

На правах рукопису

УДК 697.34

**ВАЩИШАК ІРИНА РОМАНІВНА**

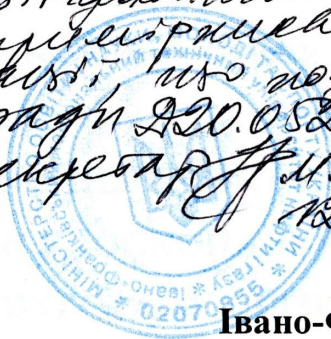
**УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ БЕЗКОНТАКТНОГО  
КОНТРОЛЮ СТАНУ ПІДЗЕМНИХ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ**

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

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

*Цей примірник  
дисертації ідентифікований  
іншим підприємством  
дисертації, що надано  
до бібліотеки 220.052.03  
Вашій секретарі О.М. Дранчук  
12.11.12р.*

**Науковий керівник:**  
доктор технічних наук,  
професор Карпаш О.М.



## ЗМІСТ

<b>ВСТУП .....</b>	<b>4</b>
<b>РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ.....</b>	<b>11</b>
1.1 Характеристика об'єкту контролю .....	12
1.2 Аналіз відомих методів та засобів контролю технічного стану підземних теплових мереж.....	19
1.2.1 Візуальний контроль .....	19
1.2.2 Методи та засоби теплового контролю.....	20
1.2.3 Методи та засоби акустичного контролю.....	23
1.2.4 Методи та засоби електричного контролю.....	25
1.2.5 Методи та засоби магнітного контролю.....	25
1.2.6 Метод контролю проникаючими речовинами .....	26
1.2.7 Аналіз існуючої нормативної документації.....	26
1.3 Вибір та обґрунтування напрямку досліджень.....	27
<b>РОЗДІЛ 2 ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ МЕТОДІВ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ.....</b>	<b>29</b>
2.1 Вибір інформативних параметрів, які характеризують технічний стан підземної теплової мережі .....	29
2.2 Дослідження взаємозв'язку між електричними характеристиками тепломережі та її технічним станом .....	32
2.3 Теоретичні дослідження щодо підвищення ефективності мікрофонного методу.....	44
2.4 Дослідження взаємозв'язку між технічним станом теплової мережі та тепловими полями на поверхні ґрунту .....	59
Висновки до розділу .....	64
<b>РОЗДІЛ 3 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЩОДО ПЕРЕВІРКИ УДОСКОНАЛЕНИХ МЕТОДІВ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ .....</b>	<b>66</b>

3.1 Розроблення установки для дослідження двохтрубної підземної теплової мережі безканалної прокладки з імітацією дефектів .....	67
3.1.1 Розроблення функціональної схеми установки для дослідження двотрубної підземної теплової мережі з імітацією дефектів та побудова її 3D моделі .....	68
3.1.2 Виготовлення зразків-імітаторів дефектів .....	74
3.2 Методика експериментальних досліджень .....	75
3.2.1 Дослідження стану теплової мережі шляхом аналізу теплових полів.....	76
3.2.2 Дослідження стану теплової мережі шляхом аналізу електромагнітних полів .....	79
3.2.3 Дослідження стану теплової мережі шляхом аналізу акустичних полів .....	86
3.3 Оцінка адекватності аналітичних моделей.....	92
3.4 Розроблення методу ідентифікації виду дефекту підземної теплової мережі .....	96
Висновки до розділу.....	104
<b>РОЗДІЛ 4 РОЗРОБЛЕННЯ ІНФОРМАЦІЙНО-ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ ТА МЕТОДИКИ ЇЇ ВИКОРИСТАННЯ .....</b>	<b>105</b>
4.1 Розроблення експериментального взірця інформаційно-вимірювальної системи .....	106
4.2 Розроблення методики експериментальних досліджень ІВС .....	112
4.3 Метрологічний аналіз розробленої ІВС.....	118
4.4 Розроблення проекту нормативного документу (методики).....	126
4.5 Промислова апробація розробленої ІВС .....	128
Висновки до розділу .....	131
<b>ВИСНОВКИ.....</b>	<b>132</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>	<b>134</b>
<b>ДОДАТКИ.....</b>	<b>151</b>

## ВСТУП

### Актуальність теми.

Одним з факторів, що забезпечують стабільний розвиток суспільства, є створення комфортних умов для функціонування підприємств та проживання населення. В значній мірі цьому сприяє надійна робота систем тепlopостачання. Вирішення завдання надійності роботи таких систем неможливе без оперативного виявлення їх пошкоджень (дефектів).

Слід зазначити, що найменш надійним елементом систем тепlopостачання є підземні теплові мережі, на долю яких припадає більше 70% всіх аварійних ситуацій. Це призводить до значних економічних збитків через перевитрати теплоносія та енергоресурсів, виконання позапланових ремонтних робіт і погіршення умов проживання та праці людей.

Для зменшення теплових втрат прокладання нових і заміну старих тепломереж з мінераловатною ізоляцією здійснюють більш ефективними трубопроводами з пінополіуретановою (ППУ) ізоляцією. Нормативні терміни служби таких трубопроводів сягають 25 – 30 років. Однак, внаслідок порушень технології виготовлення, монтажу та укладання, а також через те, що значна частина трубопроводів виготовляється зі старих газопровідних труб, у трубопроводах з ППУ-ізоляцією виникають дефекти вже на перших роках експлуатації.

На даний час розроблена широка гама методів та засобів виявлення дефектів в системах тепlopостачання. Проте, у кожного методу є свої особливості, які в більшості випадків не дають можливості знаходити дефекти трубопроводів з ППУ-ізоляцією та визначати їх вид. Це пояснюється багат шаровою конструкцією трубопроводів з ППУ-ізоляцією, безканальним способом прокладання та режимами експлуатації теплової мережі.

Тому задача удосконалення існуючих методів безконтактного контролю технічного стану підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції є надзвичайно актуальною, вирішення якої дозволить більш своєчасно

визначати місця дефектів і їх види, ефективно планувати ремонтні роботи та встановлювати їх першочерговість.

