ближньої зони чи природним фокусом перетворювача. В дальній зоні (область за відстанню L), де тиск акустичного поля поступово падає до нуля. Глибина ближньої зони залежить від частоти перетворювача f , розміру п'єзоелемента D та швидкості ультразвуку в матеріалі об'єкта контролю c , і розраховувалась за такою формулою [119, 122, 125, 145]:

$$L_{\text{БЗ}}(k) = \frac{D^2 \cdot f}{4 \cdot c} - \frac{c}{4 \cdot f} \approx \frac{D^2 \cdot f}{4 \cdot c}, \quad (2.13)$$

В таблиці 2.2 показано значення глибини ближньої зони у воді для деякої кількості поєднань частоти перетворювача, що складає 2,5 та 5 МГц, з розмірами п'єзоелемента, при температурі +20 °С. Довжина ближньої зони враховується при виборі віддалі від перетворювача до першого відбивача.

Таблиця 2.2

Значення ближньої зони прямих перетворювачів у воді

Частота 2,5 МГц		Частота 5 МГц	
Діаметр п'єзоелемента, мм	Довжина ближньої зони, мм	Діаметр п'єзоелемента, мм	Довжина ближньої зони, мм
30	379	-	-
25	263	-	-
20	168	20	337
18	136	18	273
12	61	12	121
10	42	10	84
6	15	6	30

4. Розрахунок акустичного тиску вздовж осі x , який для перетворювача з круглою (дископодібною) керамікою описується формулами [119]:

$$p(k) = p_0 \cdot 2 \cdot \left| \sin \left(\frac{\pi}{\lambda} \cdot \left(\sqrt{\left(\frac{D}{2} \right)^2 + x^2} - x \right) \right) \right|, \quad (2.14)$$

$$p(k) = p_0 \cdot 2 \cdot \left| \sin \left(\frac{\pi}{\lambda} \cdot \frac{\left(\frac{D}{2} \right)^2}{2 \cdot x} \right) \right|, \quad (2.14')$$

p – акустичний тиск у точці поля на осі x ;

p_0 – тиск на поверхні випромінювача;

$\lambda = c/f$ – довжина хвилі у воді, яка змінюється відповідно до зміни швидкості.

Акустичний тиск на осі в ближній зоні коливається від 0 до $2p_0$, а в дальній зоні монотонно зменшується. На віддалі $3L$ він дорівнює p_0 . На рис. 2.7 показано

Межі зміни акустичного тиску для заданих експлуатаційних факторів.

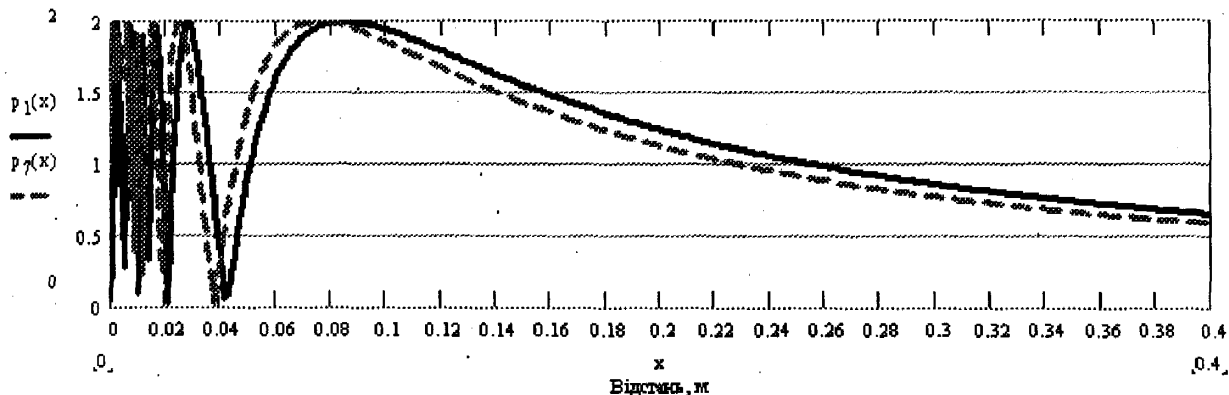


Рис 2.7. Межі зміни акустичного тиску на осі
для заданих експлуатаційних факторів

Кут розкриття основного пелюстка, де зосереджено близько 85 % енергії поля промінювання, визначався згідно з такою формулою [119, 145]:

$$\Theta(k) = \sin\left(0,61 \cdot \frac{2 \cdot \lambda}{D}\right) \quad (2.15)$$

5 Розрахунок втрат енергії та амплітуди на межі розділу двох середовищ (коефіцієнти проходження D і d та відбиття R і r).

Коли ультразвукові коливання долають акустичну границю двох середовищ при нормальному падінні, деяка кількість акустичної енергії відбивається, а деяка - передається через цю границю. При цьому безрозмірні коефіцієнти відбиття R та проходження D ($1+R=D$) звукового тиску при передачі ультразвукового сигналу з середовища 1 в середовище 2 вираховуються згідно з формулами [122]:

$$R(k) = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}, \quad (2.16)$$

Z_1 - акустичний імпеданс першого матеріалу;

Z_2 - акустичний імпеданс другого матеріалу,

$$D(k) = \frac{2 \cdot Z_2}{Z_2 + Z_1}, \quad (2.17)$$

а коефіцієнти відбиття R' та проходження D' ($R'+D'=1$) за енергією - за формулами

[145]:

$$R'(k) = \frac{(Z_1 - Z_2)^2}{(Z_1 + Z_2)^2}, \quad (2.18)$$

$$D'(k) = \frac{4 \cdot Z_1 \cdot Z_2}{(Z_1 + Z_2)^2}. \quad (2.19)$$

Амплітудні коефіцієнти відбивання та проходження визначаються так: $r=R^{1/2}$,
 $d=D^{1/2}$.

Згідно з (2.16) та (2.17), на межі розділу сталь-вода ($Z_2 \approx 1,5$ а $Z_1 \approx 45$) коефіцієнт
 $R = -0,935$, а коефіцієнт $D = 0,065$ (звуковий тиск відбитої хвилі складає - 93,5%
тиску падаючої хвилі, а тої, що пройшла 6,8 %). Від'ємний знак означає зміну фази
по відношенню до падаючої хвилі на протилежну (як правило, при контролі зміна
фази не представляє інтересу). І, навпаки, якщо хвиля падає з води у сталь, то
 $R = 0,935$ а $D = 1,935$. Тиск пройденої хвилі для цього випадку складає 193,5 %. Для
енергії $R' = 0,875$, $D' = 0,125$. При падінні ультразвукових коливань на відбивачі під
кутом 45° (перевищує третій критичний) відбувається повне відбиття ($R=1$).

Щодо впливу форми поверхні об'єкта контролю, то амплітуда відбитої хвилі в
дальній зоні від вгнутої циліндричної поверхні, якою в більшості випадків є
контрольована поверхня обсадних труб колони по відношенню до акустичного поля
перетворювача, визначається формулою [119]:

$$\frac{A}{A_0} = \frac{S_a}{\lambda} \cdot \sqrt{\frac{d}{8 \cdot r^3 \cdot \left(1 - 0,5 \cdot \frac{d}{r}\right)}}, \quad (2.20)$$

де r - віддаль від перетворювача до циліндричної поверхні;

d - діаметр циліндра; S_a - площа п'єзокераміки.

Але для випадків, коли перетворювач знаходиться в центрі циліндричної поверхні ($r=d/2$) і вираз (2.17) перетворюється у безкінечність, тоді фокусування ультразвуку з врахуванням дифракційних ефектів приводить до того, що A/A_0 зберігає кінцеву величину. В площині, перпендикулярній осі циліндра, в цьому випадку випромінювана енергія повністю (без врахування затухання) повертається назад [119].

6 Розрахунок зменшення амплітуди в контактній рідині та призмі з відстанню відносне зменшення A та в децибелах N).

Крім втрат на межі розділу двох середовищ, по мірі поширення в одному середовищі, проходить затухання ультразвуку, бо навіть за відсутності відбиття, є три причини затухання: дифракція, розсіювання та поглинання. Амплітуда A та інтенсивність I плоскої хвилі, що поширюється в середовищі з відстанню послаблюються, і це послаблення визначається затуханням. Це затухання проходить за експоненційним законом [125]:

$$A(k) = A_0 \cdot e^{-\delta \cdot x}; I(k) = I_0 \cdot e^{-2 \cdot \delta \cdot x}, \quad (2.21)$$

де δ – коефіцієнт затухання (визначається відстанню, на якій амплітуда плоскої хвилі зменшується в e (приблизно 2,718) рази), який складається з коефіцієнтів поглинання та розсіювання;

x – відстань, що проходить хвиля.

Так як товщина об'єкта контролю є незначною, то затухання ультразвуку в стінці труби при математичному моделюванні нехтувалося. Більший інтерес представляють затухання у контактному середовищі, де УЗК долають значно більші відстані (при цьому враховувалась залежність коефіцієнта затухання у воді від температури).

При акустичному контролі часто доводиться порівнювати між собою амплітуди (рідше – інтенсивності) акустичних сигналів, які змінюються в широкому діапазоні. В зв'язку з цим, для порівняння зручніше використовувати логарифмічні одиниці – децибели. Число децибел N , на яке сигнал з амплітудою A відрізняється від якогось вихідного рівня з амплітудою A_0 , дорівнює:

$$N(k) = 20 \lg \left(\frac{A}{A_0} \right). \quad (2.22)$$

На рис. 2.8 показано як проходить загасання поздовжньої акустичної хвилі у воді з віддалю при різних температурах (згідно з рис. 2.5). При контролі обсадних труб діаметром 168 мм довжина шляху ультразвуку в контактному середовищі знаходиться в межах 200-380 мм. З рис. 2.8 видно, що при таких відстанях затухання у воді є незначним.

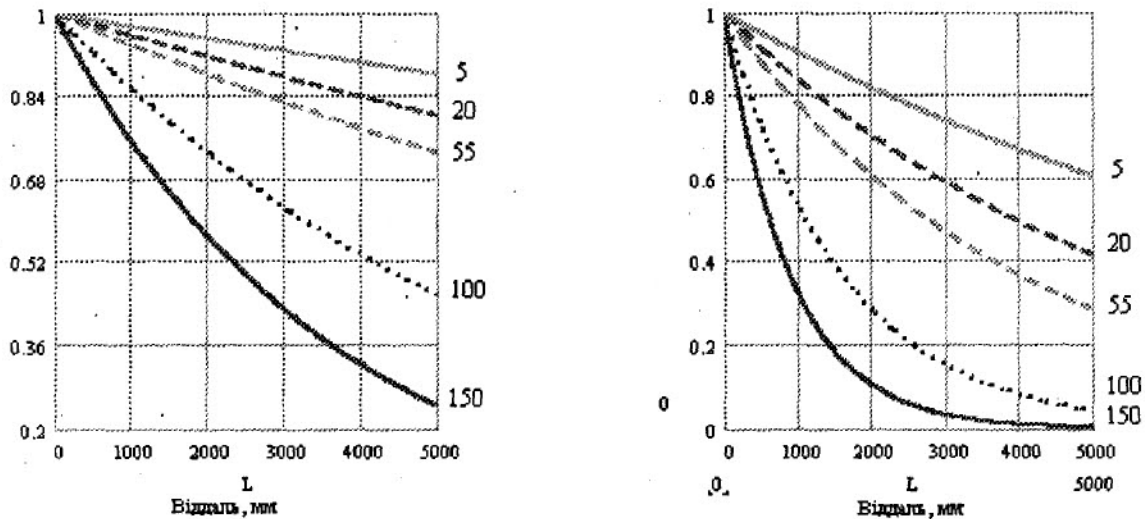


Рис. 2.8. Загасання поздовжньої акустичної хвилі з віддалю у воді при різних температурах на частоті 2,5 (ліворуч) та 5 МГц (праворуч)

7 Розрахунок послаблення амплітуди кожного j -того сигналу, враховуючи всі втрати шляхом добутку коефіцієнтів:

$$A_j(k) = \prod_i r_i \cdot d_i \cdot A. \quad (2.23)$$

8 Розрахунок часу приходу t кожного j -того імпульсу $t_j(k) = \sum_i \frac{L_i}{c_i}$.

9 Графічне та числове представлення часу приходу та послаблення амплітуди луна-імпульсів кожного з восьми інформаційних каналів, розділених у часі (по два канали від кожного з чотирьох відбивачів) для k -ої комбінації умов контролю (P та T) (рис. 2.9), а також залежності цих параметрів від експлуатаційних факторів: $A_{jk} = f(t_{j,k})$, $A_j = f(k)$, $t_j = f(k)$ (рис. 2.10, детальніше див. додаток В).

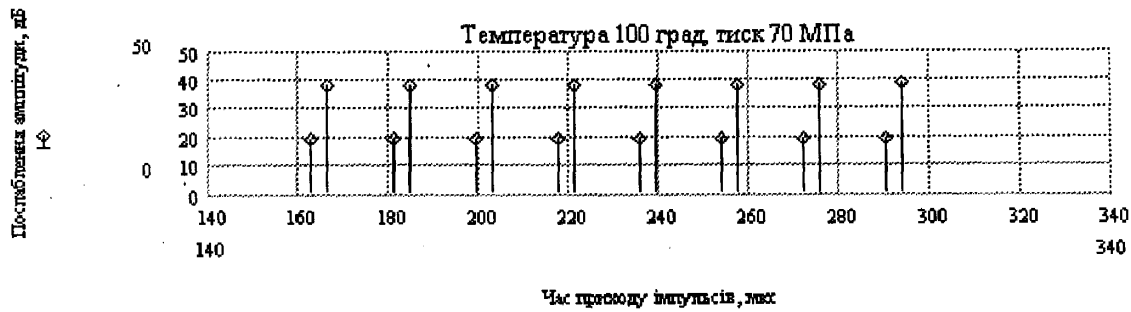
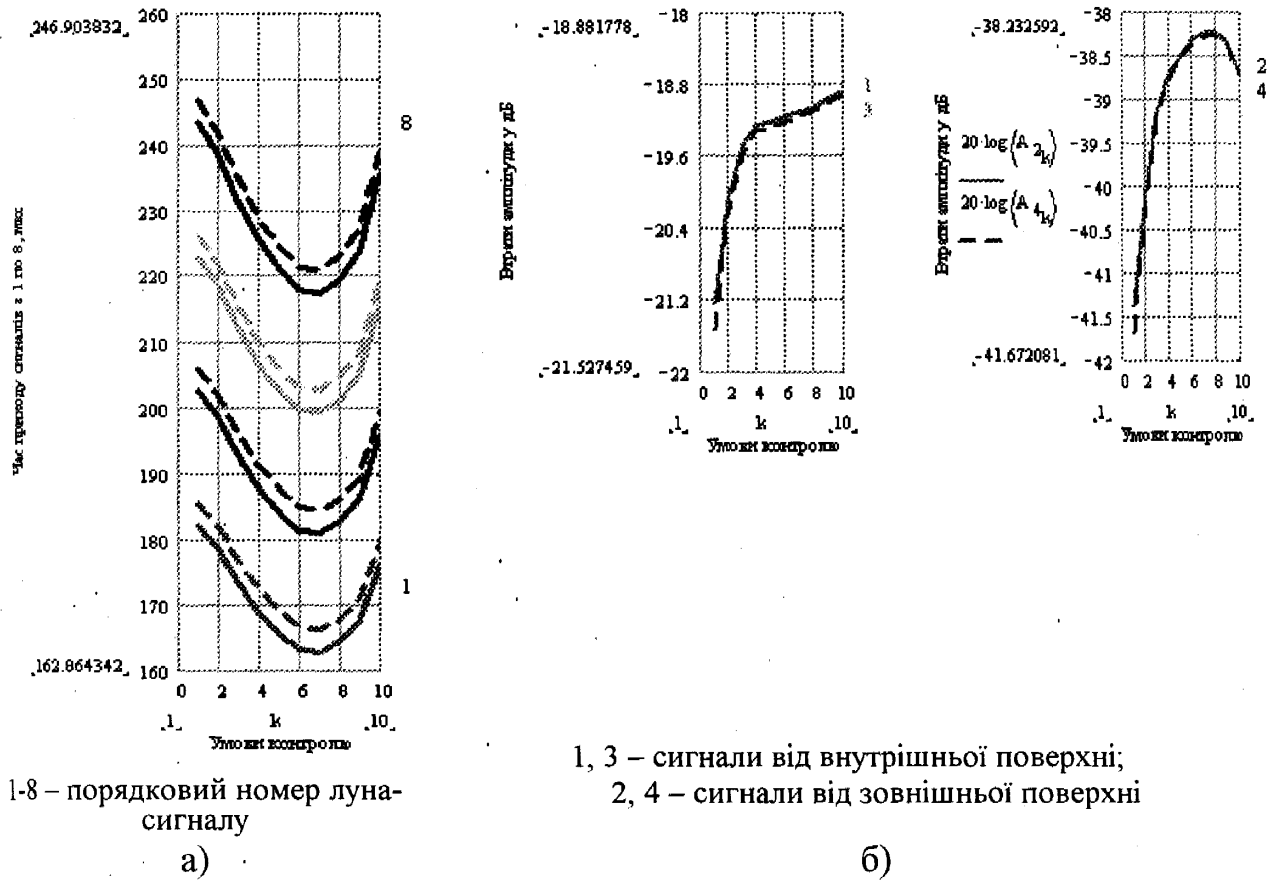


Рис. 2.9. Моделювання реальної картини приходу інформативних сигналів



1-8 – порядковий номер луна-сигналу

1, 3 – сигнали від внутрішньої поверхні;
2, 4 – сигнали від зовнішньої поверхні

Рис. 2.10. Графічне представлення залежності часу приходу сигналів t , мкс (а)

та послаблення амплітуди луна-імпульсів A , дБ від одного відбивача (б)

від заданих експлуатаційних факторів

10 Оцінка впливу нехтування зміною швидкості в матеріалі труби на похибку Δ вимірювання товщини h_g .

11 Оцінка впливу нехтування зміною швидкості в контактній рідині на похибку Δ_R вимірювання внутрішнього радіусу R_g .

12 Графічне представлення зміни параметрів акустичного поля (акустичного тиску на осі) під дією експлуатаційних факторів.

Згідно з наведеним алгоритмом моделювання в додатку В приведено розрахунок, який проведено для діапазону робочих температур від +5 до +150 °C та тисків від 0,1 до 100 МПа, що відповідає умовам контролю експлуатаційної колони по всій її глибині. Розрахунок здійснений для обсадної колони з зовнішнім діаметром 168 мм і товщиною стінки труби 10 мм, частота перетворювача 2,5 та 5 МГц; діаметр п'єзокераміки відповідно становив 12 мм (для 2,5 МГц) та 10 мм (для 5 МГц). Відстані між відбивачами (30 мм) і відстані від перетворювача до першого відбивача (60 мм) (підбиралися в процесі розрахунку залежно від можливості розділення в часі сигналів від відбивачів та довжини ближньої зони перетворювача відповідно).

При проведенні розрахунку бралися до уваги: температурна залежність швидкості ультразвуку (та хвильового опору) в матеріалах призми, контактного середовища та об'єкта контролю; залежність швидкості поширення ультразвуку у контактному середовищі (воді) від тиску; залежність густини контактного середовища від температури та тиску; температурна залежність коефіцієнта загасання у воді; втрати енергії з віддалю у контактному середовищі; втрати енергії на межі розділу двох середовищ: при проходженні з призми у контактне середовище і у зворотному напрямку; при відбитті від частинок конусоподібного відбивача; при відбитті від внутрішньої стінки об'єкта контролю; при проходженні з контактного середовища у стінку об'єкта контролю і назад; при відбитті від зовнішньої стінки об'єкта контролю (межа розділу сталь-цементне кільце); загасання з віддалю у матеріалі призми.

Загасанням ультразвуку з віддалю у стінці об'єкту контролю, зважаючи на незначний вплив, знехтували.

Розроблена математична модель дозволяє підібрати параметри контролю (частоту, віддалі до відбивачів), матеріали призми, контактного середовища і відбивача, а також побачити, як впливає на результат контролю температура, тиск, геометричні параметри об'єкта контролю (товщина стінки, діаметр) та

проаналізувати можливості практичної реалізації розробленого способу.

Кінцевим результатом розрахунку є (див. додаток В):

1) Графічне та числове представлення часу приходу та послаблення амплітуди луна-імпульсів кожного з восьми інформаційних каналів, розділених у часі (по два канали від кожного з чотирьох відбивачів). По кожному каналу проходить два луна-сигнали: перший від внутрішньої стінки труби, другий – від зовнішньої. Час приходу першого – це інформативний параметр зміни геометрії внутрішньої поверхні, час приходу другого – інформативний параметр зміни геометрії зовнішньої поверхні, а різниця між ними – це інформативний параметр зміни товщини стінки.

2) Демонстрація (у вигляді відносної похибки) впливу нехтування зміною швидкості поширення УЗК: в контактній рідині – на результат вимірювання внутрішнього радіусу, в матеріалі об'єкта контролю – на результат вимірювання товщини стінки.

Висновки на основі проведеного моделювання та розрахунку:

1. Зміна швидкості УЗК в матеріалі труби за вищезгаданих умов контролю приводить при її нехтуванні до збільшення відносної похибки вимірювання товщини стінки на 2,25 %.

2. Зміна швидкості УЗК в контактному середовищі за вищезгаданих умов контролю приводить при її нехтуванні до збільшення відносної похибки вимірювання внутрішнього радіусу на 8,8 %.

3. Зміна частоти з 2,5 МГц на 5 МГц приводить до незначного збільшення втрат амплітуди сигналу (максимум на 2 дБ); збільшення вдвічі довжини ближньої зони акустичного поля (див. таблиця 2.2), що вимагає збільшення віддалі до відбивача або зменшення діаметру п'єзокераміки (але це, в свою чергу, збільшує кут розкриття діаграми направленості).

4. Час приходу першого імпульсу знаходиться у межах 160 – 185 мкс, а час приходу останнього – в межах 295 – 330 мкс (приблизна довжина інформативного діапазону часу приходу сигналів складає 145 мкс). Ці дані потрібно врахувати при розробці каналу зв'язку глибинної та наземної частини засобу контролю обсадних колон, так як вони визначатимуть об'єм передачі вимірювальної інформації.

5. Мінімальні втрати амплітуди сигналу складають 19 дБ, а максимальні 43 дБ. Це потрібно врахувати при розробці приймального акустичного тракту та блоків автоматичного та часового регулювання чутливості.

Адекватність проведеного моделювання оцінюється в наступному розділі шляхом порівняння з результатами експериментальних досліджень.

2.5 Теоретичні дослідження з розробки спеціалізованих п'єзоелектричних перетворювачів

Як відомо, ультразвукові перетворювачі є одними з основних елементів акустичних засобів контролю, які в значній мірі визначають їх ефективність та надійність. Тому слід велику увагу приділяти вибору перетворювача, який повністю відповідає умовам контролю. Первинні перетворювачі повинні, перш за все, забезпечити необхідне для проведення вимірювань співвідношення інформаційних сигналів та шуму. В число технологічних вимог до перетворювачів теж входять механічна, теплова та хімічна стійкість всієї конструкції та окремих його елементів [119–123, 156–158].

При проведенні неруйнівного контролю обсадних колон в свердловині доводиться мати справу з високою температурою та тиском. Проведення обстеження такого об'єкта пов'язане з рішенням питань забезпечення роботи технічних засобів контролю в умовах, характерних до умов його експлуатації. При оцінці технічного стану обсадних колон засоби контролю тривалий час повинні знаходитися під дією експлуатаційних факторів, занурені в рідке середовище.

Основною причиною, що стримує широке використання акустичного методу для контролю обсадних колон, є відсутність серійних первинних перетворювачів, які могли б протягом тривалого часу працювати в таких умовах експлуатації. Більшість існуючих ультразвукових п'єзоелектричних перетворювачів може працювати при температурах до 50 °С, при низьких тисках і не є герметичними. Аналогічна проблема виникла і при розробці глибокої акустичної апаратури для контролю

геометричних параметрів обсадних колон. Потрібно було розробити суміщений прямий п'єзоелектричний перетворювач поздовжньої хвилі, який би відповідав таким вимогам: робоча частота – 2,5 та 5 МГц; максимальна робоча температура – 100-150 °С; максимальний робочий тиск - до 60-100 МПа; повна герметичність; іммерсійний варіант контролю в технічній воді (перетворювач повністю занурюється у воду); висока чутливість; тривалий час безперервної роботи – близько 8 годин.

Провівши детальний аналіз ринку та літературних джерел, було зроблено висновок, що існуючі серійні перетворювачі не можуть застосовуватися в широкому діапазоні температури через те, що вони містять елементи з невисокою пластичністю та різними температурними коефіцієнтами лінійного розширення. При проектуванні перетворювачів вихідними даними для розрахунку є механічні, електромеханічні і електричні характеристики матеріалів, що будуть використовуватися. Першим кроком є підбір матеріалів для всіх конструктивних елементів: чутливого п'єзоелементу, демпфера, протектора, корпусу (рис. 2.11), а вже наступним – способи їх монтажу в єдину конструкцію.

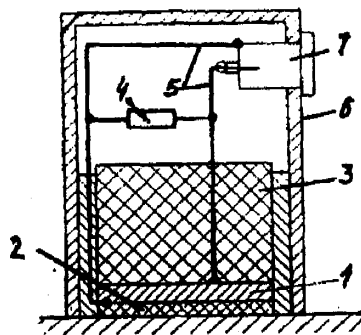


Рис. 2.11. Загальна конструкція прямого суміщеного перетворювача:

- 1 – п'єзопластина; 2 – захисний шар; 3 – демпфер;
4 – електричне узгодження; 5 – провід; 6 – корпус; 7 – роз'єм.

За останні роки не пройшло якихось радикальних змін в застосуванні матеріалів (п'єзоелементів та ін.) для виготовлення п'єзоперетворювачів. Матеріал перетворювача вибирається в залежності від передбачуваної мети його використання. За відомими константами матеріалів [122, 125] можна підібрати найбільш ефективний матеріал для конкретної задачі. Основна увага при виборі звертається на такі критерії як коефіцієнт електромеханічного зв'язку, механічна добротність, п'єзоелектрична стала, діелектрична проникність, хвильовий опір, температура перетворення [159]. Не існує оптимального п'єзоелектричного матеріалу взагалі, кожний має свої переваги та недоліки. Основними вимогами, на які зверталася увага при виборі чутливого елемента (п'єзоелементу), були: високий електроакустичний ККД в імпульсному режимі випромінювання та приймання, технологічність виготовлення та відносно висока термостабільність. В сучасній апаратурі дуже широко використовуються в якості чутливого елемента первинних акустичних перетворювачів п'єзокерамічні матеріали. В порівнянні з п'єзокварцом вони володіють більш високим значенням питомого акустичного опору і значно більшим значенням квадрата коефіцієнта електромеханічного зв'язку, який визначає пружну та електричну енергію при перетворенні та характеризує чутливість перетворювача. Вибір було зроблено на користь двох із таких п'єзокерамічних матеріалів – кераміка ЦТС (цирконаттитанат свинцю) та метаніобат свинцю [122]. Ці матеріали мають задовільну чутливість та достатню допустиму температуру для проведення досліджень в свердловині – відповідно плюс 300–340 °С для першого та плюс 350–400 °С для другого. Кожен має деякі особливості щодо застосування. ЦТС є найкращим матеріалом для випромінювачів, але через те, що він має більший звуковий опір, для нього важче виготовити хороший демпфер. Тому, залежно від використовуваних способів контролю, коли перетворювач працює в дальній зоні, де потрібна висока чутливість, краще використати кераміку ЦТС, а в ближній зоні, коли потрібно отримати короткі імпульси і забезпечити добре демпфірування, краще використати метаніобат свинцю. Залежно від розмірів перетворювача та частоти можна вибрати різновид ЦТС чи метаніобату свинцю так, щоб їх електрична ємність

ре узгоджувалася з імпедансом приладу.

П'єзокераміка повинна знаходитися в надійному механічному контакті з захисним шаром та демпфером. Традиційні способи склеювання та пайки є не надійними при високих температурах експлуатації. Через велику різницю температурних коефіцієнтів лінійного розширення на межі п'єзокераміка - шар клею постійно будуть присутні дотичні напруження, величина яких залежить від перепаду температур. Тому, навіть якщо з'єднання ще не зруйноване, отримати стабільні та стійкі характеристики неможливо. В таких випадках найкраще використати шар рідини. При цьому також потрібно звертати увагу на те, що з'єднувальні поверхні повинні бути по можливості плоскими та гладкими, щоб забезпечити краще проходження ультразвуку, а товщина шару рідини повинна бути менша $1/20$ довжини хвилі для того, щоб в ньому не виникало відбиття, які порушують узгодження імпедансу між керамікою, демпфером та захисним шаром.

Важливою акустичною вимогою є зведення до мінімуму або повне усунення шкідливого реверберації. Для найкращого демпфірування перетворювача імпеданс демпфера повинен наближатися до імпедансу кераміки. Тоді демпфер повністю поглине енергію від задньої стінки кераміки і не буде виникати завад у вигляді луна-імпульсів. Але потрібно мати на увазі те, що перетворювачі, які мають високу ступінь демпфірування, мають хорошу роздільну здатність, але малу амплітуду сигналу. Якщо є різниця акустичного імпедансу активного елемента та демпфера, тоді більша частина акустичної енергії переходить в об'єкт контролю. В результаті цього знижується роздільна здатність перетворювача через збільшення тривалості сигналу, але в той же час збільшується амплітуда сигналу, що приводить до збільшення чутливості. Степінь демпфірування залежить від того, в якій зоні повинен працювати перетворювач – в ближній чи дальній. Для виготовлення демпфера найкраще використати литі смоли з порошковими наповнювачами (найкраще тонко подрібнений вольфрамовий порошок). Акустичний імпеданс можна змінювати вибором складу суміші в широких межах.

Як відомо, для захисту п'єзопластини перетворювачів від механічних

пошкоджень використовуються протектори (захисний шар), які є складовою частиною перетворювача і впливають на характеристики випромінюючих та приймаючих імпульсів [160]. Для імерсійних перетворювачів протектор відіграє додаткову роль: він служить акустичним узгоджувальним шаром між активним елементом з високим акустичним імпедансом та водою, яка має більш низький акустичний імпеданс. Протектор повинен мати необхідний акустичний імпеданс та товщину, яка б точно узгоджувалася з четвертиною довжини хвилі для того, щоб підвищити вихід ультразвукової енергії. Вибір товщини протектора базується на принципі суперпозиції, який дозволяє хвилям, що генеруються активним елементом, співпадати по фазі з хвилею, що відбивається від протектора. Коли сигнали поширюються синфазно (співпадають по фазі), їх амплітуди доповнюють одна одну. Таким чином, в об'єкт контролю входить хвиля з більшою амплітудою. Несинфазні сигнали приводять до порушення цілісності ультразвукової хвилі. Так як розроблюваний перетворювач повинен працювати в імерсійному варіанті, то основна увага повинна звертатися на те, щоб матеріал протектора і місце його з'єднання з перетворювачем були водостійкі.

Одним із способів монтажу перетворювача, який дозволив би зберегти всі необхідні характеристики, є виконання демпфера та протектора у вигляді єдиного блока з композитного матеріалу на основі епоксидної смоли. Така конструкція є досить проста і надійна в роботі, а верхня границя інтервалу робочих температур обмежується границею теплостійкості композиційного матеріалу, що складає 150 °С.

Для ще більшого розширення інтервалу робочих температур потрібно використовувати корпус у вигляді литої конструкції із спеціальної термостійкої пластмаси або герметичної суцільної конструкції із нержавіючої сталі. Важливе значення має забезпечення узгодження п'єзокераміки з водою та затушення акустичної хвилі в демпфері. Цього можна досягти шляхом задавання зміни густини та акустичного імпедансу по довжині перетворювача.

Як уже згадувалося, на початку проектування перетворювача вихідними даними для розрахунку були механічні, електромеханічні і електричні

характеристики матеріалів, що будуть використовуватися, але для таких специфічних умов експлуатації перетворювача (якими є умови свердловини) працездатність його можна довести тільки експериментально. Важливо знати також зміну характеристик в процесі експлуатації та ресурс роботи. Для цього необхідно провести контроль характеристик перетворювача, щоб виявити чи потрібно проводити корегування параметрів вторинних електричних приладів в процесі експлуатації системи контролю.

В умовах дії високих температур треба точно реєструвати зміну основних характеристик матеріалу, тоді як абсолютні значення виміряних величин можуть бути визначені більш грубо, бо вплив зовнішніх факторів можна оцінити з допомогою відносної зміни величин. Робочі характеристики перетворювачів спочатку потрібно виміряти в лабораторних, а потім в робочих умовах експлуатації. Їх працездатність повинна визначатися значенням та зміною в часі робочих характеристик чутливості, частотної характеристики, електричної та температурної стійкості і т. д. Спочатку важливо визначити властивості п'єзоелемента, щоб можна було оцінити вплив їх зміни на загальну зміну робочих характеристик перетворювача. За виміряними втратами та видом частотної характеристики електричного імпедансу зібраного перетворювача можна говорити про порушення в системі кріплення та зміну якості акустичного контакту між елементами конструкції.

Для зменшення похибок, зумовлених впливом температури на час поширення імпульсів ультразвукових коливань в призмах роздільно-суміщених перетворювачів, їх потрібно виготовляти з матеріалів, що мають малий температурний коефіцієнт швидкості ультразвуку. Таким матеріалом може бути плавлений кварц [122].

2.6 Розробка загальної структури інформаційно-вимірювальної системи контролю та розроблюваного технічного засобу

Розроблювана система акустичного неруйнівного контролю геометричних параметрів, що забезпечує вхідною інформацією процес оцінки технічного стану обсадних колон, є перш за все інформаційно-вимірювальною системою. В узагальненому вигляді її можна розглядати як систему відновлення акустичного зображення, джерелом повідомлень в якій є акустичне поле, сформоване внаслідок зондування об'єкта контролю. Інформація, яка отримується під час контролю, міститься у просторово-часовому розподілі цього поля. Задача виявлення пошкодження та формування його образу зводиться до процедури відновлення інформативних ознак за результатами вимірювання просторово-часового розподілу параметрів поля. Як правило, можливості зондування та реєстрації серйозно обмежені, що пов'язано зі специфікою об'єкта контролю, властивостями матеріалів, технічними характеристиками елементів самої системи.

Під моделлю інформаційно-вимірювальної системи (ІВС) засобу контролю будемо розуміти структурну схему, яка включає перетворювачі, що входять тільки у інформаційний тракт системи, а додаткові перетворювачі, призначені для підсилення, узгодження і т.д. не показуються. При побудові моделі виділяються пристрої (підсистеми), які виконують певні самостійні функції і можуть мати автономне використання. Функціонально ІВС здійснює функції представлення, збору, передачі та обробки повідомлень [161]. Така модель ІВС показана на рис. 2.12. Джерелом інформації (повідомлень) є об'єкт контролю та первинні перетворювачі. Перетворювачами збуджуються акустичні коливання і приймаються відбиті від об'єкта контролю сигнали, які ними ж перетворюються в аналоговий електричний сигнал, що потрапляє на вхід ІВС. Коло повідомлень одного перетворювача утворює вимірювальний канал.

При наявності декількох каналів кожне повідомлення дискретизується по часу

кове розділення каналів), кожне дискретне значення квантується по рівню та надіється. Послідовності дискретних значень від різних каналів об'єднуються в загальний потік (групується) для наступної передачі. Групування можна провести разом із дискретизацією шляхом комутації або окремо. При потребі можна застосувати пристрої стиснення даних та засоби попередньої обробки. Відповідно до цих перетворень пристрої разом із пристроєм оцифровування даних на рис. 2.12 об'єднані в підсистему формування (представлення) даних. Зберігання, реєстрація та обробка інформації розраховані на цифрове її представлення.

Підсистема передачі являє собою канал зв'язку, тобто середовище в якому поширюється оцифрований сигнал. Підсистема цифрової обробки проводить щоробочування (виключення з можливою заміною) аномальних (дуже спотворених) результатів вимірювань, відновлення та обробку повідомлень про результат вимірювання.

Великі глибини (до 5 км та більше), на яких потрібно проводити контроль, вимагають передачі вимірювальної інформації на великі віддалі та конструктивного поділу розроблюваних засобів контролю на глибинну та наземну частини, зв'язок між якими здійснюватиметься за допомогою геофізичного кабелю [88, 162]. Головним завданням при такій схемі є забезпечення якості та інформативності отримуваних на поверхні даних вимірювань по відношенню до первинних. До основних процедур для забезпечення цієї якості є оцифровування та кодування первинних даних в свердловинній частині; передача їх з необхідною швидкістю в наземний пристрій обробки та реєстрації; спрощення первинної обробки результатів, транспортування та обробки готових (в тому числі, пов'язаних з глибиною свердловини) оцифрованих даних засобами сучасної обчислювальної техніки.

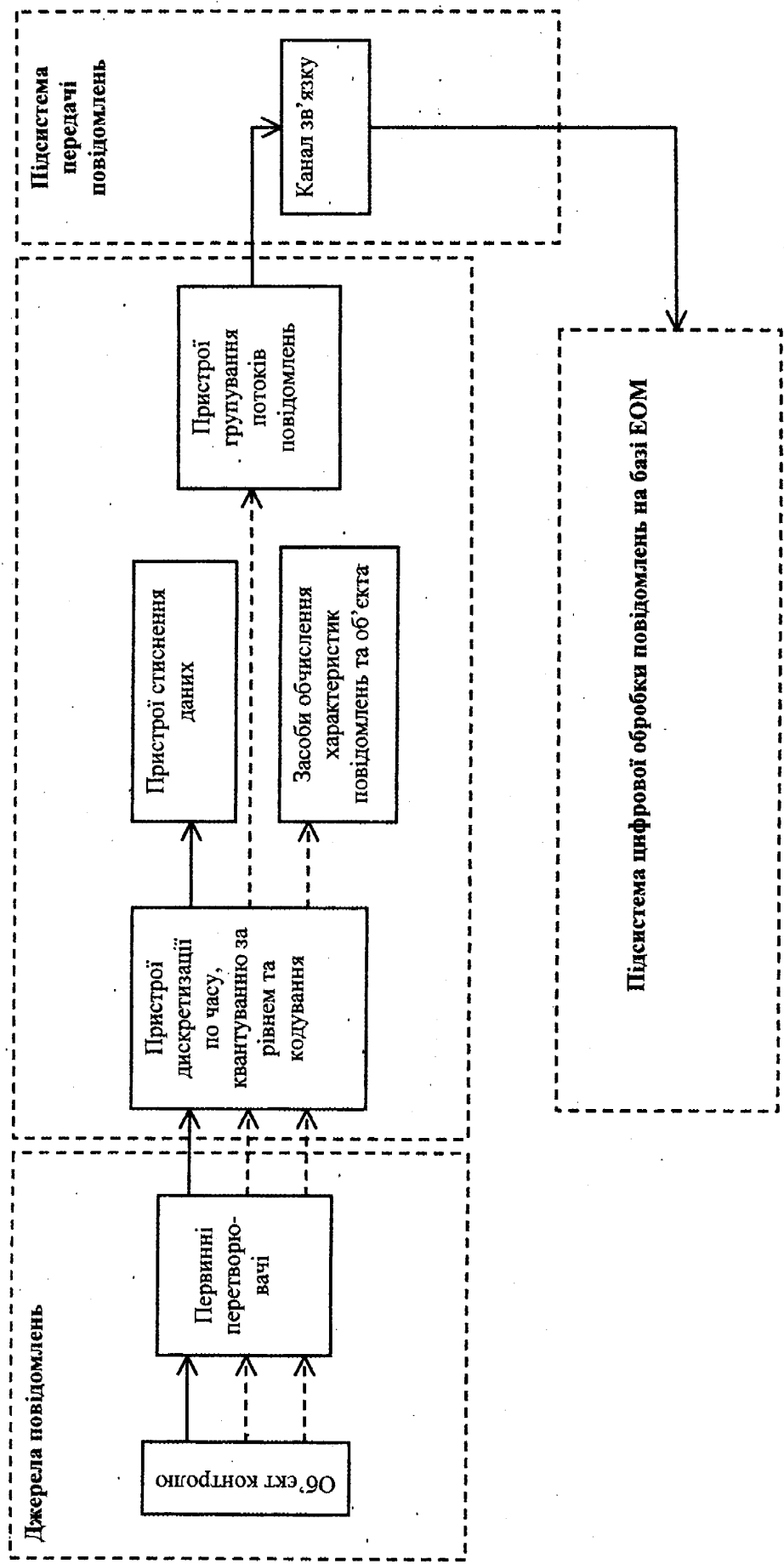


Рис. 2.12. Модель інформаційно-виміральної системи засобу контролю

За будовою система контролю геометричних параметрів труб обсадної колони повинна представляти собою вимірювальний комплекс, загальна структура якого показана на рис. 2.13. Вона складається з двох частин: глибинної I та наземної II, зв'язок між якими здійснюється через геофізичний кабель ГК, який забезпечує живлення глибинної частини, її транспортування в свердловину (спуск та піднімання), а також обмін інформацією між глибинною та наземною частинами. Глибинна частина (рис. 2.14) складається з вимірювальної системи та керованого електромеханічного центрального пристрою, що повинен забезпечувати центрування акустичного блоку відносно осі колони. Наземна частина – це пульт обробки прийнятої інформації, індикації та документування результатів контролю інтерфейсний блок та персональний комп'ютер).

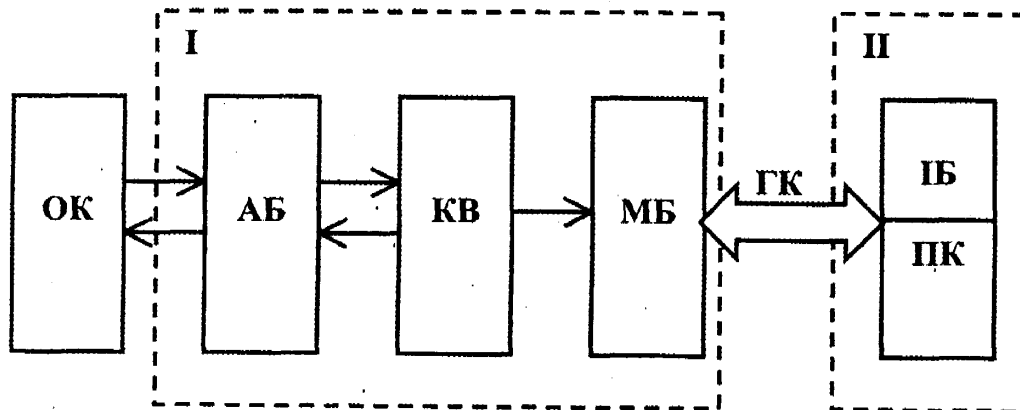


Рис. 2.13. Загальна структура розроблюваного засобу контролю:

OK – об'єкт контролю (обсадна труба);

AB – акустичний блок; KB – канал вимірювання;

MB – мікропроцесорний блок; ГК – геофізичний кабель

IB – інтерфейсний блок; ПК – персональний комп'ютер.