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

Дисертаційна робота виконувалася у рамках науково-дослідної роботи НУ-7 „Розроблення та впровадження енергоефективних технологій на діючих енергоємних об'єктах нафтогазового комплексу” (№ держреєстрації 0111U008841, угода ІФНТУНГ із МОН України) та науково-дослідної роботи Д-15-11-П „Управління ризиками безпечної експлуатації протяжних потенційно небезпечних інженерних споруд за наявності геодинамічних впливів” (№ держреєстрації 0111U001361, угода ІФНТУНГ із МОН України). Ці роботи виконувалися за безпосередньою участю автора як виконавця окремих розділів.

**Мета роботи** полягає у вирішенні важливої науково-прикладної задачі в галузі приладів і методів неруйнівного контролю - в удосконаленні методів безконтактного контролю технічного стану підземних теплових мереж безканальної прокладки з трубопроводами в ППУ-ізоляції шляхом дослідження та застосування комплексу інформативних параметрів.

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

- проаналізувати сучасний стан розвитку методів та засобів контролю технічного стану підземних теплових мереж;
- провести теоретичні дослідження щодо удосконалення методів контролю для визначення комплексу інформативних параметрів, які характеризують вплив виду дефекту на технічний стан підземної теплової мережі з трубопроводами в ППУ-ізоляції;
- розробити методiku та установку для проведення експериментальних досліджень технічного стану підземної теплової мережі та визначення виду виявленого дефекту;
- розробити метод ідентифікації видів дефектів у підземних теплових мережах на основі застосування комплексу інформативних параметрів;

- розробити та здійснити промислову апробацію експериментального взірця інформаційно-вимірювальної системи і методики контролю технічного стану підземних теплових мереж.

*Об'єктом дослідження* є деградаційні процеси, які виникають у підземних теплових мережах безканалльної прокладки з трубопроводами в ППУ-ізоляції і призводять до зміни їх технічного стану.

*Предметом дослідження* є методи та засоби неруйнівного контролю технічного стану підземних теплових мереж.

*Методи дослідження.* Для вирішення поставлених в роботі задач використовувались методи фізичного моделювання для імітації роботи системи теплопостачання, математичного моделювання для встановлення характеру взаємозв'язку інформативних параметрів з видами дефектів, перетворення Фур'є та сучасні методи статистичного оброблення експериментальних даних. У ході виконання експериментальних досліджень використовувались методи планування експерименту. Розроблення експериментального взірця інформаційно-вимірювальної системи здійснювалось з використанням методів схемо- та системотехніки.

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

- вперше отримано залежність акустичного тиску на поверхні ґрунту від інтенсивності акустичного збудження трубопроводу з урахуванням фізичних характеристик середовищ на шляху поширення акустичної хвилі, що дало змогу підвищити ефективність мікрофонного методу контролю та застосувати його для виявлення дефектів в безканалльних підземних теплових мережах з трубопроводами в ППУ-ізоляції;

- вперше проведено фізичне моделювання процесів, які протікають в безканалльних підземних теплових мережах, на установці для експериментальних досліджень підземних теплових мереж з імітацією дефектів, що дало змогу оцінити адекватність аналітичних моделей;

- вперше розроблено метод ідентифікації видів дефектів у підземних теплових мережах на основі порівняльної бальної оцінки вимірних та розрахованих за аналітичними моделями значень інформативних параметрів;

- набув подальшого розвитку індукційний метод контролю шляхом удосконалення способу, що дало змогу застосувати його для оцінки технічного стану безканалних підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції.

### **Положення, що виносяться на захист:**

1. Удосконалений підхід до контролю технічного стану безканалних підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції, який передбачає урахування трьох інформативних параметрів одночасно, які отримуються в результаті впливу різних типів фізичних полів.

2. Метод ідентифікації видів дефектів у підземних теплових мережах на основі застосування комплексу інформативних параметрів.

**Практичне значення одержаних результатів** полягає у проведенні класифікації основних дефектів, які виникають у трубопроводах підземних теплових мереж з ППУ-ізоляцією, на такі види: „розрив трубопроводу”, „руйнування тепло- та гідроізоляцій”, „руйнування гідроізоляції”, „мігруюча вода”; удосконаленні методів акустичного та магнітного неруйнівного контролю підземних теплових мереж, що дало змогу використати комплекс інформативних параметрів для вирішення задачі ідентифікації дефектів за їх видами; та розробленні експериментального взірця інформаційно-виміральної системи для контролю технічного стану підземних теплових мереж, який пройшов промислово апробацію на об'єктах ДМП „Івано-Франківськтеплокомуненерго” (акт промислової апробації від 20.02.12р.), КП „Водотеплосервіс” на території міста Калуш (акт промислової апробації від 28.02.12р.) та нафтоперекачувальної станції „Куровичі” філії „Магістральні нафтопроводи „Дружба” ВАТ „Укртранснафта” (акт промислової апробації від 27.03.12р.). Розроблено проект нормативного документу (СОУ) на

методику проведення контролю підземних теплових мереж безканальної прокладки з трубопроводами в ППУ-ізоляції.

Результати дисертаційного дослідження (експериментальний взірець інформаційно-вимірювальної системи для контролю підземних теплових мереж і методика проведення контролю) впроваджено для використання фахівцями НВФ „Зонд” при проведенні робіт по експертному обстеженню підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції прокладених безканальним способом (акт впровадження від 15.05.12р.).

#### **Особистий внесок здобувача.**

Основні положення та результати дисертаційної роботи одержані автором самостійно. Зокрема, в опублікованих роботах, автором проаналізовано відомі методи та засоби контролю підземних теплових мереж [3]; проведено теоретичні дослідження мікрофонного [7, 11, 15, 18], індукційного [8, 11, 15, 18] та теплового [1, 2, 10, 11, 13, 15] методів контролю з метою їх застосування для виявлення дефектів в підземних теплових мережах з трубопроводами в ППУ-ізоляції; розроблено установку для експериментальних досліджень підземних теплових мереж з імітацією різних видів дефектів [5, 16, 20]; розроблено методику та проведено комплекс експериментальних досліджень технічного стану підземної теплової мережі з метою перевірки адекватності аналітичних моделей [4, 12, 14, 17, 22]; розроблено метод ідентифікації видів дефектів у підземних теплових мережах на основі застосування комплексу інформативних параметрів [19, 21]; розроблено експериментальний взірець інформаційно-вимірювальної системи для контролю підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції, сформульовано методику його роботи [6, 9].

#### **Апробація роботи.**

Основні результати дисертаційної роботи доповідались і обговорювались на 6-ій науково-технічній конференції „Приладобудування 2007: стан і перспективи” (м. Київ, 2007р.), на 5-ій міжнародній науково-технічній конференції „Сучасні прилади, матеріали і технології для



неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання” (м. Івано-Франківськ, 2008р.), на 6-ій національній науково-технічній конференції „Неруйнівний контроль та технічна діагностика” (м. Київ, 2009р.), на 2-ій науково-практичній конференції студентів і молодих учених „Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання” (м. Івано-Франківськ, 2009р.), на 9-ій науково-технічній конференції „Приладобудування 2010: стан і перспективи” (м. Київ, 2010р.), на 16-ій міжнародній науково-технічній конференції „Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів ЛЕОТЕСТ-2011” (м. Славське, Львівської області, 2011р.), на 1-ій міжнародній науковій конференції пам’яті професора Володимира Поджаренка „Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах ВКДТС-2011” (м. Вінниця, 2011р.), на 6-ій міжнародній науково-технічній конференції „Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання” (м. Івано-Франківськ, 2011р.), на 17-ій міжнародній науково-технічній конференції „Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів ЛЕОТЕСТ-2012” (м. Славське, Львівської області, 2012р.), на 11-ій науково-технічній конференції „Приладобудування 2012: стан і перспективи” (м. Київ, 2012 р.), міжнародній науково-технічній конференції „Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу 2012” (м. Івано-Франківськ, 2012р.), на 27-ій міжнародній конференції „Дефектоскопія 2012” (м. Созополь, Болгарія, 2012) та на семінарах кафедр „Технічної діагностики та моніторингу” і „Методи та прилади контролю якості і сертифікації продукції” Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ) у 2009-2012 р.р.

### **Публікації.**

За темою дисертаційної роботи опубліковано 22 друковані праці, з них 8 статей у фахових наукових виданнях України (в тому числі 3 одноособові), 13

тез доповідей на конференціях (в тому числі 7 одноособових), 1 патент України на корисну модель.

**Структура та об'єм роботи.**

Дисертація складається зі вступу, 4 розділів, списку використаних джерел та додатків. Дисертація викладена на 150 сторінках. Крім того робота проілюстрована 36 рисунками, включає 3 таблиці, список використаних джерел із 155 найменувань та 15 додатків.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ

В даний час житлово-комунальний сектор України знаходиться у процесі реформування. Одним з основних аспектів реформування житлово-комунального господарства є зниження витрат на виробництво, передачу та споживання енергоресурсів.

Забезпечення комфортних умов проживання і праці людей населених пунктів в опалювальний період здійснюється системами тепlopостачання, де як теплоносії використовується очищена вода [1]. Пodaвання теплоносія від котелень до споживачів здійснюється тепловими мережами, загальна протяжність яких по Україні у двотрубному розрахунку становить 35,7 тис. км. [2]. Через те, що загальна зношеність тепломереж становить близько 70%, теплові втрати енергії під час транспортування мережами сягають понад 15%, а втрати води - більше 30%, що значно перевищує нормативний рівень [3, 4, 5]. Крім того, старі тепломережі вимагають частіших ремонтів, що призводить до періодичних відключень споживачів від тепlopостачання. Усе це спричиняє додаткові фінансові витрати, які в межах держави становлять сотні мільйонів гривень і розмір їх постійно зростає.

Однак, як показали останні дослідження, проведені за даними закордонних джерел [6], централізоване тепlopостачання в Україні має перспективу значного розвитку. Це зумовлено високою концентрацією будівель на відносно малій площі та наявністю розгалуженої системи теплових мереж, більше ніж 80% з яких є підземними.

З метою ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів та скорочення технологічних втрат теплової енергії, Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 31 березня 1999 року №256-р дано вказівку міністерствам та іншим органам виконавчої влади забезпечити впровадження енергозберігаючих технологій з використанням теплоізолюючих матеріалів

(попередньоізолюваних труб з поліетиленовим покриттям, фасонних частин до них тощо).

### 1.1. Характеристика об'єкту контролю

Для зменшення теплових втрат в Україні здійснюється інтенсивна заміна старих тепломереж з мінераловатною ізоляцією новими, більш ефективними [7, 8]. Згідно з [9] діючі теплові мережі і ті, що знову вводяться в експлуатацію, повинні бути прокладені попередньо-ізолюваними трубами. Вимоги до експлуатування та діагностування трубопроводів теплових мереж визначаються [10].

Попередньо ізолюваний трубопровід для тепломережі (рис.1.1) складається з металевої труби, шару теплової ізоляції зі спіненого поліуретану (ППУ-ізоляції) та шару підсиленої поліетиленової гідроізоляції [11]. Теплоізоляційні характеристики таких трубопроводів є суттєво вищими за характеристики трубопроводів з мінераловатною ізоляцією [11, 12].