I – глибинна частина (керований притискний (центрувальний) пристрій та вимірювальна частина); II – наземна частина (пульт керування, обробки та документування результатів вимірювання).

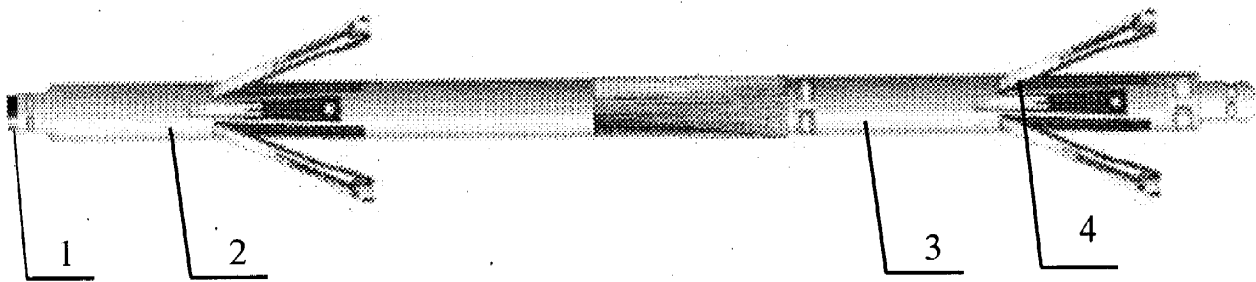


Рис. 2.14. Загальний вигляд глибинної частини:

- 1 – місце приєднання геофізичного кабелю;
- 2 – вимірювальна частина;
- 3 – електромеханічна частина центрального пристрою;
- 4 – важелі центрального пристрою.

Залежно від того, на якій стадії експлуатації свердловини потрібно проводити контроль технічного стану обсадних колон, та залежно від типу самої свердловини доводиться мати справу з різними експлуатаційними умовами (температура, тиск, глибина), геометричними параметрами об'єкта контролю (діаметр, товщина стінки, група міцності) та станом його внутрішньої поверхні. Все це продемонстровано в таблиці 2.3, і ці фактори, в основному, обумовлюють вимоги до апаратури контролю та технології його проведення.

Щодо типу свердловини, то найбільш сприятливішими умовами (з огляду на параметри оточуючого середовища та стан поверхонь труб) для проведення контролю є свердловини ПСГ, дещо важчими – газові свердловини і найважчими – нафтові.

Таблиця 2.3

Умови контролю на різних стадіях експлуатації свердловини

Тип колони	Глибина спуску, м	Стадія експлуатації	Температура, °С	Тиск гідростатичний, МПа	Діаметр колони (зовнішній), мм	Товщина стінки труб, мм	Підготовка до контролю
Направляюча	10 – 25	Буріння	20	0,1	426 – 508	10–16	Не контролюється
Кондуктор	50 – 1000	Буріння	50	до 10	245 – 351	8–12	*
Проміжна	1000 – 3000	Буріння	80	до 40	140 – 219	6 – 14	*
Експлуатаційна	3000 – 8000	Видобуток	150	до 100	114 – 168	5 – 12	**

Примітки:

* – звільнити свердловину від бурильних труб, заповнити її водою;

** – звільнити свердловину від насосно-компресорних труб, при необхідності встановити пакер, очистити стінки труб спеціальними скребками, заповнити свердловину водою.

2.7 Висновки з розділу 2

1. Встановлено, що для контролю геометричних параметрів обсадних колон в свердловині найкраще використати акустичний луна-імпульсний метод з використанням для збудження та приймання ультразвукових коливань п'єзоелектричних перетворювачів та імерсійного способу створення акустичного контакту, який дозволяє виміряти геометричні параметри об'єкта контролю за часом проходження ультразвукових коливань, а за результатами вимірювання виявляти різного роду пошкодження обсадних колон.

2. Розроблено два способи контролю геометричних параметрів трубних колон з їх внутрішньої сторони, що дозволяють проконтролювати поперечний переріз труби одним перетворювачем та безобертовою системою сканування з допомогою реалізації ідеї відхилення ультразвукових коливань від поздовжньої осі труби по радіусах до її стінки з допомогою конусоподібних відбивачів:

- спосіб перший – для контролю геометричних параметрів внутрішньої поверхні труб обсадних колон (зношення, радіусу, форми) з використанням відбивача, виконаного у вигляді суцільного конуса з кутом нахилу твірних 45° ;

- спосіб другий – для контролю геометричних параметрів внутрішньої та зовнішньої поверхні труб обсадних колон і залишкової товщини стінки, в якому конусоподібний відбивач має значно складнішу конструкцію (конус поділений на частини, що рознесені між собою в поздовжньому напрямку), завдяки чому можна отримати інформацію про розподіл контрольованих параметрів в поперечному перерізі труби.

На розроблені способи отримано патенти України на винахід.

3. Шляхом математичного моделювання роботи електронно-акустичного тракту для розробленого другого способу проведено розрахунки луна-сигналів для акустичних блоків з різними геометричними та акустичними параметрами, що дало можливість оцінити роботу системи контролю та придатність застосування способу в заданих експлуатаційних умовах свердловини.

4. Розроблено математичну модель роботи акустичного тракту системи контролю для розрахунку акустичного поля, яка базується на врахуванні впливу експлуатаційних умов свердловини, що дозволяє оцінити характер та межі зміни характеристик поля, підібрати параметри контролю (частоту та діаметр перетворювача, віддалі до відбивачів), матеріали конструктивних елементів, а також проаналізувати вплив на результат контролю температури, тиску, геометричних параметрів обсадної труби (товщини стінки та діаметру).

5. Розроблено основні положення та теоретичні підходи, що дозволяють виготовити спеціалізований п'єзоелектричний перетворювач для тривалої роботи в іммерсійному варіанті контролю в умовах свердловини.

6. Розроблено методологію врахування впливу експлуатаційних факторів на результат контролю, яка дозволяє використовувати акустичний луна-імпульсний метод та способи контролю для вимірювання геометричних параметрів труб обсадної колони в свердловині, згідно з якою:

- для підвищення точності та вірогідності результатів контролю товщини стінки обсадної колони при високих температурах необхідно враховувати температурну залежність швидкості поширення ультразвуку в матеріалі обсадних труб;
- при розрахунках геометричних параметрів внутрішньої поверхні труб потрібно вимірювати швидкість поширення ультразвуку в контактній рідині в процесі проведення контролю та використовувати в обчисленнях її дійсне значення;
- для підвищення надійності та вірогідності результатів контролю слід враховувати вплив експлуатаційних факторів на затухання ультразвуку (використовувати автоматичне регулювання чутливості);
- для проведення вимірювань потрібно використовувати спеціалізовані первинні перетворювачі, які мають відповідну механічну, теплову та хімічну стійкість;
- для забезпечення вірогідності отримуваних на поверхні даних вимірювань потрібно цифрувати та кодувати первинні дані в глибинній частині засобу контролю, яка знаходиться в свердловині.

7. Розроблено загальну структуру інформаційно-вимірювальної системи контролю, основними елементами якої є глибинна та наземна частини, зв'язок між якими здійснюється через геофізичний кабель, що дозволяє реалізувати розроблені методологію та способи контролю геометричних параметрів обсадних колон акустичним луна-імпульсним методом. Глибинна частина складається з вимірювальної системи (акустичний блок, канал вимірювання, мікропроцесорний блок) та керованого центрального пристрою. Наземна частина – це пульт обробки прийнятої інформації, індикації та документування результатів контролю (інтерфейсний блок та персональний комп'ютер).

РОЗДІЛ 3. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ З РОЗРОБКИ СПОСОБІВ, МЕТОДОЛОГІЇ ТА ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ АКУСТИЧНОГО КОНТРОЛЮ ГЕОМЕТРИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ОБСАДНИХ КОЛОН В СВЕРДЛОВИНІ

3.1 Розробка методики проведення експериментальних досліджень

В попередніх розділах було показано, що чисто аналітичне рішення цілого ряду завдань даної роботи є достатньо важкою задачею, а одержувані результати не завжди задовольняють практичні вимоги. Тому проведення експериментальних досліджень є єдиною можливістю для одержання вірогідних результатів та оцінки адекватності теоретичних досліджень.

Для забезпечення вірогідності результатів експериментальні дослідження проводилися на натурних зразках, виготовлених з обсадних труб різних типорозмірів та сталей різних груп міцності з штучними дефектами, що імітували зміну геометричних параметрів поперечного перерізу (товщини стінки та форми поперечного перерізу) (рис. 3.1). В процесі експериментів моделювалися умови, наближені до реальних експлуатаційних умов контролю: температура, стан поверхні труби та контактної рідини. При плануванні експерименту та обробці результатів використовувалися рекомендації [163]. Проводилися багатократні вимірювання для того, щоб переконатися в повторюваності отриманих результатів.

В якості технічних засобів спочатку використовувались ультразвукові дефектоскопи УД2-12 та УД2-70, приставка-товщиномір ПТУ-2 до дефектоскопа УД2-12, а також ультразвуковий структуроскоп УС13-И (для визначення температурних коефіцієнтів швидкості поширення ультразвуку, підбору та випробувань первинних перетворювачів, апробації розроблених способів контролю). Пізніше дослідження проводилися з допомогою розробленої глибокої частини засобу контролю з використанням геофізичного кабелю та персонального комп'ютера, який проводив реєстрацію, обробку та документування результатів контролю. Первинні перетворювачі

використовувались як серійні, так і розроблені автором.

Частина зразків з невідомими фізико-механічними характеристиками була піддана руйнівним випробуванням за стандартною методикою (ГОСТ 7855) на розривній машині та проведено їх хімічний аналіз відповідно до ДСТУ 3124. Були визначені дійсні значення межі текучості, межі міцності, що дало змогу встановити групу міцності матеріалу труби.

Усе обладнання, апаратура, прилади та вимірювальні інструменти, що використовувались під час експериментальних досліджень, були атестовані в органах Держстандарту України. Результати досліджень оброблялися методами математичної статистики та теорії імовірності

Для оцінки і апробації теоретичних розробок, перевірки основних теоретичних положень другого розділу та визначення параметрів контролю відповідно до поставлених задач необхідно було провести експериментальні дослідження, пов'язані з:

- проектуванням та розробкою спеціалізованих перетворювачів для роботи в умовах свердловини;
- визначенням температурних коефіцієнтів швидкості поширення ультразвуку в матеріалі обсадних труб (сталях різних груп міцності);
- оцінкою рівня затухання ультразвуку під дією експлуатаційних факторів в системі перетворювач-контактна рідина-стінка обсадної колони;
- апробацією розроблених способів контролю, уточненням їх параметрів, одержаних при теоретичних дослідженнях;
- оцінкою можливості та перевіркою якості передачі цифрової вимірювальної інформації через геофізичний кабель довжиною 2 – 5 км (вибір інтерфейсу зв'язку, оцінка швидкості передачі даних, необхідність кодування каналу зв'язку завадозахищеними кодами та стиснення даних і т.д.).

Методика кожного з перерахованих досліджень та отримані результати містяться в наступних частинах даного розділу.

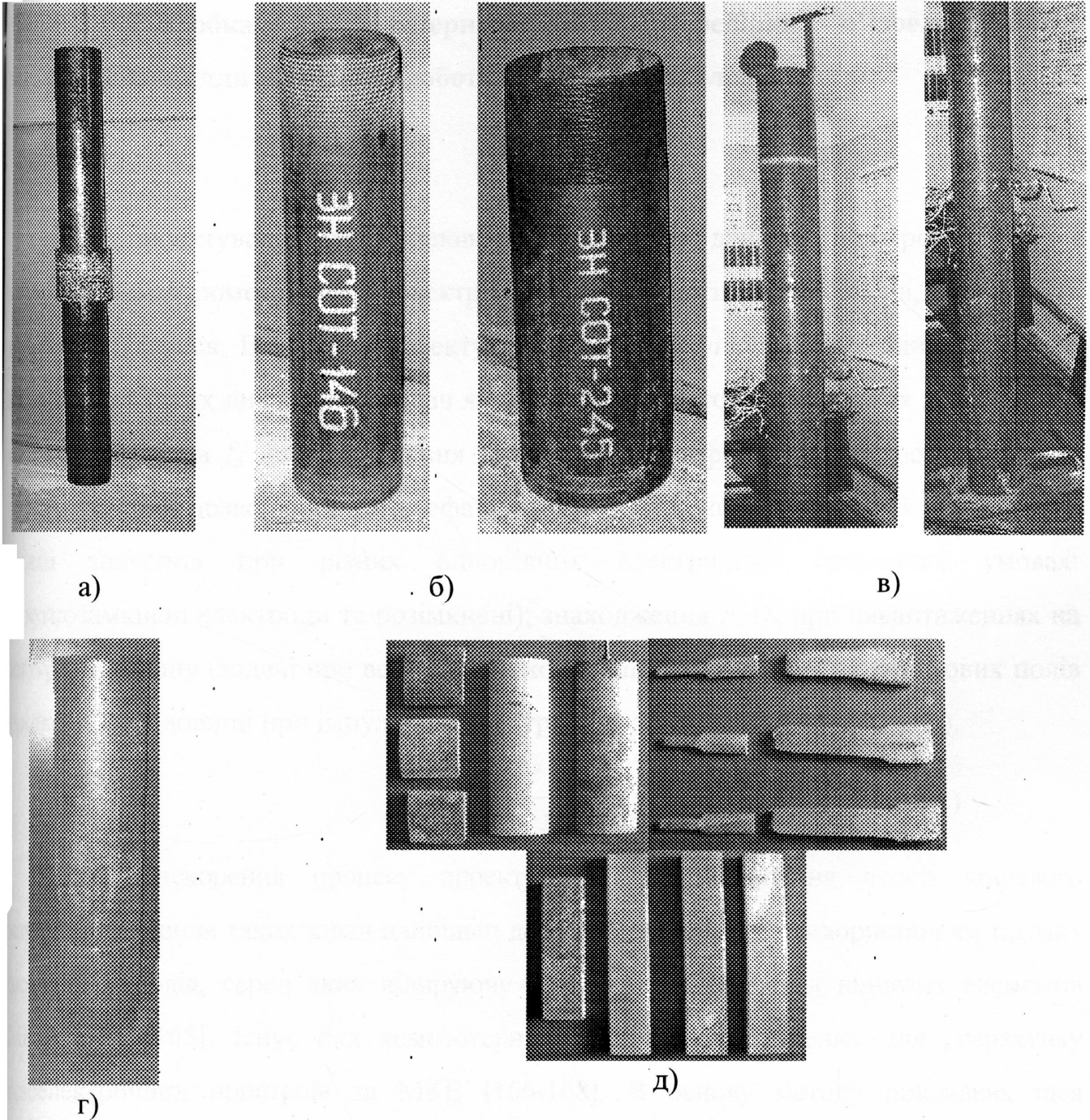


Рис. 3.1. Зразки обсадних труб

для проведення експериментальних досліджень:

a – зразок різьбового з'єднання труб;

б – зразки обсадних труб COT-146 та COT-245;

в – зразок COT-168 з механізмом для проведення спуско-підйомних операцій сканера та штуцером для подачі і зливу води;

г – зразок COT-168 з імітацією зменшення товщини та зовнішнього діаметру, а також штучними внутрішніми та зовнішніми дефектами для імітації зміни форми;

д – зразки товщини стінки та різних груп міцності обсадних труб для проведення експериментальних досліджень з встановлення температурної залежності швидкості поширення ультразвуку.

3.2 Розробка та експериментальна перевірка п'єзоелектричних перетворювачів для іммерсійної роботи в умовах свердловини

При проектуванні перетворювачів вихідними даними для розрахунку є механічні, електромеханічні і електричні характеристики матеріалів, що будуть використовуватися. В процесі проектування та розрахунку ПЕП важливе значення має рішення таких динамічних задач як визначення частот електричних резонансів f_r та антирезонансів f_a для визначення динамічного коефіцієнта електромеханічного зв'язку k_d , який дозволяє оцінити ефективність збудження коливань (3.1) (задачі на власні значення при різних однорідних електричних граничних умовах: короткозамкнені електроди та розімкнені); знаходження АЧХ при навантаженнях на повітря та рідину (задачі про встановлені коливання) та визначення хвильових полів у рідкому середовищі при імпульсній електричній дії (нестационарні задачі).

$$k_d^2 = \frac{f_a^2 - f_r^2}{f_a^2}, \quad (3.1)$$

Для прискорення процесу проектування та підвищення якості кінцевого результату рішення таких задач найбільш доцільно проводити з використанням прямих числових методів, серед яких лідируючу позицію займає метод кінцевих елементів (МКЕ) [164, 165]. Існує ряд комп'ютерних програм, призначених для розрахунку п'єзоелектричних пристроїв за МКЕ [166-168]. В основу методу покладена ідея апроксимації неперервної функції дискретною моделлю, яка будується на множині кусково-неперервних функцій, які визначені на кінцевому числі підобластей, що називаються кінцевими елементами. Досліджувана геометрична область розбивається на елементи простої форми таким чином, щоб на кожному з них невідома функція апроксимувалась пробною функцією (як правило, поліномом), причому ці пробні функції повинні задовольняти граничні умови неперервності, які співпадають з граничними умовами самої задачі. У даній роботі автором при проектуванні спеціалізованих ПЕП проводилися моделювання з допомогою програм ANSYS –

світловий лідер серед програм МКЕ, призначений для рішення різноманітних технічних задач, та ACELAN – спеціалізована програма для розрахунку п'єзоелектричних тіл. Для візуалізації та розрахунку акустичного поля перетворювачів використовувалася програма-симулятор Ultrasim – toolbox for Matlab [169].

Було проведено моделювання динамічних режимів роботи п'єзовипромінювачів, навантажених на рідке середовище (воду). Модель складалася з п'єзоелектричного тіла, декількох пружних середовищ і робочого рідкого середовища. Вважалося, що хвильові процеси в цих середовищах описуються відповідно класичними лінійними теоріями п'єзоелектрики, пружності та акустики. Хвильові поля в різних середовищах описувалися за граничними контактними умовами. Для моделювання безкінечно протяжного рідкого середовища на зовнішній межі рідини задавався коефіцієнт поглинення, рівний 1. Задача моделювання роботи ПЕП вивчалася в осесиметричній постановці, втрати враховувалися через добротності матеріалів, кінцево-елементна триангуляція середовищ виконувалась на чотирьохвузлові прямокутні білінійні осесиметричні кінцеві елементи (KE) (в ANSYS це: PLANE13 – електропружний KE, PLANE42 – пружний KE, FLUID29 – акустичний KE).

Проведені моделювання значно полегшали процес розробки ПЕП та підтвердили практичну ефективність кінцево-елементного моделювання роботи ПЕП. Паралельно з моделювальними роботами проводилися експериментальні дослідження для підтвердження отриманих даних та перевірки роботоздатності виготовлених перетворювачів, що є досить важливо для таких специфічних умов експлуатації перетворювачів, якими є умови свердловини. Потрібно було встановити зміну характеристик в процесі експлуатації та ресурс їх роботи з метою встановлення необхідності проведення корегування параметрів вторинних електричних приладів в процесі експлуатації системи контролю.

В умовах дії високих температур треба точно реєструвати зміну основних характеристик матеріалу, тоді як абсолютні значення виміряних величин можуть бути виміряні більш грубо, так як вплив зовнішніх факторів можна оцінити з допомогою відносної зміни величин. Робочі характеристики перетворювачів

спочатку потрібно виміряти в лабораторних, а потім в робочих умовах експлуатації. Її працездатність визначалася значенням та зміною в часі робочих характеристик чутливості, частотної характеристики, електричної та температурної стійкості і т. д. Спочатку визначалися властивості п'езоматеріалу (кераміка ЦТС-19), для того щоб можна було оцінити вплив зміни властивостей п'езоелемента в робочій конструкції на загальну зміну робочих характеристик перетворювача. Схема, за якою проводився експеримент, наведена на рис. 3.2, а отримані результати – в таблиці 3.1. Проведені дослідження підтвердили придатність вибраної п'езокераміки для таких умов роботи, про що свідчить достатньо стабільна для проведення вимірювання картина отримуваних луна-імпульсів. За цією ж схемою (див. рис. 3.2, без нагріву) проводився якісний підбір п'езокераміки для розроблених перетворювачів за максимальною чутливістю, шляхом порівняння амплітуди луна-сигналів.

Після збирання перетворювача знову перевірялися його параметри. Порушення в системі кріплення та зміна якості акустичного контакту між елементами конструкції оцінювалися шляхом вимірювання втрат та за видом частотної характеристики електричного імпедансу зібраного перетворювача. Зовнішній вигляд розроблених перетворювачів показано на рис. 3.3.

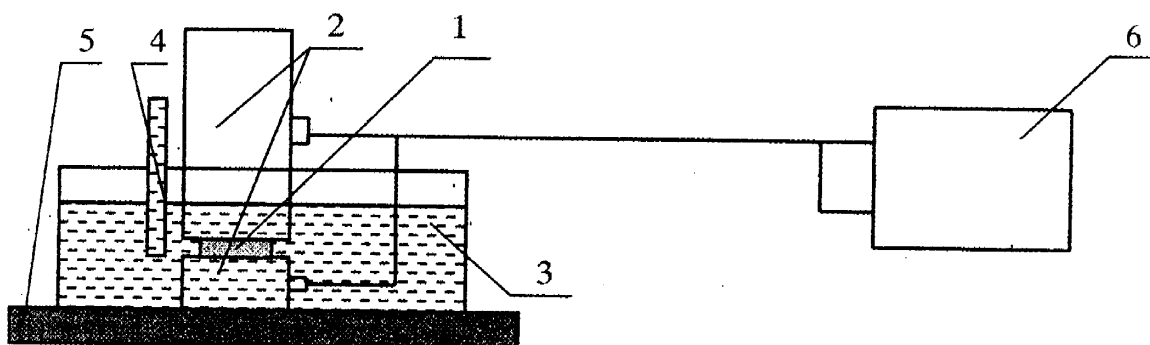
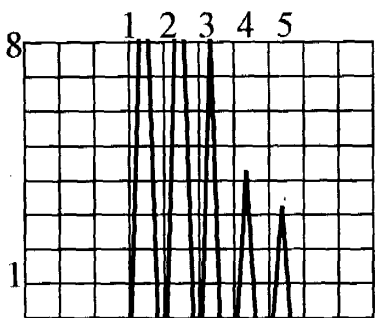


Рис. 3.2. Схема проведення експерименту з якісного підбору п'езокераміки та перевірки її температурної стабільності:

- 1 – п'езоплатина ЦТС-19; 2 – електроди; 3 – посудина з водою;
4 – термометр; 5 – нагрівач; 6 – дефектоскоп ультразвуковий УД2-12.

Результати експериментальної перевірки температурної стабільності
п'єзокераміки ЦТС-19

Час момент вдліку), хв.	Температура, °С	Послаблення атенюатора, дБ	Зображення луна-імпульсів, на екрані дефектоскопа
0	18	30	
10	30	30	Без змін
15	40	30	$h_4=3$, 5-й імпульс зник, h – висота імпульсу.
20	50	30	$h_4=2$ (клітинки); $h_3=6$
30	60	30	$h_4=1,5$; $h_3=5,5$
40	70	30	$h_4=2$; $h_3=6$
43	80	30	$h_4=0,5$; $h_3=4$ (половину екрану); 2-й виходить із насичення
45	81	30	зник 4-й імпульс
50	85	30	$h_3=3$; $h_2=6$
60	88	30	$h_3=2,5$; $h_2=5$ 1-й виходить із насичення
70	89	30 (24)*	$h_3=2$; $h_2=4,5$
82	90	30	Без змін
95	92	30	$h_3=1,5$; $h_2=4$
100	94	30 (22)*	зник 3-й імпульс $h_2=2$; $h_1=4$
107	91	30 **	$h_2=2$; $h_1=4,5$
113	85	30	$h_2=3$; $h_1=6$; $h_3=1$
150	90	30	при подальшому охолодженні поступово відновлюються початкові амплітуди луна-сигналів

Примітки:

* – значення, при якому відновлюється початкова картина луна-сигналів;

** – при подальшому охолодженні поступово відновлюється початкова амплітуда луна-сигналів.

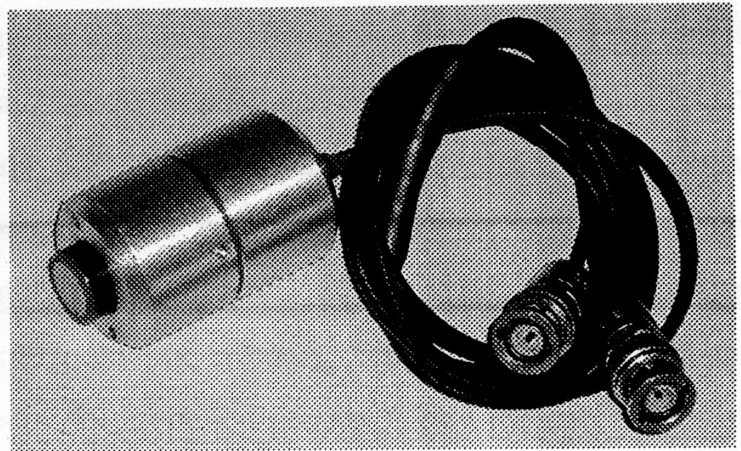
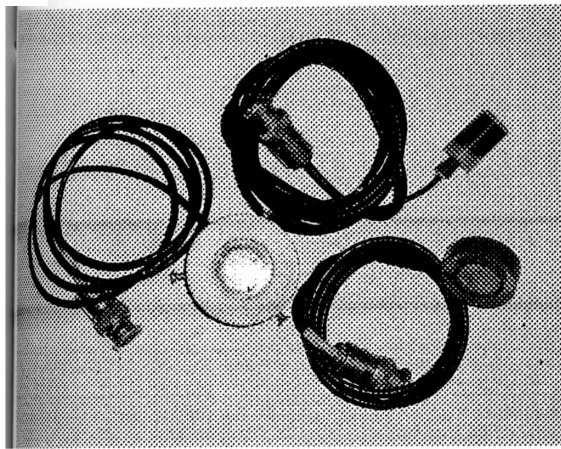


Рис. 3.3. Зовнішній вигляд розроблених п'єзоелектричних перетворювачів

3.3 Експериментальні дослідження температурної залежності швидкості поширення ультразвуку в сталях різних груп міцності обсадних труб

Для визначення температурних коефіцієнтів швидкості поширення ультразвуку в сталях, з яких виготовляються обсадні труби, було проведено дослідження залежності швидкості поширення поздовжньої хвилі від температури в зразках товщини, виготовлених з фрагментів обсадних труб різної групи міцності (див. рис. 3.1, д) [28].

Дослідження температурної залежності швидкості та затухання ультразвуку проводилися з врахуванням впливу випромінюючих та приймаючих поверхонь перетворювача, який при дослідженнях знаходився в зоні дії температури. Дана умова особливо важлива для проведення контролю обсадних колон та їм аналогічних, де перетворювач і об'єкт контролю повинні знаходитися в однакових умовах.

Для вивчення поширення ультразвуку в сталях, з яких виготовляються обсадні труби, та визначення температурних коефіцієнтів швидкості було проведено дослідження поширення швидкості поздовжньої хвилі в інтервалі температур від +14 до +100 °С.

Спочатку було проведено експериментальне встановлення температурної залежності швидкості поширення поздовжніх ультразвукових хвиль в сталі групи

міцності Д (найбільш поширеніша група міцності обсадних труб). На еталонній товщині $h=13$ мм сталюого зразка обсадної труби вимірювався часовий інтервал t та визначалась швидкість $c=2h/t$ (таблиця 3.2). Для більшої вірогідності отриманих даних проводились багаторазові вимірювання з подальшою їх статистичною обробкою. В таблиці 3.2 представлені усереднені результати багаторазових вимірювань часового інтервалу в контрольних точках температури (дисперсія значень складала 0,01 мкс, що приводить до дисперсії розрахованої швидкості 13-14 м/с). Графічне представлення отриманих результатів продемонстровано на рис. 3.4.

Таблиця 3.2

Результати експерименту з встановлення температурної залежності швидкості ультразвуку в матеріалі обсадної труби групи міцності Д

Температура Т, °С	14	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Середнє значення вимірюваного часового інтервалу t , мкс	4,33 - 4,34 (4,335)	4,34	4,35	4,36	4,36 - 4,37 (4,365)	4,37	4,37 - 4,38 (4,375)	4,38	4,39	4,4
Розрахована швидкість ультразвуку c , м/с	5998	5991	5977	5963	5956	5950	5943	5936	5923	5909
Виміряна товщина h , мм	13,0	13,01	13,04	13,07	13,09	13,11	13,12	13,14	13,17	13,2
Поправочний коефіцієнт k	1	0,999	0,997	0,994	0,993	0,992	0,991	0,99	0,987	0,985

В межах досліджуваного температурного діапазону спостерігається зменшення швидкості, яке досягло +1,5% (88,6 м/с), що привело до такого ж процентного збільшення похибки вимірювання товщини без врахування цієї зміни (див. таблицю 3.2). Отримана температурна залежність за даними експерименту має виражений лінійний характер (коефіцієнт кореляції з результатами експерименту при апроксимації лінійною функцією складає 0,993):

$$c(T) = 6007,63 - 0,957 \cdot T \quad (3.2)$$

Температурний коефіцієнт швидкості при такій залежності становить мінус $0,957 \text{ м/(с}\cdot\text{°C)}$ (за експериментальними значеннями - мінус $1,03 \text{ м/(с}\cdot\text{°C)}$).

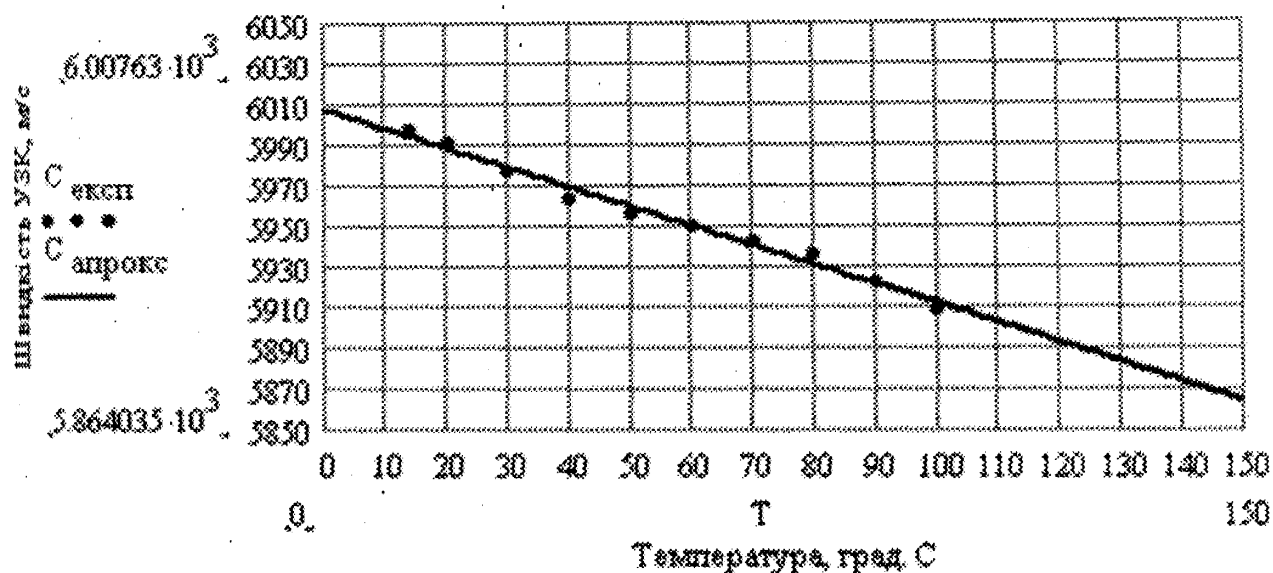


Рис. 3.4. Графічне представлення температурної залежності швидкості поширення поздовжніх ультразвукових хвиль в матеріалі сталевих обсадних труб (група міцності

Д): $c_{\text{експ}}$ — результатами експериментальних досліджень,

$c_{\text{апрокс}}$ — результати лінійної апроксимації отриманих даних експерименту.

Для випадків, коли контроль прийшлося б проводити при вищих температурах, наприклад $+200 \text{ °C}$, зменшення швидкості та відповідно збільшення похибки вимірювання товщини вже буде складати $3,2 \%$ (розрахунок за формулою (2.6) з використанням визначеного експериментально температурного коефіцієнту швидкості). Отже, для отримання вірогідних даних про фактичне значення товщини потрібно враховувати температурну залежність швидкості поширення ультразвуку в матеріалі труб, інакше збільшиться похибка вимірювання. Отримані результати будуть використані при створенні системи контролю товщини стінки та інших геометричних розмірів обсадних колон в свердловині. У відповідності з вимірюююю температурою поверхні труби (контактного середовища) в місці визначення товщини (або скориставшись даними температурного розподілу по глибині свердловини раніше проведених геофізичних досліджень) потрібно вибирати відповідне значення

швидкості при розрахунках товщини за вимірним часовим інтервалом або відповідні поправочні коефіцієнти k для корегування результату (таблиця 3.2). В результаті таких корегувань можна буде зменшити додаткову систематичну похибку вимірювання.

Дослідження сталей інших груп міцності показали, що варіація швидкості ультразвуку складає ± 23 м/с ($\sim \pm 0,38$ %), а варіація температурного коефіцієнту швидкості – $\pm 0,03$ м/(с \cdot °C). З огляду на незначні відхилення вказаних параметрів, для спрощення процедури корегування значень швидкості при розрахунках товщини стінки були прийняті середні значення: швидкості поширення УЗК (5965 м/с при +20 °C) та її температурного коефіцієнта (мінус 0,93 м/(с \cdot °C)). При цьому залежність (3.2) набуває вигляду:

$$c(T) = 5984 - 0,93 \cdot T \quad (3.3)$$

3.4 Експериментальні дослідження затухання ультразвуку

Для вивчення цієї проблеми проводилися дослідження впливу температури на затухання поздовжніх ультразвукових хвиль частотою 5 МГц (оптимальна частота для товщинометрії) у воді та сталі в діапазоні від 14 до 100 °C. Затухання вимірювалось методом фіксованої віддалі, що базувався на вимірюванні підсилення акустичного тракту апаратури, фіксуючи постійно амплітуду відбитих сигналів (поверхневого та донного імпульсу) на одному рівні. В результаті проведених досліджень отримані температурні залежності рівня затухання ультразвуку (чутливості акустичного тракту) при контролі товщини сталюго зразка через шар звичайної води з використанням перетворювачів різного типу. Можна сказати, що чутливість в досліджуваному діапазоні температур зменшувалася по різному для різних перетворювачів. Для одних в процесі вимірювання потрібно автоматично регулювати чутливість апаратури зі зміною температури (зменшення чутливості досягало 12 дБ), а для інших (термостабільних, але значно дорожчих перетворювачів) зміна чутливості не є суттєвою для проведення процесу вимірювання товщини (2–4 дБ). Також потрібно зауважити, що затухання

Ультразвуку у звичайній воді вище, ніж у дистильованій [151]. Це можна пояснити також і наявністю деякої кількості розчинених у воді солей.

В результаті проведених досліджень було зроблено висновок, що для підвищення надійності та вірогідності контролю в процесі вимірювання потрібно використовувати автоматичне регулювання чутливості апаратури (підтримувати амплітуду інформативних сигналів на одному рівні).

3.5 Експериментальна перевірка розроблених способів та уточнення параметрів контролю

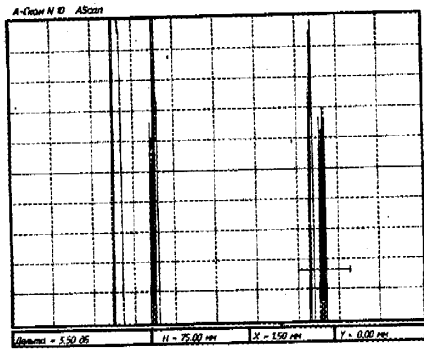
3.5.1 Апробація розроблених способів в лабораторних умовах

Спосіб перший

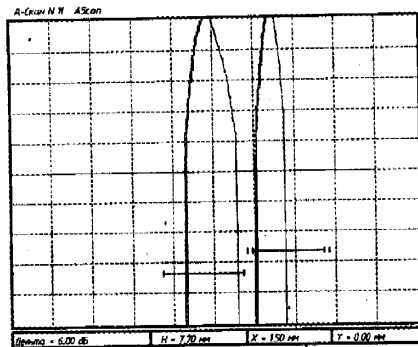
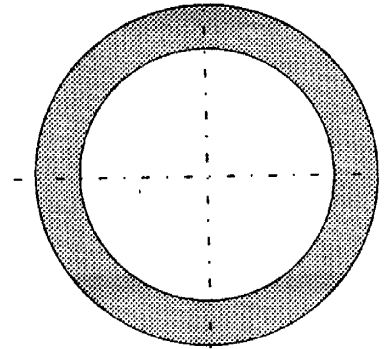
На рис. 3.5 та 3.6 продемонстровано результати експериментальної оцінки запропонованого способу контролю геометричних параметрів обсадних колон з використанням конусного відбивача (див. п. 2.2, спосіб перший, рис. 2.2). Представлені результати стосуються проведених лабораторних досліджень на зразку обсадної труби діаметром 168 мм, з номінальною товщиною стінки 8,9 мм та промодельованими штучними дефектами форми (див. рис. 3.1) з використанням серійного ультразвукового дефектоскопа УД2-70 та розробленого акустичного блока для реалізації цього способу. Конструкція акустичного блока описана в наступному розділі роботи. На рис. 3.5 проілюстровано одержані часові розгортки (А-скани) та відповідні їм проконтрольовані поперечні перерізи при контролі внутрішньої та зовнішньої поверхонь труби. На рис. 3.5, *а* показано загальний вигляд А-скана. Перших два імпульси – це відбиття від корпусу, в якому розміщений конусний відбивач (див. рис. 2.2). Вони будуть постійно присутні і не є інформативними при контролі геометричних параметрів, але їх зручно використати при корегуванні швидкості поширення ультразвуку у контактній рідині (шляхом вимірювання часового інтервалу між зондуєчим та першим відбиттям, або між двома відбиттями від корпусу). На рис. 3.5, *б* показано можливість контролю внутрішнього радіусу вимірюється часовий інтервал до першого імпульсу, відбитого від внутрішньої

поверхні) та товщини стінки (вимірюється часовий інтервал між першим імпульсом та другим, відбитим від зовнішньої поверхні) для незношеної (або рівномірно зношеної) труби, що має круглий поперечний переріз. При нерівномірному зношенні труби сигнали, відбиті від внутрішньої та зовнішньої поверхонь будуть накладатися один на одних, і інтерпретація результатів буде неможливою (рис. 3.5, в). Це явище пов'язане з великою різницею швидкостей поширення поздовжньої ультразвукової хвилі у воді та сталі (приблизно в чотири рази швидкість у сталі більша). В таких випадках можна контролювати тільки внутрішню поверхню, шляхом послаблення зонduючого сигналу для позбавлення приходу імпульсів, відбитих від зовнішньої поверхні труби (рис. 3.6). На рис. 3.5, з показано можливість одночасного контролю обох поверхонь при незначному зношенні внутрішньої поверхні (до 2 мм при товщині стінки 10 мм). Про наявність зношення внутрішньої поверхні в таких випадках свідчить поява імпульсу між основним поверхневим та донним сигналами (див. рис 3.5, з).

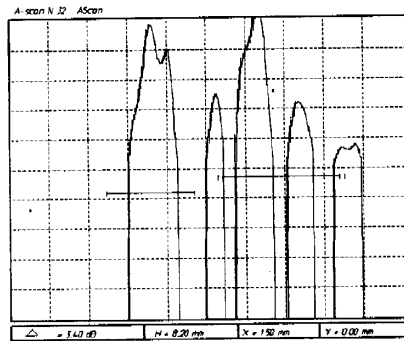
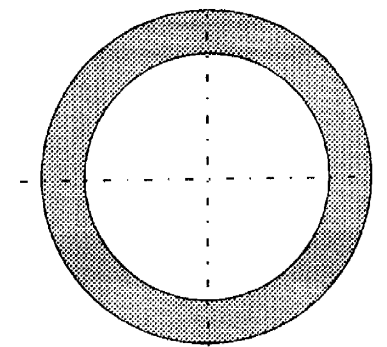
На рис. 3.6, а показано загальний вигляд А-скана при контролі внутрішньої поверхні труби, де 1-ий імпульс – зонduючий, 2-5 – це відбиття від корпусу, в якому розміщений конусний відбивач, 6 – імпульс від внутрішньої поверхні. Застробований інтервал – це інформативний час про радіус труби. На рис. 3.6, б показано можливість контролю одностороннього зношення, максимальна глибина якого становила 3,7 мм (після послаблення зонduючого сигналу для позбавлення приходу імпульсів, відбитих від зовнішньої поверхні труби). На рис. 3.6, в та з продемонстровано результат контролю одночасно одностороннього зношення та змінання внутрішньої поверхні, яке моделювалося шляхом введення в контрольований поперечний переріз куска обсадної труби (спочатку випуклою стороною до осі труби, а потім вгнутою). Про зменшення внутрішнього радіусу свідчить поява на екрані дефектоскопа першого імпульсу (див. рис. 3.6, в та з). В другому випадку зафіксовано найменший радіус 58,5 мм, а першому 66,3 мм при номінальному значення 75,1 мм (другий імпульс). Віддаль до максимального зношення 78,7 мм. Результати експериментів відповідають реальним розмірам до дефектів. На рис. 3.6, д зображено варіант контролю овальної труби.



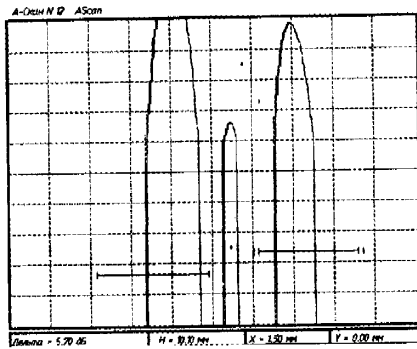
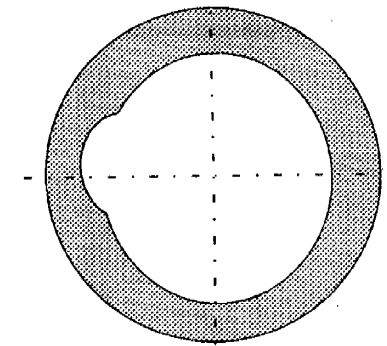
а)



б)



в)



г)

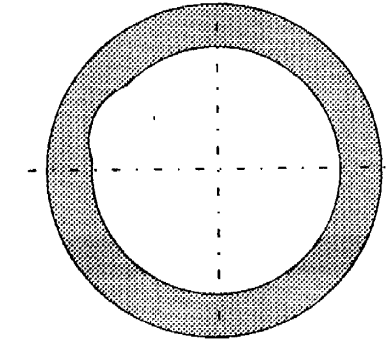


Рис. 3.5. Результати експериментальної перевірки першого способу: часові розгортки та відповідні їм перерізи труби

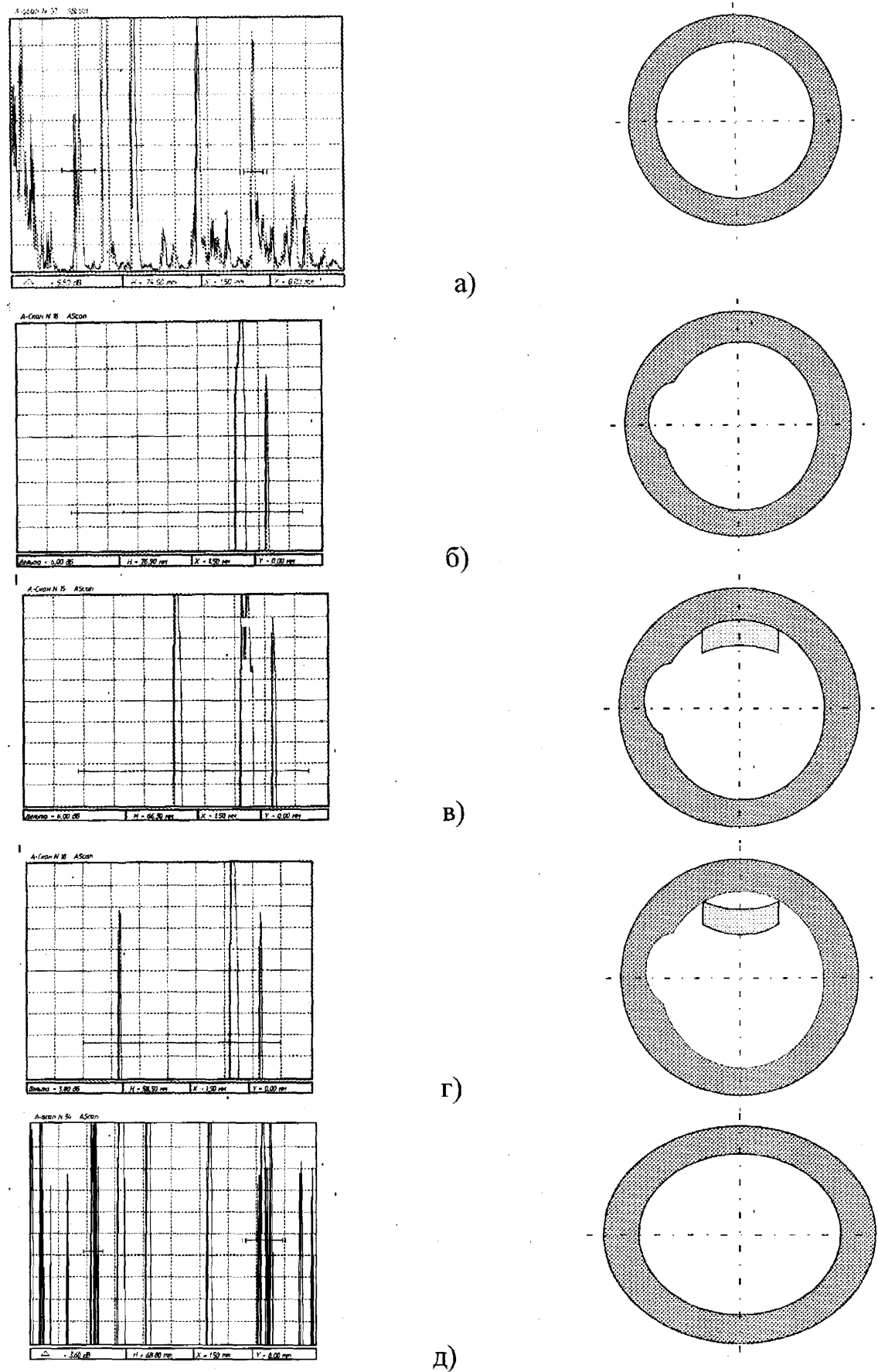


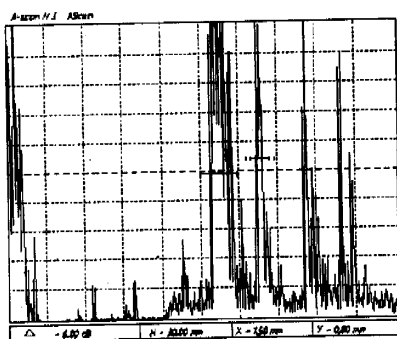
Рис. 3.6. Результати експериментальної перевірки першого способу при контролі тільки внутрішньої поверхні труби: часові розгортки та відповідні їм перерізи труби

Спосіб другий

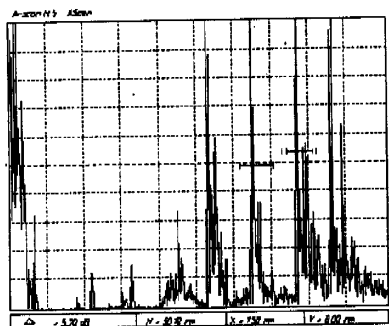
На рис. 3.7 продемонстровано результати експериментальної оцінки запропонованого способу контролю геометричних параметрів обсадних колон з використанням чотирьох конусоподібних відбивачів (див. п. 2.2, спосіб другий, рис. 2.3). Показані результати стосуються проведених лабораторних досліджень на тому ж зразку обсадної труби, що і для попереднього способу, використовуючи того ж ультразвукового дефектоскопа УД2-70 та розробленого спеціалізованого акустичного блоку (див. п. 4.1) з чотирма відбивачами (шляхом експериментальної оцінки відбиваючої здатності вибір було зроблено саме на такій кількості відбивачів). На рис. 3.7 проілюстровано одержані часові розгортки (А-скани) без використання прискорювальної призми. В цьому випадку ми отримуємо чотири інформаційні канали від кожного відбивача. На рис. 3.7, *а* показано загальний вигляд А-скана: зондуєчий імпульс та луна-імпульси від чотирьох відбивачів. На рис. 3.7, *б* показано можливість застосування часового регулювання чутливості (ЧРЧ), що дозволило вирівняти амплітуди сигналів. На рис. 3.7, *в* більш детально показано саме інформативні луна-сигнали (використавши затримку та регулювання часового діапазону) без використання ЧРЧ, при цьому амплітуду сигналів від першого відбивача доведено до висоти екрану дефектоскопа. На цьому рисунку чітко видно, що від першого відбивача приймається декілька імпульсів. Перший - це відбиття від внутрішньої поверхні труби, а решту – багатократні відбиття від зовнішньої поверхні. Використавши режим ЧРЧ та “відсічки”, подібної картини можна досягнути від чотирьох відбивачів (див. рис 3.7, *г*). На рис. 3.7 *д - е* – більш детально показано луна-імпульси від одного відбивача: рис. 3.7 *д* – загальна картина; рис. 3.7 *е* та *є* – можливість вимірювання товщини стінки (без та з допомогою ЧРЧ відповідно), створюючи поверхневий та донний луна-імпульси.

На рис. 3.8 показано загальний вигляд А-сканів при проведенні експерименту з розділенням сигналів від одного відбивача (використовуючи прискорювальну призму та водяну лінію затримки). Перетворювач з призмою зображено на рис. 3.9. Було виготовлено призми з оргскла та дюралюмінію. Проведені експерименти

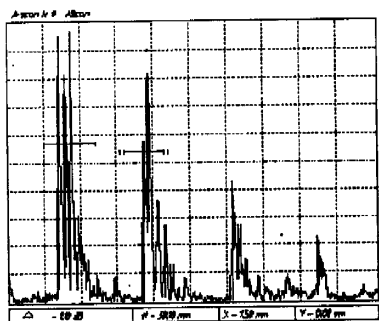
виявили недостатню ефективність використання призми для розділення сигналів від одного відбивача, через значні втрати сигналу, що проходить через неї (див. рис. 3.8, *а* та *б*, де показано сигнали, які пройшли тільки через призму (момент, коли інша частина перетворювача ще не контактувала з водою)), та складність подальшого порівнювання по амплітуді сигналів. На рис. 3.8, *а* та *б* видно, що, при використанні призми, відбиття від зовнішньої поверхні труби присутні тільки від першого відбивача, а далі спостерігаються тільки луна-імпульси від внутрішньої поверхні. Було прийнято рішення, що для розділення сигналів значно ефективніше використати водяну лінію затримки. Таке рішення вимагало розробки спеціалізованого ПЕП специфічної конструкції, в якому використовується дві півкруглі кераміки зсунуті в поздовжньому напрямку на відстань, що дорівнює половині відстані між відбивачами. Було розроблено та виготовлено такий ПЕП, а його зовнішній вигляд продемонстровано на рис. 3.10. В даному випадку лінія затримки має висоту 15 мм (при віддалі між відбивача акустичного блока 30 мм). Для позбавлення прийому відбитого сигналу акустичного поля від однієї кераміки одночасно двома (за рахунок деякого розходження діаграми направленості) така конструкція ПЕП вимагає екранування двох керамік на прямолінійній ділянці поширення ультразвуку (від ПЕП до відбивача). Для демонстрації впливу цього ефекту наведено рис. 3.11. Для розділення сигналів від одного відбивача водяну лінію затримки можна реалізувати також за рахунок самої конструкції відбивача, як показано на рис. 3.12 (попередня конструкція (рис. 3.12, *а*) ділиться навпіл і ці частинки (рис. 3.12, *б*) зсуваються вздовж осі на потрібну віддаль). А-Скан, що демонструє розділення сигналів від одного відбивача, зображено на рис. 3.8, *в*, а загальний вигляд від чотирьох відбивачів – на рис. 3.8, *г*.



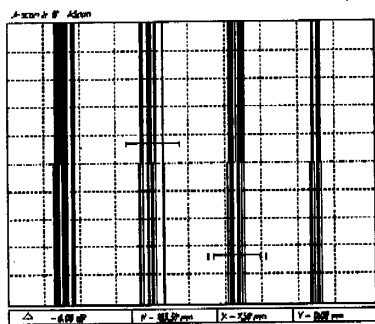
а)



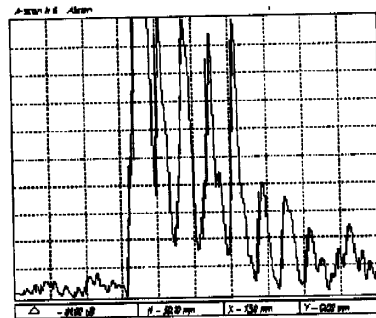
б)



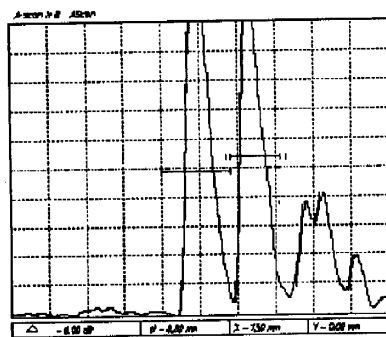
в)



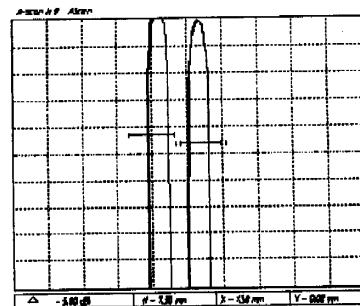
г)



д)



е)



е)

Рис. 3.7. Результати експериментальної перевірки другого способу без використання прискорювальної призми.

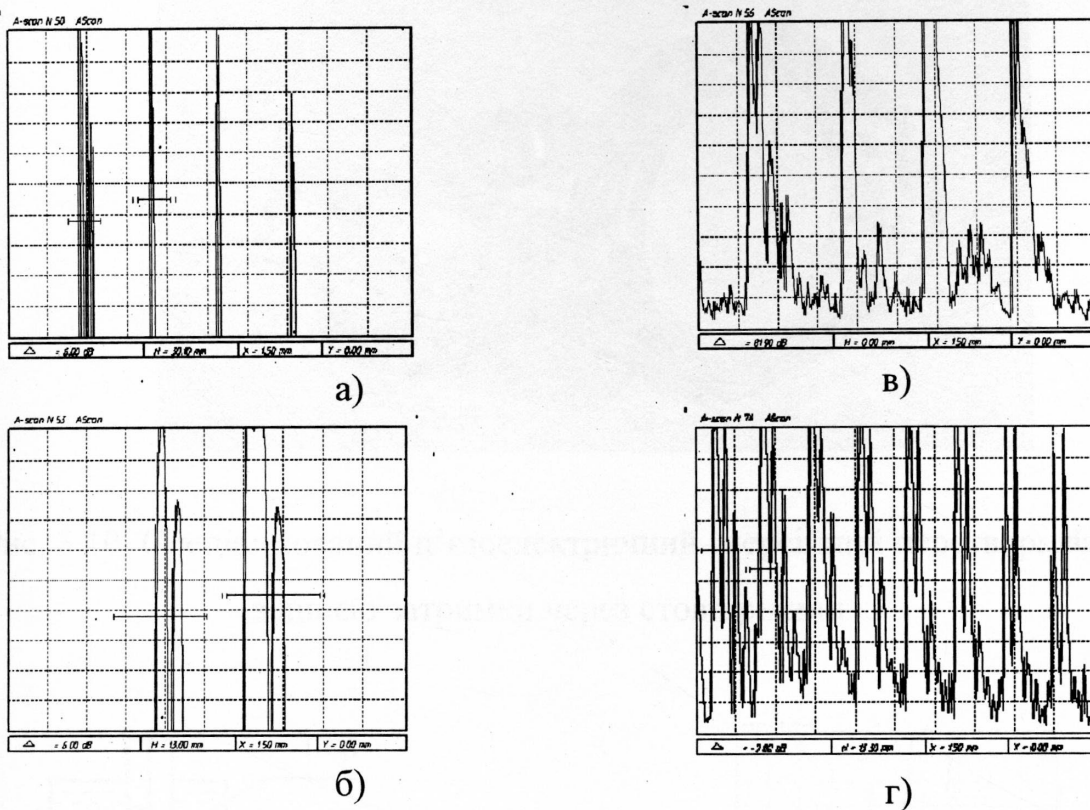


Рис. 3.8. Результати експериментальної перевірки другого способу з розділенням сигналів від одного відбивача

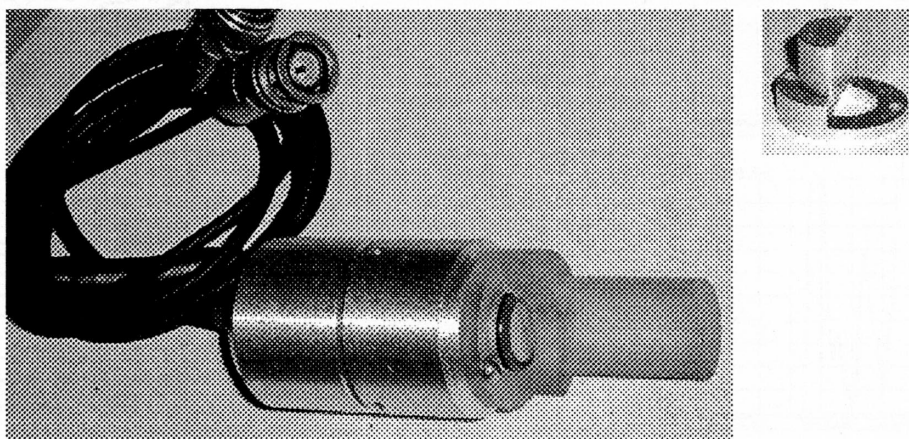


Рис. 3.9. Спеціалізований п'єзоелектричний імерсійний перетворювач зі змінною прискорювальною призмою

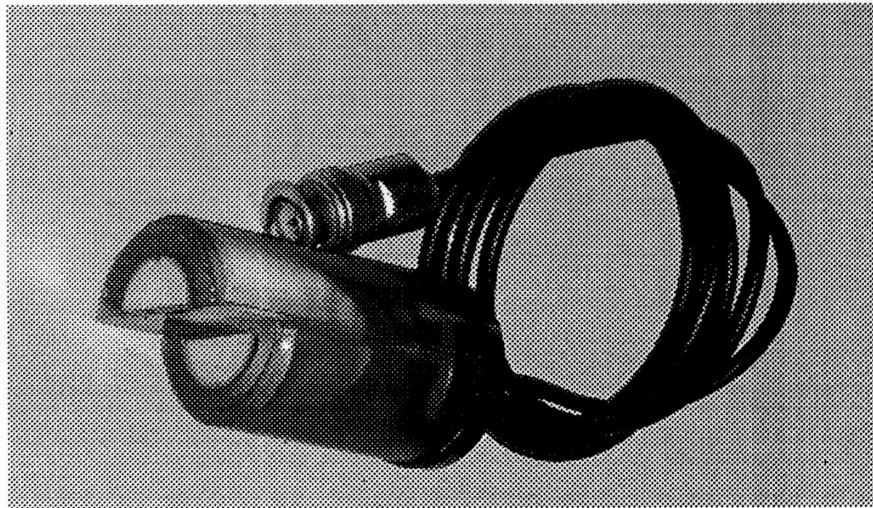


Рис. 3.10. Спеціалізований п'єзоелектричний імерсійний перетворювач з лінією затримки через стовп рідини

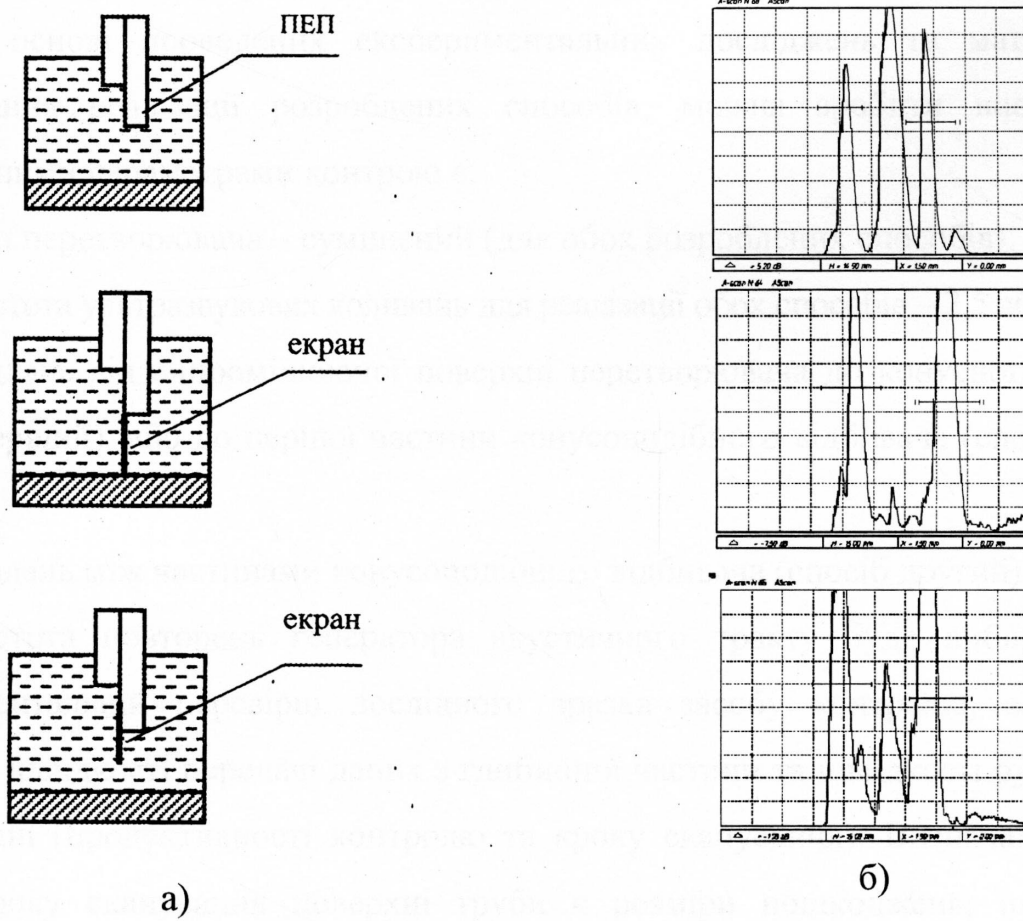


Рис. 3.11. Демонстрація ефекту екранування керамік ПЕП (див. рис. 3.10):
а – схема контролю, б – вид осцилограми.

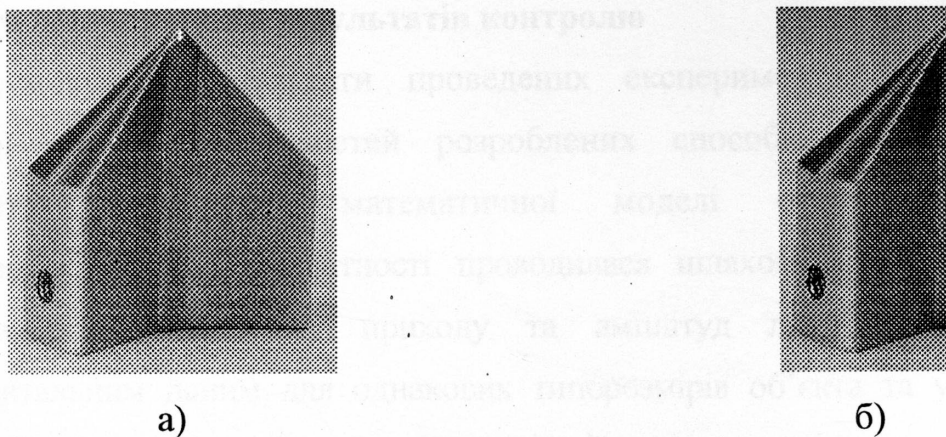


Рис. 3.12. Зміна конструкції відбивача для розділення сигналів від його частин з варіанту *а* на варіант *б*.

3.5.2 Уточнення параметрів контролю

На основі проведених експериментальних досліджень та математичного моделювання реалізації розроблених способів, можна зробити висновок, що оптимальними параметрами контролю є:

- тип перетворювача – суміщений (для обох розроблених способів);
- частота ультразвукових коливань для реалізації обох способів – 2,5 або 5 МГц;
- віддаль від випромінюючої поверхні перетворювача до конусного відбивача (спосіб перший), або до першої частини конусоподібного відбивача (спосіб другий) – 60 мм;

- віддаль між частинами конусоподібного відбивача (спосіб другий) – 30 мм;
- частота повторень генератора акустичного тракту буде вибиратися при експериментальній перевірці дослідного зразка засобу контролю, залежно від можливої швидкості передачі даних з глибинної частини та швидкості руху засобу в свердловині (продуктивності контролю та кроку сканування). Визначальними при виборі кроку сканування поверхні труби є розміри пошкоджень, що потрібно виявляти (браковочних критеріїв, які залежить від вимог технологів), а він в свою чергу буде визначати продуктивність контролю при обмеженій швидкості передачі даних.

3.5.3 Перевірка адекватності математичної моделі, особливості реалізації способів та інтерпретація результатів контролю

Підсумовуючи результати проведених експериментальних досліджень з практичної оцінки можливостей розроблених способів, потрібно відзначити адекватність розробленої математичної моделі отриманим результатам експериментів. Оцінка адекватності проводилася шляхом перевірки відповідності результатів розрахунку часу приходу та амплітуд луна-імпульсів отриманим експериментальним даним для однакових типорозмірів об'єкта та умов проведення контролю. При цьому перевірка адекватності здійснювалася згідно з критерієм Фішера. Шляхом порівняння розрахованого значення коефіцієнта Фішера з його табличним значенням на основі формули [163]:

$$F_{\text{розр}} = \frac{S_{ad}^2}{S_y^2} \leq F_{\text{табл}}(\alpha=0.05, f_{ad}, f_y), \quad (3.4)$$

де S_{ad}^2 – дисперсія адекватності;

S_y^2 – вибіркова дисперсія (дисперсія параметра оптимізації);

α – рівень значимості ($p=1-\alpha$ – ймовірність, з якою математична модель буде адекватна);

f_{ad}, f_y – ступені вільності.

Ступені вільності визначались згідно з виразами:

$$f_{ad}=n-k-1, f_y=n, \quad (3.5)$$

де n – кількість незалежних дослідів;

k – кількість коефіцієнтів,

дисперсія адекватності згідно з:

$$S_{ad}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{y})^2}{n - k - 1}, \quad (3.6)$$

де Y_i – розрахункові значення;

\bar{y} – середнє арифметичне експериментальних даних,

■ вибіркова дисперсія за формулою:

$$S_y^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}{n}, \quad (3.7)$$

■ де y_i – експериментальні значення.

Дані для розрахунку коефіцієнта Фішера наведені в таблиці 3.3, і стосуються вони другого способу, експлуатаційних умов (температура +16 °С, тиск 0,1 МПа) та обсадної труби діаметром 168 мм з товщиною стінки 10 мм. Результати експерименту – це середні значення з $m=32$ незалежних паралельних вимірювань, що мали високу відтворюваність, яка перевірялась за коефіцієнтом Кохрена [163].

Таблиця 3.

Дані для перевірки адекватності математичної моделі результатам експериментальних досліджень

Номер луна-імпульсу	Час приходу, мкс		Амплітуда (зменшення), дБ	
	розрахункове значення	середнє експериментальне значення з 32 вибірок	розрахункове значення	середнє експериментальне значення з 32 вибірок
1	179,615	179,515	-21,244	-24
2	183,003	182,945	-41,256	-43
3	199,721	203,015	-21,537	-25,5
4	203,109	206,490	-41,549	-45,5
5	219,827	215,630	-21,830	-26
6	223,215	218,945	-41,842	-46
7	239,933	242,375	-22,123	-26,5
8	243,321	245,705	-42,135	-47,5
9	260,04	264,345	-22,416	-27
10	263,427	267,760	-42,428	-48
11	280,146	278,190	-22,709	-27,5
12	283,533	281,505	-42,721	-48,5
13	300,252	301,230	-23,003	-28,5
14	303,639	304,690	-43,014	-49
15	320,358	316,715	-23,296	-29
16	323,746	320,090	-43,308	-50

Перевірялась відповідність результатів розрахунку часу приходу та амплітуд луна-імпульсів (згідно математичної моделі) отриманим експериментальним даним.

За даними таблиці 3.3 з допомогою виразів (3.4)-(3.7) отримано:

$$f_{ad}=13, f_y=16;$$

$$Sad^2 = 2616; Sy^2 = 2064; F_{розр} = 1,267 \text{ (за часом приходу луна-імпульсів);}$$

$$Sad^2 = 150,887; Sy^2 = 107,796; F_{розр} = 1,4 \text{ (за амплітудою луна-імпульсів).}$$

Для отриманих ступенів вільності $f_{ad}=13$ та $f_y=16$ табличне значення коефіцієнта Фішера складає $F_{табл}=2,42$ і тому, за виразом (3.4), можна стверджувати про адекватність математичної моделі результатам проведених експериментальних досліджень.

Також слід звернути увагу на деякі особливості щодо реєстрації та інтерпретації результатів контролю, які вимагають для підвищення вірогідності та інформативності контролю розробки спеціальних процедур обробки та візуалізації результатів контролю.

Спосіб *перший* дає інтегральну оцінку розподілу геометричних параметрів внутрішньої поверхні (радіусу, зношення) в поперечному перерізі. Тому інформації тільки про час приходу луна-імпульсу недостатньо для правильної інтерпретації. Час приходу дозволяє судити тільки про наявність того чи іншого розміру контрольованого параметру в поперечному перерізі, а про якесь процентне співвідношення (вагомість цього значення в перерізі) можна робити висновки тільки на основі порівняння амплітуд прийнятих сигналів. Отже, для чіткої інтерпретації результатів контролю даний спосіб вимагає передачі на поверхню часу приходу та амплітуди сигналів. У випадку, коли внутрішня поверхня труби має форму кола, отримуємо один луна-імпульс, який по амплітуді є сумою луна-імпульсів від контрольованої поверхні, котрі зареєструються одночасно. В цьому випадку маємо максимальну амплітуду сигналу, яку умовно позначимо як 1 для подальшого порівняння. У випадку зношення внутрішньої поверхні та деформації поперечного перерізу, отримуємо n луна-імпульсів (ця кількість залежить від самого характеру пошкодження), розподілених в часі. В сумі їх амплітуди приблизно рівні 1. Даний спосіб вимагає для чіткої інтерпретації результатів контролю передачі на поверхню часу приходу та амплітуди сигналів. Потрібно оцінити можливий діапазон зміни контрольованого параметра та інтервалу часу, на якому потрібно проводити оцифровування сигналу та відслідковувати появу луна-сигналу. Наприклад, для обсадної колони зовнішнім діаметром 168 мм з

товщиною стінки 9 мм внутрішній радіус r дорівнює 75 мм. Можливий діапазон зміни $r=75-84$ мм (за умови тільки зношення внутрішньої поверхні, без деформації труби) та $r\approx 65-95$ мм (зношення та деформація). Звідси можливий інформативний інтервал часу T дорівнює 40 мкс (87 – 127) мкс (згідно з (2.1)). Отримавши час приходу імпульсу за (2.2), можна розрахувати r , а з врахуванням амплітуди, для точності та приблизного визначення вагомості кожного виміряного значення можна будувати діаграми з представленням часу приходу та амплітуди кожного імпульсу, або виміряного геометричного розміру і його вагомості в поперечному перерізі (див. додаток Г), (тут мова не йде про взаємне розміщення та розподіл параметрів в поперечному перерізі). Також потрібно відзначити, що в даному способі не відомо наперед, скільки імпульсів буде прийнято ($N=1-n$). Максимальна кількість n можлива тоді, коли на інтервалі T з кожним кроком дискретизації Δt з'являється новий імпульс. Але реально, ця кількість значно менша, враховуючи те, що під дією кривизни поверхні труби не кожний відбитий сигнал потрапить на перетворювач, а також, враховуючи граничну площу поверхні, від якої можна буде зафіксувати луна-імпульс.

З допомогою *другого способу* фактично проводиться контроль вздовж восьми ствірних. При цьому, можна оцінити розподіл контрольованих параметрів у поперечному перерізі труби і за вісьмома значеннями вимірних величин, що розміщені між собою через 45° , відтворити внутрішню та зовнішню поверхні труби (див. додаток Г). При цьому максимальна кількість луна-сигналів – 16. Але, можуть бути ситуації, коли помітні пропаданя одного або навіть і обох луна-імпульсів від відбивача. Такі випадки потрібно враховувати при обробці результатів контролю і інтерпретувати їх потрібно таким чином. Відсутність обох імпульсів по інформативному каналу слід розуміти як пропаданя акустичного контакту в ланці перетворювач-відбивач-труба. Відсутність другого луна-імпульсу слід інтерпретувати як малу товщину стінки труби за рахунок зношення зовнішньої поверхні або повну втрату металу в цьому місці контролю (це буде помітно по збільшеному часі приходу луна-імпульсу). В даному способі не потрібна інформація про амплітуду імпульсів. Навпаки, для підвищення надійності контролю, краще

використовувати автоматичне регулювання чутливості - вирівнювати амплітуди шляхом їх підсилення чи послаблення) і фіксувати прихід імпульсу на одному рівні. Це особливо вплине на точність відліку при вимірюванні по передніх фронтах імпульсів. Найзручнішим варіантом бачиться запис прийнятих сигналів за один цикл прозвучування в буферну пам'ять і одночасної передачі на поверхню даних про прихід всіх 16 імпульсів. Передавати на поверхню зображення сигналу при даному способі нема потреби. Якщо канал зв'язку забезпечуватиме таку можливість, то це буде тільки як зручність для візуального спостереження за процесом контролю, так як набагато легше інтерпретувати результати контролю, коли видно зображення повної картини інформативного сигналу. Але в умовах контролю в свердловині досить важко передати таку повну інформативну картину зображення на віддалі в декілька кілометрів в реальному часі. Потрібно передавати великі об'єми даних і для забезпечення продуктивності контролю треба використовувати додаткові процедури стиснення цифрової інформації в глибинній частині (наприклад, стиснення графічного бінарного зображення з втратами чи апроксимація оцифрованих даних з наступною передачею коефіцієнтів аналітичної залежності) або швидкодійні технології передачі даних на великі віддалі. Про шляхи реалізації такого підходу до передачі результатів контролю на поверхню йтиметься в наступному розділі при розробці каналу зв'язку глибинного пристрою та комп'ютера на поверхні.

Дискретність відліку геометричних параметрів контролю залежатиме від кроку дискретизації часового інтервалу, що вимірюється. Необхідна швидкість передачі вимірювальної інформації та крок сканування під час контролю будуть визначатися під час розробки каналу зв'язку та передачі даних.

Особливу увагу при реалізації розроблених способів слід приділяти якості центрування акустичного блоку відносно об'єкта контролю. Відхилення в центруванні приводять до зміщення та перекосів акустичного блоку відносно труби, що може привести до втрати відбитих сигналів. При конструюванні глибинної частини засобу контролю слід передбачити його надійне центрування з допомогою стандартних керованих електромеханічних пристроїв.

3.6 Висновки з розділу 3

1. Розроблено та проведено експериментальну перевірку суміщених п'єзоелектричних перетворювачів для роботи в умовах свердловини, що дозволило усунути один із суттєвих моментів, які стримують застосування акустичних методів контролю для вирішення поставлених в роботі завдань. Запропоновано використовувати комп'ютерне математичне моделювання роботи п'єзоелектричних перетворювачів методом кінцевих елементів з допомогою спеціалізованого програмного забезпечення, що дозволяє полегшити процес розробки та проектування.

2. Встановлено залежність швидкості поширення поздовжньої ультразвукової хвилі в матеріалі обсадних труб від температури, в результаті чого визначено середню швидкість ультразвуку в сталях різних груп міцності обсадних труб (5965 м/с при +20 °С) та її середній температурний коефіцієнт (мінус 0,93 м/(с·°С)), що дає змогу використовувати ці значення для корегування результатів вимірювання товщини стінки труб, і тим самим зменшити систематичну похибку вимірювання (на 1,5 %, при температурі +100 °С).

3. В результаті дослідження впливу температури на затухання поздовжніх ультразвукових хвиль у воді та сталі встановлено, що для підвищення надійності та вірогідності контролю в процесі вимірювання потрібно використовувати автоматичне часове регулювання чутливості електронно-акустичного тракту.

4. На базі результатів експериментальних досліджень розроблених способів контролю геометричних параметрів обсадних колон уточнено параметри контролю (частота УЗК 2,5 або 5 МГц, віддаль від перетворювача до відбивача 60 мм, а між відбивачами в другому способі 30 мм), розроблено процедури інтерпретації результатів контролю для обох способів, доведено адекватність раніше проведеного математичного моделювання.

РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ КОНТРОЛЮ ГЕОМЕТРИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ОБСАДНИХ КОЛОН

4.1 Розробка акустичних блоків

Для реалізації розроблених способів контролю було розроблено два спеціалізовані акустичні блоки (рис. 4.1 та 4.2), що використовувались при експериментальних дослідженнях способів, результати яких представлені в попередньому розділі роботи. Зараз зупинимося більш детально на конструкції цих блоків. Основними складовими є блок п'єзоелектричного перетворювача та блок відбивача, а також центратори з можливістю регулювання радіусу під певний діаметр труби. На рис. 4.1 та 4.2 показані експериментальні варіанти виконання блоків автономного використання під час проведення лабораторних досліджень. Реально функцію центрування будуть виконувати важелі глибинного приладу. Конструкцією акустичних блоків передбачено регулювання відстані від перетворювача до відбивача та легка заміна блоку відбивача та самого перетворювача. Відбивач блоку на рис. 4.1 виконаний у вигляді конуса з дюралюмінію із кутом нахилу твірних під 45° (діаметр основи конуса $d=24$ мм, висота $h=12$ мм, довжина твірних $l=17$ мм) (рис. 4.3, а). Площа бічної поверхні $S=(\pi \cdot l \cdot d)/2$ такого конуса складає 640 мм^2 . В блоці на рис. 4.2 відбивач – це 1/4 частина попереднього конуса (див. рис. 4.3, б). Площа однієї частинки такого відбивача складає $1/8S$, тобто 80 мм^2 . Блок відбивача на рис. 4.1 виконаний так, що ультразвукові коливання проходять через тонку стінку корпусу, а в блоці на рис. 4.2 для уникнення зайвих втрат акустичної енергії на шляху проходження УЗК конструкцією передбачені вікна в корпусі.

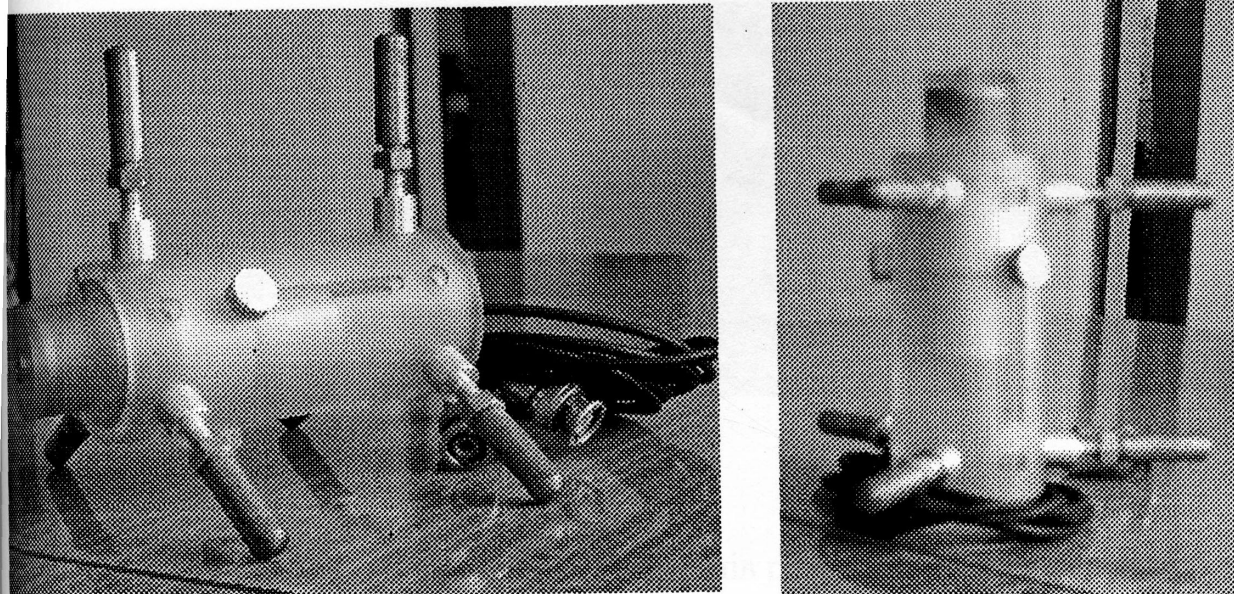


Рис. 4.1. Розроблений акустичний блок з конусним відбивачем для реалізації та експериментальної перевірки першого способу

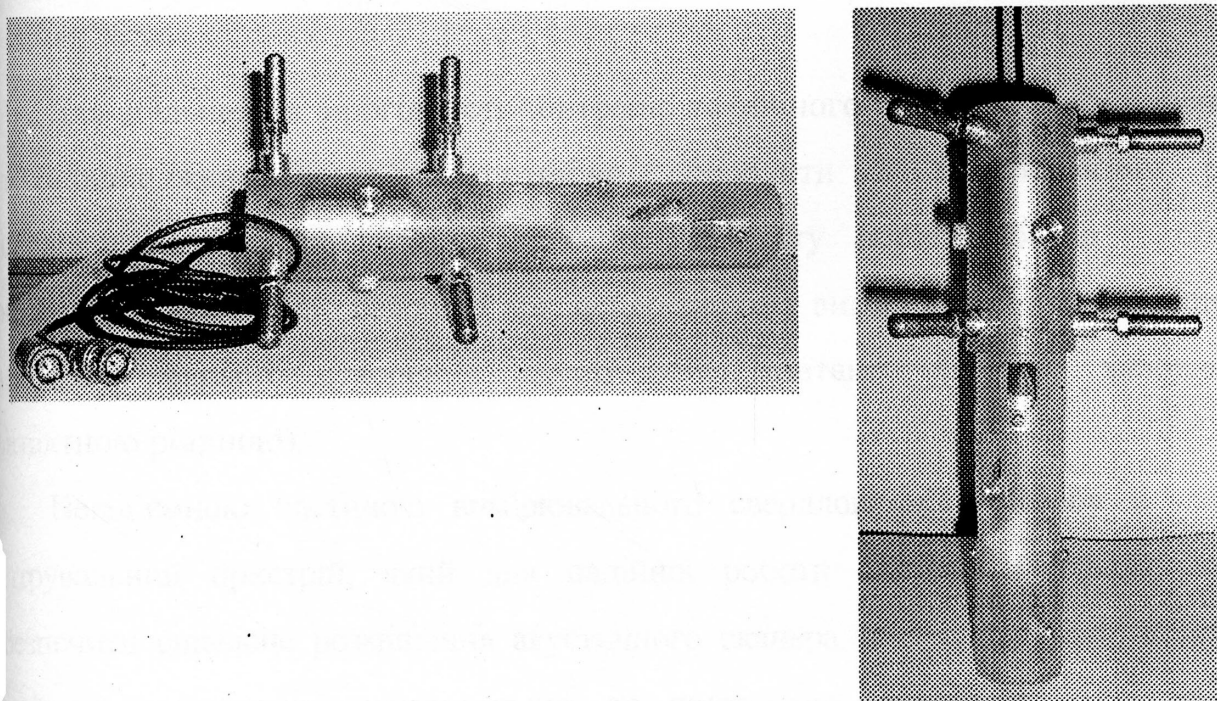
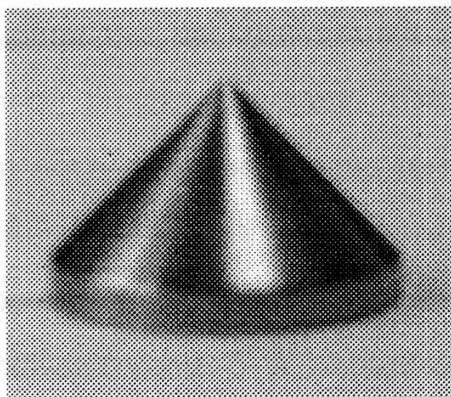
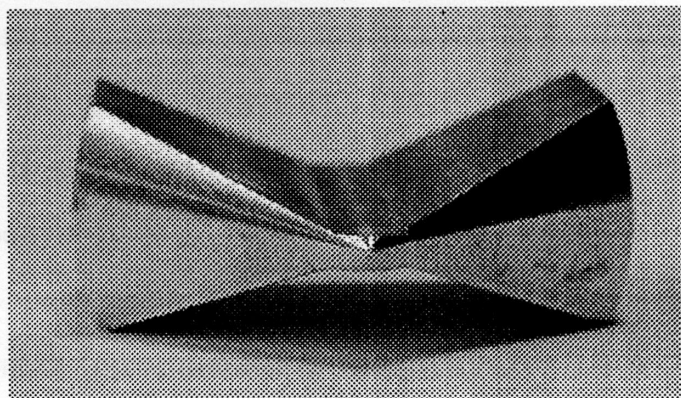


Рис. 4.2. Розроблений акустичний блок з чотирма конусоподібними відбивачами для реалізації та експериментальної перевірки другого способу



а)



б)

Рис. 4.3. Конструктивне виконання відбивачів розроблених акустичних блоків

4.2 Механізм сканування і створення акустичного контакту та центрування засобу контролю в колоні

Для збільшення вірогідності контролю технічного стану колони та виявлення всіх пошкоджень контроль потрібно проводити в неперервному режимі вимірювання. Для виключення прямого контакту перетворювача з об'єктом контролю, що особливо важливо при неперервному вимірюванні, використовується імерсійний варіант створення акустичного контакту (колона заповнюється контактною рідиною).