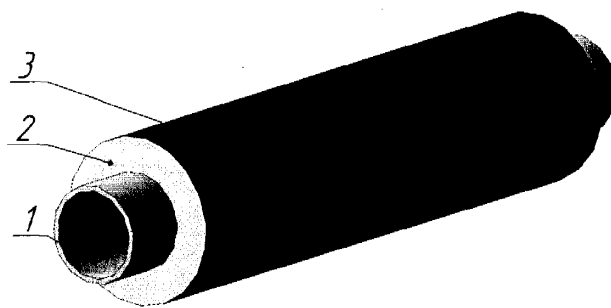


Рис.1.1. Конструкція трубопроводу тепломережі з ППУ-ізоляцією:

1 – металевий трубопровід; 2 – тепла ізоляція; 3 - гідроізоляція

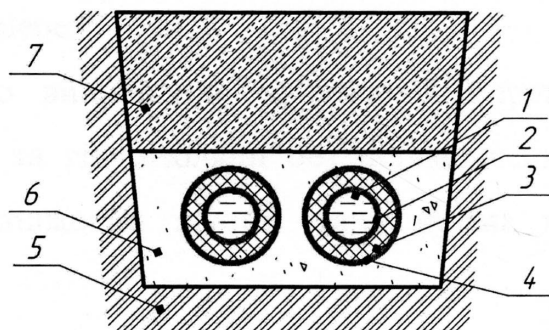
Деякі конструкції трубопроводів з ППУ-ізоляцією мають систему оперативного дистанційного контролю (СОДК) за зволоженням ізоляції. Правильно працююча СОДК дозволяє своєчасно реагувати на порушення цілісності металевої труби або зволоження поліуретанового шару теплоізоляції. Основний принцип роботи СОДК полягає в зміні

електропровідності теплоізоляційного шару з пінополіуретану при його зволоженні. До недоліків СОДК відносяться: часті обриви сигнальних провідників у місцях стикування труб, корозійне руйнування сигнальних провідників, відсутність виводів сигнальних провідників в контрольних точках, низька якість монтажних робіт, тощо [13, 14]. Крім того, такі трубопроводи є набагато дорожчими, ніж трубопроводи без СОДК, тому з метою економії переважна більшість теплових мереж прокладається трубопроводами без СОДК.

Укладання підземних тепломереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції здійснюється безканальним способом відповідно до вимог [15]. Приклад прямолінійної двотрубною ділянки підземної тепломережі з трубопроводами в ППУ-ізоляції наведено на рис.1.2.



а)



б)

Рис.1.2. Загальний вигляд прямолінійної ділянки підземного трубопроводу тепломережі а) та її схематичне зображення б):

1 – теплоносій; 2 – трубопровід; 3 – ППУ ізоляція; 4 – поліетиленова гідроізоляція; 5 – нерозпушений ґрунт; 6 – піщана засипка; 7 – ґрунтова засипка

Об'єктом контролю є технічний стан підземної теплової мережі з трубопроводами в ППУ-ізоляції прокладеної безканальним способом, що дає можливість визначити наявність пошкоджень трубопроводів та їх ізоляцій. При контролі теплової мережі, зазвичай, розглядаються два види технічного стану [16, 17] – справний та несправний. Однак, враховуючи складові

теплової мережі (металевий трубопровід, теплова ізоляція, гідроізоляція), фактичне число можливих станів збільшується до восьми [17]:

- несправний стан за рахунок дефектів в металевому трубопроводі;
- несправний стан за рахунок пошкодження теплової ізоляції;
- несправний стан за рахунок пошкодження гідроізоляції;
- несправний стан за рахунок дефектів в металевому трубопроводі та пошкодження теплової ізоляції;
- несправний стан за рахунок дефектів в металевому трубопроводі та пошкодження гідроізоляції;
- несправний стан за рахунок пошкоджень теплової та гідроізоляції;
- несправний стан за рахунок дефектів в металевому трубопроводі, пошкоджень теплової та гідроізоляції;
- справний стан підземної теплової мережі.

Оскільки ймовірність одночасного виникнення в тепловій мережі пошкодження металевого трубопроводу та гідроізоляції без пошкодження теплової ізоляції досить мала, то дослідження такого стану можна не проводити.

Перелічені вище несправні стани теплової мережі настають внаслідок виникнення дефектів в елементах теплопроводу. Досвід експлуатації безканалних тепломереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції показав, що в них виникають дефекти, частина з яких внаслідок наявності багатощарової структури є специфічною, тобто такою, що не була властива трубопроводам з мінераловатною ізоляцією. При цьому ступінь впливу таких специфічних дефектів на працездатність трубопроводів є доволі значним.

За даними літературних джерел [18 - 24] та проведеного анкетування (Додаток А) дефекти, які виникають у трубопроводах в ППУ-ізоляцією, можна умовно розділити на такі групи: дефекти тіла трубопроводу, дефекти ізоляції та змішані дефекти.

Дефекти тіла трубопроводу можна поділити на такі види:

- “стоншення металу трубопроводу” - зовнішня чи внутрішня корозія стінок трубопроводу без його розгерметизації;

- “цяткова корозія трубопроводу”, або “свищ” - розгерметизація трубопроводу внаслідок наскрізної корозії з отвором малого діаметру і незначним виотком теплоносія;

- “розрив металу трубопроводу” з поперечною чи поздовжньою тріщиною, або з отвором значного діаметру і значним виотком теплоносія.

Дефекти ізоляції трубопроводу можна віднести до таких основних видів:

- “локальне руйнування гідроізоляції”,

- “локальне пошкодження теплової та гідроізоляції” - з частковим оголенням поверхні трубопроводу,

- “повне руйнування теплової та гідроізоляції” - руйнування обох ізоляцій на певній ділянці з повним оголенням поверхні трубопроводу.

Змішані дефекти, які є поєднанням дефектів трубопроводу та ізоляцій можна поділити на такі види:

- “стоншення металу та локальне пошкодження ізоляції” - руйнування ізоляцій на певній ділянці з частковим оголенням поверхні трубопроводу та її зовнішньою корозією;

- “мігруюча вода” - розгерметизація трубопроводу внаслідок наскрізної корозії з отвором малого діаметру і незначним виотком теплоносія, при якій частково зруйнована тепла ізоляція, однак гідроізоляція залишається неушкодженою;

- “розрив трубопроводу з поперечною чи поздовжньою тріщиною і пошкодженням ізоляцій”,

- “розрив трубопроводу з круглим отвором і пошкодженням ізоляцій”.

Розглянемо дефекти, які найчастіше зустрічаються у трубопроводах з ППУ-ізоляцією.

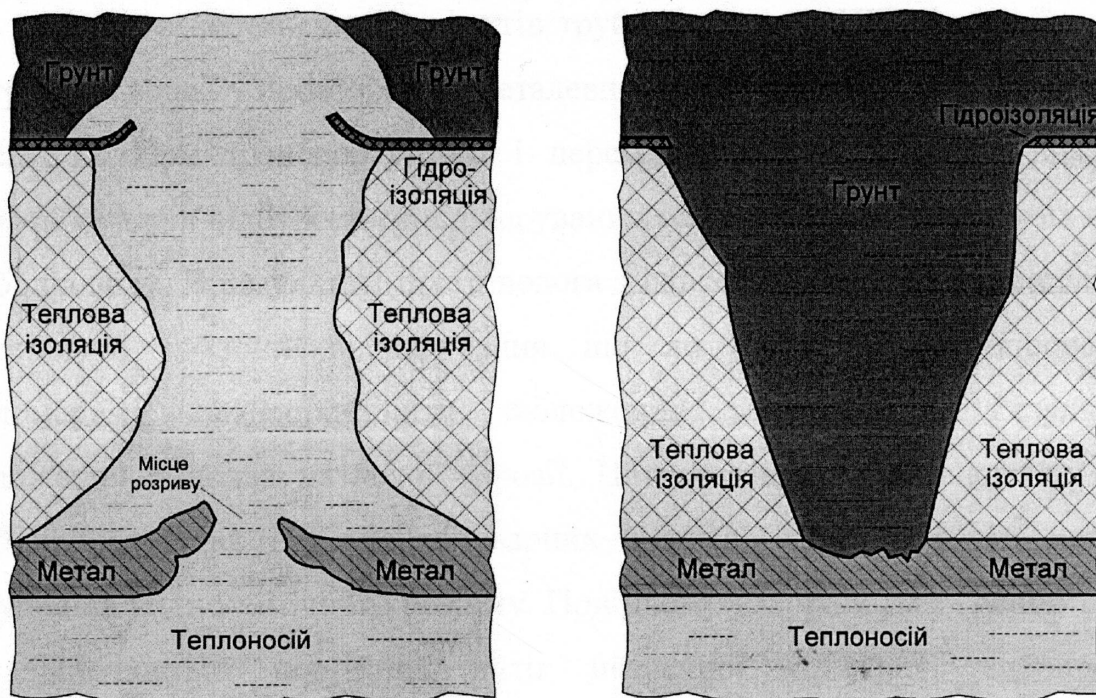
Дефекти виду “розрив трубопроводу” (рис.1.3,а) є наслідками дії корозії, знакомінних механічних навантажень та гідроударів. Основними

причинами виникнення внутрішньої корозії тіла трубопроводу є наявність солей, повітря та хімічних домішок у теплоносії, а зовнішньої – доступ ґрунтового електроліту до тіла труби та наявність блукаючих струмів. При цьому розрив тіла трубопроводу (поздовжня чи поперечна тріщина або отвір) може наступити в момент зменшення товщини стінки трубопроводу нижче допустимого рівня на певній площі. Тоді в тілі трубопроводу з'являється отвір, через який теплоносієм попадає в затрубний простір. Під дією значного тиску теплоносія руйнується спочатку теплова, а потім гідроізоляція, відкриваючи йому доступ до ґрунту. За межами гідроізоляції відбувається інтенсивне зволоження ґрунту та його вимивання, що призводить до зміни густини ґрунту і утворення водонасиченого пласта (рис.1.3,а). Це є небезпечним явищем, оскільки може спричинити провалювання ґрунту на значних ділянках.

Виникнення дефектів виду “руйнування теплової та гідроізоляції” (рис. 1.3,б) у трубопроводах з ППУ-ізоляцією пов'язане з порушенням технології їх укладання, з'єднання, герметизації та засипки. Також появі таких дефектів сприяє вібрація від руху транспорту і проведення земляних робіт на території пролягання тепломережі. В результаті виникнення дефекту теплової та гідроізоляції на певній ділянці трубопроводу руйнуються, відкриваючи доступ ґрунтового електроліту до тіла трубопроводу, що спричиняє інтенсивну його корозію (рис.1,3,б). Швидкість розвитку корозії залежить від площі контакту металу з ґрунтом, його вологості, наявності солей у ґрунті тощо.

Дефекти виду “руйнування гідроізоляції” виникають внаслідок механічного пошкодження її як в період виконання монтажних робіт, так і в період експлуатації від надмірного тиску ґрунту від руху транспорту на окремих ділянках тепломережі (рис.1.3,в). Через пошкоджену гідроізоляцію ґрунтовий електроліт має змогу просочуватися у шар ППУ-ізоляції, руйнуючи його і створюючи умови для контакту зовнішньої стінки металевих трубопроводу з ґрунтом.