Невід'ємною частиною вимірювального свердловинного засобу в цілому є центрувальний пристрій, який для надійної роботи системи контролю повинен забезпечити співвісне розміщення акустичного сканера та досліджуваної колони. На певний час конструкції центрувальних та притискних пристроїв майже повністю стабілізувалися [170-177]. Стандартними центраторами в обсадженій свердловині стали важільні електромеханічні керовані пристрої, аналогами яких є центратори, використані в засобах гамма цементометрії та товщинометрії СГАТ, СГДТ та інших [88].

Центрувальний пристрій, що реалізований в розробленому засобі контролю, керується з наземного пульта управління: розкривається при проведенні

вимірювання під час піднімання глибинної частини та закривається при потребі повторного спуску приладу. Кінематична схема пристрою, якою пояснюється принцип його дії, наведена на рис. 4.4. В якості двигуна використано імпульсний електромагніт 1, який з'єднується з редуктором 2 через храповий механізм 3 односторонньої дії. На вихідному валі редуктора розміщений кривошип 4, що з'єднаний шатуном 5 з поршнем 7, який розміщений в циліндрі 6. Шток 8, поршторско з'єднаний з поршнем, зв'язаний з пружиною 9 та системою важелів 10, до яких кріпляться центратори 11. Всі вузли, за винятком системи важелів та центраторів, розміщені в захисному корпусі, що заповнений кремнійорганічною рідиною і має компенсатор тиску. Якщо кривошип 4 знаходиться, як показано на схемі, в нижньому крайньому положенні, то під дією пружини 9 шток 8 переміститься вниз, розкриваючи систему важелів 10, які притискають центратори 11 до стінок труби. В такому положенні пристрій знаходиться при підніманні засобу контролю з свердловини. При цьому центратори ковзають по стінках труб, а система важелів і шток змінює своє положення зі зміною діаметра колони. Шток в цьому випадку вільно переміщується відносно поршня 7. Для закриття системи важелів після проведення вимірювання або перед повторним спуском приладу керування відбувається шляхом подачі через геофізичний кабель імпульсів струму на електромагніт, під дією яких якір електромагніту здійснює зворотно-поступальний рух, приводячи в дію редуктор через храповий механізм односторонньої дії. Редуктор перетворює зусилля електромагніта в силу, необхідну для стиснення пружини. Кривошип поступово з нижнього положення переходить у верхнє, переміщуючи шатун, поршень і шток. Пружина при цьому стискується, а важелі складаються.

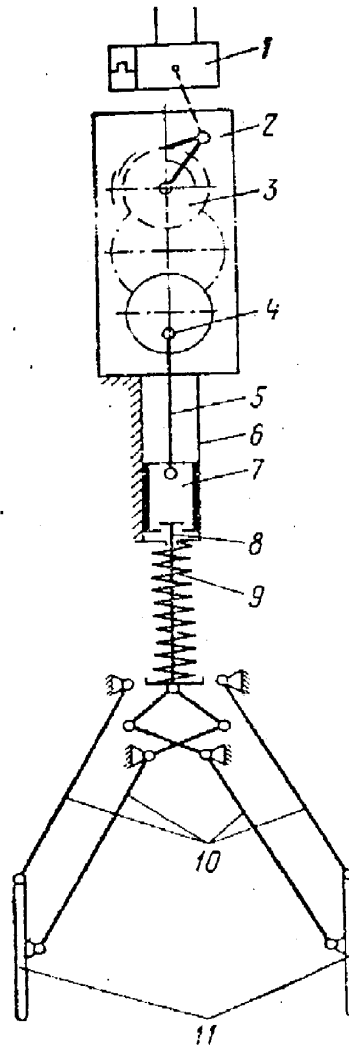


Рис. 4.4. Кінематична схема центрального пристрою

4.3 Розробка каналу зв'язку глибинної системи контролю з наземним пультом

Лінією зв'язку між глибинною та наземною частинами засобу контролю є геофізичний (каротажний) кабель (ГК), який є єдиним можливим варіантом кабельної передачі інформації від свердловинних приладів до наземної станції та передачі керуючих сигналів в зворотному напрямку. Такий кабель додатково виконує і функцію вантажоносія. Пропускна інформаційна здатність геофізичного

кабелю визначає швидкість контролю. Досить актуальним і доцільним є вибір методів забезпечення максимальної швидкості передачі даних по геофізичному кабелю та інтерфейсу зв'язку, які є оптимальними для ГК з врахуванням умов експлуатації. Це дозволить забезпечити високу надійність роботи інформаційного каналу. Для поставлених задач найкраще використати трьохжильний броньований кабелю: лінія живлення, канал керування глибинною частиною та канал передачі результатів вимірювання. Крім типу використовуваної апаратури, марку ГК слід вибирати також залежно від геолого-технічних умов в свердловині (глибина, температура, тиск). Для правильного вибору електронних схем свердловинного пристрою потрібно знати електричні характеристики кабелю [88, 162]. Кожний тип кабелю певної довжини є самостійною та індивідуальною системою передачі сигналів. При цьому для меншого впливу на швидкість передачі даних потрібно вибирати кабель з якомога меншими погонними опором та ємністю. Броньований кабель дозволить зменшити вплив на первинні параметри його окремих частин експлуатаційних умов (тиску та температури). Для правильного режиму експлуатації кабелю в свердловині потрібно знати його механічні характеристики, тому що максимальний натяг не повинен перевищувати 60 % його розривного зусилля.

В даний час все гостріше ставиться питання про скорочення часу дослідження свердловини. Особливого значення набувають питання підвищення вірогідності та продуктивності передачі інформації. Це можна зробити шляхом застосування комп'ютерних технологій, що дозволить забезпечити одночасну передачу сигналів керування та вимірювальної інформації, її первинну обробку та реєстрацію. В процесі проведення контролю виконується значний об'єм вимірювань і виникає необхідність обміну через геофізичний кабель великою кількістю інформації та її обробки в реальному режимі часу. Функціональну схему системи обміну даними необхідно розглядати в сукупності вимог, що пред'являються акустичним трактом, враховуючи інтенсивність його опитування; швидкістю перетворення первинної інформації в цифровий код та залежністю якості обміну від зовнішніх факторів впливу.

Представлений варіант каналу зв'язку розроблявся для передачі на поверхню тільки моменту часу появи луна-імпульсів (без передачі зображення луна-сигналу з врахуванням амплітудних значень, що потребує передачі значно більших об'ємів даних та застосування інших технологій зв'язку). Виміряні значення моменту часу приходу імпульсів після перетворення їх величин за допомогою мікропроцесорного блоку (МБ) (див. рис. 2.13) в цифровий послідовний код передаються через геофізичний кабель (ГК) та інтерфейсний блок в персональний комп'ютер (ПК), який знаходиться на поверхні свердловини. ПК здійснює загальне керування, синхронізацію роботи глибинного пристрою, реєстрацію, обробку та накопичення даних вимірювання. Між наземною та глибинною частинами існує двохнаправлений інформаційний зв'язок. Основною перевагою послідовної передачі даних є можливість передачі на великі віддалі. Щоправда, ця віддаль залежить від швидкості передачі та вибраного інтерфейсу зв'язку, а сама швидкість передачі при сталій віддалі залежить від тактової частоти передачі даних та протоколу кодування інформації.

Залежно від того, який спосіб контролю буде реалізовуватися, тобто від вимог до швидкості передачі даних на поверхню в реальному часі, можна вибрати в якості інтерфейсу зв'язку – RS-232 (має обмеження по швидкодії на великих віддальях) або RS-485 (промисловий стандарт, що має більші можливості щодо швидкості передачі даних на великі відділі) [178]. Проведені експерименти показали, що інтерфейс RS-232 дозволяє передавати інформацію через геофізичний кабель довжиною 3000 м з швидкістю 1200 біт/с. Це, наприклад, цілком задовольняє вимоги при реалізації способу 1, п. 2.3 (контроль вздовж трьох твірних), але при реалізації розробленого другого способу за такої швидкодії передачі даних потрібно обмежувати частоту повторень генератора акустичного тракту f_n . При такій швидкості зв'язку ця частота не повинна перевищувати 4 Гц. Це в свою чергу знижує продуктивність проведення контролю при дотриманні вимог суцільного вимірювання по глибині колони (при максимальній швидкості руху вимірювального засобу 500 м/год (13,9 см/с) будуть контролюватися поперечні перерізи з кроком 3,5 см). При збільшенні швидкості передачі даних до 9600 біт/с частота f_n не повинна перевищувати 30 Гц. Отже, при пій же продуктивності контролю можна досягти кроку сканування 0,5 см. При

реалізації вказаного способу об'єм інформації, що передається за один шоконтрольований переріз складає 320 біт (інформація про час появи імпульсу (2 байти для кожного з 16 каналів, та службові біти). Але таку швидкість передачі даних інтерфейс RS-232 для умов свердловини не забезпечить, тому потрібно використовувати RS-485. Для порівняння, в таблиці 4.1 приведено для обох розроблених способів контролю необхідні швидкості передачі даних залежно від частоти повторень генератора та кроку сканування залежно від швидкості руху сканера в колоні при цій частоті генератора. Реальні швидкості передачі вибираються із стандартного ряду, закладеного в послідовний порт комп'ютера. Як вже зазначалося, визначальними при виборі кроку сканування поверхні труби є розміри пошкоджень, що потрібно виявляти (браковочних критеріїв, які залежить від вимог технологів), а він, в свою чергу, буде визначати продуктивність контролю при обмеженій швидкості передачі даних.

Таблиця 4.1

Швидкість передачі даних, тактова частота, крок сканування та продуктивність контролю для розроблених способів

Швидкість передачі даних, біт/с	спосіб перший	24-64000			96-256000			240-640000			720-1920000		
	спосіб другий	320			1200			3200			9600		
Частота повторень генератора, Гц		1			4			10			30		
Продуктивність контролю, км/год (мм/с)		100 (28)	300 (84)	500 (139)	100 (28)	300 (84)	500 (139)	100 (28)	300 (84)	500 (139)	100 (28)	300 (84)	500 (139)
Крок сканування труби, мм		28	84	139	7	21	35	3	8	14	1	3	5

Реалізація другого способу вимагає значно більшої швидкості передачі даних. Для передачі зображення сигналу на інтервалі часу 40 мкс (див. п.3.5.3) з кроком дискретизації 0,015 мкс (66,667 МГц) та 8-розрядному АЦП потрібно затратити 3 байти на кожну з $N=1-2667$ точок, тобто 24-6400 біт.

Мікропроцесорний блок, який входить до складу глибинної частини, виконаний на базі однокристального мікроконтролера PIC18F452-I/P (частота 10 МГц з внутрішнім множенням на 4). Крім мікроконтролера вказаний блок містить задаючий генератор, виконаний на базі кварцового резонатора на 66,667 МГц,

лічильники (IN74AC4520N) та інтегральну схему MAX232CPE для перетворення рівнів та передачі сигналів в послідовному коді в лінію за стандартним інтерфейсом RS-232 (MAX485 для RS-485). Частота кварцового генератора 66,667 МГц дозволяє фіксувати зміну часу приходу сигналів на 0,015 мкс, що відповідає зміні геометричних параметрів труби (при значенні швидкості поширення УЗК близько 5000 м/с) приблизно на 0,045 мм (коли інформативним параметром є час проходження в сталі, наприклад, вимірювання товщини стінки) або на 0,011 мм (коли інформативним є час проходження в воді). Мікропроцесорний блок формує сигнали синхронізації роботи вимірювального каналу для запуску генератора радіоімпульсів; вимірює (залежно від реалізованого способу контролю):

- інтервали часу між інформативними сигналами, які пропорційні виміряним значенням геометричних параметрів;

- фіксує час приходу кожного імпульсу;

перетворює виміряні значення в цифровий код та забезпечує передачу вимірної інформації по трьохпровідному геофізичному кабелю ГК на поверхню до персонального комп'ютера (через стандартний послідовний порт комп'ютера). Після подачі живлення на мікропроцесорний блок (через геофізичний кабель) відбувається початкове скидання мікроконтролера, очистка робочих регістрів, ініціалізація його портів, блоку забезпечення асинхронного прийому-передачі інформації в послідовному коді UART та скидання зовнішніх лічильників.

Основою послідовного адаптера є UART (універсальний асинхронний прийомо-передавач), який входить в склад периферії контролера. Приймач та передавач працюють одночасно, незалежно один від одного. За кожним з них закріплена окрема лінія контролера. Інформація передається послідовним встановленням рівнів на цих портах відносно загального проводу. В склад UART входить тактовий генератор зв'язку, керуючі та зсувові регістри, 16-символьний буфер на прийом та передачу. При передачі UART перетворює паралельний код в послідовний і передає його побітно в лінію, обмежуючи вихідну послідовність бітами старту, зупинки та контролю. При прийманні даних UART перетворює послідовний код в паралельний (не включаючи службові символи). Обов'язковою умовою правильної передачі (приймання) є однакова швидкість роботи

приймального та передавального UART, що забезпечується стабільною частотою кварцового резонатора. Генератор задає тактову частоту прийомо-передавача для заданої швидкості зв'язку. Швидкість задається шляхом ділення системної частоти на заданий коефіцієнт.

Для усунення можливості збою та втрати інформації (одного біта) під час передачі використовується буферизація даних перед їх передачею і інформаційний обмін між наземним та свердловинним пристроєм відбувається в режимі “запит-відповідь”, що дозволяє зробити перезапит даних з буферної пам'яті свердловинного модуля. Для ще більшої завадозахищеності інформації, що передається по геофізичному кабелю додатково використовується програмне кодування в коді Манчестер-II. Це є самосинхронізуючий код з двома рівнями, що має хорошу завадозахищеність і дозволяє максимально використати можливості каротажного кабелю. Логічному нулю відповідає перехід на верхній рівень в центрі бітового інтервалу, логічній одиниці – перехід на нижній рівень. Логіка кодування продемонстрована на прикладі передачі послідовності одиниць та нулів (рис. 4.5). При передачі почергових бітів частота слідування імпульсів зменшується в два рази. Інформаційні переходи в середині бітового інтервалу залишаються, а на межі – при черговості одиниць та нулів відсутні. Це забезпечується за допомогою послідовності забороняючих імпульсів, які синхронізуються з інформаційними і забезпечують заборону небажаних граничних переходів. Зміна сигналу в центрі кожного бітового інтервалу дозволяє легко виділити синхросигнал, а самосинхонізація дає можливість передачі великих пакетів інформації без втрат через різницю тактової частоти передавача та приймача.

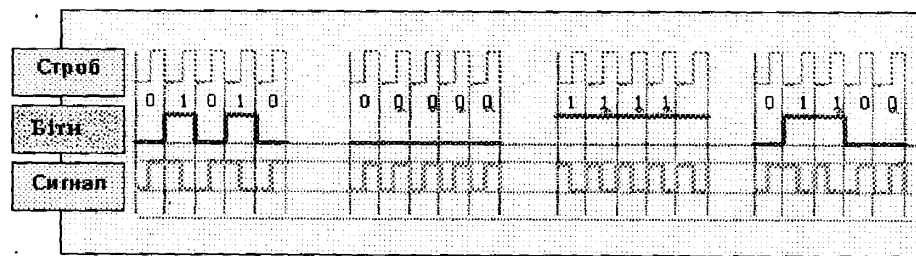


Рис. 4.5. Логіка кодування Манчестер-II

При використанні інтерфейсу RS-485 для зчитування даних вимірювання через послідовний порт комп'ютера потрібно використовувати перетворювач інтерфейсів, так званий конвертер RS-232–RS-485.

Як вже зазначалося раніше, для передачі на поверхню зображення прийнятого луна-сигналу (перший спосіб), введення додаткових сервісних даних про процес контролю, потрібно оперувати значно більшими об'ємами інформації, що підвищує вимоги до швидкості передачі даних. При розробленому вище каналу зв'язку для передачі часу приходу імпульсів такий підхід реалізувати досить важко. Тому в таких випадках потрібно використовувати інші технології побудови каналу зв'язку, які дозволять підвищити швидкість зв'язку. Потрібно також відзначити, що водночас такі технології є значно дорожчими у застосуванні. Одним із варіантів є технологія ADSL (асиметрична цифрова абонентська лінія). ADSL – це нова модемна технологія, що дозволяє перетворювати аналогові лінії передачі в лінії високошвидкісного доступу. Обладнання ADSL та ADSL-модем (побудований на базі цифрового сигнального процесора (ЦСП або DSP)), що приєднуються до обох кінців лінії передачі, утворюють три канали: високошвидкісний канал передачі даних з комп'ютер (в даному випадку - результати вимірювання) з швидкістю передачі від 32 Кбіт/с до 8 Мбіт/с, швидкісний канал передачі з комп'ютера (керування процесом контролю) та простий канал зв'язку. Величина швидкості передачі даних залежить від довжини та якості лінії. Затухання сигналу в лінії збільшується із збільшенням довжини лінії та частоти сигналу, і зменшується із збільшенням діаметру проводу. Фактично, придатною для ADSL є лінія довжиною 3,5-5,5 км. Навіть при максимальних глибинах, на яких може проводитися контроль в свердловині, швидкість передачі по ADSL технології є достатньою для передачі результатів контролю (зображення прийнятого луна-сигналу). Асиметричний характер швидкості передачі даних, що передбачає ця технологія, доцільно використовувати у випадках передачі результатів вимірювання на великі віддалі, так як основний потік даних проходить від засобу контролю до комп'ютера, а в зворотному напрямку

Походять тільки команди керування (значно менший потік даних). Різні паралельні потоки даних ця технологія реалізує з допомогою використання двох методів: методу з частотним розділенням каналів (кожному потоку даних виділяється своя широта пропускання, а потоки передаються з використанням „дискретної мультиканальної модуляції”) та методу луна-компенсації (діапазони високошвидкісного та службового потоків накладаються один на другий, а розділення відбувається з допомогою диференційної системи, вбудованої в модем).

4.4 Розробка свердловинного засобу контролю геометричних параметрів труб обсадних колон

Задача забезпечення надійного і продуктивного контролю в умовах свердловини зумовлює необхідність розробки складних механічних, електронно-акустичних та комп'ютеризованих систем, які є основними частинами розроблюваного засобу контролю. Тому визначення оптимальних параметрів і вибір конструктивних рішень названих вище складових вимагали проведення цілого ряду експериментальних робіт в цих напрямках. Основними вимогами до розробки глибинної частини були: обмежені габарити (зовнішній діаметр та довжина), висока термобаростабільність (робочий тиск до 100 МПа, робоча температура до 150 °С, зв'язок з наземною станцією по трьохжильному геофізичному кабелю довжиною до 3–5 км).

В результаті проведених теоретичних та експериментальних досліджень в НВФ „Зонд” було виготовлено експериментальний зразок інформаційно-вимірювального комплексу для контролю геометричних параметрів труб обсадної колони (свердловинний товщиномір) (рис. 4.6) [29, 30]. Робота проводилася за договорами: “Розробка і виготовлення експериментального зразка інформаційно-вимірювального комплексу для контролю товщини стінки експлуатаційної колони обсадних труб” (з “Івано-Франківською експедицією по геофізичних дослідженнях в

вердловинах”, № 35НДР/01) та “Розробка та впровадження засобів та технологій діагностування обсадних колон на підземних сховищах газу” (з ДК “Укртрансгаз”, №11-102, тема 5). Проведено дослідні випробування комплексу в лабораторних умовах НВФ “Зонд” та експлуатаційних умовах Богородчанського виробничого управління підземного зберігання газу (акт випробувань приведено в додатку Д).

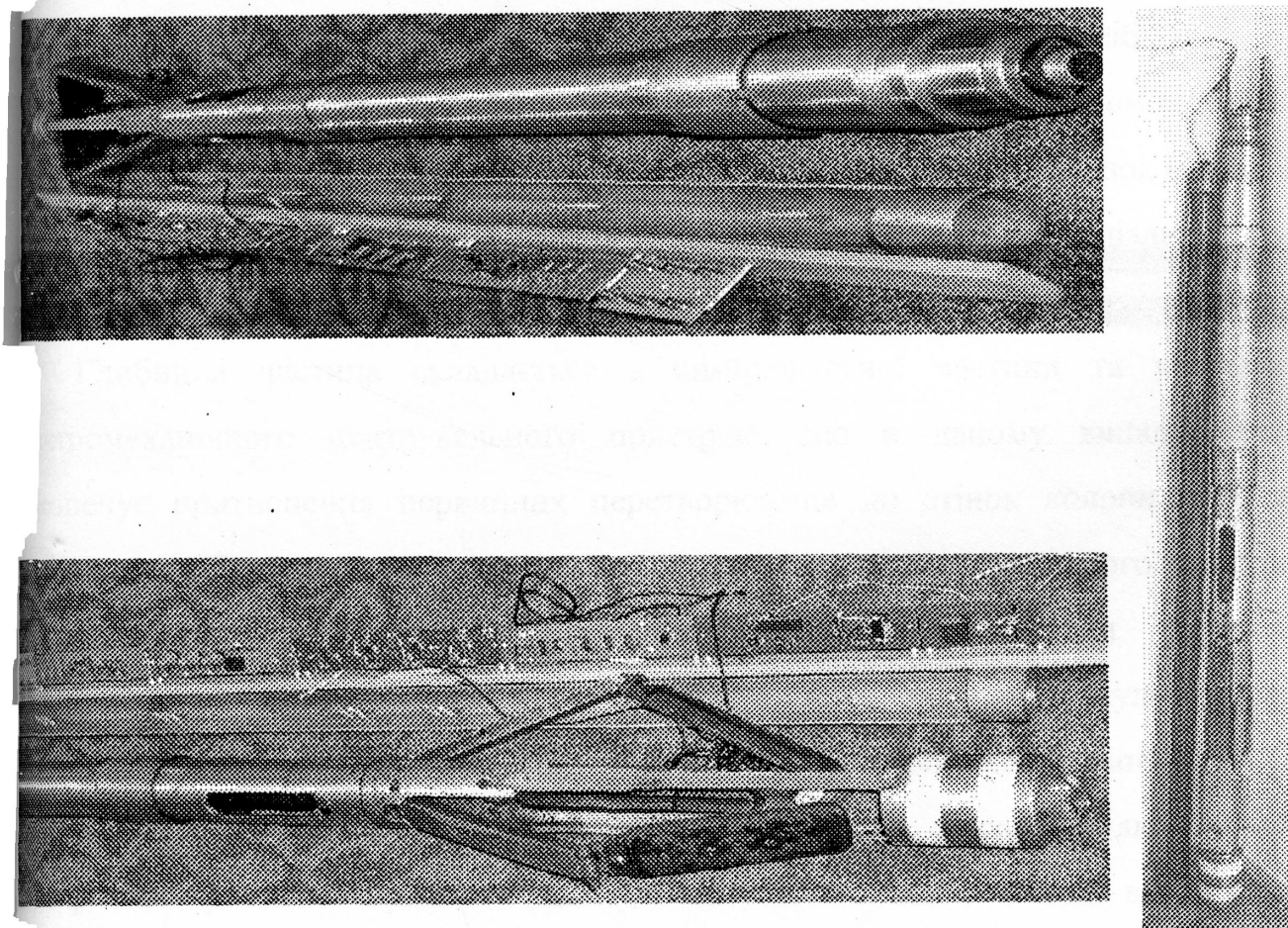


Рис. 4.6. Експериментальний зразок інформаційно-вимірювального комплексу для контролю геометричних параметрів труб обсадної колони

В основу роботи цього технічного засобу контролю покладено ультразвукову товщинометрію. На базі отриманих в процесі вимірювання величин значень товщини стінки визначаються інші геометричні параметри труби (найбільший внутрішній діаметр, мінімальну площу поперечного перерізу та ін.). Проводиться неперервне вимірювання товщини стінки колони обсадних труб вздовж трьох твірних, розміщених через 120° в площині поперечного перерізу труби, під час піднімання глибинного пристрою всередині колони обсадних труб (див. п.2.2, спосіб 1).

Конструктивно розроблений засіб являє собою трьохканальний вимірювальний комплекс, який складається з двох частин: глибинної та наземної, зв'язок між якими здійснюється через геофізичний кабель (рис. 4.7) за допомогою спеціальних муфт [179, 180].

Глибинна частина складається з вимірювальної частини та керованого електромеханічного центрального пристрою, що в даному випадку також забезпечує притиснення первинних перетворювачів до стінок колони труб при вимірюванні. Перетворювачі розміщуються на важелях центрального пристрою. Кожен канал КТ містить: генератор радіоімпульсів (для збудження п'єзоелектричних перетворювачів акустичних блоків), очікуючий мультівібратор запуску генератора радіоімпульсів, мультівібратор стробуючих імпульсів (для формування прямокутних імпульсів додатної полярності, тривалість яких повинна перекривати тривалість проміжку між луна-імпульсами, відбитими від внутрішньої і зовнішньої стінки труби), селектор інформаційних сигналів (для виділення корисних відеосигналів), блок узгодження (для узгодження п'єзопластин акустичних блоків з приймальними трактами глибинної системи контролю товщини) та підсилювач (для підсилення та детектування радіоімпульсів, які поступають з виходу блока узгодження).

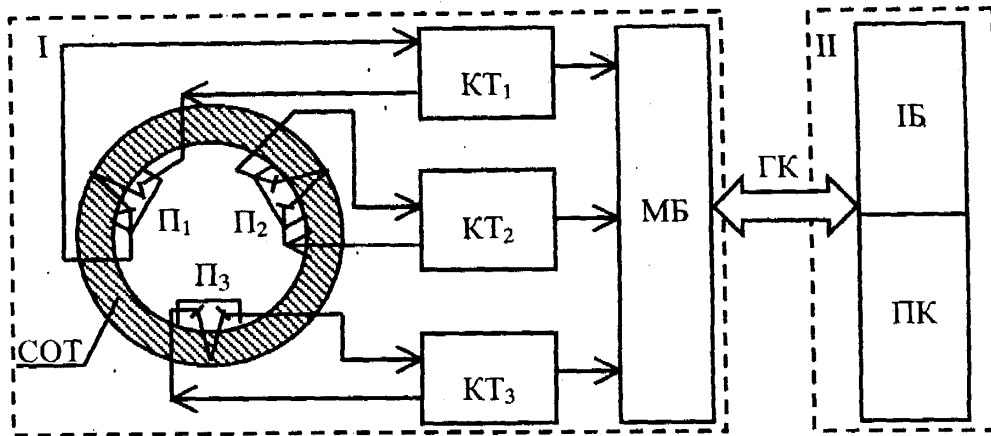


Рис. 4.7. Загальна блок-схема свердловинного товщиноміра:

Π_1, Π_2, Π_3 – п'єзоелектричні перетворювачі;

$КТ_1, КТ_2, КТ_3$ – канали товщинометрії; МБ – мікропроцесорний блок;

ГК – геофізичний кабель; ІБ – інтерфейсний блок;

ПК – персональний комп'ютер; СОТ – обсадна труба;

І – глибинна частина (керований притискний (центрувальний) пристрій та вимірювальна частина); ІІ – наземна частина (пульт керування, обробки та документування результатів вимірювання).

Виміряні значення товщини стінки труби після перетворення їх величин в цифровий код через геофізичний кабель передаються в персональний комп'ютер, який знаходиться на поверхні свердловини. На основі отриманих результатів контролю можна за стандартними методиками провести розрахунок допустимих механічних навантажень та, з врахуванням умов експлуатації, робити висновок про якість технічного стану обсадної колони.

Для контролю робочої температури та корегування значення швидкості поширення УЗК в матеріалі труб глибинна частина містить цифровий датчик температури.

Експериментальний зразок інформаційно-вимірювального комплексу призначений для роботи сумісно з пересувною лабораторією – каротажною станцією та трьохжильним геофізичним кабелем типу КГЗ (з необхідними зусиллям розриву,

максимальною робочою температурою та довжиною) (рис. 4.8).

Технічні характеристики комплексу наведені в таблиці 4.2.

Розроблений інформаційно-вимірювальний комплекс можна використати також і для реалізації розроблених в роботі способів (див. п. 2.2). Це робиться шляхом заміни перетворювачів Π_1 , Π_2 , Π_3 (див. рис. 4.4), що розміщені на важелях центрувального пристрою, на відповідний акустичний блок, який кріпиться до корпусу глибинної частини співвісно з нею (див. рис. 2.14), та використання відповідного програмного забезпечення. Для реалізації цих способів потрібно використовувати розроблені акустичні блоки (див. п.4.1, рис. 4.1 та 4.2). При цьому для вимірювання використовується один із каналів КТ (можливе також одночасне використання двох способів з допомогою двох каналів КТ), ще один канал можна використати для вимірювання швидкості поширення ультразвуку в контактному ґрунті (див. п. 2.3.2). Вимірюється час проходження базової віддалі в процесі проведення контролю з використанням суміщеної схеми (перетворювач та відбивач, розміщений на базовій віддалі від нього).

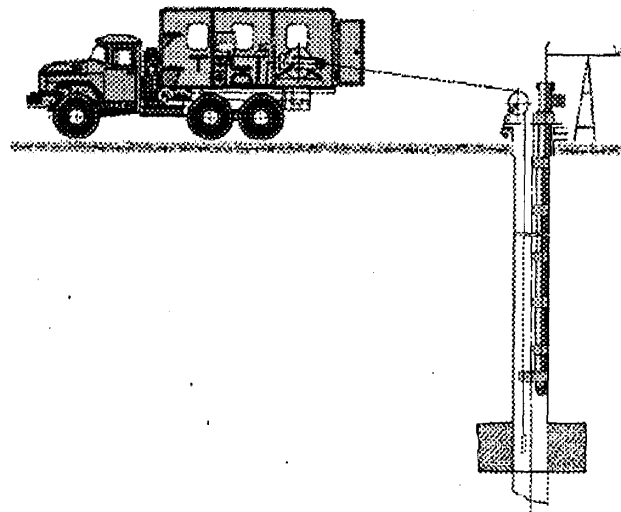


Рис. 4.8. Схема проведення контролю в свердловині з допомогою каротажної станції.

Таблиця 4.2

Технічні характеристики експериментального зразка свердловинного товщиноміра

№ п/п	Характеристика	Числове значення
1	Умовний діаметр обсадних труб, що підлягають контролю, мм	146, 168
2	Діапазон вимірювання товщини стінки труб, мм	3-20
3	Основна відносна похибка вимірювання товщини стінки труби, %	±2
4	Робочий режим експлуатації глибинного товщиноміра: максимальна температура оточуючого середовища, °С максимальний гідростатичний тиск всередині колони обсадних труб, МПа	+100 60
5	Робочий режим експлуатації наземного пульта: температура навколишнього середовища, °С відносна вологість при температурі 35 °С, % атмосферний тиск, кПа	-10...+50 96 ± 3 84 - 106,7
6	Живлення: <i>глибинного товщиноміра:</i> напруга постійного струму, В споживана потужність, ВА <i>наземного пульта:</i> напруга змінного струму, В частота, Гц споживана потужність, ВА	12 ± 10% 12 ± 10% 220 50 ± 1 1500±10%
7	Частота максимуму перетворення ПЕП, МГц	2,5±0,25 або 5±0,5
8	Максимальна глибина, на якій здійснюється контроль	Визначається максимально допустимими температурою та тиском
9	Тривалість неперервної роботи комплексу, год.	8
10	Мінімальна швидкість переміщення пристрою в процесі контролю, м/год	100
11	Чутливість і роздільна здатність електронно-акустичного тракту забезпечують вимірювання товщини стінки в діапазоні від 3 до 20 мм з дискретністю 0,1 мм.	
12	Рідини для створення акустичного контакту	Технічна вода
13	Габарити глибинної частини: діаметр, мм: вимірювальна електромеханічна довжина, м: вимірювальна електромеханічна	73 80 1,5 1,5

При реалізації розроблених способів підвищуються вимоги до якості центрування акустичного блоку в колоні. Тому в таких випадках обов'язковим є використання двох центрувальних механізмів

Загальна процедура підготовки та проведення контролю з допомогою розробленого засобу є наступною:

1. Перед проведенням контролю зупиняється експлуатація свердловини та відключаються з неї насосно-компресорні або бурильні труби, при наявності таких у свердловині. Діючу експлуатаційну колону потрібно заглушити з допомогою пакера.
2. Стінки обсадної колони повинні очиститися від парафіну (для експлуатаційної колони), продуктів корозії (для свердловин, що тривалий час були на консервації), залишків цементу та глини для забезпечення хорошого акустичного контакту та підвищення вірогідності контролю. Це можна зробити різними методами [23]: гідроструйним, механічним, хімічним та ін. з використанням спеціальних засобів. Для механічної очистки використовуються щітки та скребки різних конструкцій, які спускаються в свердловину на бурильних або насосно-компресорних трубах.
3. Свердловина повинна заповнитися технічною водою, що служить контактним акустичним середовищем під час проведення контролю.
4. Засіб контролю опускається всередину обсадної колони на потрібну глибину, з якої буде починатися контроль, при цьому важелі центрувального пристрою повинні бути складені.
5. Розкриваються важелі центрувального пристрою, засіб контролю розміщується по осі контрольованої труби та починається його підйом.
6. Контроль проводиться в процесі підйому.

Глибина, на якій знаходиться засіб контролю в колоні при дослідженні обсадної колони в свердловині (визначення місця контролю по відношенню до глибини свердловини), встановлюється шляхом вимірювання довжини кабелю, що опускається в свердловину. Приблизно ця глибина визначається числом обертів мірного ролика, по жолобку якого кабель направляється в свердловину.

Визначається глибина з допомогою магнітних міток, що нанесені на геофізичний кабель через певний інтервал. Зчитуються магнітні мітки з допомогою датчика міток глибин (типу ДМГ), що входить в склад автоматичних каротажних станцій.

В процесі підйому обов'язковим є контроль натягу геофізичного кабелю спеціальними датчиками натягу, що повинні бути в складі каротажної станції. Дані контролю натягу виводяться на пульт каротажної станції і використовуються для керування приводом лебідки підйомника.

4.5 Система реєстрації, обробки та документування результатів контролю

Для обробки даних, що поступають в комп'ютер, були розроблені програми на мові програмування Delphi 4 [181] та в середовищі MathCad. Програма реєстрації складається з трьох основних частин.

Перша частина служить для введення в комп'ютер даних про проведення попереднього настроювання засобу контролю. В цій частині оператор повинен на зразку обсадної колони провести настроювання на еталонних геометричних розмірах.

Друга частина програми виконує функції зчитування даних вимірювання, проводить їх обробку з метою подальшого відображення на екрані, а також проводить запис отриманих даних у файл в скомпресованому вигляді. Компресія даних необхідна в зв'язку з великою кількістю інформації, що поступає до комп'ютера.

В третій частині програми відбувається зчитування з файлу скомпресованих даних про результати контролю і виведення цих даних на екран. Результатом роботи цієї частини програми є графічне представлення результатів на екрані (див. додаток Г, рис. Г.1 (варіант при реалізації другого способу)): графіки каналу вимірювання товщини стінки Н1-Н8 (по дві від кожного з чотирьох відбивачів), каналу

вимірювання внутрішнього діаметру D1-D4 (від кожного відбивача), а також текучі, максимальні та мінімальні значення вимірюваних параметрів по глибині колони. На екран можна вивести також: прізвище оператора, номер свердловини, час та дату проведення контролю, типи п'єзоперетворювачів та частоту, на якій проводиться контроль. Дані, які виводяться на екран монітора можуть бути виведені оператором на друкуючий пристрій.

За результатами контролю можна також побудувати поперечні перерізи труби в найбільш небезпечних місцях (за найменшою середньою товщиною стінки в перерізі та найбільшому відхиленню форми) і поздовжні перерізи колони по кожному інформативному каналу (рис. 4.9). На цьому рисунку представлено результати контролю обсадної труби з номінальним зовнішнім діаметром 168 мм та товщиною стінки 8,9 мм. Для побудованих поперечних перерізів (див. рис. 4.9) товщина стінки за результатами вимірювання знаходиться в межах 7,0-8,7 мм (для першого) та 7,8-8,6 мм (для другого перерізу), а внутрішній радіус відповідно 75,1-77,0 мм та 71,2-80,0 мм. За результатами апроксимації даних вимірювання отримано наступні діапазони цих величин: товщина стінки 6,4-8,7 мм і 7,8-8,6 мм, а внутрішній радіус 75,0-77,3 мм і 69,6-81,5 мм. Приклад повної процедури такої обробки результатів вимірювання приведено в додатку Д (при реалізації другого способу контролю). Результати контролю попередньо записуються в *prt* файл та обробляються з допомогою програми MathCad. Поперечні перерізи будуються за таким алгоритмом (див. додаток Г): шляхом обробки всіх даних контролю вибираються найбільш небезпечні перерізи, для яких за виміряними восьми значеннями товщини стінки та внутрішнього радіусу, рівномірно розміщених в поперечному перерізі, проводиться апроксимація внутрішньої та зовнішньої поверхні труби з допомогою поліноміальних залежностей та будуються графічні зображення в полярній системі координат. Для отриманих даних апроксимації знаходяться мінімальні значення контрольованих параметрів.

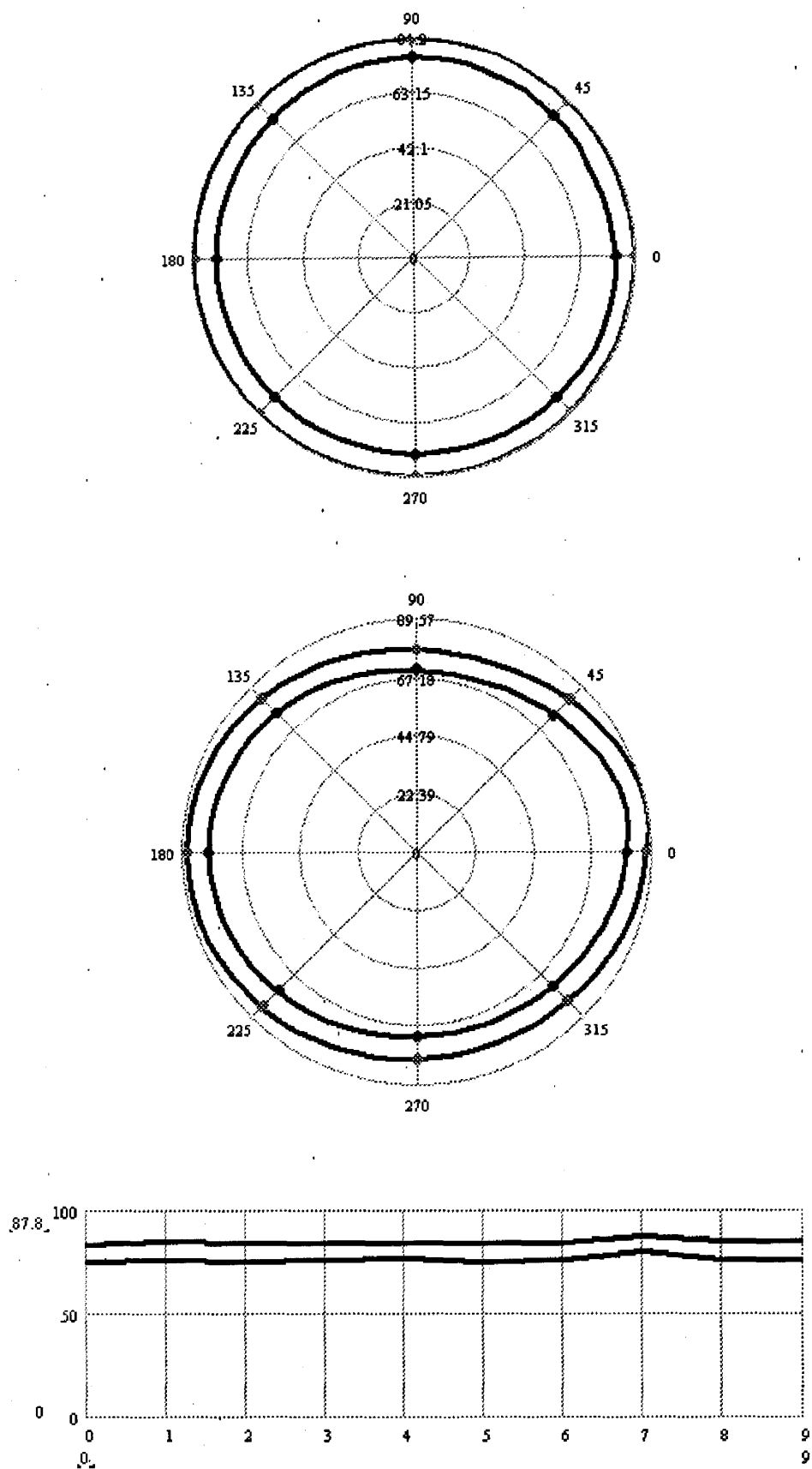


Рис. 4.9. Приклад побудови за результатами контролю другим способом найбільш небезпечних поперечних та одного з поздовжніх перерізів труби

4.6 Аналіз загальної похибки вимірювання

Так як розроблювана апаратура контролю геометричних параметрів обсадних колон в свердловині є вимірюваним засобом, то вона повинна мати відповідне метрологічне забезпечення і підлягати метрологічній перевірці [182, 183]. В даному випадку метрологічній перевірці підлягає похибка вимірювання, з допомогою якої кількісно оцінюється якість вимірювання. Трудність метрологічного забезпечення зумовлена впливом об'єкта контролю та його оточуючого середовища на ефективність використання вибраного методу контролю. Особливе місце у вирішенні проблеми метрологічного забезпечення неруйнівного контролю взагалі займають стандартні зразки, призначені для градування апаратури контролю та встановлення її метрологічних характеристик.