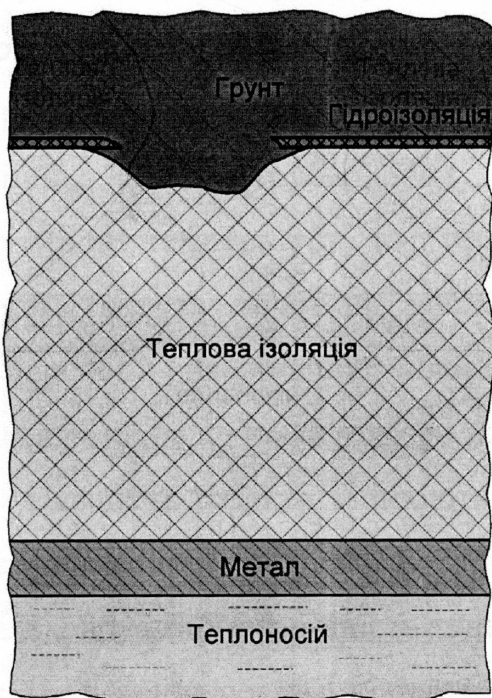




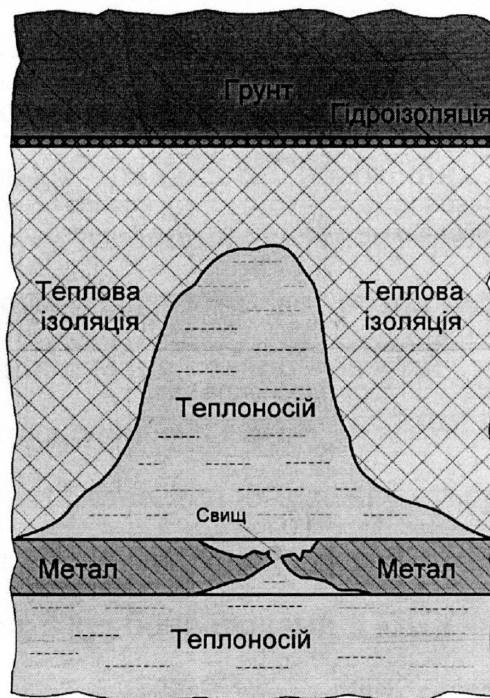
а)



б)



в)



г)

Рис.1.3. Основні дефекти трубопроводів тепломереж з ППУ – ізоляцією:  
 а) – дефект виду “розрив трубопроводу”; б) – дефект виду “руйнування теплової та гідроізоляції”; в) – дефект виду “руйнування гідроізоляції”; г) – дефект виду “мігруюча вода”

Одним з небезпечних дефектів трубопроводів в ППУ-ізоляції є поява “мігруючої води” у просторі між металевим трубопроводом та гідроізоляцією (рис.1.3,г). При транспортуванні і переміщенні трубопроводів внаслідок вібрації і ударів відбувається відшарування теплової ППУ-ізоляції від стінок трубопроводу. В результаті цього волога з навколишнього середовища може проникнути в зони відшарування ще до монтажу трубопроводу в тепломережу та спричинити зволоження теплоізоляції. Результатом зволоження є поява цяткової корозії. Цяткова корозія виникає як в тілі трубопроводу, так і у місцях зварних з’єднань через дефекти металу і порушення водно-хімічного режиму. При цьому утворюються “свищі”, через які здійснюється постійний витік незначної кількості теплоносія з трубопроводу, який зволожуючи ППУ-ізоляцію, поступово її руйнує, поширюючись в просторі між металевим трубопроводом та шаром гідроізоляції на значні відстані (рис.1.3,г). В результаті такого процесу утворюються хімічні сполуки, які спричиняють інтенсивну корозію зовнішніх стінок трубопроводу. Оскільки швидкість корозійних явищ залежить від температури, то у працюючому трубопроводі тепломережі вони розвиваються за короткий час. Це може призвести до розгерметизації трубопроводу на значній площі і виникнення аварії на тій ділянці тепломережі, де не існує підозри на пошкодження.

Наведені дефекти змінюють технічний стан тепломережі і створюють умови для виникнення аварій. За даними проведеного анкетування після 4-6 років експлуатації аварійність тепломереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції сягає 1 – 1,5 випадки на 1 кілометр.

Для контролю технічного стану підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляцією найбільш доцільним є застосування неруйнівних безконтактних методів контролю.

## 1.2. Аналіз відомих методів та засобів контролю технічного стану підземних теплових мереж

Існує стандартна класифікація неруйнівних методів контролю, які відрізняються один від одного за характером взаємодії фізичних полів з об'єктом контролю і способам отримання первинної інформації [25].

Для визначення технічного стану підземних теплових мереж в процесі їх експлуатації використовується кілька видів контролю та значна кількість контактних і безконтактних методів [26 - 28]. Дослідженням цього питання присвячено ряд робіт зарубіжних та вітчизняних вчених, таких як Безпрозванний А.О., Трикоз П.І., Воробйов Л.Й., Л.В. Декуша, Кухарев Ю.О. (Україна), Самойлов Е.В., Иванов В.В., Шкрєбко С.В., Чернышева Л. А. (Росія), Gregory R Stockton, John RUDLIN (США), Hua HE, Qi DING (Китай).

### 1.2.1 Візуальний контроль

До візуального контролю відноситься метод візуального обстеження. Візуальне обстеження поверхні ґрунту над тепломережею дає змогу виявляти тільки значні за площею розриви трубопроводів, крізь які у ґрунт виливається велика кількість теплоносія [29, 30]. Місця пошкодження ізоляції трубопроводів таким методом виявити досить важко, а для безканалних тепломереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції практично неможливо. Інформативними ознаками при візуальному огляді є: танення снігу, зволоження та просідання ґрунту над тепломережею, вихід теплоносія на поверхню ґрунту. Основною перевагою цього методу є дешевизна, а недоліками - довготривалість досліджень та значна похибка у визначенні місця розташування дефекту.

### 1.2.2 Методи та засоби теплового контролю

Тепловий контроль підземних теплових мереж здійснюється тепловою аерозйомкою, наземним тепловізійним скануванням, безконтактним, контактним та теплометричним методами.

Теплова аерозйомка здійснюється шляхом аналізу теплової карти об'єкта, яка отримується за допомогою тепловізора, розміщеного на літальному апараті, та перетворення температурного розподілу чи інфрачервоного випромінювання у видиме зображення [31, 32]. Інформативними параметрами при цьому є кольорова чи чорно-біла термограма. Теплова аерозйомка дає змогу виявляти розриви трубопроводів та місця руйнування теплової і гідроізоляції на значних площах.

Для проведення теплової аерозйомки використовуються спеціалізовані тепловізори з високою просторовою роздільною здатністю, великим кутом огляду та можливістю отримання детального високоякісного зображення. До них відносяться тепловізори “Вулкан-400” та “ІКАР-002” (Росія), “THERMOVISION” моделей 450, 470, 487, 489, 1000 фірми АГЕМА (Швеція), “ThermaCam P45 Flir” компанії FLIR Systems (США) [33, 34].