В загальному випадку вірогідність та єдність результатів контролю гарантується єдиною науковою основою – метрологічним забезпеченням контролю; науково-технічною документацією, яка регламентує застосування відповідних засобів; апаратурою з нормативними метрологічними характеристиками; атестацією методик вимірювання. Але велика різновидність апаратури та видів неруйнівного контролю унеможливорює регламентацію конкретних комплексів або окремих нормативних характеристик. Для кожної групи засобів контролю встановлюють свій комплекс метрологічних параметрів, який дозволяє оцінювати похибку вимірювань у реальних умовах експлуатації з необхідною вірогідністю і забезпечує збіжність і відновлення результатів контролю.

Первинними засобами повірки повинні бути контрольні атестовані свердловини, на яких повинні атестуватися засоби контролю. Вторинними засобами можуть бути атестовані відрізки сталевих обсадних труб. Основною вимогою при атестації акустичних засобів контролю в свердловинах є вірогідність відтворення амплітуд та часу приходу до приймача пружних коливань в діапазоні швидкостей від 7500 до 1500 м/с і коефіцієнтів затухання в діапазоні 20-50 дБ/м від максимальної амплітуди [184-186]. Крім цього, метрологічні засоби повинні враховувати вплив

температури і тиску, рівня шумів, відхилень в центруванні приладу. При дії цих всіх параметрів потрібно оцінити числові значення вимірюваних параметрів. Результатом оцінки є висновок про придатність засобу для проведення досліджень.

Причинами похибок, як і в будь-якому іншому випадку, є: зовнішні впливи, зміна характеристик конструктивних елементів, вплив неінформативних параметрів. Основними джерелами похибок при проведенні вимірювання у свердловині є вплив свердловинних умов, неоднорідність акустичних властивостей контактної рідини, недостатня якість центрувальних пристроїв, grubість та непаралельність поверхонь об'єкта контролю. Вірогідність та єдність вимірів акустичною апаратурою у свердловині регламентується вимогами відомчих повірочних схем [187]. Для нашого випадку потрібно використовувати повірочну схему вимірювання інтервалу часу.

Загально похибка вимірювання складається з похибок засобу та методики. Інформативним параметром при контролі геометричних розмірів акустичним луна-імпульсним методом є час – вимірюються часові інтервали t приходу сигналів, які за допомогою швидкості коливань в середовищі (яка в свою чергу вимірюється теж на базі вимірюного часового інтервалу на базовій віддалі) переводяться у відповідні геометричні параметри.

Аналіз похибки вимірювання всіх геометричних параметрів проводився за однією методикою, оскільки вимірювання товщини та інших геометричних параметрів є аналогічним. При відомій швидкості розповсюдження акустичних хвиль c в середовищі в прямому і зворотному напрямках, визначається шукана відстань h згідно з формулою:

$$h = \frac{c \cdot t}{2}. \quad (4.1)$$

Згідно з [119], відносна похибка буде дорівнювати:

$$\Delta h/h = \Delta c/c + \Delta t/t. \quad (4.2)$$

Настроювання на швидкість ультразвуку виконується або на зразку, або на відлянці об'єкта контролю з відомою товщиною таким же чином, як і вимірюється сама товщина, тому похибки вимірювання швидкості і часу приблизно будуть співпадати. В результаті отримуємо:

$$\Delta h/h = 2\Delta t/t. \quad (4.3)$$

Похибка Δt вимірювання часу складається із похибок Δt_n , які обумовлені рядом факторів (похибка вимірювального пристрою, нелінійність часової розгортки, зміна швидкості передніх фронтів та рівня луна-імпульсів, дискретизація та інші), тому:

$$\Delta t = \sum_n \Delta t_n. \quad (4.4)$$

Точність такого роду вимірювання, як відомо [124, 188], визначається методичною, систематичною, інструментальною та випадковою похибками [189, 190]. Проаналізуємо згадані види похибок. Методика аналізу акустичного тракту за очікуваними похибками вимірювання базувалася на рекомендаціях [191-193]. Елементи вимірювального процесу зображені на узагальненій схемі вимірювання (рис. 4.10).

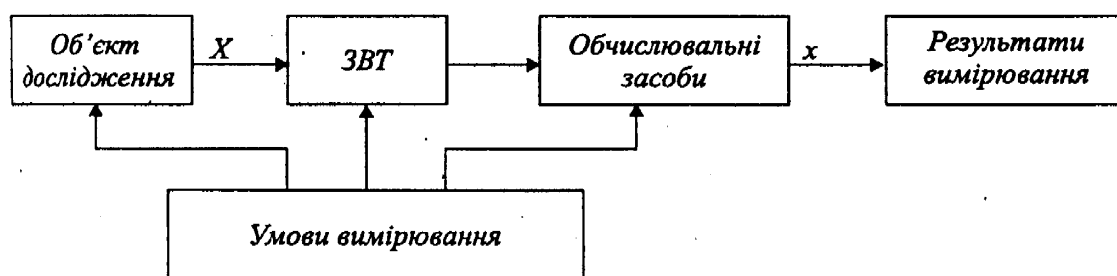


Рис. 4.10. Елементи вимірювального процесу:

X – істинне значення вимірювальної величини;

x – результат вимірювання.

Методична похибка є наслідком неточності використовуваного методу вимірювання та методу первинного перетворення вимірювальної інформації. Вона зумовлена похибкою від взаємодії засобу вимірювання та об'єкта. Амплітуда ультразвукових коливань залежить від якості акустичного контакту, шорсткості та кривизни поверхні контролю і поверхні, з якої вводяться ультразвукові коливання, контролюваного матеріалу, стану контактної середовища, частоти УЗК та схеми контролю. Шорстка поверхня виробу вносить в результат вимірювання товщини стінки певну, інколи значну похибку [194, 195]. Із збільшенням шорсткості виробу або його непаралельності саме поняття “товщина стінки” втрачає свою визначеність, так як в зоні вимірювання у об'єкта нема єдиного розміру (товщини). Шорсткість поверхонь при іммерсійному варіанті контролю та інші зовнішні фактори викликають флуктуацію амплітуд реєстрованих луна-сигналів при скануванні, що може призвести до втрати півхвилі. Для оцінки чутливості при цьому важливо встановити зв'язок величини флуктуації амплітуд з характеристиками нерівності поверхні та параметрами акустичного тракту засобу контролю. Через розсіювання ультразвуку на нерівностях поверхні вводу при деяких положеннях перетворювача амплітуда луна-сигналу може бути нижче порогового значення. Крім цього, методична похибка виникає внаслідок того, що крутизна передніх фронтів луна-імпульсів, між якими вимірюється часовий інтервал t , змінна та кінцева. Кінцевість фронту визначається в першу чергу резонансною частотою п'єзоперетворювача (ПЕП) при імпульсному ударному збудженні випромінюючої п'єзопластини і формою прийнятих луна-імпульсів приймальною п'єзопластиною. Підвищення резонансної частоти ультразвукових коливань, які випромінюються ПЕП, зменшує тривалість переднього фронту, але і зменшує амплітуду прийнятих луна-імпульсів, що значно ускладнює умови проведення контролю і його надійність. Особливо знижується надійність контролю для сталевих обсадних труб, які знаходяться в експлуатації, зовнішня і, особливо, внутрішня поверхні яких грубо оброблені та кородовані, а степінь затухання високочастотних коливань в матеріалі цих труб частотою вище 2,5 МГц значно зростає. Крім того, амплітуди імпульсів 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 гашення луна-імпульсів, різної чутливості ПЕП для різних товщин і т.д. Зміна амплітуди може привести до втрати одного півперіоду при незмінному рівні працювання схеми вимірювання [119, 125]. Степінь впливу перерахованих особливостей не піддається чіткому розрахунку і потребує проведення ряду експериментальних досліджень на натурних зразках обсадних труб.

Другий вид похибки – систематична похибка луна-імпульсного методу вимірювання розмірів. Ця похибка може бути сталою або регулярно змінною. Дослідженнями можна вивчити закономірності її зміни. Шляхом введення поправок на систематичну похибку, викликану відомими факторами впливу, можна зменшити її вплив. Повністю її зменшити неможливо, тому що вплив всіх факторів врахувати важко. При імерсійному варіанті створення акустичного контакту систематична похибка частково визначається шириною ультразвукового пучка ПЕП та величиною зміни геометричного параметру виробу в межах цього пучка. 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 поверхні труб. Збільшення ширини ультразвукового пучка ПЕП більше 5 мм призводить до значного збільшення розмірів перетворювача без помітного підвищення чутливості, а зменшення ширини променя знижує надійність контролю із-за виходу луна-імпульсів, відбитих від поверхонь корозійних виразок, в сторону від акустичної осі приймальної пластини п'єзоперетворювача. Середній розмір корозійних виразок, як правило, не перевищує 2 – 3 мм по діаметру, тому ширина ультразвукового пучка ПЕП близько 5 мм є цілком придатною. Така ширина забезпечується круглими п'єзопластинами радіусом 5 – 10 мм. Іншою причиною, яка викликає систематичну похибку вимірювання, є зміна умов проведення контролю, наприклад, температури. Вона приводить до зміни швидкості розповсюдження акустичних коливань у вимірювальному середовищі, що може суттєво вплинути на результат [148]. В такому випадку найефективнішим способом зменшення похибки є конструктивні та технологічні заходи: введення поправок при обробці результатів, або вимірювання

швидкості поширення ультразвуку в процесі контролю.

Інструментальна похибка зумовлена недосконалістю засобів вимірювальної техніки та залежністю їх властивостей від впливу зовнішніх умов. Вона визначається якістю підсилювального та вимірювального трактів засобу вимірювання, і в першу чергу смугою пропускання підсилювача; лінійністю та стабільністю блоку вимірювання часових інтервалів; класом точності індикатора; кількістю розрядів цифрового індикатора; якістю кодування, передачі та відтворення дискретної інформації 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 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. Причинами інструментальної похибки також є неточність виготовлення п'єзоперетворювача та відбивача, що впливає на інформаційний параметр, а також порушення центрування акустичного блоку відносно колони при визначенні внутрішніх розмірів поперечного перерізу труби. При визначенні інструментальної похибки необхідно також враховувати такі фактори як старіння п'єзокераміки, послаблення вхідного сигналу.

Випадкова похибка змінюється в часі нерегулярно, а її значення можна лише прогнозувати з певною ймовірністю. Випадкова похибка може виникати внаслідок суб'єктивної оцінки результатів вимірювання оператором і залежить від його індивідуальних якостей та навичок роботи, а також внаслідок погіршення якості або пропадання акустичного контакту, що призводить до зменшення амплітуди сигналів та збільшення рівня завад. Вказана похибка невідома наперед і тому не може бути оціненою, але вона може бути усунена або зведена до мінімуму шляхом багатократного проведення вимірювань [196-199]. Вплив випадкової похибки можливо оцінити тільки в процесі випробувань засобу вимірювання.

В процесі вимірювань геометричних параметрів обсадних колон присутні всі наведені вище похибки, числові значення яких є різними. Врахувати всі зміни та

повністю виключити їх неможливо. Вплив систематичної похибки при вимірюванні товщини стінки зменшується шляхом введення корегування числового значення швидкості поширення ультразвуку в матеріалі обсадних труб, яка змінюється під впливом температурного фактору. Вплив систематичної похибки при вимірюванні геометричних параметрів внутрішньої поверхні колони зменшується шляхом введення додаткового вимірювального каналу для визначення поточного значення швидкості ультразвуку в контактному середовищі в момент вимірювання, яка змінюється під впливом експлуатаційних факторів. Результат нехтування впливом цієї складової систематичної похибки при проведенні вимірювань в умовах твердловини продемонстровано в таблицях 4.3 та 4.4 та рис. 4.11 (також див. додаток В) шляхом математичного моделювання, де показано вплив зміни акустичних властивостей середовищ під дією експлуатаційних факторів на результат вимірювання.

Таблиця 4.3

Вплив нехтування температурної залежності швидкості УЗК
на результат вимірювання товщини стінки труб
(реальне значення товщини $h_1=10$ мм)

Температура T , °C	5	20	40	55	75	90	100	115	130	150
Швидкість ультразвуку c , м/с	5915	5900	5880	5865	5845	5830	5820	5805	5790	5770
Вимірний часовий інтервал t , мкс	3,381	3,39	3,401	3,41	3,422	3,431	3,436	3,445	3,454	3,466
Виміряна товщина h_2 , мм	9,975	10,0	10,034	10,06	10,094	10,12	10,137	10,164	10,19	10,225
Відносна похибка Δ_h , %	-0,254	0	0,34	0,597	0,941	1,201	1,375	1,637	1,9	2,253

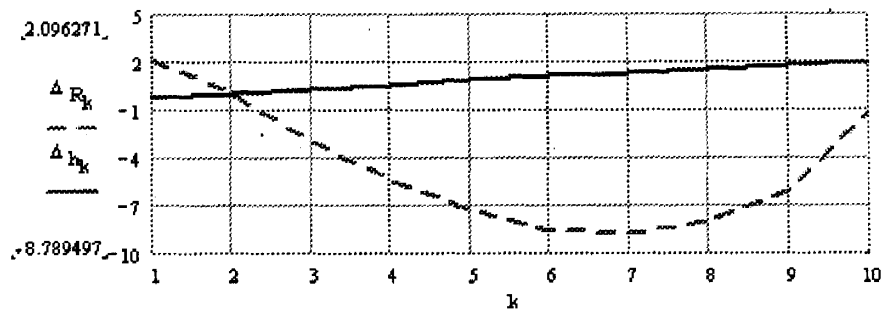


Рис. 4.11. Систематичні відносні похибки вимірювання при нехтуванні зміною швидкості під впливом експлуатаційних факторів:

k – відповідна комбінація тиску та температури згідно з таблицями 4.3 та 4.4.

Таблиця 4.4

Вплив нехтування залежності швидкості УЗК в контактній рідині від тиску та температури на результат вимірювання геометричних параметрів внутрішньої поверхні труб (радіусу) (реальне значення внутрішнього радіусу $R1=74$ мм)

Температура T , °C	5	20	40	55	75	90	100	115	130	150
Тиск P , МПа	0,1	1	10	25	40	60	70	80	90	100
Швидкість ультразвуку c , м/с	1470	1501	1547	1586	1618	1642	1646	1631	1599	1521
Вимірний часовий інтервал t , мкс	100,764	98,607	95,697	93,314	91,499	90,141	89,94	90,76	92,578	97,324
Вимірний радіус $R2$, мм	75,551	74	71,816	70,028	68,666	67,647	67,496	68,111	69,475	73,037
Відносна похибка Δ_R , %	2,096	0	-2,951	-5,367	-7,209	-8,585	-8,789	-7,958	-6,115	-1,302

Вплив методичної похибки зменшується шляхом використання в схемах приймального акустичного тракту автоматичного часового регулювання чутливості, що дозволить зменшити вплив зміни рівнів луна-імпульсів.

Експериментальна оцінка точності вимірювання геометричних параметрів обсадних колон (товщини стінки, радіуса і т.д.) акустичним луна-імпульсним методом з допомогою розроблених способів контролю та апаратури проводилася з використанням зразків обсадних труб із нанесеними штучними дефектами певних розмірів типу зношення внутрішньої та зовнішньої поверхонь, та зміни форми поперечного перерізу (див. рис. 3.5 та 3.6). Фотографії зразків обсадних труб, на яких проводилися вимірювання, див. рис. 3.1. Попередньо геометричні параметри труби вимірювалися штангенциркулем та серійним контактним ультразвуковим товщиноміром ТУЗ-1. Обчислені на основі таких замірів значення порівнювались з вимірними значеннями за допомогою розроблених засобів вимірювання. Абсолютна похибка визначення товщини стінки труби при цьому не перевищувала $\pm 0,2$ мм, а внутрішнього радіусу (при умові співвісності акустичного блоку та контрольованої труби) $\pm 0,55$ мм.

При постійній температурі об'єкта контролю вимірювання товщини стінки проводилися після попередньої настройки апаратури на еталонній товщині, тобто визначалася швидкість поширення ультразвуку в матеріалі труби, і вважалось, що вона є константою. При зміні температури об'єкта контролю, проводилося корегування швидкості відповідно до встановленої температурної залежності швидкості. При визначенні зношення внутрішньої поверхні труби швидкість поширення ультразвуку в контактній рідині вимірювалася в процесі контролю шляхом вимірювання часового інтервалу на базовій віддалі.

Вірогідність контролю підтверджується стійкою відповідністю отриманих результатів контролю реальним значенням оцінюваних величин. Але вірогідність та надійність контрольних даних залежить не тільки від метрологічних характеристик апаратури, але і від розробленої методики вимірювання, яка встановлює вимоги до об'єкта контролю, меж факторів впливу, рівня дефектності та

співвідношення зі штучними дефектами. Відповідність метрологічних характеристик визначалася згідно з ДСТУ 2708 [200].

Крім експериментальної оцінки похибки, було проведено її аналітичний розрахунок. На основі викладеного вище та виразів (4.2)–(4.4) можна вивести вираз для загальної похибки вимірювання віддалі луна-імпульсним методом.

Згідно з (4.4) вираховуємо похибку вимірювання інтервалу часу:

1) *Похибка вимірювального пристрою.* При фіксуванні часу, приходу луна-сигналу, відлік береться з дискретністю 0,015 мкс, що визначається частотою кварцового генератора 66,667 МГц. При вимірюванні товщини стінки h сталевих труби така похибка визначення часових інтервалів дозволяє вимірювати товщину з середньою точністю $\pm 0,044$ мм (при швидкості ультразвуку в сталі 6000 м/с), а при вимірюванні внутрішніх розмірів L труби через шар води – з середньою точністю $\pm 0,011$ мм (при швидкості ультразвуку у воді 1500 м/с). Отже:

$$\delta_{h1} = \Delta h_1 / h = 2 \Delta t_1 / t = (0,088 / h) \cdot 100\%;$$

$$\delta_{L1} = \Delta L_1 / L = 2 \Delta t_1 / t = (0,0225 / L) \cdot 100\%.$$

2) *Похибка, пов'язана з кінцевою тривалістю ультразвукового імпульсу, що пропорційна періоду коливань T .* Вимірювання ведуться по першому періоду коливань, максимальна амплітуда імпульсу підтримується постійною, а вимірювання ведуться на постійному рівні.

На частоті 5 МГц отримуємо [119] $\Delta h_2 = 0,1 \cdot c \cdot T = 2 \cdot 10^{-8} \cdot c$:

$$\delta_{h2} = \Delta h_2 / h = 2 \Delta t_2 / t = (0,11 / h) \cdot 100\%;$$

$$\delta_{L2} = \Delta L_2 / L = 2 \Delta t_2 / t = (0,03 / L) \cdot 100\%.$$

3) *Похибка, пов'язана зі температурною залежністю швидкості (δ_{h2} та δ_{L3}), виключається шляхом корегування результатів вимірювання товщини стінки та вимірювання поточного значення швидкості в контактному середовищі.*

4) *Похибка центрування акустичного блоку [170, 171], що впливає на похибку вимірювання геометричних параметрів внутрішньої поверхні:*

$$\delta_{LA} = \Delta L_A / L = (0,5/L) \cdot 100\%.$$

На базі викладеного загальна похибка вимірювання буде дорівнювати (не враховуються так звані промахи при вимірюванні в результаті нестабільності акустичного контакту, неточності центрування акустичного блоку при вимірюванні внутрішніх розмірів та появи у воді механічних частинок, що можуть привести до появи хибних луна-імпульсів, так як це приведе до значної похибки вимірювання):

$$\delta_h = (0,198/h) \cdot 100\%; \quad (4.5)$$

$$\delta_L = (0,5525/L) \cdot 100\%. \quad (4.6)$$

З формул (4.5) та (4.6) видно, що похибка збільшується із зменшенням вимірюваних геометричних розмірів об'єкта контролю. Це є характерною особливістю вимірювання відстаней луна-імпульсним методом.

Для діапазонів товщини стінки труб експлуатаційної колони 2–15 мм, та внутрішнього радіусу 55–95 мм значення відносних похибок будуть такими:

$$\delta_h = 1,3-10 \%; \quad \delta_L = 0,65-1,22 \%.$$

Результати проведеного аналітичного аналізу похибок наведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5

Результати аналітичного аналізу загальної похибки вимірювання

Похибка	Вимірювання товщини	Вимірювання внутрішніх розмірів
Похибка вимірювальної частини $\Delta t_1/t$	$(0,088/h) \cdot 100\%$	$(0,0225/L) \cdot 100\%$
Похибка, пов'язана з кінцевою тривалістю імпульсу $\Delta t_2/t$	$(0,11/h) \cdot 100\%$	$(0,03/L) \cdot 100\%$
Похибка центрування акустичного блоку	-	$(0,5/L) \cdot 100\%$
Загальна відносна похибка	$(0,198/h) \cdot 100\%$ $\approx (0,2/h) \cdot 100\%$	$(0,5525/L) \cdot 100\%$ $\approx (0,55/L) \cdot 100\%$
Загальна абсолютна похибка	$\pm 0,2$ мм	$\pm 0,55$ мм
Загальна відносна похибка, в межах діапазону вимірювання, %	1,3–10	0,6–1
Діапазон вимірювання, мм	2–15	55–95

4.7 Висновки з розділу 4

1. Розроблено, виготовлено та досліджено акустичні блоки, які дозволяють реалізовувати обидва способи контролю геометричних параметрів.

2. Вибрано конструкцію внутрішньотрубного механізму сканування і створення акустичного контакту та центрування засобу контролю в обсадній колоні, яка дозволяє забезпечити надійний акустичний контакт з поверхнею об'єкта контролю та керувати центральними механізмами з наземного пульта.

3. Розроблено канал зв'язку глибинної системи з наземним пультом, який базується на цифруванні та кодуванні первинної вимірювальної інформації та забезпечує надійну і якісну її передачу в умовах свердловини через геофізичний кабель.

4. Розроблено програмне забезпечення, яке дозволяє проводити реєстрацію, обробку, документування та візуалізацію результатів контролю, полегшує процедуру їх інтерпретації.

5. Розроблено, виготовлено та проведено дослідну перевірку експериментального зразка інформаційно-вимірювального комплексу для контролю геометричних параметрів труб обсадної колони, сформовані основні вимоги до підготовки обсадної колони для акустичного контролю розробленими засобами та до технології його проведення, які дозволяють провести контроль з максимальною вірогідністю та надійністю.

6. Експериментально та аналітично визначено загальні похибки вимірювання товщини стінки ($\pm 0,2$ мм) та внутрішніх розмірів колони ($\pm 0,55$ мм). Показано, що врахування зміни швидкості поширення УЗК під впливом експлуатаційних факторів (температура до $+150$ °С, та гідростатичний тиск до 100 МПа) дозволяє при максимальному впливі цих умов зменшити додаткову систематичну похибку вимірювання товщини на 2,25 % а внутрішніх розмірів на 8,8 %.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У дисертації наведено теоретичне узагальнення і нове вирішення наукової задачі контролю технічного стану обсадних колон в свердловині, що виявляється у вимірюванні геометричних параметрів труб акустичним луна-імпульсним методом. Розроблено математичну модель, методологію, способи, технічні засоби, впровадження яких сприятиме попередженню відмов обсадних колон та виникнення аварійних ситуацій.

1. В результаті аналізу конструктивних особливостей обсадних колон, умов їх експлуатації, основних причин та видів відмов встановлено, що основними дефектами і пошкодженнями є: втрата герметичності тіла колони та різьбових з'єднань, зминання труб, механічне і корозійне зношення, розрив труб та обрив по шлу або різьбових з'єднаннях. Порівняльний аналіз методів та засобів неруйнівного контролю обсадних колон в свердловині показав, що існуючі засоби є недостатньо інформативними, мають обмеження щодо застосування і не дозволяють передбачити аварію чи порушення герметичності та дати реальну оцінку фактичного технічного стану колони. Аналіз параметрів, які визначають технічний стан та працездатність обсадних колон, дозволив в якості найбільш інформативних вибрати геометричні параметри поперечного перерізу труб (залишкову товщину стінки, фактичне зношення зовнішньої та внутрішньої поверхонь, форму поперечного перерізу), тому що саме вони найбільш повно характеризують зношення колони та величини допустимих навантажень. Доведено необхідність розробки методу, способів та технічних засобів для їх контролю.

2. Встановлено, що для реалізації поставлених задач найефективнішим є акустичний луна-імпульсний метод. Розроблено методологію його застосування в експлуатаційних умовах свердловини, яка базується на врахуванні температурної залежності швидкості поширення ультразвуку в матеріалі обсадних труб та контактному середовищі, врахуванні впливу експлуатаційних факторів на затухання ультразвуку та якість передачі на поверхню вимірювальної інформації, що дозволить

підвищити точність та вірогідність результатів контролю, шляхом: корегування результатів вимірювання товщини стінки, вимірювання швидкості ультразвуку в контактній рідині в процесі контролю, автоматичного регулювання чутливості акустичного тракту, використання спеціалізованих первинних перетворювачів та цифрування і кодування первинних даних вимірювання в глибинній частині засобу контролю.

3. Розроблено нові способи контролю акустичним луна-імпульсним методом геометричних параметрів трубних колон зсередини, які базуються на ідеї відхилення ультразвукових коливань від поздовжньої осі труби по радіусах до її стінки з допомогою конусоподібних відбивачів, що дає змогу проводити контроль одним ультразвуковим перетворювачем та безобертовою системою сканування, підвищує надійність роботи та спрощує конструкцію засобу контролю. На дані способи отримано патенти України на винахід.

4. Розроблено математичну модель контролю при реалізації запропонованих способів в експлуатаційних умовах свердловини, яка дозволяє імітувати роботу акустичного тракту системи контролю, розраховувати акустичне поле для акустичних блоків з різними геометричними та акустичними характеристиками; підібрати параметри контролю, матеріали конструктивних елементів, а також оцінити вплив на результат контролю температури, тиску, геометричних параметрів об'єкта контролю та проаналізувати придатність способів для використання в різних умовах експлуатації.

5. Проведено експериментальну оцінку розроблених способів, яка дозволила уточнити параметри контролю, дослідити характер залежності між інформативними параметрами та характеристиками пошкоджень, оцінити адекватність математичної моделі, встановити особливості реалізації та інтерпретації результатів контролю. Встановлено залежність швидкості поширення поздовжньої ультразвукової хвилі в матеріалі сталевих обсадних труб від температури, в результаті чого було визначено температурний коефіцієнт зміни швидкості мінус $0,93 \text{ м}/(\text{с}\cdot^\circ\text{C})$. Отримана залежність $c(T) = 5984 - 0,93 \cdot T$ використовується для корегування результатів вимірювання

товщини стінки труб обсадної колони, що дозволяє зменшити систематичну похибку вимірювання (на 2,25 % при температурі +150 °С). Досліджено вплив експлуатаційних факторів на затухання поздовжніх ультразвукових хвиль у воді та сталі, результати чого використані при розробці системи автоматичного часового регулювання чутливості акустичного тракту.

6. Розроблено підходи до проектування та виготовлено спеціалізовані п'єзоелектричні перетворювачі, які можна використовувати для тривалої роботи в мерсійному варіанті контролю в умовах свердловини. Розроблено, виготовлено та проведено дослідні випробування в промислових умовах експериментального зразка інформаційно-вимірювального комплексу для контролю геометричних параметрів труб обсадної колони, за результатами якого можна оцінити її фактичний технічний стан.

Результати роботи можна практично застосувати для контролю й інших об'єктів: обидва розроблені способи можна використати для контролю будь-яких трубних виробів, коли виникає необхідність проведення контролю з їх внутрішньої поверхні (магістральних трубопроводів, бойлерних труб, теплообмінників та систем водопостачання); а окремі підходи розробленої методології реалізації луна-імпульсного методу – у випадках, коли акустичний контроль потрібно проводити при підвищених температурах та тисках (труб та листів в процесі виготовлення, елементів реакторів і т.д.).

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. Будников В.Ф., Булатов А. И., Петерсон А. Я., Шаманов С. А. Контроль и пути улучшения технического состояния скважин. – М.: Недра, 2001. – 305 с.
4. Климов В. В. Совершенствование и разработка методов контроля технического состояния обсадных колонн при строительстве скважин: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата техн. наук: 05.15.10 / АО открытого типа НПО "Бурение". — Краснодар, 1995. – 28 с.
5. Шлеин А.Т. Разработка и исследование технических средств диагностики электромагнитными методами дефектов и механических напряжений обсадных колонн: Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. техн. наук в форме науч. докл.: 04.00.12. – Краснодар, 2000. – 47 с.
6. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. - 2-е изд. – М.: Недра, 1988.
7. 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. – №8. – С. 16 – 18.
8. Мамедов А.А. Предотвращение нарушений обсадных колонн. – М.: Недра, 1990.- 240 с.
9. Рекин С.А. Износ и коррозия бурильных и обсадных колонн при строительстве и эксплуатации скважин. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2001. – 44 с.
10. 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, 2002. – С. 27 – 30.

11. Зубарев А.П., Акентьев А.К., Одеров В.В., Венско С.А., Дахнов М.Г., Сидоров В.А. Информативность методов диагностики технического состояния скважин ПХГ // НТВ Каротажник. – Изд. АИС. – 2000. – Вып. 74. - С. 125 – 127.

12. Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Деркач М.П. Підземне зберігання газу. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. – 215 с.

13. Каримов М.Ф. Эксплуатация подземных хранилищ газа. – М.: Недра, 1981. – 148 с.

14. Семенов О.Г., Солдаткин Г.И. Опыт обнаружения и ликвидации межпластовых перетоков газа при создании и эксплуатации газохранилищ в родоносных пластах // Научно-технический обзор, серия: Транспорт и хранение газа, ВНИИЭГАЗПРОМ. – М.: 1974. – 33 с.

15. СТП 320.30019801.070-2003. Підземні сховища газу. Вимоги фонтанної безпеки.

16. СТП 320.30019801.0734-2001. Підземні сховища газу. Методика обстеження технічного стану свердловин з метою визначення терміну експлуатації та умов, при яких надається дозвіл на подальшу експлуатацію. – 33 с.

17. Измайлов Л.Б. Методы повышения долговечности обсадных колонн. – М.: Недра, 1984. – 181 с.

18. Moyer M.C., Dale B. A. Methods for Evaluating the Quality of Oilfield Tubular Inspections/ Journal of Petroleum Technology, January, 1986, p.88-96.

19. 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.

20. Козориз А.В. Розробка установки автоматизованого контролю якості обсадних труб: Дисертація на здобуття наукового ступеня канд. техн. наук.: 05.11.13 ІФНТУНГ, НВФ "Зонд". – Івано-Франківськ, 2003. – 140 с.

21. Будников В. Ф., Макаренко П. П., Юрьев В. А. Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах. – М.: Недра, 1997. – 225 с.
22. Юсупов И.Г., Загиров М.М., Тостов В.П., Кульков А.Н. Технология ремонта прокорродировавших обсадных колонн // Коррозия и защита. – 1976. – №4. – С.19–22.
23. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: В 6 т. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – Т.4. – 335 с.
24. Карпаш О.М., Векерик В.В., Криничний П.Я. Аналіз технічного стану обсадних колон і оцінка можливості контролю їх геометричних характеристик акустичним методом // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2004. – №1. – С.13–19.
25. Пат. України, МКИ G01B17/02. Спосіб акустичного контролю геометричних характеристик внутрішньої поверхні труб / Карпаш О.М., Векерик В.В.; НВФ „Зонд”, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – №2003098122; Заявл. 01.09.2003; Опубл. 06.2004, Бюл. №6. – 5 с.
26. Пат. UA 61587 А України, МКИ 7 G04N29/04. Спосіб акустичного контролю геометричних характеристик труб / Карпаш О.М., Криничний П.Я., Векерик В.В.; НВФ „Зонд”, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № 2003032058; Заявл. 07.03.2003; Опубл. 17.11.2003, Бюл. №11. – 4 с.
27. Векерик В.В. Математичне моделювання роботи акустичного тракту при контролі геометричних параметрів труб в умовах свердловини // Методи та прилади контролю якості. – 2003. – №11. – С. 32 – 38.
28. Векерик В.В., Криничний П.Я., Карпаш О.М. 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.
29. Криничний П.Я., Зінчак Я.М., Векерик В.В., Карпаш О.М., Райтер П.М.

Свердловинний ультразвуковий товщиномір // Нафта і газ України. Збірник наукових праць: Матеріали 7-ї міжнародної науково-практичної конференції „Нафта і газ України-2002” (Київ, 31 жовтня-1 листопада 2002 р.) в 2 т. – К.: Нора-прінт, 2002. – Т. – С. 349–351.

30. Криничний П.Я., Зінчак Я.М., Карпаш О.М., Райтер П.М., Векерик В.В. Розробка технічних засобів та технологій неруйнівного контролю обсадних колон в свердловині // Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики промислового обладнання. Матеріали 3-ї науково-технічної конференції і виставки. – Івано-Франківськ. – 3-6 грудня 2002. – С. 70–72.

31. Karpash O., Tsyutsyak I., Vekerik V., Danylyak Y. Nondestructive testing of drilling, oil and gas equipment and instrument // Conferinta stiintifica cu participare internationala. – Baia Mare. – 8-9 Mai 2003. – 169-172.

32. ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 69 с.

33. Сароян А.Е., Щербюк Н.А., Якубовский Н.В. Трубы нефтяного сортамента – М.: Недра, 1987. – 482 с.

34. Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing API recommended practice 5C1 (RP 5C1), fifteenth edition, may 31, 1987. – 26 с.

35. Элияшевский И. В. Технология добычи нефти и газа. Учебник для техникумов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 303 с.

36. Деформация обсадных колонн эксплуатационных скважин месторождений северного Кавказа // Обзорная информация, серия Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – Выпуск 3. – С. 3–11.

37. Загиров М.М., Бернштейн Д.А., Юсупов И.Г., Семенова Т.М. Промысловые исследования технического состояния обсадных колонн в скважинах // Нефтяное хозяйство. – 1972. – №6. – С.52–55.

38. Салатинян И.З., Байголов Б.З., Озивский Е.В., Чернов В.И. Анализ нарушения обсадных колонн на месторождениях Ставропольского НГДУ // Коррозия и защита. – 1974. – №11. – С.5–8.

39. Максимов В.Б., Кесельман Г.С. Влияние капитальных ремонтов скважин из-за коррозии обсадных колонн на коэффициент эксплуатации // Коррозия и защита. – 1974. – №7. – С.24–27.
40. Шумилов А.В. Дефектоскопия скважин и контроль щелевой гидроразрывной перфорации методами ГИС// НТВ Каротажник. – Изд. АИС. – 2001. – Вып. 79. – С.59–66.
41. Сухенко Н.И., Нежелский А.А., Шумаков В.П. Технология обнаружения мест негерметичности с малыми утечками в обсадных колоннах и насосно-компрессорных трубах. Экспресс-информация, серия Бурение, отечественный опыт. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986, выпуск 10. – С.14–17.
42. Поздеев Ж.А., Куц Ю.А., Игнатов А. Ю., Кокшаров В.З. Возможные причины повреждения обсадных колонн // НТВ "Каротажник". Тверь; ГЕРС. 1998. Вып. 48. С. 56–63.
43. Антипов В. И. Деформация обсадных колонн под действием неравномерного давления. – М.: Недра, 1992. – 231 с.
44. Организация контроля за состоянием скважин в процессе разработки нефтяных месторождений западной Сибири. Техническое состояние обсадной колонны и скважинного оборудования // Обзорная информация, серия Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – Выпуск 23 – С.2–11.
45. Махов А.А. Разработка аппаратуры для детального исследования скважин с использованием высокочастотных акустических сканирующих систем // НТВ "Каротажник". Тверь: ГЕРС. 1998. Вып. 49.– С. 65–70.
46. Журба В.Н., Кострюков И.А., Попов И.Ф. и др. Решение инженерных задач в обсаженных скважинах по данным акустического каротажа // НТВ "Каротажник". Тверь: ГЕРС. 1998. Вып. 48. – С. 41–55.
47. Белоконь Д.В., Козяр В.Ф. Состояние и ближайшие задачи отечественного акустического каротажа // НТВ "Каротажник". Тверь: ГЕРС. 1998. Вып.44.– С. 83–92.
48. Лаптев В.В., Коровин В.М., Иванов В.Я. Комплексная аппаратура "ВАР-ТА"

для оценки качества цементирования скважин и технического состояния обсадных колонн // НТВ "Каротажник". Тверь: ГЕРС. 1998. Вып. 42. – С. 32–40.

49. Способ оптического исследования скважин: А.с. 192712 СССР, МКИ G 01V 09/00, E 21B 47/00 / А.К. Овчинников, В.К. Алимочкин, Н.С. Волосов и другие. – №891038/26-25; Заявлено 30.03.64; Оpubл. 02.03.67, Бюл. №6.– 4 с.

50. Устройство для визуального исследования скважин: А.с. 309122 СССР, МКИ E 21B 47/00 / И.Ф. Липницкий, К.М. Обморышев. – №1335400/26-25; Заявлено 02.06.69; Оpubл. 09.07.71, Бюл. №22.– 6 с.

51. Устройство для исследования обсадных колонн в скважине: А.с. 519532 СССР, МКИ G 01V 3/12, E 21B 47/00 / Л.П. Попов, А.Т. Шлеин. – №2063019/03; Заявлено 01.10.74; Оpubл. 30.06.76, Бюл. №24.– 3 с.

52. Устройство для исследования обсадных колонн в скважине: А.с. 696149 СССР, МКИ G 01V 3/12, E 21B 47/00 / Л.П. Попов, А.Т. Шлеин, В.П. Терещенко, А.Т. Колесниченко. – 1979.– №2605128/22-03; Заявлено 12.04.78; Оpubл. 05.11.79, Бюл. №41.– 3 с.

53. Способ определения локальных деформационных воздействий на колонну обсадных труб: А.с. 712493 СССР, МКИ E 21B 47/00 / Д.А. Бернштейн, И.М. Варский, В.Н. Макаров и другие. – №2644591/22-03; Заявлено 13.07.78; Оpubл. 30.01.80, Бюл. №4.– 3 с.

54. Скважинный прибор для исследования технического состояния обсадных колонн: А.с. 866146 СССР, МКИ E 21B 47/00 / И.Г. Едигарова, Б.Л. Илне, Г.Е. Перельман, А.И. Талаян. – №2792674/22-03; Заявлено 06.07.79; Оpubл. 23.09.81, Бюл. №35. – 5 с.

55. Устройство для исследования обсадных колонн в скважине: А.с. 870683 СССР, МКИ E 21B 47/00 / В.А. Бойчевский. – №2862441/22-03; Заявлено 07.12.79; Оpubл. 07.10.79, Бюл. №37.– 4 с.

56. Устройство для контроля преимущественно обсадных колонн в скважине: А.с. 871557 СССР, МКИ G 01N 27/82, E 21B 47/00 / В.В. Климов, А.А. Абрамов, Л.Б. Измайлов. – №2919560/03; Заявлено 30.04.80; Оpubл. 23.03.92, Бюл. №11.– 3 с.

57. Способ определения дефектов обсадных труб: А.с. 924356 СССР, МКИ Е 21В 47/00 / Д.А. Бернштейн, И.М. Барский, В.Н. Макаров, К.З. Галиев. – №2953067/22-03; Заявлено 02.07.80; Оpubл. 30.04.82, Бюл. №16.– 3 с.

58. Устройство для исследования обсадных колонн в скважине: А.с. 947407 СССР, МКИ G 01N 27/84, Е 21В 47/00 / А.Т. Шлеин, Ю.П. Терещенко. – №2944575/22-03; Заявлено 20.06.80; Оpubл. 30.07.82, Бюл. №28.– 4 с.

59. Способ контроля коррозионного состояния обсадных колонн: А.с. 996723 СССР, МКИ Е 21В 47/00 / Г.А. Поляков, А.А. Александров, Ю.Н. Соколов, В.А. Александров.– №3265933/22-03; Заявлено 23.03.83; Оpubл. 15.02.83, Бюл. №6.– 4 с.

60. Электромагнитный профилограф трубных колонн: А.с. 1137188 СССР, МКИ Е 21В 47/00 / И.И. Андрианов, А.Е. Зерщиков, В.П. Игонин и другие. – №2983035/22-03; Заявлено 17.09.80; Оpubл. 30.01.85, Бюл. №4. – 4 с.

61. Способ исследования технического состояния скважины А.с. 1160013 СССР, МКИ Е 21В 47/00 / Р.А. Валиуллин, А.Ш. Рамазанов, А.С. Буевич и другие. – №3507233/22-03; Заявлено 03.11.82; Оpubл. 07.06.85, Бюл. №21. – 6 с.

62. Способ электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн в скважине: А.с. 1208203 СССР, МКИ Е. 21В 47/00 / А.Т. Колесниченко, А.Я. Петерсон. – №3772679/22-03; Заявлено 26.07.84; Оpubл. 30.01.86, Бюл. №4.– 2 с.

63. Способ контроля технического состояния обсадных колонн: А.с. 1232789 СССР, МКИ Е 21В 47/00 / Б.Л. Нечаев, В.А. Валяев. – №3826123/22-03; Заявлено 11.12.84; Оpubл. 23.05.86, Бюл. №19.– 3 с.

64. Скважинный магнитный локатор дефектов труб: А.с. СССР 1263824, МКИ Е 21В 47/00 / И.Г. Леонович, Е.М. Пятецкий, А.И. Хренов. – №3826128/22-03; Заявлено 18.12.84; Оpubл. 15.10.86, Бюл. №38.– 2 с.

65. Локатор муфт и дефектов обсадных колонн скважин: А.с. 1270304 СССР, МКИ Е 21В 47/00 / И.М. Барский, Д.А. Бернштейн, И.Г. Шайдуллин. – №3897791/22-03; Заявлено 20.05.85; Оpubл. 15.11.86, Бюл. №42.– 3 с.

66. Устройство для контроля технического состояния труб обсадных колонн: А.с. 1343925 СССР, МКИ Е 21В 47/00 / В.В. Климов, Л.Б. Измайлов. – №3838569/03;

Заявлено 04.01.85; Оpubл. 23.03.92, Бюл. №11.– 7 с.

67. Способ определения дефектов в колонне обсадных труб и устройство для его осуществления: А.с. 1376950 СССР, МКИ Е 21В 47/00 / Стефен Дрю Боннер. – №2919615/22-03; Заявлено 08.05.80; Оpubл. 23.02.88, Бюл. №7.– 12 с.

68. Способ определения технического состояния колонны труб в скважине А.с. 1420146 СССР, МКИ Е 21В 47/09 / С.Н. Закиров, В.И. Олексюк, В.В. Савченко и другие. – №4187027/22-03; Заявлено 19.01.87; Оpubл. 30.08.88, Бюл. №32.– 2 с.

69. Устройство для исследования технического состояния колонны труб в скважине: А.с. 1518493 СССР, МКИ Е 21В 47/00 / А.Т. Шлеин, Л.П. Попов, Ю.П. Терещенко и другие. – №4411109/24-03; Заявлено 25.02.88; Оpubл. 30.10.89, Бюл. №40.– 4 с.

70. Способ контроля технического состояния обсадных колонн: А.с. 1559131 СССР, МКИ Е 21В 47/00 / Б.Л. Нечаев, В.А. Валяев. – №4446882/23-03; Заявлено 22.06.88; Оpubл. 23.04.90, Бюл. №15.– 5 с.

71. Устройство для определения коррозионных повреждений обсадных колонн: А.с. 1717803 СССР, МКИ Е 21В 47/00 / В.В. Климов, В.В. Беспалов, Н.М. Садыкова и другие. – №4460277/03; Заявлено 14.07.88; Оpubл. 07.03.92, Бюл. №9.– 3 с.

72. Способ определения технического состояния колонны труб в скважине: А.с. 1758221 СССР, МКИ Е 21В 47/09 / В.Д. Куртов, Е.Р. Мрозек, Ю.А. Климов, В.Ф. Бременко. – №4781905/03; Заявлено 11.12.89; Оpubл. 30.08.92, Бюл. №32.– 4 с.

73. Способ контроля технического состояния скважины А.с. 357538 SU, G01V 04 / М.Х. Хуснуллин. – №1630279/25; Заявлено 05.02.71; Оpubл. 20.01.2000. – 4 с.

74. Способ определения технического состояния колонны обсадных труб в скважине: А.с. 2052093 RU, МКИ Е21В 47/09 / Г.Г. Первушин. – №93057225/03; Заявлено 24.12.93; Оpubл. 10.01.96.– 3 с.

75. Устройство для измерения изменений внутреннего диаметра обсадных колонн А.с. 2101488 RU, МКИ Е21В 47/08 / В.В. Климов, Ю.М. Басарыгин, А.М. Черненко, В.Ф. Будников, А.Я. Перерсон, И.М. Михед, С.Н. Ретюнский. – №95110836/03; Заявлено 26.06.95; Оpubл. 10.01.98, Бюл. – 5 с.

76. Способ определения технического состояния обсадных колонн и устройство для его осуществления А.с. 2134779 RU, МКИ E21B 47/00 / В.В. Климов, Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.М. Черненко, А.Г. Радыгин, И.В. Браташ. – №97114316/03; Заявлено 05.08.97; Оpubл. 20.08.99. – 4 с.

77. Способ определения технического состояния обсадных колонн и устройство для его осуществления: А.с. 2143558 RU, МКИ E21B 49/00 / П.П. Макаренко, Ю.М. Басарыгин, А.М. Черненко, В.Ф. Будников, В.В. Климов. – №98105225/03; Заявлено 03.11.98; Оpubл. 12.27.99. – 4 с.

78. Способ определения технического состояния обсадных колонн и устройство для его осуществления: А.с. 97114316 RU, МКИ E21B 47/00 / В.В. Климов, Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.М. Черненко, А.Г. Радыгин, И.В. Браташ. – №97114316/03; Заявлено 05.08.97; Оpubл. 20.06.99. – 4 с.

79. Способ определения технического состояния колонны обсадных труб в скважине: А.с. 93057225 RU, МКИ E21B 47/09 / Г.Г. Первушин. – №93057225/03; Заявлено 24.12.93; Оpubл. 20.10.96. – 5 с.

80. Способ определения технического состояния обсадных колонн и устройство для его осуществления: А.с. 98105225 RU, МКИ E21B 49/00 / П.П. Макаренко, Ю.М. Басарыгин, А.М. Черненко, В.Ф. Будников, В.В. Климов. – №98105225/03; Заявлено 11.03.98; Оpubл. 27.12.99. – 4 с.

81. Пат. US4105071 США, МКИ E21B 47/00. Methods and apparatus for determining the stuck point of a conduit in a borehole / Yves Nicolas, Andre Landaud; Schlumberger Technology Corp. – №US19770834196; Заявлено 19.09.77; Оpubл. 08.08.78. – 12 с.

82. Пат. US3940689 США, МКИ G01NR 33/12. Combined eddy current and leakage field detector for well bore piping using a unique magnetizer core structure / Jonson Jr., Wade M; Schlumberger Technology Corp. – №US19740469935; Заявлено 05.14.74; Оpubл. 24.02.76. – 12 с.

83. Пат. US3060377 США, МКИ G01N 27/90. Pipe inspection device / T.R. Schmidt. – №US19580778801; Заявлено 08.12.58; Оpubл. 23.10.62. – 7 с.

84. Пат. US3009775 США, МКИ G01V 1/40. Methods and apparatus for acoustic logging through casing / Lavigne Jean; Schlumberger Technology Corp. – №US19730409788; Заявлено 26.10.73; Опубл. 30.09.75. – 5 с.

85. Пат. EP0405881, МКИ E21B 37/04. Inspection apparatus for tubular members / Cruickshank Jonh Smith; Cencit Europ. – №EP19900306914; Заявлено 25.06.90; Опубл. 02.01.91. – 11 с.

86. Пат. GB2176825, МКИ E21B 49/00. Internal bore impression tool and method / Boyers Charles Lance, Finlayson Jonh William; Vetco Offshore Ind Inc. – №GB19860012673; Заявлено 23.05.86; Опубл. 07.01.87. – 23 с.

87. Заворотько Ю.М. Геофизические методы исследования скважин. - М.: Недра, 1983. – 208 с.

88. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник/ А.А.Молчанов, В.В.Лаптев, В.Н.Моисеев., Челокьян Н.В. - М: Недра, 1987. – 263 с.

89. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика/ Под ред. В.М. Запорожца. – М.: Недра, 1983. – 591 с.

90. Кривко Н.Н., Шароварин В.Д., Широков В.Н. Промыслово-геофизическая аппаратура и оборудование: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1981. – 280 с.

91. Горбачев Ю. Й. Геофизические исследования скважин: Учеб. для вузов/ Под ред. Е. В. Каруса. – М.: Недра, 1990. – 398 с.

92. Мухер А.А., Шакиров А.Р. Геофизические и прямые методы исследования скважин: Учебник для профессионально-технических училищ. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1992. – 336 с.

93. Мейер В.А. Геофизические исследования скважин. Учеб пособие. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1981. – 464 с.

94. Сидоров Н.А., Крылов Д.А., Каретко О.Н., Серенко И.А. Методы контроля за техническим состоянием ствола скважин // Обзорная информация, серия Бурение. Геофизические методы контроля за техническим состоянием обсадных колонн. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – Выпуск 11. – С. 8–12.

95. Сулейманов М.А. Новые разработки ВНИИНефтепромгеофизики в области акустических методов исследований нефтегазовых скважин // НТВ "Каротажник". Тверь: ГЕРС. 1998. Вып. 47. – С. 67–73.
96. Любимин И.А., Файн Г.М., Писаржицкий А.Д., Мищук О.А., Данеленц М.С. Применение метода оже-спектроскопии для оценки состояния обсадных колонн // Экспресс-информация, серия Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – Выпуск 8. – С.1–4.
97. Контроль за техническим состоянием обсадных колонн // Обзорная информация, серия Бурение. Контроль за состоянием крепи скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – Выпуск 17. – С. 22–26.
98. Рябов Б.М., Парфенов А.И. Опыт выделения интервалов негерметичности обсадных колонн промыслово-геофизическими методами // Экспресс-информация, серия Бурение, отечественный опыт. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – Выпуск 11. – С.24–26.
99. Соломатин А.Г. Метод выявления повреждений обсадных колонн паронагнетательных скважин // Экспресс-информация, серия Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. Зарубежный опыт. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – Выпуск 44. – С.1–5.
100. Brown S.J. Detection of casing failures in steam injection wells at Cold Lake using pressure and rate data // J. of Canad. Petrol. Technol. – 1988, I-II. – Vol. 27. – №1. – P. 43–47.
101. Валиуллин Р.А., Лежанкин С.И., Антонов К.В. Изучение технического состояния обсадных колонн при опробовании скважин // Нефтяное хозяйство. – 1987. – №10. – С.22–24.
102. Попов Л.П., Емельянов Ю.Д. Дефектоскопия обсадных колонн // Машины и нефтяное оборудование. – 1971. – №9. – С.27–30.
103. Колесниченко А.Т., Дулаев В.Х.-М., Петерсон Л.Я., Терещенко Ю.П. Повышение информативности электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн в скважинах // Экспресс информация ВНИИОЭНГ, серия Бурение, выпуск 7. – М.: 1986. – С.20–23

104. Потапов А.П. Влияние магнитной проницаемости и электропроводимости металла обсадных колонн на результаты скважинной импульсной электромагнитной дефектоскопии // НТВ Каротажник. – Изд. АИС. – 2000. – Вып. 75. – С.109–112.
105. Теплухин В.К., Миллер А.В., Миллер А.А., Мурзаков Е.Н., Судничников В.Г., Степанов С.В. Изучение технического состояния обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб методом электромагнитной дефектоскопии // НТВ Каротажник. – Изд. АИС. – 2000. – Вып. 68. – С.35–40.
106. Сидоров В.А. Магнитоимпульсная дефектоскопия колонн в газовых скважинах// НТВ Каротажник. – Изд. АИС. – 1998. – Вып. 47. – С.74–79.
107. Эпов М.И., Морозова Г.М., Антонов Е.Ю. Электромагнитная дефектоскопия обсадных колонн нефтегазовых скважин. Основы теории и методики - Новосибирск: СО РАН, филиал ГЕО, 2002. – 102 с.
108. Старостін В.А., Прокопів В.І., Винничук Г.С. Аналіз застосування електромагнітної дефектоскопії при контролі технічного стану обсадних колонн // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2002. – Вип. 2. – С.17–22.
109. Потапов А.П., Кнеллер Л.Е., Интерпретация импульсной электромагнитной толщинометрии на основе решения прямой и обратной задачи // НТВ Каротажник. – Изд. АИС. – 1999. – Вып. 64. – С.85–91.
110. Теплухин В.К., Миллер А.В., Миллер А.А., Мурзаков Е.М., Судничников В.Г., Степанов С.В., Казакова О.М. Проблемы электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн и пути их решения // НТВ Каротажник. – Изд. АИС. – Вып. 96. – С.41–54.
111. Кисельман М.И. Выбор направлений работ по дефектоскопии изношенных обсадных колонн// Газовая промышленность, серия Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М.: 1979. – Выпуск 1. – С.5–15.
112. 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

университету нафти і газу. – Ч. 2. – Івано-Франківськ. – 1997. – С.58–61.

113. ВРД 39-1.9-048-2001. Инструкция по расчёту обсадных колонн на особые условия эксплуатации.

114. 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.

115. РД 39:7/1-0001-89. Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – Куйбышев, 1989. – 196 с.

116. ДСТУ 2865-94. Контроль неруйнівний. Терміни та визначення. – К.: Держстандарт України, 1995. – 52 с.

117. Гурвич А.К., Ермолов И.Н., Алешин Н.П. Неразрушающий контроль. В 5-ти кн. Кн. 2. Акустический контроль. Практическое пособие. – М.: Высш. школа, 1993. – 339 с.

118. Неразрушающий контроль. В 5-ти кн. Кн.1. Общие вопросы. Практическое пособие. / Под ред. Сухорукова В.В. - М.: Высш. школа, 1992. – 242 с.

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

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

121. Ультразвук. Маленькая энциклопедия; Под ред. И.П. Голямина. М.: Советская энциклопедия, 1979. – 400 с.

122. Ультразвуковой контроль материалов. Справ. изд. Й. Крауткремер, Г. Крауткремер. Пер. с нем. – М.: Металлургия, 1991. – 752 с.

123. J.Krautkremer, H.Krautkremer, Ultrasonic testing of materials, 4th fully revised edition, Springer-Verlag, 1990.– 657 с.

124. 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.

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

126. Неразрушающий контроль и диагностика: Справочник / В.В. Клюев, Ф.Р. Соснин, В.Н. Филипов и др.; Под ред. В.В. Клюева. - М.: Машиностроение, 1995. – 488 с.

127. Механіка руйнування і міцність матеріалів: Довідн. посібник: В 5 т. / Під загальною ред. В.В. Панасюка. – К.: Наукова думка, 1988. – Т. 5: Неруйнівний контроль і технічна діагностика / Під ред. З.Т. Назарчука. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, 2001. – 1134 с.

128. Пат. № 24621 України, МКИ Е 21В 47/12. Пристрій для акустичного каротажу свердловини в процесі буріння/ В.М. Гуцалюк, Д.О. Егер, В.М. Бульбас та інші. – №97063283; Заявлено 27.06.97; Опубл. 30.10.98, Бюл. №5. – 4 с.

129. Устройство акустического каротажа для обнаружения трещин в скважинах: А.с. 361277 СССР, МКИ Е.21В 47/00, G 01V 1/40 / Ю.А. Гуторов, А.Ф. Косолапов. – №1359709/26-25; Заявлено 08.09.69; Опубл. 07.12.72, Бюл. №1. – 1973. – 3 с.

130. Устройство контроля цементирования скважин: А.с. 8237766 СССР, МКИ Е 21В 47/00 / С.Я. Пята, В.А. Стахиев, В.С. Молодых, А.П. Шафоростов. – 1981.

131. Козяр В.Ф., Белоконь Д. В., Козяр Н.В., Смирнов Н.А. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направление развития // НТВ Каротажник. – Изд. АИС. – 1999. – Вып. 63.

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

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

134. Коновалов С.И., Кузьменко А.Г. Сравнение возможностей использования различных пьезоматериалов для излучения и приема коротких импульсов // Дефектоскопия. – 1999. – №10. – С.3–6.

135. Коновалов С.И., Кузьменко А.Г. О потенциальных возможностях пьезокерамических преобразователей для излучения и приема коротких импульсов // Дефектоскопия. – 1998. – №12. – С.3–7.
136. Коновалов С.И., Кузьменко А.Г. Исследование возможности излучения и приема коротких импульсов при использовании механического демпфирования или согласующих слоев // Дефектоскопия. – 1998. – №8. – С.3–12.
137. 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.
138. Козоріз А.В. Апроксимація форми поперечного контуру труб нафтового сортаменту // Методи та прилади контролю якості. – 2002. – №8. – С. 90–91.
139. Способ ультразвукового контроля размеров труб: А. с. 699794 СССР, МКИ G 01 В 17/00 / Я.М. Бажалук, М.И. Бучик, Р.В. Громов, О.М. Карпаш и другие. – №2456540/25-06; Заявлено 28.12.76; Опубл. 15.08.79, Бюл. №30. – 3 с.
140. Бражников Н.И. Ультразвуковая фазометрия. - Л.: Энергия, 1968.– 272 с.
141. Гуца О.И., Лебедев В.К. Влияние напряжений на скорость распространения ультра звуковых волн в металлах // Прикладная механика, том 4, в.2, 1968. – С. 89–90.
142. Гузь А.Н, Махорт Ф.Г., Гуца О.И. Введение в акустоупругость. – К.: Наукова думка, 1977. – 147 с.
143. Бобренко В.М. Ультра звуковые методы и устройства для контроля механических напряжений // Дефектоскопия, №12, 1983. – С. 8–13.
144. Кулиев С.М, Есьман Б.И., Габузов Г.Г. Температурный режим бурящихся скважин. – М.: Недра, 1968. – 186 с.
145. Блокур І.П. Акустичний контроль: Навчальний посібник. – К.: ІЗМН, 1997. – 244 с.
146. Таблицы физических величин. Справочник. Под ред. И.К. Кикоина. – М.: Атомиздат, 1976. – 1005 с.

147. Муравьев В.В., Зуев Л.Б., Комаров К.Л. Скорость звука и структура сталей. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1996.– 184 с.
148. Калинин В.А., Тарасенко В.Л., Цесслер Л.Б. Погрешности измерений ультразвуковыми толщиномерами, обусловленные варьированием скорости распространения ультразвука в конструкционных сталях и металлических сплавах // Дефектоскопия, №1, 1988. – С. 18–25.
149. Бида Г.В., Почуев Н.Д., Сташков А.Н. Неразрушающий метод контроля механических свойств труб нефтяного сортамента // Дефектоскопия, №10, 2002. – С. 4–29.
150. Марочник сталей и сплавов / В.Г. Сорокин, А.В. Волосникова, С.А. Вяткин др.; Под общ. ред. В.Г. Сорокина. – М.: Машиностроение, 1989. – 640 с.
151. Бражников Н.И. Физические и физико-химические методы контроля состава и свойств вещества. Ультразвуковые методы. – М.-Л.: Энергия, 1968.– 248 с.
152. Баранов В.М. Ультразвуковые измерения в атомной технике. – М.: Атомиздат, 1975. – 264 с.
153. Гидрологический измеритель скорости звука: А.с. 1255871 SU, МКИ G01 B5/00 / Г.П. Дудников, А.П. Толстошеев, В.В. Холкин. – №3862727/25-28; Заявлено 05.03.85; Опубл. 07.09.86, Бюл. №33. – 6 с.
154. Данилов В.Н., Изофатова Н.Ю. К вопросу о моделировании работы электроакустического тракта дефектоскопа с прямыми преобразователями для цилиндрического отражателя // Дефектоскопия. - 1997. - № 7. – С. 65 – 72.
155. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: В 6 т. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – Т.2. – 413 с.
156. ГОСТ 26266-90. Контроль неразрушающий. Преобразователи ультразвуковые. Общие технические требования. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 24 с.
157. Кикучи Е. Ультразвуковые преобразователи: Пер. с англ. – М.: Мир, 1972. – 119 с.
158. Ультразвуковые преобразователи для неразрушающего контроля / Ермолов И. Н., Гитис М.Б., Королев М. В. / Под ред. И.Н. Ермолова. – М.: Машиностроение,

986. – 280 с.

159. Сенюткин П.А., Чинейкина Е.Ф. Отбор пьезоэлементов при изготовлении пьезоэлектрических преобразователей // Дефектоскопия. – 2003. – №2. – С. 36–38.

160. Данилов В.Н., Королев В.Д. К вопросу о выборе параметров протекторов прямых совмещенных преобразователей. // Дефектоскопия. – 2002. – №1. – С. 71–77.

161. Новоселов О.Н., Фомин А.Ф. Основы теории и расчета информационно-измерительных систем. – М.: Машиностроение, 1991. – 336 с.

162. Горбенко Л.А., Месенжник Я.З. Кабели и провода для геофизических работ. М.: Энергия, 1977. – 192 с.

163. Семенцов Г.Н., Когуч Я.Р., Дранчук М.М. Планування та обробка результатів експерименту: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 22 с.

164. Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике. - М.: Мир, 1975. – 318 с.

165. Сегерлинд Л. Применение метода конечных элементов. - М.: Мир, 1979. – 92 с.

166. ANSYS. Basic Analysis Procedure Guide. Rel. 5.4. / ANSYS Inc. Houston, 1997.

167. Najib N. Abboud, Gregory L. Wojcik, David K. Vaughan, John Mould, David J. Howell, Lisa Nikodym. Finite Element Modeling for Ultrasonic Transducers // Proc. SPIE Int. Symp. Medical Imaging. Ultrasonic Transducer Engineering Conference, edited by K. Chung. – San Diego, Feb 21-27 1998. – 24 p.

168. Акопов О.Н., Белоконь А.В., Надолин К.А, Наседкин А.В. О конечно-элементном моделировании работы пьезоэлектрических устройств. II. Особенности программной организации // Совр. пробл. мех. спл. среды. Тр. III Межд. конф. Ростов-на-Дону 7-9 октября 1997. МП Книга, 1997. – Т.1. – С.16-20.

169. Ultrasim User's Manuel ver 2.1, Program for Simulation of Ultrasonic Fields, 1998. – 73 p.

170. Устройство для центрирования скважинных приборов: А.с. 1154440 СССР, ЖИ Е 21В 47/00 / Ю.А. Гуторов, Ш.Ш. Шариязданов, Р.Н. Ахмадеев. – В555767/22-03; Заявлено 21.02.83; Оpubл. 07.05.85, Бюл. №17. – 3 с.

171. Устройство для центрирования скважинных приборов: А.с. СССР 1165773, МКИ Е 21В 47/00 / Ш.Ш. Шариязданов, В.В. Агапитов, Р.Н. Ахмадеев. – №366073/22-03; Заявлено 19.08.83; Оpubл. 07.07.85, Бюл. №25. – 3 с.
172. Устройство для фиксации прибора в скважине: А.с. 1219793 СССР, МКИ Е 1В 47/00 / В.Ф. Кроличенко. – №3761044/22-03; Заявлено 28.06.84; Оpubл. 23.03.86, Бюл. №11. – 3 с.
173. А.с. СССР 709804, Е 21В 47/00. Прижимное устройство выносного зонда скважинного прибора/ Емельянов Ю.Д., Богданов А.П., Киселев В.Н. и другие. – №2045165/22-03; Заявлено 10.06.74; Оpubл. 15.01.80, Бюл. №2. – 3 с.
174. А.с. СССР 711278, Е 21В 47/00. Устройство для прижатия геофизических датчиков к стенке скважины/ Ткач Л.А., Еленский Л.А., Превыш А.С., Шиянов Г.М. №2656786/22-03; Заявлено 18.08.78; Оpubл. 25.01.80, Бюл. №3. – 3 с.
175. А.с. СССР 726315, Е 21В 47/00. Устройство для прижатия геофизических датчиков к стенке скважины/ Кривоносов Р.И., Хатунцев В.Г., Ахметзянов В.З. – №2410892/22-03; Заявлено 11.10.76; Оpubл. 05.04.80, Бюл. №13. – 3 с.
176. А.с. СССР 1157215, Е 21В 47/00. Управляемое прижимное устройство скважинного прибора / Кудрявцев В.М., Пятецкий Е.М. – №3685092/22-03; Заявлено 04.01.84; Оpubл. 23.05.85, Бюл. №19. – 3 с.
177. А.с. СССР 1164408, Е 21В 47/00. Управляемое прижимное устройство многократного действия / Таламанов П.Н. – №3674071/22-03; Заявлено 29.11.83; Оpubл. 30.06.85, Бюл. №24. – 4 с.
178. Мячев А.А. и др. Интерфейсы систем обработки данных: Справочник. – М.: Радио и связь, 1989. – 415 с.
179. А.с. СССР 1564328, Е 21В 47/00. Устройство для герметизации узлов скважинного прибора/ Гофман М.Х., Хирман З.В., Резник П.Д. – №4436990/23-03; Заявлено 06.06.88; Оpubл. 15.05.90, Бюл. №18. – 4 с.
180. А.с. СССР 1165770, Е 21В 47/00. Герметичная полумуфта для присоединения геофизического кабеля к скважинному прибору / Сафиулин Г.Г., Абдуллин В.И. – №3248077/22-03; Заявлено 20.02.81; Оpubл. 07.05.85, Бюл. №25. – 3 с.

181. Delphi 4. Библия разработчика: Пер. с англ. – К.; М.; СПб.: Диалектика, 1998. – 672 с.
182. ДСТУ 2684-94. Метрологічне забезпечення. Основні положення. – К.: Держстандарт України, 1994. – 15 с.
183. Козлов В.В. Поверка средств неразрушающего контроля. – М.: Издательство стандартов, 1989. – 216 с.
184. МУ 41-06-017-82. Аппаратура акустического каротажа. Методы и средства полевой калибровки.
185. МУ 41-06-081-87. Аппаратура акустического каротажа. Методика поверки.
186. РДС 39-1-032-80. Ведомственная поверочная схема для скважинных средств интервального времени распространения акустических волн.
187. Старостін В.А. Метрологічне забезпечення геофізичних вимірів у вердловинах. Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2002. – 400 с.
188. Метрологія, точність і надійність засобів вимірювань: Навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – 72 с.
189. Полішко С.П., Трубенюк О.Д. Точність засобів вимірювання. Навчальний посібник. – К.: Вища школа, 1992. – 173 с.
190. Метрологія та вимірювальна техніка: Підручник / Поліщук Є.С., Дорожовець М.М., Яцук В.О., Ванько В.М., Бойко Т.Г. / За ред. проф. Є.С. Поліщука. – Львів: Видавництво «Біт», 2003. – 544 с.
191. Гмырин С.Я. Зависимость погрешности ультразвуковой толщинометрии от параметров и структуры переходного слоя // Дефектоскопия. – 1998. – № 2. – С. 52–60.
192. Гмырин С.Я. К вопросу о погрешности результата в ультразвуковой толщинометрии при определении толщины по расстоянию между первым и вторым экстремальными сигналами. I. Неровная поверхность ввода. Прямоугольный профиль неровностей // Дефектоскопия. – 1999. – №10. – С.7–14.
193. Королев М.В. Эхо-импульсные толщиномеры. – М.: Машиностроение, 1980. – 112 с.
194. Гмырин С.Я. Влияние шероховатости поверхности ввода на структуру, форму и длительность ультразвукового импульса // Дефектоскопия. – 1995. – № 8. – С. 31–43.

195. Kenneth A. Fowler, Gerry M. Elfbaum, Karen A. Smith and Thomas J. Nelligan. Theory and Application of Precision of Ultrasonic Thickness Gaging // NDTnet - October 1997, Vol.2, No.10.
196. Брандт З. Статистические методы анализа наблюдений: Пер. с англ. – М.: Мир, 1975. – 312 с.
197. СТ СЭВ 545-77 Прикладная статистика. Правила оценки аномальности результатов наблюдений. – М.: Изд-во стандартов, 1977.
198. 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.: Машиностроение, 1980. – 400 с.
199. ГОСТ 8.207-76. Государственная система обеспечения единства измерений. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 10 с.
200. ДСТУ 2708-94. Повірка засобів вимірювань. Організація і порядок проведення. – К.: Держстандарт України, 1996. – 11 с.
201. Г. Корн, Т. Корн. Справочник по математике для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1970. – 720 с.

Додаток А

Організації, що займаються розробкою та виготовленням засобів для контролю технічного стану обсадних колон

Таблиця А.1

	Назва організації	Адреса	Напрямок робіт
Україна			
1	НВФ "Зонд"	Івано-Франківськ	Розробка акустичних засобів контролю
2	ВАТ "ДКБ геофізичного приладобудування"	Київ	Розробка та модернізація геофізичної апаратури для досліджень свердловин
3	ВАТ "Геофізприлад"	Київ	Виготовлення геофізичної апаратури
Росія			
1	ОАО НПФ «Геофизика»	Уфа	Створення нової геофізичної техніки та технологій дослідження нафтових та газових свердловин, колективний член Євразійського геофізичного товариства та Асоціації дослідження свердловин
2	«Союзпром-геофизика»		Апаратурне та методичне забезпечення геофізичних досліджень свердловин (ГДС)
3	ЗАО НППГА «Луч»	Новосибірськ	Розробка та виготовлення апаратури електромагнітного каротажу для дослідження пошуково-розвідувальних та експлуатаційних нафтогазових свердловин. Основна продукція – кабельна апаратура ВИКИЗ
4	НТЦ «Кубаньгазпром»	Краснодар	Розробка та виготовлення апаратури ГДС
5	НПП "Геометр"	Москва	
6	НПП «Геофизмаш»	Саратов	Розробка та виготовлення комп'ютеризованих геофізичних каротажних лабораторій типу "Кедр", свердловинних приладів для дослідження свердловин при бурінні та діючих нафтових та газових свердловин
7	ОАО "Тюменьнефть-геофизика"	Тюмень	Повний комплекс ГДС
8	НПО «Центральная геофизическая экспедиция» (ЦГЭ)	Москва	Розробка програмного забезпечення для обробки та інтерпретації геофізичних даних, створена для переведення нафтової геофізики на цифрову обробку даних
9	ЗАО "Интенсоник & К"	Єкатириенбург	Розробка апаратури геофізичних технологій

Продовження таблиці А.1

	Назва організації	Адреса	Напрямок робіт
10	НПФ "Геофизические технологии"	Астрахань	Виготовляє та постачає комплекс гирлового обладнання для проведення геофізичних досліджень (для формування сервісної інформації: міток глибини, датчики натягу та ін. в цифровому та аналоговому вигляді)
11	НПЦ "Тверьгеофизика"	Тверь	Розробка програмно-керованого технологічного комплексу ГРАНИТ-ОНИКС для геофізичних досліджень та різноманітної геофізичної апаратури (термометри, манометри, локатори муфт, резистиметри, індикатори гама-випромінювання, витратоміри та інше)
12	НПФ "ГИСприбор"	Москва	Розробка та виготовлення наземного обладнання для проведення досліджень в свердловинах
13	ОАО "Татнефтегеофизика"	Бугульма	Високотехнологічний геофізичний сервіс
14	ОАО НПЦ "ВНИИГИС"	Башкортостан м. Октябрський	Розробка методів та технологій ГДС
15	ОАО "Башнефтегеофизика"	Уфа	Вивчення технічного стану свердловин різними методами
Закордонні			
1	Schlumberger Technology Corporation		Основні патентовласники та розробники способів вимірювання та вимірювальних зондів свердловинної апаратури акустичного каротажу
2	Ezzon Production Research Company		
3	Mobil Oil Corporation		
4	Atlantic Richfield Company		
5	Western Atlas International		Приоритетні позиції з розробки сканерів акустичного каротажу
6	Chevron Research and Technology Company		
7	Halliburton	США, Хьюстон	Постачальник продукції та послуг для всіх стадій експлуатації свердловин, зокрема - каротаж в обсаджених свердловинах
8	Geolink	Шотландія	Спеціалізується на розробці та виготовленні безкабельних телеметричних систем, вимірюванням та каротажем при бурінні свердловин
9	Argosy Technologies	США, Каліфорнія	Каверноміри (профілеміри) важільні, системи свердловинного відео.

Додаток Б

Копії документів про видачу патентів України на розроблені способи

**ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНСЬКИЙ ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ВЛАСНОСТІ (УКРПАТЕНТ)**

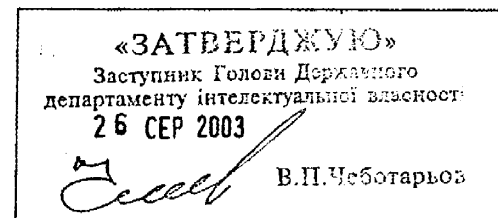
Україна, 04119, м. Київ-119, вул. Сім'ї Хохлових, 15, тел./факс 458-06-11, тел. бухгалтерія (044) 458-06-18

Висновок, затверджений Державним департаментом інтелектуальної власності, набув статусу рішення про видачу деклараційного патенту на винахід

Адреса для листування

Товариство з обмеженою відповідальністю науково-виробнича фірма "Зонд", вул. Микитинецька, 5-А, м. Івано-Франківськ, 76002

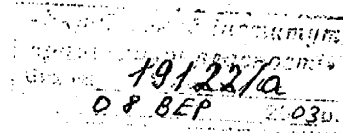
Стосується заявки № 2003032058
/ при листуванні просимо посилатися на цей № /



Висновок

**про видачу деклараційного патенту на винахід
за результатами експертизи на локальну новизну**

- (21) Номер заявки 2003032058
 (22) Дата подання заявки 07.03.2003
 (71) Заявник(и)
 ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ НАУКОВО-ВИРОБНИЧА ФІРМА "ЗОНД", ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ
 (72) Винахідник(и)
 Карпаш Олег Михайлович, Векерик Віталій Васильович, Криничний Петро Якович
 (73) Власник(и) патенту
 ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ НАУКОВО-ВИРОБНИЧА ФІРМА "ЗОНД" (UA), ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ (UA)
 (74) Представник у справах інтелектуальної власності
 (51) МПК
 7 G04N29/04
 (54) Назва винаходу
 СПОСІБ АКУСТИЧНОГО КОНТРОЛЮ ГЕОМЕТРИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРУБ



За результатами експертизи на локальну новизну, проведеної відділом 8.5 Укрпатенту відповідно до ч.10 ст.16 Закону України "Про охорону прав на винаходи і корисні моделі" (далі - Закон), встановлено, що заявка *відповідає* локальній новизні.

Обсяг правової охорони визначається формулою винаходу, що додається на 1 арк.

D-1

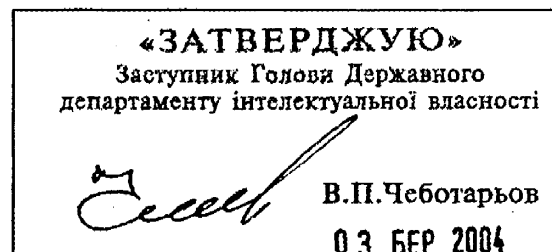
МІНІСТЕРСТВО НАУКИ І ОСВІТИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ
ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО "УКРАЇНСЬКИЙ ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ВЛАСНОСТІ"
(УКРПАТЕНТ)

Україна, 04119, м. Київ-119, вул. Сім'ї Хохлових, 15, тел./факс 458-06-11, тел. бухгалтерія (044) 458-06-18

Висновок, затверджений Державним департаментом інтелектуальної власності, набув статусу **рішення про видачу деклараційного патенту на винахід**

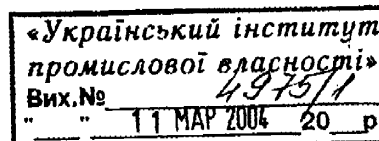
Адреса для листування
 Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019

Стосується заявки № 2003098122
 / при листуванні просимо посилатися на цей № /



Висновок
про видачу деклараційного патенту на винахід
за результатами формальної експертизи

- (21) Номер заявки 2003098122
 (22) Дата подання заявки 01.09.2003
 (71) Заявник(и)
 ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ НАУКОВО-ВИРОБНИЧА ФІРМА "ЗОНД", ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ
 (72) Винахідник(и)
 Карпаш Олег Михайлович, Векерик Віталій Васильович
 (73) Власник(и) патенту
 ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ НАУКОВО-ВИРОБНИЧА ФІРМА "ЗОНД" (UA), ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ (UA)
 (74) Представник у справах інтелектуальної власності
 (51) МПК
 7 G01B17/02
 (54) Назва винаходу
 СПОСІБ АКУСТИЧНОГО КОНТРОЛЮ ГЕОМЕТРИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВНУТРІШНЬОЇ ПОВЕРХНІ ТРУБ



За результатами формальної експертизи, проведеної Відділенням експертизи заявок на винаходи, корисні моделі та топографії інтегральних мікросхем Укрпатенту відповідно до ч.14 ст.16 Закону України "Про охорону прав на винаходи і корисні моделі" (далі - Закон),

Додаток В

Результати математичного моделювання роботи акустичного тракту та розрахунку акустичного поля при реалізації другого способу в умовах свердловини

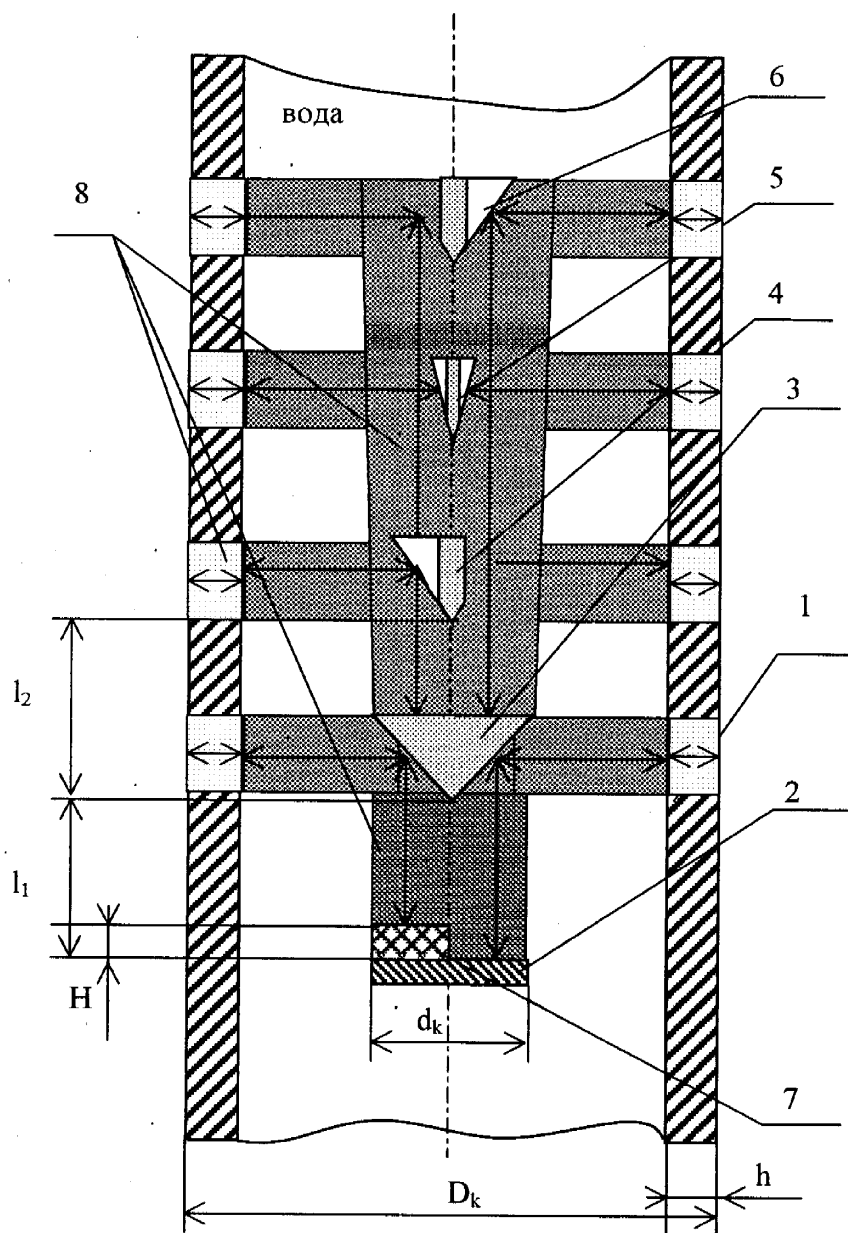


Рис. Б.1. Схема реалізації способу:

- 1 – труба; 2 – п’єзоелемент перетворювача;
 3 – 6 – конусоподібні відбивачі; 7 – прискорювальна призма;
 8 – акустичне поле.

Результати розрахунку для оптимальних параметрів контролю

Умовні позначення:

f - частота, МГц;
 d_k - діаметр пезокераміки, м;
 D_k - зовнішній діаметр колони, м;
 h - товщина стінки колони, м;
 L - шлях проходження УЗК у воді, мм;
 L_p - шлях проходження УЗК у призмі, мм;
 L_b - довжина ближньої зони перетворювача, м;
 l_1 - відстань від ПЕП до першого відбивача, м;
 l_2 - відстань між відбивачами, м;
 l_3 - лінія затримки (зміщення частин відбивача), м;
 H - товщина прискорювальної призми, м;
 T - температура, С;
 P - тиск, МПа;
 ρ - густина, кг/м³;
 Z - хвильовий опір, кг/(м² с);
 C - швидкість, м/с;
 i - індекс матеріалу;
 k - індекс температури та тиску;
 j - індекс інформаційного каналу (порядковий номер імпульсу)
 A - послаблення амплітуди сигналів;
 N - послаблення амплітуди сигналів, дБ;
 t - час приходу луна-імпульсів, с;

Матеріали:

1 - без призми (водяна лінія затримки);
 2 - контактне середовище (вода);
 3 - відбивач (алюміній);
 4 - об'єкт контролю (сталь)
 5 - бетон (цементне кільце за колоною).

g - амплітудний коефіцієнт відбиття;
 d - амплітудний коефіцієнт проходження;
 R - коефіцієнт відбиття енергії звукового поля;
 D - коефіцієнт проходження енергії звукового поля;
 α - кут падіння, град;
 β - кут заломлення, град;
 p - акустичний тиск;
 Θ - кут розкриття основної пелюстки діаграми напрямленості;
 Δ - відносна похибка вимірювання.