Перевагами методу теплової аерозйомки є: висока оперативність, можливість одночасного обстеження значних площ, можливість запису та аналізу даних. До недоліків слід віднести невисоку достовірність отриманих даних, можливість проведення досліджень тільки в нічну пору доби, негативний вплив на результати досліджень температури зовнішнього середовища, дороговизну.

Наземне тепловізійне сканування дає змогу отримати теплову карту об'єкта за допомогою мобільного тепловізора шляхом перетворення температурного розподілу чи інфрачервоного випромінювання у видиме зображення [35 - 38]. Інформативними параметрами, як і при тепловій аерозйомці, є кольорова чи чорно-біла термограма. Наземне тепловізійне сканування дозволяє виявляти розриви трубопроводів з витоків теплоносія і

місця руйнування теплової та гідроізоляції. При цьому локальні місця руйнування ізоляцій трубопроводів виявляються краще, ніж пошкодження зі значною площею.

Для проведення тепловізійного сканування використовуються малогабаритні переносні тепловізори з високою чутливістю. До них можна віднести тепловізори Fluke Ti 32 корпорації Fluke (США), тепловізори NEC серій 7716, 7800, 9100, 9260 виробництва NEC Avio Infrared Technologies (Японія), тепловізори Flir “Т” компанії FLIR Systems (США) [39 - 41].

Перевагами методу є оперативність та можливість точної локалізації місця розривів трубопроводів, оцінки якості теплоізоляції трубопроводів, одночасного обстеження значних площ, запису та аналізу отриманих даних. Однак, наземне тепловізійне сканування має певні недоліки, до яких відносяться: дороговизна, негативний вплив на результати досліджень сторонніх джерел тепла, світла і додатної температури зовнішнього середовища, необхідність у постійному підлаштуванні коефіцієнтів випромінювання, можливість проведення тільки за низької температури навколишнього середовища, неможливість проведення досліджень під шаром снігу чи води.

При безконтактному тепловому контролі тепло від підземної тепломережі, яке виділяється на поверхні ґрунту, передається вимірювальному приладу шляхом теплової радіації через проміжне середовище (повітря) [42]. Інформативним параметром при цьому є інфрачервоне випромінювання поверхні ґрунту, перетворене в температуру.

Безконтактний тепловий контроль, як правило, здійснюється пірометрами, або інфрачервоними радіометрами. Для контролю теплових мереж використовуються пірометри типу “Fluke 574”, “Thermopoint” (США), “Кельвін-200 ЛЦ”, С-7 (Росія), “TRT2-4” (Швеція) та інфрачервоні радіометри, наприклад, “Мир-8” (Росія) [43].

Перевагами безконтактного теплового контролю є: оперативність, можливість точної локалізації місця розриву трубопроводу з виток

теплоносія та місць з повним руйнуванням теплової і гідроізоляції трубопроводів. До недоліків слід віднести: негативний вплив на результати досліджень додатної температури навколишнього середовища та сторонніх джерел тепла і світла, необхідність у постійному підлаштуванні коефіцієнтів випромінювання, можливість проведення тільки за низької зовнішньої температури навколишнього середовища, малу площу контрольованої ділянки.

При контактному тепловому контролі тепло від нагрітої тепломережею поверхні ґрунту передається вимірювальному приладу, шляхом безпосереднього контакту з його термочутливими елементами (термоопорами або термопарами) [44]. Інформативним параметром в цьому випадку є безпосередня зміна температури поверхні ґрунту над тепломережею. Як термочутливий елемент можна також використовувати оптоволокно [45].

Для проведення контролю застосовується значна кількість приладів, наприклад “ПТ-13Д”, “Пітон”, “ТК-5.01”, С-110 “Факел” (Росія), “НЛ-200Т”, “Seba dynatronic” (Німеччина), “Трасса”, “ИМРТ-1” (Україна) [46 - 48].

Перевагами контактного теплового контролю є висока чутливість, можливість локалізації місця розриву трубопроводів та місць руйнування теплової і гідроізоляцій. Недоліками методу є негативний вплив на результати досліджень температури навколишнього середовища та зовнішніх теплових полів, низька продуктивність.

Теплометричний метод контролю передбачає реєстрацію приладами інфрачервоної техніки температурних розподілів на поверхні ґрунту над тепломережею. Інформативними параметрами методу є зміна розподілів температури ґрунту над тепломережею та зміна щільності теплового випромінювання ґрунту над тепломережею. Теплометричним методом можна виявляти місця розривів трубопроводів, зони значного руйнування теплової і гідроізоляції.

Технічні засоби для реалізації даного контролю мають змогу отримувати дані безпосередньо у величинах теплового потоку ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ). До них можна віднести прилади серії ПСІ (11-14) виробництва Росії та серії ТИДиТ (02-04) українського виробництва [49 - 51].

Перевагами методу є можливість точної локалізації місця розриву трубопроводів тепломережі та можливість якісної оцінки теплоізоляції трубопроводів. До недоліків можна віднести довготривалість і складність досліджень, негативний вплив на результати досліджень додатної температури навколишнього середовища, негативний вплив зовнішніх теплових полів, відсутність нормативної документації на проведення контролю.

Внаслідок дуже незначної зміни температур дефекти виду “руйнування гідроізоляції” та “мігруюча вода” тепловими методами та існуючими технічними засобами виявити практично неможливо.

### 1.2.3 Методи та засоби акустичного контролю

Акустичний контроль підземних теплових мереж проводиться методом акустичної емісії, мікрофонним та акустично-кореляційним методами.

Метод акустичної емісії дає змогу виявляти місця тріщин та розриву металу трубопроводів, а також місця потоншення їхніх стінок. Інформативним параметром, при цьому, є сигнал акустичної емісії [52].

Для реалізації методу використовуються прилади з накладними ультразвуковими давачами “Scor-8” (США), “Вектор-2001”, “КурСАР”, “ВекторСАР” (Росія), “Теаккорп-4000” (Україна) [53 - 56].