Дані для проведення розрахунку:

Геометричні параметри:

$d_k := 10 \cdot 10^{-3}$ $H := 0$ $l_1 := 60 \cdot 10^{-3}$ $l_2 := 30 \cdot 10^{-3}$ $l_3 := \frac{12}{2}$
 $h := 10 \cdot 10^{-3}$ $D_k := 168 \cdot 10^{-3}$

Параметри контролю:

$f_1 := 2.5$ $f_2 := 5$ $f := f_2$

Акустичні характеристики матеріалів при нормальних умовах:

$T_0 := 20$

$P_0 := 0.1$

$i := 1..5$

$\rho_i :=$

1
$1 \cdot 10^3$
$2.7 \cdot 10^3$
$7.8 \cdot 10^3$
$2 \cdot 10^3$

$C_{0_i} :=$

1
1483
6320
5900
3000

$Z_{0_i} := \rho_i \cdot C_{0_i}$

$K_{c_i} :=$

1
2.5
-0.9
-1
1

$\delta_{0_i} :=$

1
$0.025 \cdot f^2$
$0.085 \cdot f$
$0.1 \cdot f$
1

δ_{0_i}

1
0.625
0.425
0.5
1

Z_{0_i}

1
$1.483 \cdot 10^6$
$1.706 \cdot 10^7$
$4.602 \cdot 10^7$
$6 \cdot 10^6$

Продовження додатка В

Змінні параметри умов проведення контролю (експлуатаційні фактори), що впливають на акустичні характеристики матеріалів і в кінцевому випадку - на результат контролю

$$T_k := P_k := k = 1..10$$

5	0.1
20	1
40	10
55	25
75	40
90	60
100	70
115	80
130	90
150	100

Розрахунок:

1 Залежності акустичних характеристик матеріалів від умов контролю (враховуються: температурна залежність швидкості УЗК в матеріалі призми (за наявності призми), контактному середовищі (воді) та об'єкті контролю, температурна залежність загасання у воді, а також залежність швидкості УЗК у воді від тиску):

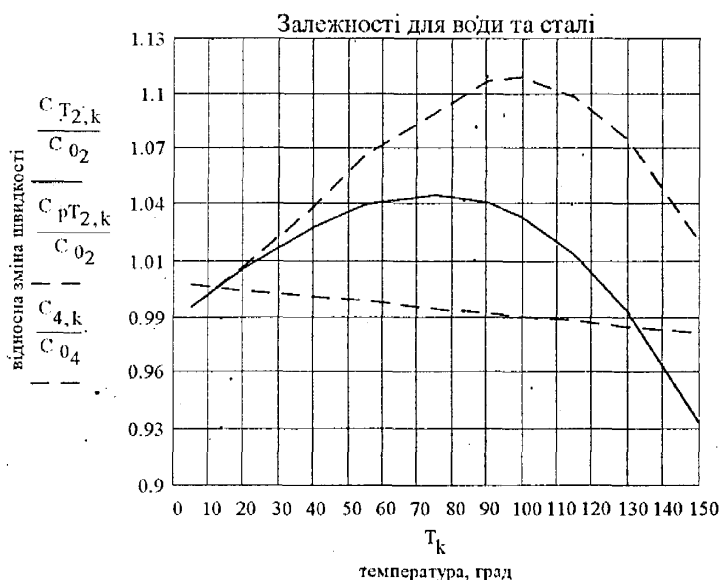
$$C_{i,k} := C_{0i} + K_{c_i} \cdot (T_k - T_0) \quad C_{T_{2,k}} := 1555.47 \cdot \left[1 - \left[1.52 \cdot 10^{-5} \cdot (T_k - 74)^2 \cdot \left[1 + 3.5 \cdot 10^{-3} \cdot (T_k - 74) \right] \right] \right]$$

$$C_{pT_{2,k}} := C_{T_{2,k}} + \frac{C_{T_{2,k}} \cdot 0.01 \cdot (P_k \cdot 10 - P_0 \cdot 10)}{100}$$

$$C_{2,k} := C_{pT_{2,k}}$$

$$Z_{i,k} := \rho_i \cdot C_{i,k}$$

$C_{2,k}$	$Z_{2,k}$	$C_{3,k}$	$Z_{3,k}$	$C_{4,k}$	$Z_{4,k}$
$1.47 \cdot 10^3$	$1.47 \cdot 10^6$	$6.334 \cdot 10^3$	$1.71 \cdot 10^7$	$5.915 \cdot 10^3$	$4.614 \cdot 10^7$
$1.501 \cdot 10^3$	$1.501 \cdot 10^6$	$6.32 \cdot 10^3$	$1.706 \cdot 10^7$	$5.9 \cdot 10^3$	$4.602 \cdot 10^7$
$1.547 \cdot 10^3$	$1.547 \cdot 10^6$	$6.302 \cdot 10^3$	$1.702 \cdot 10^7$	$5.88 \cdot 10^3$	$4.586 \cdot 10^7$
$1.586 \cdot 10^3$	$1.586 \cdot 10^6$	$6.289 \cdot 10^3$	$1.698 \cdot 10^7$	$5.865 \cdot 10^3$	$4.575 \cdot 10^7$
$1.618 \cdot 10^3$	$1.618 \cdot 10^6$	$6.271 \cdot 10^3$	$1.693 \cdot 10^7$	$5.845 \cdot 10^3$	$4.559 \cdot 10^7$
$1.642 \cdot 10^3$	$1.642 \cdot 10^6$	$6.257 \cdot 10^3$	$1.689 \cdot 10^7$	$5.83 \cdot 10^3$	$4.547 \cdot 10^7$
$1.646 \cdot 10^3$	$1.646 \cdot 10^6$	$6.248 \cdot 10^3$	$1.687 \cdot 10^7$	$5.82 \cdot 10^3$	$4.54 \cdot 10^7$
$1.631 \cdot 10^3$	$1.631 \cdot 10^6$	$6.235 \cdot 10^3$	$1.683 \cdot 10^7$	$5.805 \cdot 10^3$	$4.528 \cdot 10^7$
$1.599 \cdot 10^3$	$1.599 \cdot 10^6$	$6.221 \cdot 10^3$	$1.68 \cdot 10^7$	$5.79 \cdot 10^3$	$4.516 \cdot 10^7$
$1.521 \cdot 10^3$	$1.521 \cdot 10^6$	$6.203 \cdot 10^3$	$1.675 \cdot 10^7$	$5.77 \cdot 10^3$	$4.501 \cdot 10^7$



$C_{pT_{2,k}}$	$\frac{C_{2,k} \cdot 0.01 \cdot (P_k \cdot 10 - P_0 \cdot 10)}{100}$
$1.47 \cdot 10^3$	0
$1.501 \cdot 10^3$	1.351
$1.547 \cdot 10^3$	15.311
$1.586 \cdot 10^3$	39.492
$1.618 \cdot 10^3$	64.539
$1.642 \cdot 10^3$	98.348
$1.646 \cdot 10^3$	115.023
$1.631 \cdot 10^3$	130.291
$1.599 \cdot 10^3$	143.719
$1.521 \cdot 10^3$	151.918

Продовження додатка В

2 Розрахунок акустичного поля прямого перетворювача (акустичного тиску на осі, довжини ближньої зони та кута розкриття діаграми направленості)

$$L_0 = \frac{(d_k^2 \cdot f \cdot 10^6)}{4 \cdot C_{0_2}} - \frac{C_{0_2}}{4 \cdot f \cdot 10^6}$$

$$L_0 = 0.084$$

$$p_0 := 1$$

$$\lambda_k := \frac{C_{2,k}}{f \cdot 10^6}$$

$$x := 0, 0.001 \dots 0.4$$

$$L_{2,k} = \frac{(d_k^2 \cdot f \cdot 10^6)}{4 \cdot C_{2,k}} - \frac{C_{2,k}}{4 \cdot f \cdot 10^6}$$

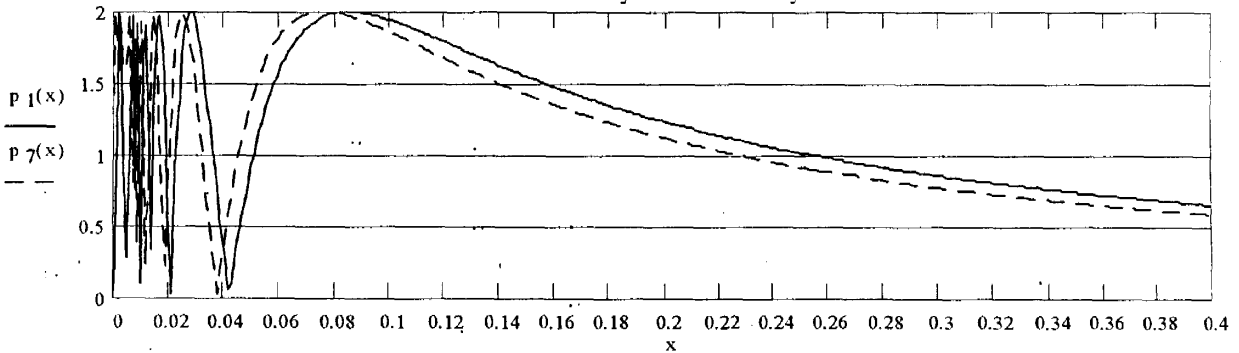
$L_{2,k}$
0.085
0.083
0.081
0.079
0.077
0.076
0.076
0.077
0.078
0.082

$$p_1(x) := p_0 \cdot 2 \cdot \left| \sin \left[\frac{\pi}{\lambda_1} \cdot \left[\sqrt{\left(\frac{d_k}{2} \right)^2 + x^2} - x \right] \right] \right|$$

$$p_7(x) := p_0 \cdot 2 \cdot \left| \sin \left[\frac{\pi}{\lambda_7} \cdot \left[\sqrt{\left(\frac{d_k}{2} \right)^2 + x^2} - x \right] \right] \right|$$

λ_k
$2.94 \cdot 10^{-4}$
$3.002 \cdot 10^{-4}$
$3.093 \cdot 10^{-4}$
$3.172 \cdot 10^{-4}$
$3.235 \cdot 10^{-4}$
$3.284 \cdot 10^{-4}$
$3.291 \cdot 10^{-4}$
$3.261 \cdot 10^{-4}$
$3.197 \cdot 10^{-4}$
$3.041 \cdot 10^{-4}$

Межі зміни акустичного тиску на осі



$$\lambda_k = \frac{C_{2,k}}{f \cdot 10^6}$$

$$\Theta_k := \text{asin} \left[0.61 \cdot \frac{\lambda_k}{\frac{d_k}{2}} \right]$$

$$\Theta_k \cdot \frac{180}{\pi}$$

2.056
2.099
2.163
2.218
2.262
2.296
2.301
2.28
2.236
2.126

Продовження додатка В

$$L := L_{2,1}$$

$$p_2(x) := p_0 \cdot 2 \left| \sin \left[\frac{\pi}{\lambda_2} \cdot \left[\sqrt{\left(\frac{d_k}{2}\right)^2 + x^2} - x \right] \right] \right|$$

$$p_3(x) := p_0 \cdot 2 \left| \sin \left[\frac{\pi}{\lambda_3} \cdot \left[\sqrt{\left(\frac{d_k}{2}\right)^2 + x^2} - x \right] \right] \right|$$

$$p_4(x) := p_0 \cdot 2 \left| \sin \left[\frac{\pi}{\lambda_4} \cdot \left[\sqrt{\left(\frac{d_k}{2}\right)^2 + x^2} - x \right] \right] \right|$$

$$p_5(x) := p_0 \cdot 2 \left| \sin \left[\frac{\pi}{\lambda_5} \cdot \left[\sqrt{\left(\frac{d_k}{2}\right)^2 + x^2} - x \right] \right] \right|$$

$$p_6(x) := p_0 \cdot 2 \left| \sin \left[\frac{\pi}{\lambda_6} \cdot \left[\sqrt{\left(\frac{d_k}{2}\right)^2 + x^2} - x \right] \right] \right|$$

$$p_8(x) := p_0 \cdot 2 \left| \sin \left[\frac{\pi}{\lambda_8} \cdot \left[\sqrt{\left(\frac{d_k}{2}\right)^2 + x^2} - x \right] \right] \right|$$

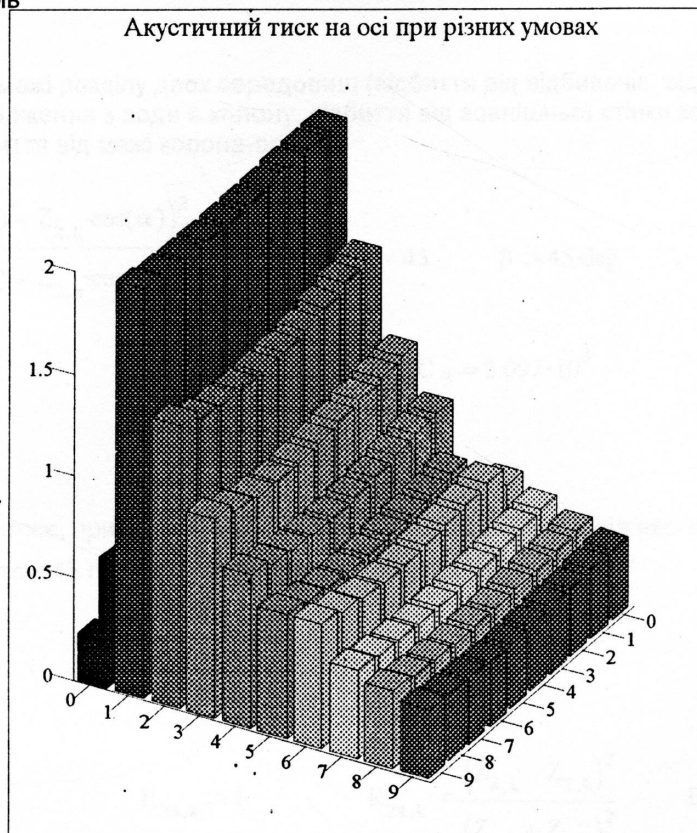
$$p_9(x) := p_0 \cdot 2 \left| \sin \left[\frac{\pi}{\lambda_9} \cdot \left[\sqrt{\left(\frac{d_k}{2}\right)^2 + x^2} - x \right] \right] \right|$$

$$p_{10}(x) := p_0 \cdot 2 \left| \sin \left[\frac{\pi}{\lambda_{10}} \cdot \left[\sqrt{\left(\frac{d_k}{2}\right)^2 + x^2} - x \right] \right] \right|$$

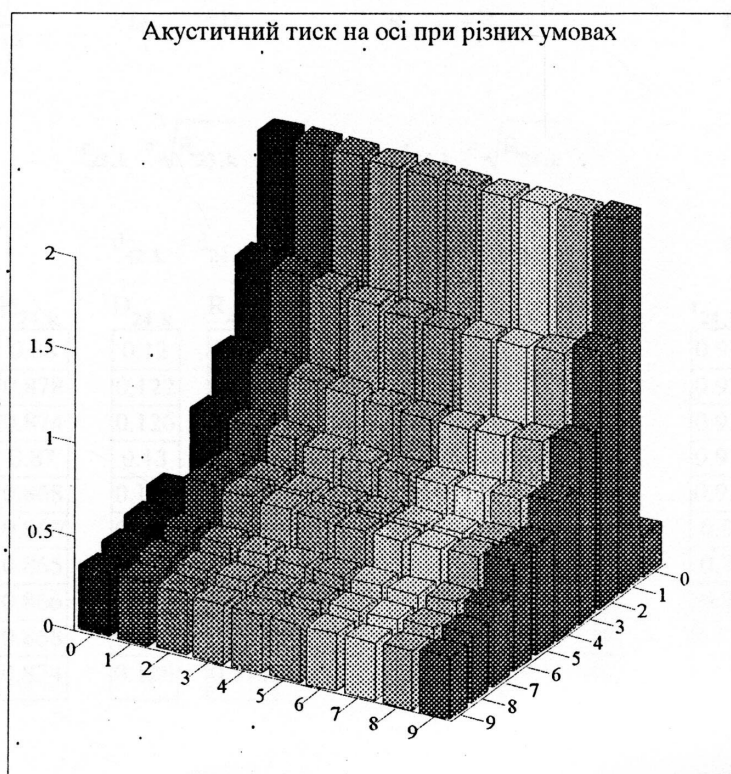
$$p := \begin{bmatrix} p_1(0.5 \cdot L) & p_1(L) & p_1(2 \cdot L) & p_1(3 \cdot L) & p_1(4 \cdot L) & p_1(5) & p_1(6 \cdot L) & p_1(7 \cdot L) & p_1(8 \cdot L) & p_1(9 \cdot L) \\ p_2(0.5 \cdot L) & p_2(L) & p_2(2 \cdot L) & p_2(3 \cdot L) & p_2(4 \cdot L) & p_2(5 \cdot L) & p_2(5 \cdot L) & p_2(7 \cdot L) & p_2(8 \cdot L) & p_2(9 \cdot L) \\ p_3(0.5 \cdot L) & p_3(L) & p_3(2 \cdot L) & p_3(3 \cdot L) & p_3(4 \cdot L) & p_3(5 \cdot L) & p_3(5 \cdot L) & p_3(7 \cdot L) & p_3(8 \cdot L) & p_3(9 \cdot L) \\ p_4(0.5 \cdot L) & p_4(L) & p_4(2 \cdot L) & p_4(3 \cdot L) & p_4(4 \cdot L) & p_4(5 \cdot L) & p_4(5 \cdot L) & p_4(7 \cdot L) & p_4(8 \cdot L) & p_4(9 \cdot L) \\ p_5(0.5 \cdot L) & p_5(L) & p_5(2 \cdot L) & p_5(3 \cdot L) & p_5(4 \cdot L) & p_5(5 \cdot L) & p_5(5 \cdot L) & p_5(7 \cdot L) & p_5(8 \cdot L) & p_5(9 \cdot L) \\ p_6(0.5 \cdot L) & p_6(L) & p_6(2 \cdot L) & p_6(3 \cdot L) & p_6(4 \cdot L) & p_6(5 \cdot L) & p_6(5 \cdot L) & p_6(7 \cdot L) & p_6(8 \cdot L) & p_6(9 \cdot L) \\ p_7(0.5 \cdot L) & p_7(L) & p_7(2 \cdot L) & p_7(3 \cdot L) & p_7(4 \cdot L) & p_7(5 \cdot L) & p_7(5 \cdot L) & p_7(7 \cdot L) & p_7(8 \cdot L) & p_7(9 \cdot L) \\ p_8(0.5 \cdot L) & p_8(L) & p_8(2 \cdot L) & p_8(3 \cdot L) & p_8(4 \cdot L) & p_8(5 \cdot L) & p_8(5 \cdot L) & p_8(7 \cdot L) & p_8(8 \cdot L) & p_8(9 \cdot L) \\ p_9(0.5 \cdot L) & p_9(L) & p_9(2 \cdot L) & p_9(3 \cdot L) & p_9(4 \cdot L) & p_9(5 \cdot L) & p_9(5 \cdot L) & p_9(7 \cdot L) & p_9(8 \cdot L) & p_9(9 \cdot L) \\ p_{10}(0.5 \cdot L) & p_{10}(L) & p_{10}(2 \cdot L) & p_{10}(3 \cdot L) & p_{10}(4 \cdot L) & p_{10}(5 \cdot L) & p_{10}(5 \cdot L) & p_{10}(7 \cdot L) & p_{10}(8 \cdot L) & p_{10}(9 \cdot L) \end{bmatrix}$$

$$p = \begin{array}{c|cccccccc} & 0 & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 \\ \hline 1 & 0.016 & 2 & 1.415 & 1.001 & 0.766 & 0.053 & 0.518 & 0.445 \\ 2 & 0.145 & 1.999 & 1.392 & 0.982 & 0.751 & 0.606 & 0.606 & 0.436 \\ 3 & 0.325 & 1.994 & 1.359 & 0.956 & 0.73 & 0.589 & 0.589 & 0.424 \\ 4 & 0.47 & 1.987 & 1.331 & 0.934 & 0.713 & 0.575 & 0.575 & 0.413 \\ 5 & 0.579 & 1.98 & 1.31 & 0.917 & 0.699 & 0.564 & 0.564 & 0.405 \\ 6 & 0.659 & 1.973 & 1.294 & 0.904 & 0.689 & 0.556 & 0.556 & 0.399 \\ 7 & 0.671 & 1.972 & 1.292 & 0.902 & 0.688 & 0.554 & 0.554 & 0.399 \\ 8 & 0.623 & 1.976 & 1.301 & 0.91 & 0.694 & 0.559 & 0.559 & 0.402 \\ 9 & 0.514 & 1.984 & 1.323 & 0.927 & 0.707 & 0.57 & 0.57 & 0.41 \\ 10 & 0.224 & 1.997 & 1.377 & 0.97 & 0.742 & 0.599 & 0.599 & 0.431 \end{array}$$

Акустичний тиск на осі поля залежно від експлуатаційних факторів



Р



Т

Продовження додатка В

3 Втрати енергії на межі розділу двох середовищ (відбиття від відбивачів, відбиття від внутрішньої стінки колони, проходження з води в колону, відбиття від зовнішньої стінки колони, проходження з колони у воду, відбиття від межі колона-вода.)

$$R_{23,k} = \frac{(Z_{3,k} \cdot \cos(\beta) - Z_{2,k} \cdot \cos(\alpha))^2}{(Z_{3,k} \cdot \cos(\beta) + Z_{2,k} \cdot \cos(\alpha))^2} \quad \beta := 45 \quad \beta := 45 \cdot \text{deg} \quad \sin \alpha_k := \frac{C_{3,k} \cdot \sin(\beta)}{C_{2,k}}$$

$$\sin \alpha_k \quad C_3 := \frac{C_{O_2}}{\sin(\beta)} \quad C_3 = 2.097 \cdot 10^3$$

3.046
2.977
2.881
2.804
2.741
2.695
2.685
2.703
2.752
2.884

$\sin \alpha_k > 1$ - отже, при падінні УЗК із води на відбивач (матеріал якого має швидкість більше С3) під кутом 45 градусів, заломлення відсутнє

$$D_{12,k} := 1 \quad R_{23,k} := 1 \quad R_{24,k} := \frac{(Z_{4,k} - Z_{2,k})^2}{(Z_{4,k} + Z_{2,k})^2} \quad D_{24,k} := \frac{4 \cdot Z_{2,k} \cdot Z_{4,k}}{(Z_{2,k} + Z_{4,k})^2}$$

$$R_{45,k} := \frac{(Z_{5,k} - Z_{4,k})^2}{(Z_{5,k} + Z_{4,k})^2} \quad D_{42,k} := D_{24,k} \quad R_{42,k} := R_{24,k} \quad D_{21,k} := D_{12,k}$$

$$d_{12,k} := \sqrt{D_{12,k}} \quad r_{23,k} := \sqrt{R_{23,k}} \quad r_{24,k} := \sqrt{R_{24,k}} \quad d_{24,k} := \sqrt{D_{24,k}}$$

$$r_{45,k} := \sqrt{R_{45,k}} \quad d_{42,k} := d_{24,k} \quad r_{42,k} := r_{24,k} \quad d_{21,k} := d_{12,k}$$

$D_{12,k}$	$R_{23,k}$	$R_{24,k}$	$D_{24,k}$	$R_{45,k}$	$d_{12,k}$	$r_{23,k}$	$r_{24,k}$	$d_{24,k}$	$r_{45,k}$
1	1	0.88	0.12	0.594	1	1	0.938	0.346	0.771
1	1	0.878	0.122	0.592	1	1	0.937	0.35	0.769
1	1	0.874	0.126	0.589	1	1	0.935	0.355	0.767
1	1	0.87	0.13	0.586	1	1	0.933	0.36	0.766
1	1	0.868	0.132	0.583	1	1	0.931	0.364	0.764
1	1	0.865	0.135	0.581	1	1	0.93	0.367	0.762
1	1	0.865	0.135	0.579	1	1	0.93	0.367	0.761
1	1	0.866	0.134	0.577	1	1	0.93	0.366	0.759
1	1	0.868	0.132	0.574	1	1	0.932	0.363	0.758
1	1	0.874	0.126	0.571	1	1	0.935	0.356	0.756

Продовження додатка В

4 Втрати в середовищі з відстанню (загасанням у стінці колони нехтуємо, зважаючи на його досить мале значення при таких малих відстанях, і розраховуємо тільки загасання у контактному середовищі та призмі (в даному варіанті призма відсутня)). Вирази N та A дозволяють, задавши індекси k та L, визначити послаблення амплітуди на відстані до 1 м з дискретністю 1 мм

Загасання у контактному середовищі:

$$\delta_{0_2} = 0.625$$

T_k	$\delta'_{2,k}$	$\delta_{2,k} := \delta'_{2,k} \cdot L^2$	$\delta_{2,k}$
5	0.045		1.125
20	0.025		0.625
40	0.014		0.35
55	0.01		0.25
75	0.009		0.225
90	0.008		0.2
100	0.007		0.175
115	0.006		0.15
130	0.005		0.125
150	0.004		0.1

$$L := 0..1000$$

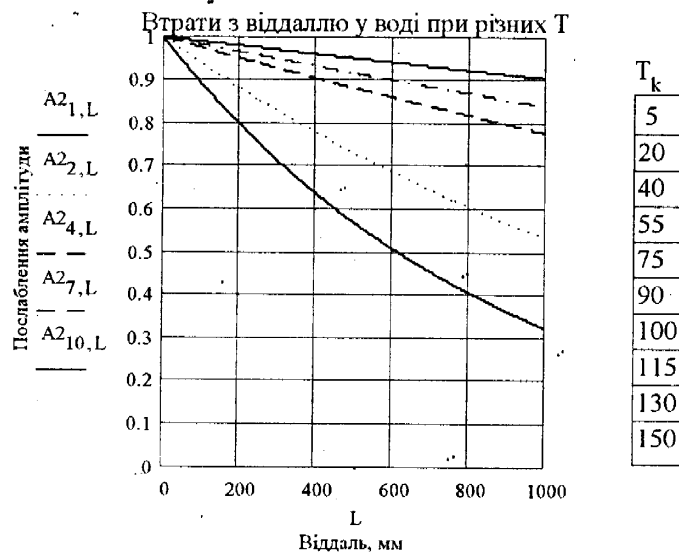
$$N_{k,L} := 20 \cdot \log(e^{-\delta_{2,k} \cdot L \cdot 0.001})$$

$$A_{2_{k,L}} := e^{-\delta_{2,k} \cdot L \cdot 0.001}$$

$N_{k,500}$
-4.886
-2.714
-1.52
-1.086
-0.977
-0.869
-0.76
-0.651
-0.543
-0.434

$A_{2_{k,500}}$
0.57
0.732
0.839
0.882
0.894
0.905
0.916
0.928
0.939
0.951

$N_{k,1000}$	$A_{2_{k,1000}}$
-9.772	0.325
-5.429	0.535
-3.04	0.705
-2.171	0.779
-1.954	0.799
-1.737	0.819
-1.52	0.839
-1.303	0.861
-1.086	0.882
-0.869	0.905



Продовження додатка В

$$A_{1k} = \frac{[(d_{12,k})^2 \cdot [A_{2k,(11-H) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot r_{24,k}]}{8}$$

$$A_{2k} = \frac{[(d_{12,k})^2 \cdot [A_{2k,(11-H) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot (d_{24,k})^2 \cdot r_{45,k}]}{8}$$

$$A_{3k} = \frac{[[A_{2k,(11+13) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot r_{24,k}]}{8}$$

$$A_{4k} = \frac{[[A_{2k,(11+13) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot (d_{24,k})^2 \cdot r_{45,k}]}{8}$$

$$A_{5k} = \frac{[(d_{12,k})^2 \cdot [A_{2k,(11+12-H) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot r_{24,k}]}{8}$$

$$A_{6k} = \frac{[(d_{12,k})^2 \cdot [A_{2k,(11+12-H) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot (d_{24,k})^2 \cdot r_{45,k}]}{8}$$

$$A_{7k} = \frac{[[A_{2k,(11+12+13) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot r_{24,k}]}{8}$$

$$A_{8k} = \frac{[[A_{2k,(11+12+13) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot (d_{24,k})^2 \cdot r_{45,k}]}{8}$$

$$A_{9k} = \frac{[(d_{12,k})^2 \cdot [A_{2k,(11+2 \cdot 12-H) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot r_{24,k}]}{8}$$

$$A_{10k} = \frac{[(d_{12,k})^2 \cdot [A_{2k,(11+2 \cdot 12-H) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot (d_{24,k})^2 \cdot r_{45,k}]}{8}$$

$$A_{11k} = \frac{[[A_{2k,(11+2 \cdot 12+13) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot r_{24,k}]}{8}$$

$$A_{12k} = \frac{[[A_{2k,(11+2 \cdot 12+13) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot (d_{24,k})^2 \cdot r_{45,k}]}{8}$$

$$A_{13k} = \frac{[(d_{12,k})^2 \cdot [A_{2k,(11+3 \cdot 12-H) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot r_{24,k}]}{8}$$

$$A_{14k} = \frac{[(d_{12,k})^2 \cdot [A_{2k,(11+3 \cdot 12-H) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot (d_{24,k})^2 \cdot r_{45,k}]}{8}$$

$$A_{15k} = \frac{[[A_{2k,(11+3 \cdot 12+13) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot r_{24,k}]}{8}$$

$$A_{16k} = \frac{[[A_{2k,(11+3 \cdot 12+13) \cdot 1000}]^2 \cdot (r_{23,k})^2 \cdot (A_{2k,Rk \cdot 1000})^2 \cdot (d_{24,k})^2 \cdot r_{45,k}]}{8}$$

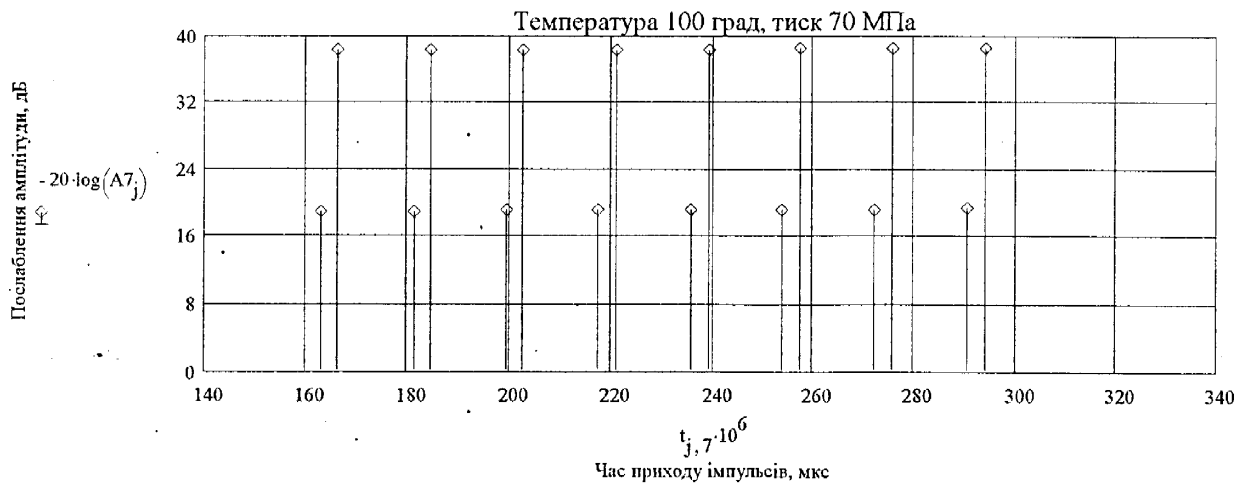
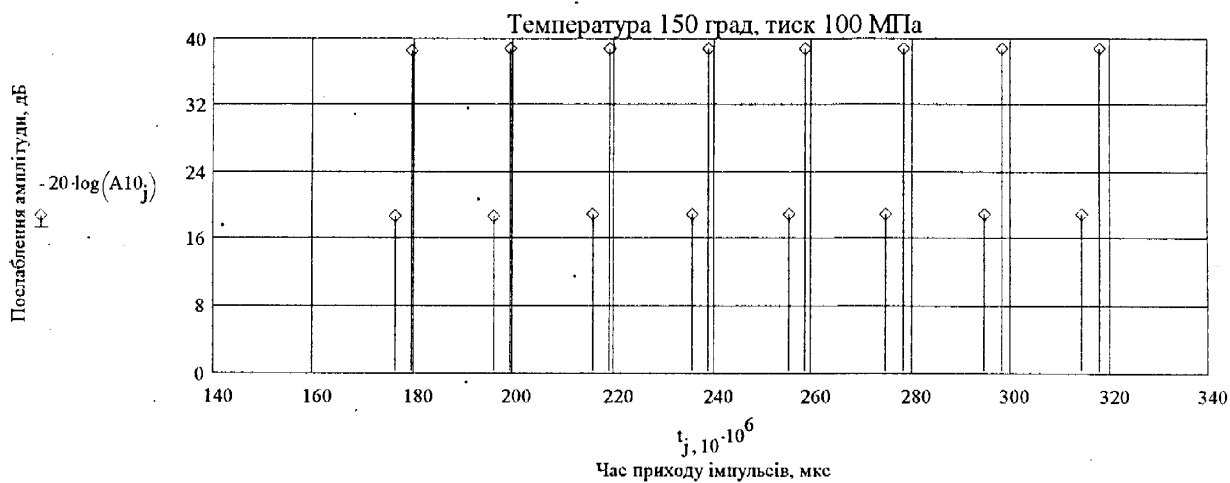
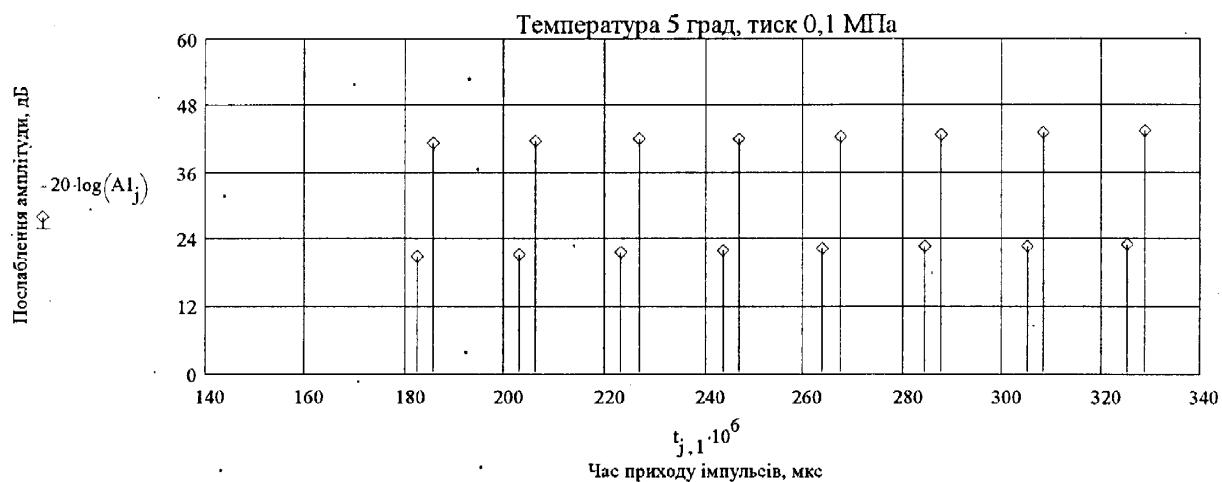
Продовження додатка В

Втрати амплітуди у дБ для початкових (1) та кінцевих (10) умов контролю (тиску та температури), а також для варіанту максимального впливу цих умов (7)

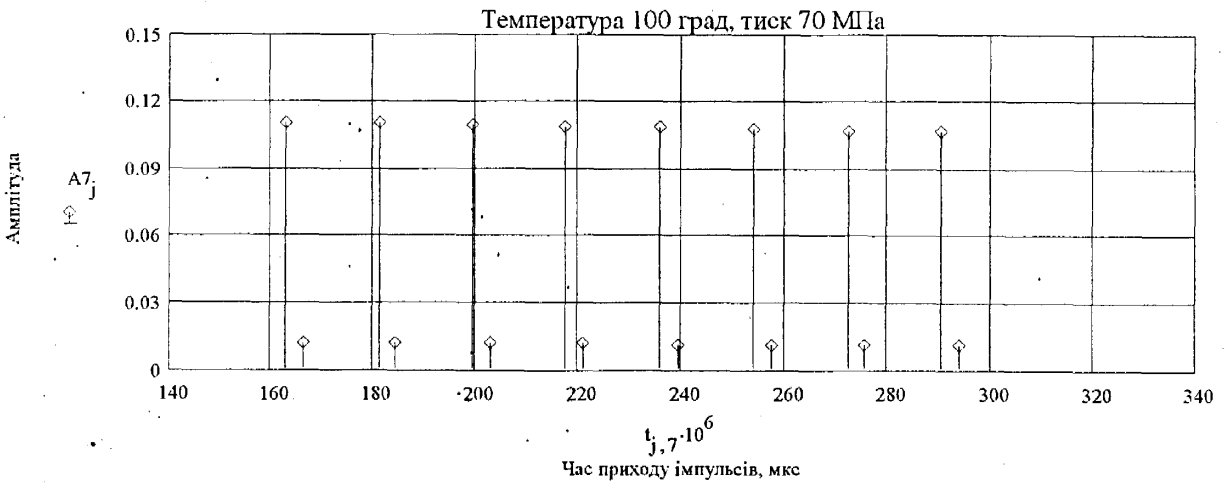
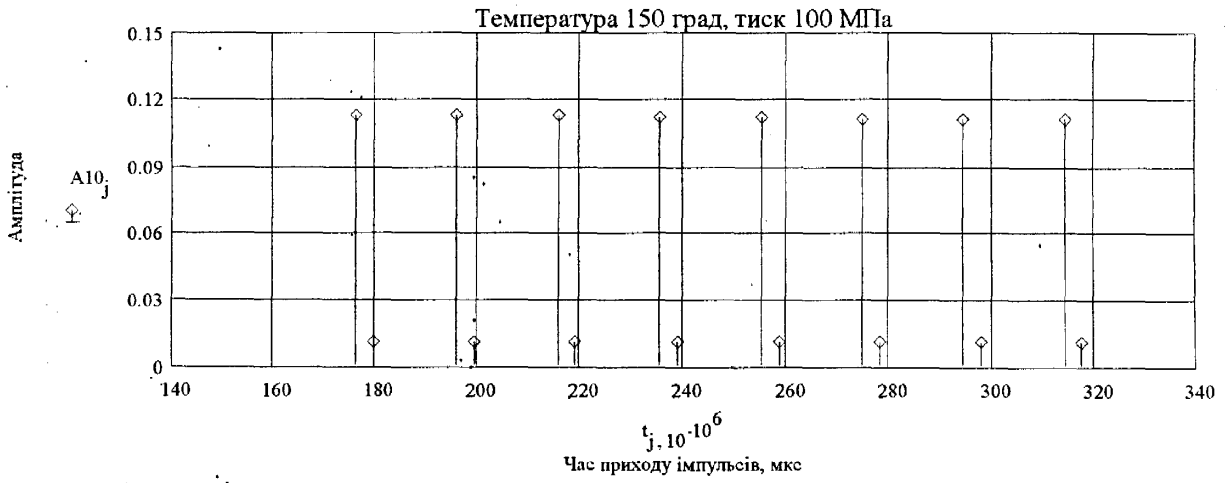
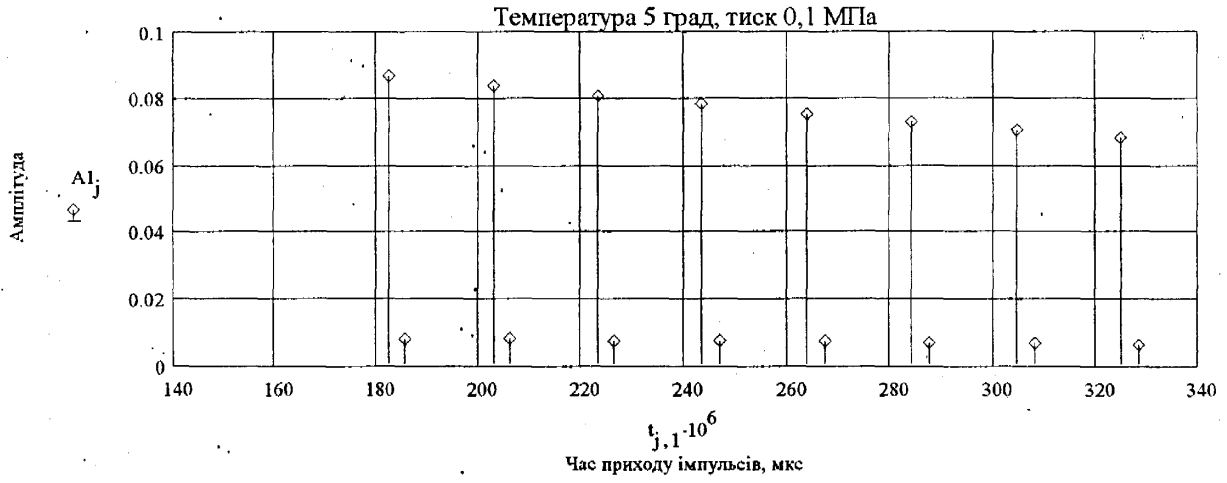
$A_{1,j}$	$20 \cdot \log(A_{1,j})$	$A_{7,j}$	$20 \cdot \log(A_{7,j})$	$A_{10,j}$	$20 \cdot \log(A_{10,j})$
$A_{1,1}$	-21.234	$A_{1,7}$	-19.099	$A_{1,10}$	-18.882
$A_{2,1}$	-41.379	$A_{2,7}$	-38.233	$A_{2,10}$	-38.687
$A_{3,1}$	-21.527	$A_{3,7}$	-19.145	$A_{3,10}$	-18.908
$A_{4,1}$	-41.672	$A_{4,7}$	-38.278	$A_{4,10}$	-38.713
$A_{5,1}$	-21.821	$A_{5,7}$	-19.19	$A_{5,10}$	-18.934
$A_{6,1}$	-41.965	$A_{6,7}$	-38.324	$A_{6,10}$	-38.739
$A_{7,1}$	-22.114	$A_{7,7}$	-19.236	$A_{7,10}$	-18.96
$A_{8,1}$	-42.258	$A_{8,7}$	-38.369	$A_{8,10}$	-38.765
$A_{9,1}$	-22.407	$A_{9,7}$	-19.282	$A_{9,10}$	-18.986
$A_{10,1}$	-42.552	$A_{10,7}$	-38.415	$A_{10,10}$	-38.791
$A_{11,1}$	-22.7	$A_{11,7}$	-19.327	$A_{11,10}$	-19.012
$A_{12,1}$	-42.845	$A_{12,7}$	-38.461	$A_{12,10}$	-38.818
$A_{13,1}$	-22.993	$A_{13,7}$	-19.373	$A_{13,10}$	-19.038
$A_{14,1}$	-43.138	$A_{14,7}$	-38.506	$A_{14,10}$	-38.844
$A_{15,1}$	-23.286	$A_{15,7}$	-19.418	$A_{15,10}$	-19.064
$A_{16,1}$	-43.431	$A_{16,7}$	-38.552	$A_{16,10}$	-38.87

Продовження додатка В

Графічне представлення результатів для початкових (1)
та кінцевих (10) умов контролю (тиску та температури), а
також для варіанту максимального впливу цих умов (7)

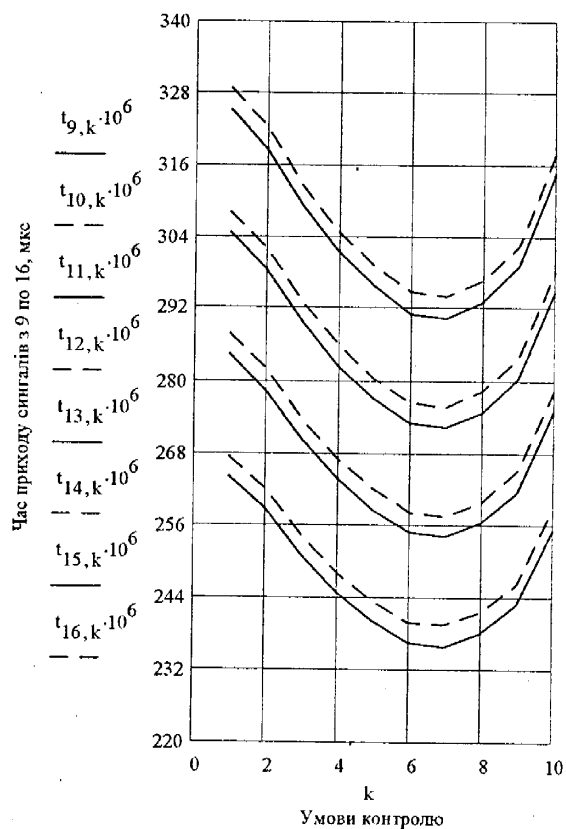
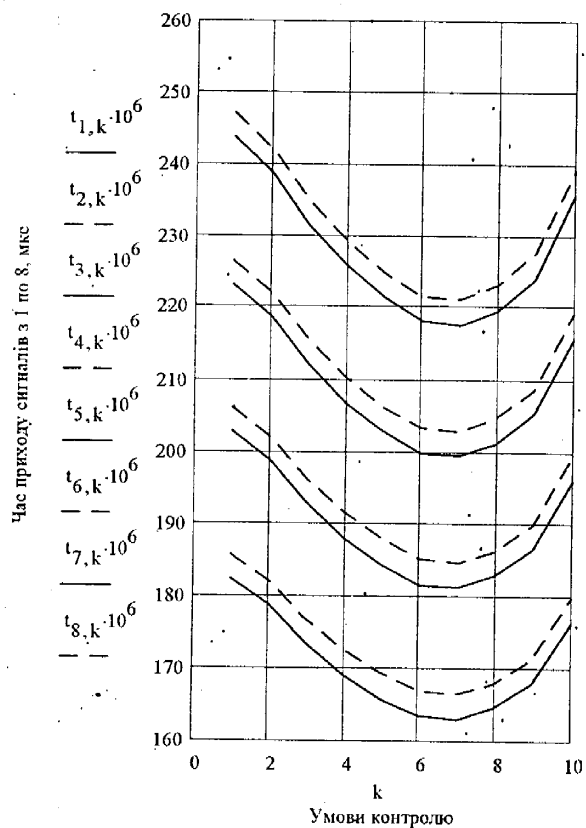
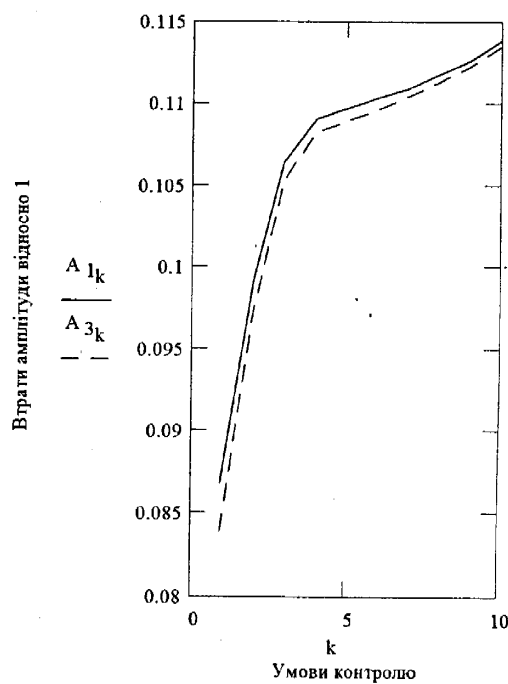
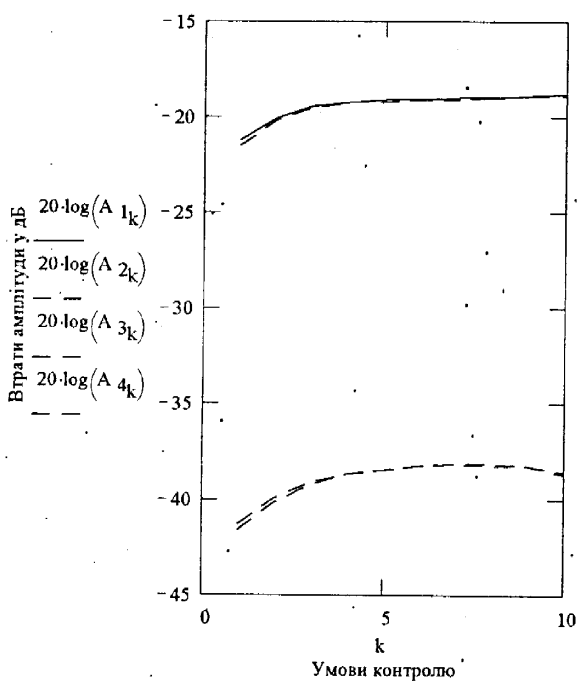


Продовження додатка В



Продовження додатка В

Графічне представлення втрат амплітуди та часу приходу кожного з 16 сигналів, та їх залежність від умов контролю (заданої комбінації тиску та температури)



Продовження додатка В

Демонстрація впливу нехтування зміною швидкості в матеріалі об'єкта контролю на результат вимірювання товщини його стінки:

- h1 - результат вимірювання з врахуванням впливу, мм;
- h2 - без врахування, мм;
- h - реальне значення товщини, мм;
- Δh - відносна похибка вимірювання.

$$h1_k = \frac{C_{4,k} \cdot t_{4,k}}{2}$$

$$h1_k \cdot 1000$$

10
10
10
10
10
10
10
10
10
10
10

$$h2_k = \frac{C_{4,2} \cdot t_{4,k}}{2}$$

$$h2_k \cdot 1000$$

9.975
10
10.034
10.06
10.094
10.12
10.137
10.164
10.19
10.225

$$\Delta h_k = \frac{h2_k - h}{h} \cdot 100$$

$$\Delta h_k$$

-0.254
0
0.34
0.597
0.941
1.201
1.375
1.637
1.9
2.253

Демонстрація впливу нехтування зміною швидкості в контактній рідині на результат вимірювання внутрішнього радіуса колони:

- R1_k - результат вимірювання з врахуванням впливу, м;
- R2_k - без врахування, м;
- R_k - реальне значення радіуса, м;
- ΔR - відносна похибка вимірювання.

$$t_{r_{j,k}} = \left(\frac{2 \cdot R_k}{C_{2,k}} \right)$$

$$t_{r_{j,k}} = t_{j,k} \cdot \left(\frac{L1_j}{C_{1,k}} + \frac{L2_j - 2 \cdot R_k}{C_{2,k}} + \frac{L4_j}{C_{4,k}} \right)$$

$$R1_{k_k} = \frac{C_{2,k} \cdot t_{r_{1,k}}}{2}$$

$$R1_{k_k} \cdot 10^3$$

74
74
74
74
74
74
74
74
74
74
74

$$t_{r_{1,k}} \cdot 10^6$$

100.674
98.607
95.697
93.314
91.499
90.141
89.94
90.76
92.578
97.324

$$t_{r_{16,k}} \cdot 10^6$$

100.674
98.607
95.697
93.314
91.499
90.141
89.94
90.76
92.578
97.324

$$R2_{k_k} = \frac{C_{2,2} \cdot t_{r_{1,k}}}{2}$$

$$R2_{k_k} \cdot 10^3$$

75.551
74
71.816
70.028
68.666
67.647
67.496
68.111
69.475
73.037

$$\Delta R_k = \frac{R2_{k_k} - R_k}{R_k} \cdot 100$$

$$\Delta R_k$$

2.096
$1.875 \cdot 10^{-14}$
-2.951
-5.367
-7.209
-8.585
-8.789
-7.958
-6.115
-1.302

Додаток Г

Приклади обробки результатів контролю

Обробка та інтерпретація результатів контролю першим способом

Приклад для чотирьох проконтрольованих перерізів (різні можливі випадки).

N - кількість прийнятих імпульсів; t - інформативний час, мкс; A - відносна амплітуда імпульса (вагомість геометричного параметра); r - радіус; C - швидкість поширення УЗК у контактній рідині.

N1 := 1

$$t1_{N1} := 101.015 \quad A1_{N1} := 1 \quad r1_{N1} := \frac{t1_{N1} \cdot C}{2} \quad r1_{N1} = 74.903$$

N2 := 1..4

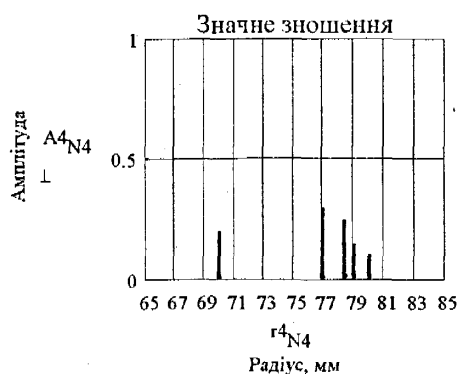
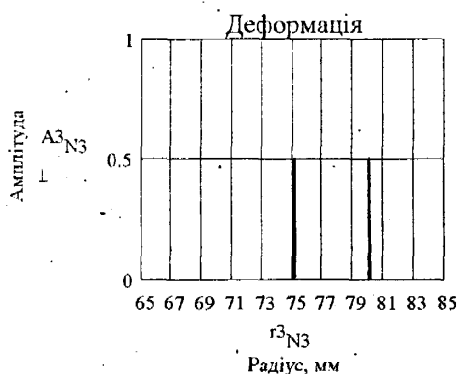
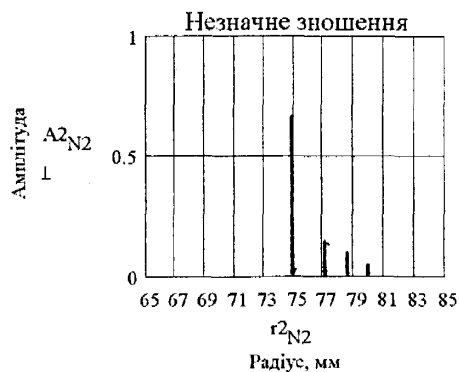
$$t2_{N2} := \begin{matrix} 101.215 \\ 103.975 \\ 105.960 \\ 107.915 \end{matrix} \quad A2_{N2} := \begin{matrix} 0.70 \\ 0.15 \\ 0.10 \\ 0.05 \end{matrix} \quad r2_{N2} := \frac{t2_{N2} \cdot C}{2} \quad r2_{N2} = \begin{matrix} 75.051 \\ 77.097 \\ 78.569 \\ 80.019 \end{matrix}$$

N3 := 1..2

$$t3_{N3} := \begin{matrix} 101.275 \\ 108.115 \end{matrix} \quad A3_{N3} := \begin{matrix} 0.50 \\ 0.50 \end{matrix} \quad r3_{N3} := \frac{t3_{N3} \cdot C}{2} \quad r3_{N3} = \begin{matrix} 75.095 \\ 80.167 \end{matrix}$$

N4 := 1..5

$$t4_{N4} := \begin{matrix} 94.445 \\ 103.915 \\ 105.730 \\ 106.545 \\ 107.905 \end{matrix} \quad A4_{N4} := \begin{matrix} 0.20 \\ 0.30 \\ 0.25 \\ 0.15 \\ 0.10 \end{matrix} \quad r4_{N4} := \frac{t4_{N4} \cdot C}{2} \quad r4_{N4} = \begin{matrix} 70.031 \\ 77.053 \\ 78.399 \\ 79.003 \\ 80.012 \end{matrix}$$



Обробка результатів контролю другим способом

1. Читання даних вимірювання з файлів та формування відповідних матриць

data_r := READPRN("d:/data_R.prn")

data_h := READPRN("d:/data_h.prn")

data_r =

	0	1	2	3	4	5	6	7
0	75.2	75.1	75	75.2	75.5	75.5	75.3	75.2
1	76	76.2	76.1	76	76.5	76.4	76.8	76.1
2	75.4	76.1	75.7	76.2	75.9	76	75.7	76.2
3	75.6	75.5	75.4	75.7	76	76.2	76.1	76.1
4	77	76	76.7	75.4	75.2	75.1	75.4	76.2
5	75.1	74.7	75.2	74.8	75.2	76	76.1	75.6
6	75.7	75.9	76	75.8	76.2	75.6	76.1	76.1
7	80	74.3	70	75.3	79.7	75.1	71.2	73.1
8	75.9	75.7	75.9	75.5	75.8	75.9	76.1	76.2
9	75.6	76.2	75.5	75.3	75.5	76.2	75.8	75.9

n := rows(data_r)

n = 10

m := cols(data_r)

m = 8

data_h =

	0	1	2	3	4	5	6	7
0	8.5	8.5	8.2	8.7	8.1	8.3	8.4	8.6
1	9	8.9	8.9	9.1	9.2	8.9	8.7	9.3
2	8.7	8.4	8.3	8.1	8.3	8.5	8.2	8.6
3	8.8	9	8.9	9.1	8.6	9.2	8.6	9
4	7	7.9	7.5	8.5	8.6	8.7	8.6	7.5
5	9.1	9.1	9.2	8.7	8.8	9.3	8.5	9
6	8.2	8.6	9	8.7	9.2	9.1	9.2	9.3
7	7.8	8.2	7.9	7.9	8.3	8.6	8.5	8.2
8	9.2	9.1	9.2	9	9.2	8.6	8.8	8.6
9	9.2	8.5	8.4	8.3	8.7	9.2	9.1	9

min_r := min(data_r)

min_r = 70

max_r := max(data_r)

max_r = 80

min_h := min(data_h)

min_h = 7

max_h := max(data_h)

max_h = 9.3

2. Пошук найбільш небезпечних перерізів серед даних вимірювання

2.1. За найменшою середньою товщиною стінки

Продовження додатка Г

```

N_min_h_ser := | h_sered ← 0
                | min_h_sered ← 1000
                | nomer ← 0
                | suma ← 0
                | for i ∈ 0..n-1
                |   | for j ∈ 0..m-1
                |   |   | suma ← suma + data_h_i,j
                |   |   | h_sered ←  $\frac{\text{suma}}{8}$ 
                |   |   | nomer ← i if h_sered < min_h_sered
                |   |   | min_h_sered ← h_sered if h_sered < min_h_sered
                |   |   | suma ← 0
                |   | nomer

```

$$N_{\min_h_ser} = 4$$

$$N1 := N_{\min_h_ser}$$

$$N1 = 4$$

$$\left[(\text{data_h}^T)^{\langle N1 \rangle} \right]^T = [7 \quad 7.9 \quad 7.5 \quad 8.5 \quad 8.6 \quad 8.7 \quad 8.6 \quad 7.5]$$

$$h1 := (\text{data_h}^T)^{\langle N1 \rangle}$$

$$\left[(\text{data_r}^T)^{\langle N1 \rangle} \right]^T = [77 \quad 76 \quad 76.7 \quad 75.4 \quad 75.2 \quad 75.1 \quad 75.4 \quad 76.2]$$

$$r1 := (\text{data_r}^T)^{\langle N1 \rangle}$$

2.2. За найбільшою зміною форми перерізу (найбільшою різницею радіусів)

```

N_rizn_Rmax_Rmin := | nomer ← 0
                    | rizn ← 0
                    | max_rizn ← 0
                    | max ← 0
                    | min ← 1000
                    | for i ∈ 0..n-1
                    |   | for j ∈ 0..m-1
                    |   |   | max ← data_r_i,j if data_r_i,j > max
                    |   |   | min ← data_r_i,j if data_r_i,j < min
                    |   |   | rizn ← max - min
                    |   |   | nomer ← i if rizn > max_rizn
                    |   |   | max_rizn ← rizn if rizn > max_rizn
                    |   |   | rizn ← 0
                    |   | nomer

```

Продовження додатка Г

$$N_{\text{rizn_Rmax_Rmin}} = 7$$

$$N2 := N_{\text{rizn_Rmax_Rmin}}$$

$$N2 = 7$$

$$\left[(\text{data_h}^T)^{\langle N2 \rangle} \right]^T = [7.8 \ 8.2 \ 7.9 \ 7.9 \ 8.3 \ 8.6 \ 8.5 \ 8.2]$$

$$\left[(\text{data_r}^T)^{\langle N2 \rangle} \right]^T = [80 \ 74.3 \ 70 \ 75.3 \ 79.7 \ 75.1 \ 71.2 \ 73.1]$$

$$h2 := (\text{data_h}^T)^{\langle N2 \rangle}$$

$$r2 := (\text{data_r}^T)^{\langle N2 \rangle}$$

$$h1 = \begin{bmatrix} 7 \\ 7.9 \\ 7.5 \\ 8.5 \\ 8.6 \\ 8.7 \\ 8.6 \\ 7.5 \end{bmatrix}$$

$$r1 = \begin{bmatrix} 77 \\ 76 \\ 76.7 \\ 75.4 \\ 75.2 \\ 75.1 \\ 75.4 \\ 76.2 \end{bmatrix}$$

$$h2 = \begin{bmatrix} 7.8 \\ 8.2 \\ 7.9 \\ 7.9 \\ 8.3 \\ 8.6 \\ 8.5 \\ 8.2 \end{bmatrix}$$

$$r2 = \begin{bmatrix} 80 \\ 74.3 \\ 70 \\ 75.3 \\ 79.7 \\ 75.1 \\ 71.2 \\ 73.1 \end{bmatrix}$$

3. Підготовка даних вимірювання до їх графічного представлення в полярних координатах

$$i := 0..8$$

$$\alpha_i :=$$

0
$\frac{\pi}{4}$
$\frac{\pi}{2}$
$\frac{3 \cdot \pi}{4}$
π
$\frac{5 \cdot \pi}{4}$
$\frac{3 \cdot \pi}{2}$
$\frac{7 \cdot \pi}{4}$
$2 \cdot \pi$

$$\alpha_i \cdot \frac{180}{\pi} =$$

0
45
90
135
180
225
270
315
360

$$r1_i = \quad h1_i =$$

$r1_0$	$h1_0$
$r1_1$	$h1_1$
$r1_2$	$h1_2$
$r1_3$	$h1_3$
$r1_4$	$h1_4$
$r1_5$	$h1_5$
$r1_6$	$h1_6$
$r1_7$	$h1_7$
$r1_0$	$h1_0$

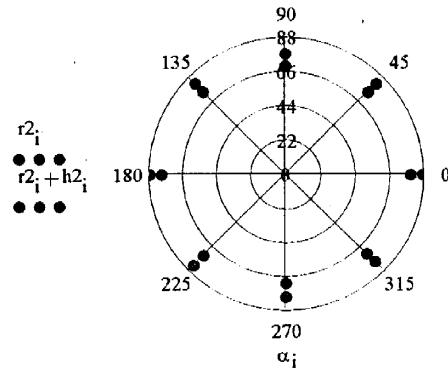
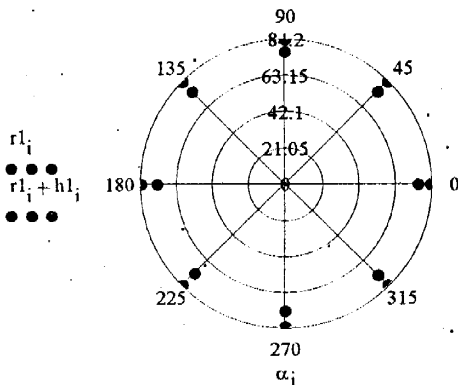
$r1_i$	$h1_i$
77	7
76	7.9
76.7	7.5
75.4	8.5
75.2	8.6
75.1	8.7
75.4	8.6
76.2	7.5
77	7

$$R1_i := r1_i + h1_i$$

$R1_i$
84
83.9
84.2
83.9
83.8
83.8
84
83.7
84

Продовження додатка Г

$r2_i :=$	$h2_i :=$	$r2_i$	$h2_i$	$R2_i := r2_i + h2_i$	$R2_i$
$r2_0$	$h2_0$	80	7.8		87.8
$r2_1$	$h2_1$	74.3	8.2		82.5
$r2_2$	$h2_2$	70	7.9		77.9
$r2_3$	$h2_3$	75.3	7.9		83.2
$r2_4$	$h2_4$	79.7	8.3		88
$r2_5$	$h2_5$	75.1	8.6		83.7
$r2_6$	$h2_6$	71.2	8.5		79.7
$r2_7$	$h2_7$	73.1	8.2		81.3
$r2_0$	$h2_0$	80	7.8		87.8



4. Апроксимація внутрішньої та зовнішньої поверхні труби поліноміальною залежністю за результатами контролю

Використовуються вбудовані функції **Mathcad** для знаходження поліноміальної регресійної залежності двовимірних даних.

Степінь полінома: $k := 7$

Число точок даних: $n_T := 8$

Для першого перерізу:

$z1 := \text{regress}(a, r1, k)$

$z2 := \text{regress}(a, R1, k)$

$\text{fit1}(x) := \text{interp}(z1, a, r1, x)$

$\text{fit2}(x) := \text{interp}(z2, a, R1, x)$

Отримана регресійна залежність:

Продовження додатка Г

Коефіцієнти регресії $y = a_0 + a_1x_1 + \dots + a_nx_n$

coeffs1 := submatrix(z1, 3, length(z1) - 1, 0, 0)

coeffs2 := submatrix(z2, 3, length(z2) - 1, 0, 0)

Графіки:

j := 0.. 64

$$x_j := \min(\alpha) + j \cdot \frac{\max(\alpha) - \min(\alpha)}{64}$$

r1_{apr}_j := fit1(x_j)

$$\text{coeffs1} = \begin{bmatrix} 76.998 \\ -10.719 \\ 23.258 \\ -19.582 \\ 8.028 \\ -1.729 \\ 0.188 \\ -8.18 \cdot 10^{-3} \end{bmatrix} \quad \text{coeffs2} = \begin{bmatrix} 83.999 \\ -1.78 \\ 3.759 \\ -2.69 \\ 0.863 \\ -0.131 \\ 8.245 \cdot 10^{-3} \\ -1.076 \cdot 10^{-4} \end{bmatrix}$$

Для другого перерізу:

z3 := regress(α, r2, k)

fit3(x) := interp(z3, α, r2, x)

coeffs3 := submatrix(z3, 3, length(z3) - 1, 0, 0)

z4 := regress(α, R2, k)

fit4(x) := interp(z4, α, R2, x)

coeffs4 := submatrix(z4, 3, length(z4) - 1, 0, 0)

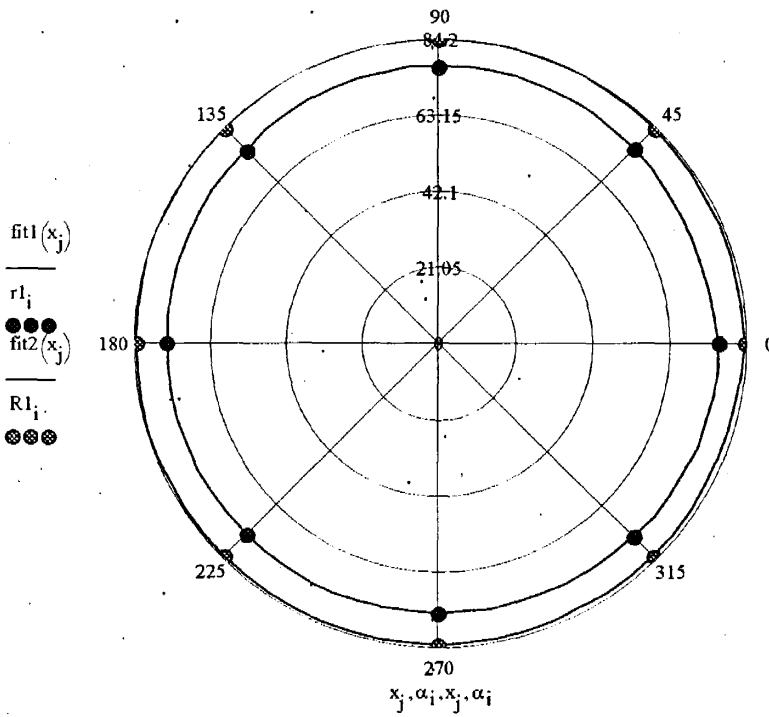
j := 0.. 64

$$x_j := \min(\alpha) + j \cdot \frac{\max(\alpha) - \min(\alpha)}{64}$$

r2_{apr}_j := fit3(x_j)

$$\text{coeffs3} = \begin{bmatrix} 79.993 \\ 19.02 \\ -67.829 \\ 59.144 \\ -22.537 \\ 4.277 \\ -0.397 \\ 0.014 \end{bmatrix} \quad \text{coeffs4} = \begin{bmatrix} 87.793 \\ 20.586 \\ -69.525 \\ 59.486 \\ -22.337 \\ 4.18 \\ -0.383 \\ 0.014 \end{bmatrix}$$

Продовження додатка Г



$$R_j := fit2(x_j)$$

$$r_j := fit1(x_j)$$

$$\min(R) = 83.613$$

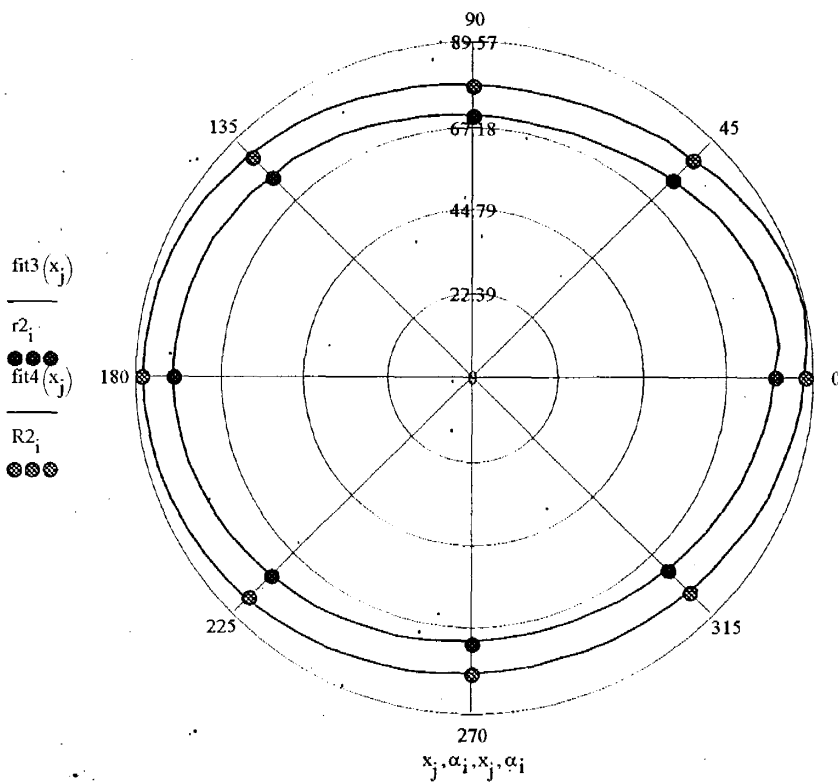
$$\max(R) = 84.175$$

$$\min(r) = 75.03$$

$$\max(r) = 77.307$$

$$\min(R - r) = 6.402$$

$$\max(R - r) = 8.712$$



$$R_j := fit4(x_j)$$

$$r_j := fit3(x_j)$$

$$\min(R) = 77.513$$

$$\max(R) = 89.573$$

$$\min(r) = 69.569$$

$$\max(r) = 81.528$$

$$\min(R - r) = 7.8$$

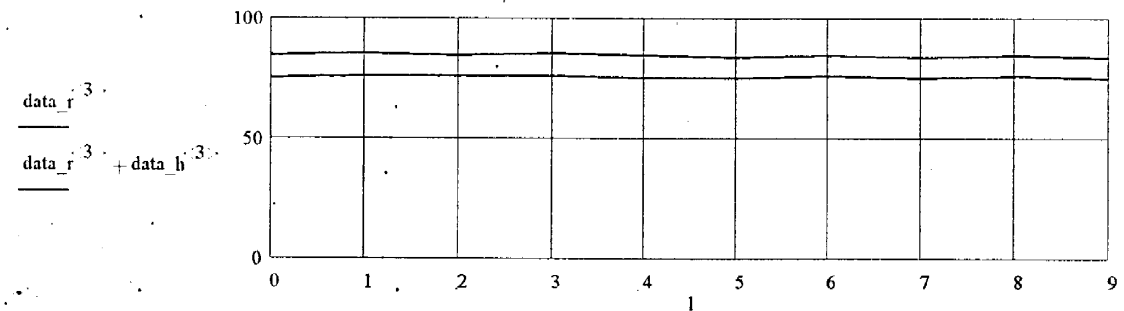
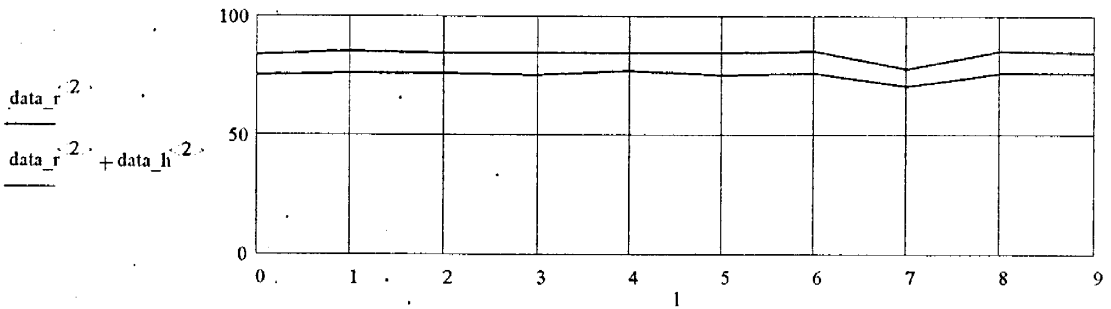
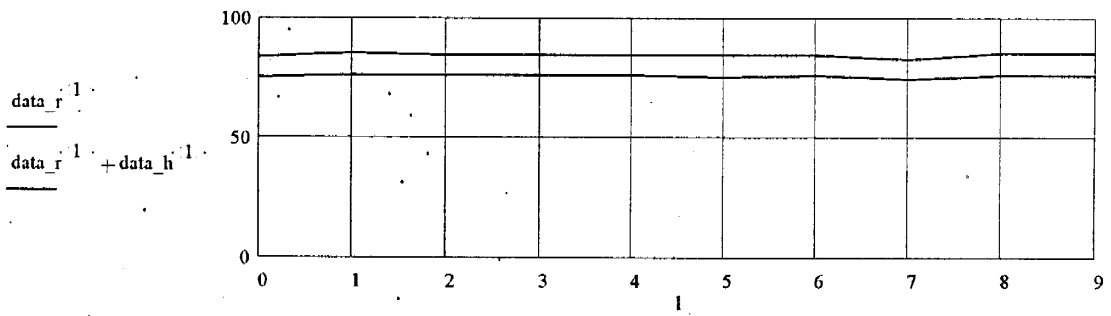
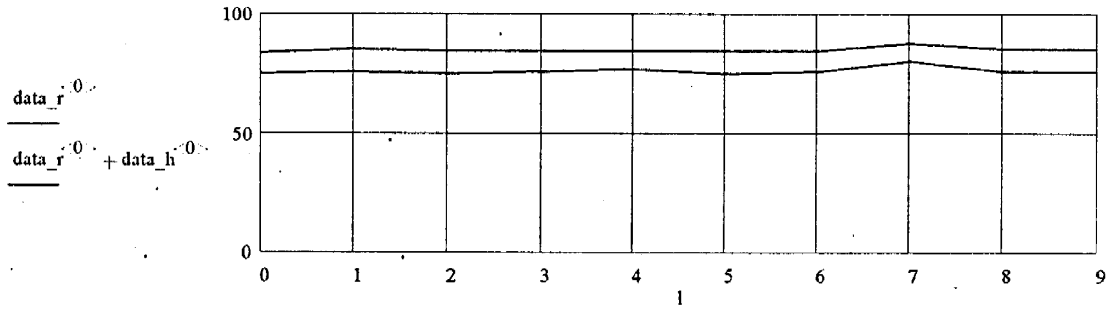
$$\max(R - r) = 8.616$$

5. Побудова поздовжніх перерізів по кожному з восьми каналів

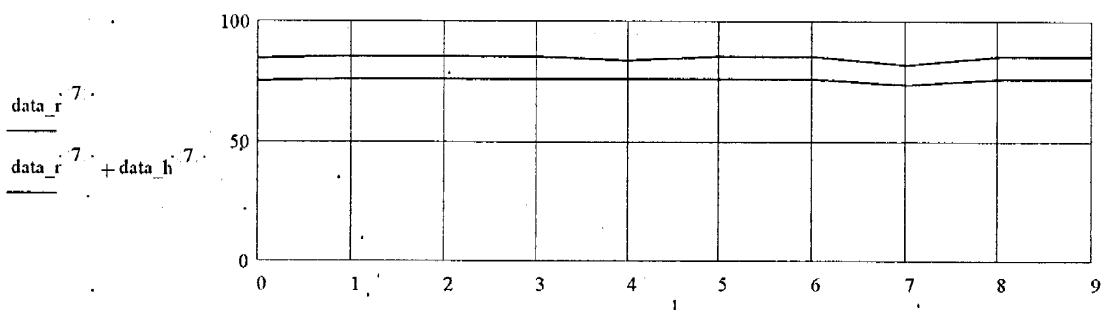
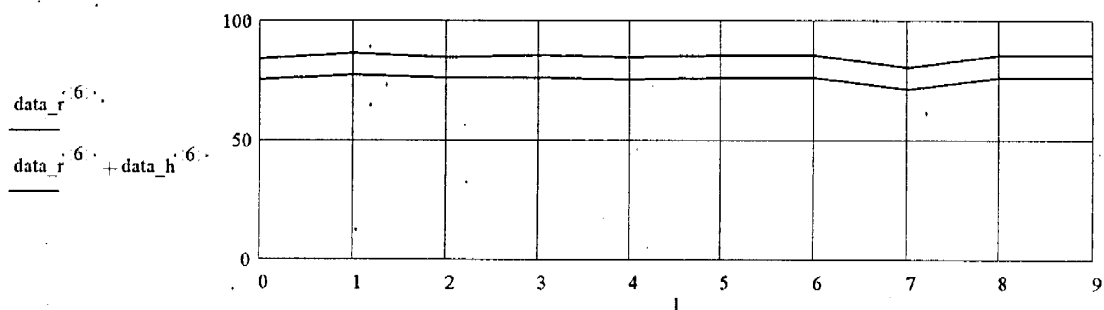
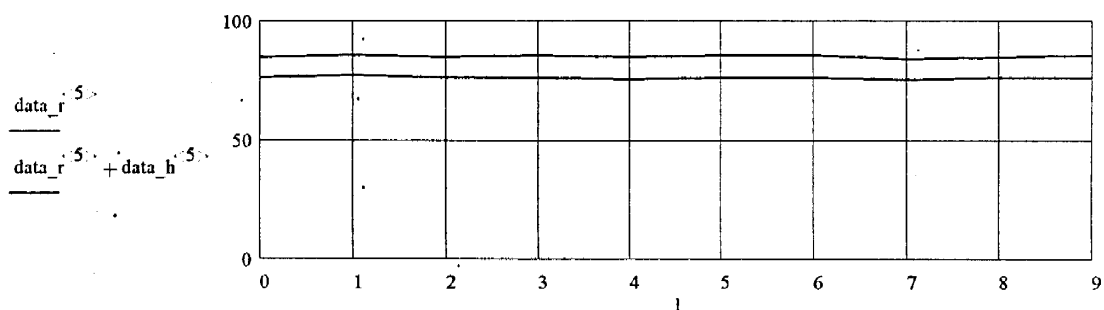
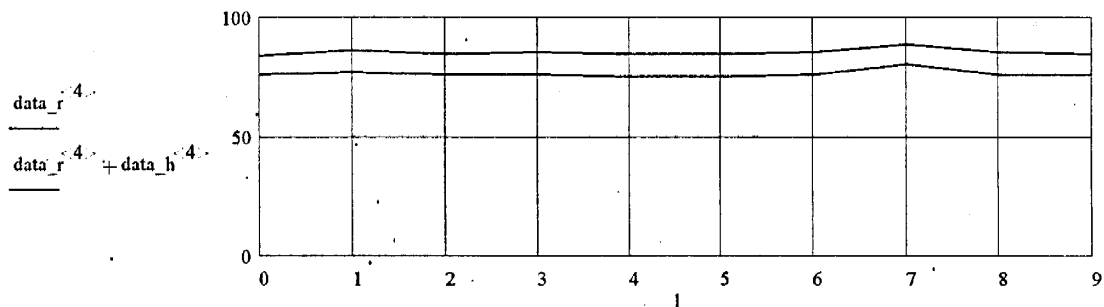
$$i := 0..n-1$$

$$l_i := i$$

$$L := 1$$



Продовження додатка Г



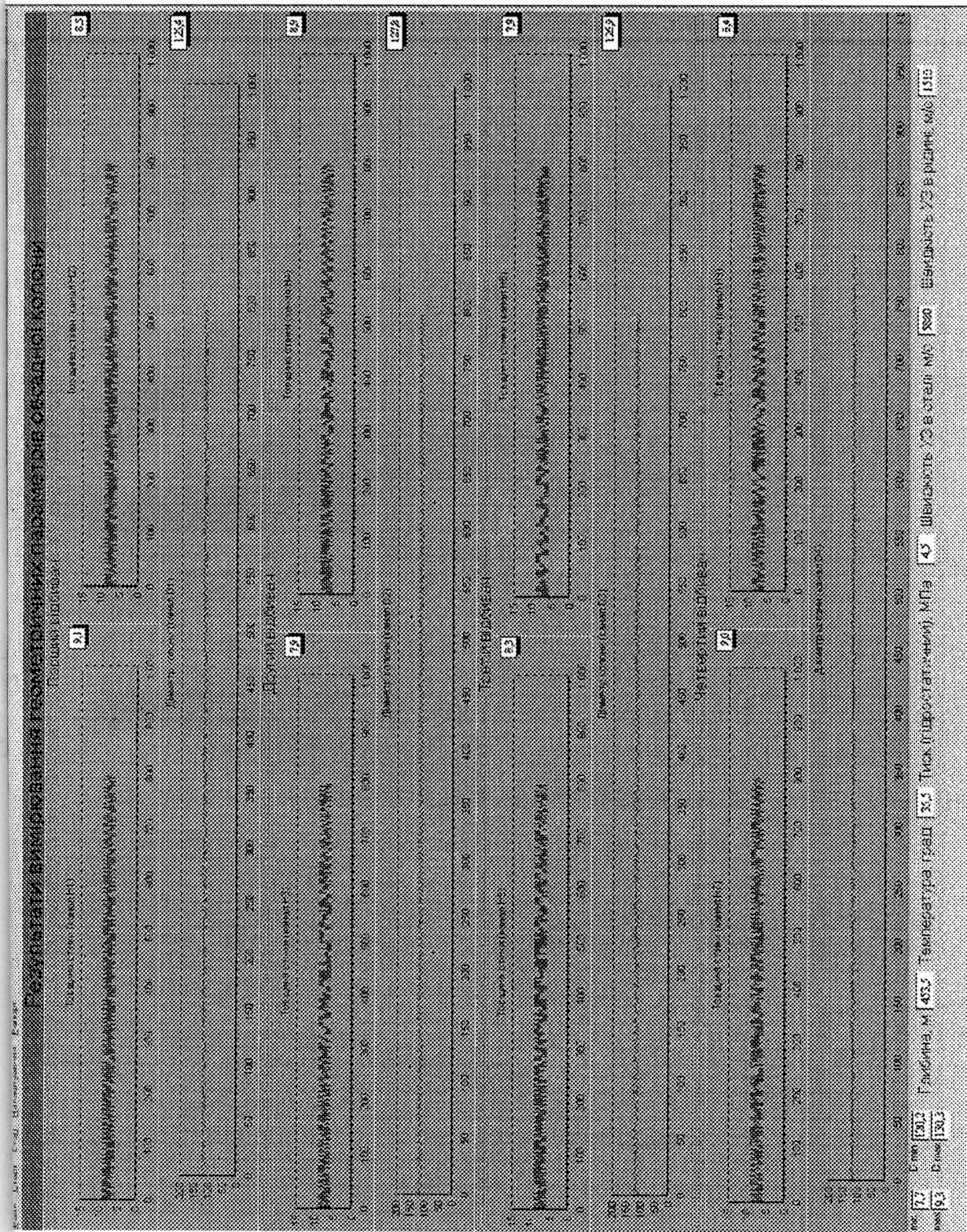


Рис. Г.1. Приклад візуалізації обробки результатів вимірювання (спосіб другий)

Додаток Д

Акт дослідних випробувань в експлуатаційних умовах експериментального зразка розробленого інформаційно-вимірювального комплексу

ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер БВУПЗГ

В.В. Костів



28 11 2003 р.

А К Т

дослідних випробувань в експлуатаційних умовах

експериментального зразка інформаційно-вимірювального комплексу для контролю геометричних параметрів обсадної колони в свердловині, розробленого НВФ "Зонд" в рамках науково-дослідної роботи за договором №35НДР.

Приймальна комісія в складі:

голова: - Молодецький І.А. – зав. відділу НВФ "Зонд", к.т.н.

члени комісії:

1 Кузишєн М.І. – геолог БВУПЗГ.

2 Дерев'яно Л.Р. – майстер КРС.

3 Вісков О.В. – зав. лабораторії НВФ "Зонд".

4 Векерик В.В. – старший науковий співробітник НВФ "Зонд".

яка діє на підставі наказу по НВФ "Зонд" від 11.11.2003 р. № 154/11, склала цей акт про наступне:

1 У період з 25.11.2003 р. по 27.11.2003 р. на Богородчанському ВУПЗГ комісія здійснила дослідні випробування експериментального зразка інформаційно-вимірювального комплексу для контролю геометричних параметрів обсадної колони в свердловині, розробленого та виготовленого НВФ "Зонд".

2 Комісії були надані:

- технічне завдання на розробку;
- конструкторська документація на інформаційно-вимірювальний комплекс;
- програма та методика дослідних випробувань;
- експериментальний зразок інформаційно-вимірювального комплексу для контролю геометричних параметрів обсадної колони;
- акт та протокол лабораторних випробувань експериментального зразка інформаційно-вимірювального комплексу в умовах НВФ "Зонд".

3 Комісія розглянула: програму та методику випробувань і погодилася проводити їх згідно запропонованих документів, результати лабораторних випробувань в умовах НВФ "Зонд", а також подану конструкторську документацію і встановила, що вона відповідає вимогам комплектності та оформлена згідно існуючих норм.

Продовження додатка Д

4 Комісія провела дослідні випробування представленого експериментального зразка в експлуатаційних умовах підземного сховища газу (ПСГ) під час проведення капітального ремонту свердловини. В процесі проведення випробувань було виявлено такі недоліки:

- недостатня надійність акустичного контакту між перетворювачами та поверхнею труб;
- недостатня завадостійкість каналу передачі інформації з глибинного приладу до наземного пульта;
- епізодичні збої в роботі притискового пристрою.

5 Комісія постановила:

- передбачити технологією контролю попередню механічну очистку поверхні труб для підвищення надійності створення акустичного контакту;
- вважати, що, в основному, експериментальний зразок інформаційно-вимірjuвального комплексу для контролю геометричних параметрів обсадної колони в свердловині витримав випробування в експлуатаційних умовах ПСГ і відповідає вимогам ТЗ, стандартів та технічній документації.

6 Комісія пропонує:

НВФ "Зонд" продовжити роботи з даної проблеми, зокрема, для можливості застосування розробленого засобу контролю в більш складніших експлуатаційних умовах потрібно: підвищити завадостійкість каналу передачі даних, термостабільність глибинної частини інформаційно-вимірjuвального комплексу, якість її центрування в колоні та якість створення акустичного контакту, а також збільшити прохідну здатність комплексу по трубах шляхом зменшення його габаритних розмірів.

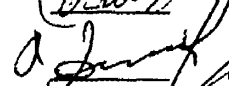
Додаток: Протокол дослідних випробувань в експлуатаційних умовах.

Голова комісії

 Молодецький І.А.

Члени комісії

 Кузишен М.І.

 Дерев'янку Л.Р.

 Вісков О.В.

 Векерик В.В.