Недоліки методу акустичної емісії – це швидке загасання сигналу по тілу трубопроводу, необхідність доступу до тіла труби, неможливість перевірки стану теплової та гідроізоляції, довготривалість досліджень.

Мікрофонний метод полягає у вимірюванні звукових коливань, які виникають у місці витікання теплоносія крізь дефект у трубопроводі.

Інформативним параметром є сигнал акустичного відгуку в звуковому діапазоні частот, який приймається мікрофоном зі спеціальним звуководом. Для реалізації методу застосовуються акустичні комплекси з фільтрацією та записом сигналів “ИСТД”, “Лидер”, ТКР-4102 (Росія), “Sebalog”, “HL-2000” (Німеччина), “FD-7”, “FSB-7”, “HG-10” (Японія) [57 - 59].

Перевагою контролю мікрофонним методом є можливість оперативно визначати місця виникнення поривів у трубопроводах. До недоліків методу слід віднести негативний вплив на результати досліджень додатної температури зовнішнього середовища, невисоку достовірність отриманих даних, негативний вплив зовнішніх акустичних шумів, неможливість перевірки стану теплової та гідроізоляції трубопроводів. Крім того, якщо тепломережа прокладена безканално, виявити місце пошкодження її трубопроводів за допомогою мікрофонного методу є доволі складно.

Акустично-кореляційний метод передбачає реєстрацію сигналів від двох давачів, розміщених на кінцях одного трубопроводу, і розрахунок кореляції спільної для обох давачів частини сигналів, яка є шумом витоку. Шуми епізодичного характеру при цьому не впливають на процес пошуку. В результаті обробки сигналів визначається інформативний параметр - відстань до місця витоку від одного з давачів. Акустично-кореляційним методом знаходяться місця розриву металу трубопроводу.

Метод реалізується за допомогою вимірювальних комплексів “Пеленг-1”, “ Успех АТГ-419М”, “Абигар”, “Кондор АТК-5” (Росія), “Коршун” (Україна), “Т-2001” (Німеччина), “LC-2100” (Японія) [60 - 62].

Перевага методу – це змога визначати місця виникнення поривів у трубопроводах та місця зі значною корозією стінок. Недоліки - необхідність доступу до тіла труби, необхідність у забезпеченні хорошого акустичного контакту, значна похибка у визначенні місця пошкодження, неможливість перевірки стану теплової та гідроізоляції, довготривалість досліджень.

За допомогою акустичних методів контролю та технічних засобів, що їх реалізують, дефекти тепломереж виду “руйнування гідроізоляції”,



“руйнування теплової та гідроізоляції” і “мігруюча вода” виявити не вдається.

#### 1.2.4 Методи та засоби електричного контролю

Електричний контроль теплових мереж проводиться електропотенціальним методом.

Електропотенціальний метод дає змогу проводити вимірювання зміни опору між металом трубопроводу і поверхнею землі та якісно визначати ступінь пошкодження теплової і гідроізоляції [63]. До недоліків методу слід віднести значну похибку вимірювань, пов'язану з вологістю та температурою ґрунту, станом теплових камер, де проводяться вимірювання, низьку продуктивність. Крім того, метод виносного електроду не виявляє дефекти виду “мігруюча вода” та “руйнування гідроізоляції”.

#### 1.2.5 Методи та засоби магнітного контролю

Магнітний контроль теплових мереж проводиться індукційним методом.

За допомогою індукційного методу здійснюється безконтактна реєстрація з поверхні ґрунту зміни сили струму, що протікає ізольованим підземним трубопроводом тепломережі. Цим методом можна визначати місця виникнення розривів трубопроводів і місця руйнування теплової та гідроізоляції. Інформативним параметром методу є зміна амплітуди змінного струму у трубопроводі, створюваного сигнальним генератором з певною частотою (біля 1000 Гц).

Метод реалізується за допомогою приладів “АНПІ”, “АНТПІ”, “ІШІТ-2”, “ТККИ-200”, “Універсал-911”, “Абрис” (Росія), “С-Scan” (Німеччина), SR-60 (США) [64-71]. Наведені прилади мають обмежене

застосування для контролю теплових мереж, оскільки спроектовані для досліджень нафтогазопроводів.

Перевагами індукційного методу є його висока продуктивність та можливість контролю тепломереж безканальної прокладки. Недоліками - неможливість контролю трубопроводів з ізольованими ділянками, небезпечно високий рівень напруги, що подається на трубопроводи, негативний вплив на результати досліджень від'ємної температури навколишнього середовища. Магнітним індукційним методом дефекти виду "руйнування гідроізоляції" виявити дуже важко, а виду "мігруюча вода" взагалі неможливо.

#### 1.2.6 Метод контролю проникаючими речовинами

Контроль проникаючими речовинами, або течешукання здійснюється люмінесцентним кольоровим методом. Люмінесцентний кольоровий метод дозволяє виявляти місця витоку теплоносія з пошкодженого трубопроводу шляхом додавання до нього кольорового барвника [72]. Інформативним параметром методу є кольорове забарвлення (контраст кольорів) на поверхні ґрунту в місці витоку теплоносія з трубопроводу. До недоліків люмінесцентного кольорового методу слід віднести низьку точність виявлення місця дефекту, необхідність шурфування тепломережі, оскільки кольорове забарвлення від витоку теплоносія на поверхні ґрунту може проявлятися не чітко, можливість застосування тільки в тепломережах закритого типу. Також цим методом можна виявити тільки дефекти виду «розрив трубопроводу».

#### 1.2.7 Аналіз існуючої нормативної документації

Аналіз існуючої нормативної документації свідчить, що для контролю теплових мереж, які здаються в експлуатацію, наведено значну кількість

методів [5, 6, 73, 74]. Проте, для тепломереж, що перебувають в процесі експлуатації, у наведених документах та іншій нормативній документації відсутні описи технологій проведення контролю на основі комплексного використання сучасних безконтактних методів, а застосування описаних технологій має рекомендаційний характер. У більшості документів не визначено бракувальних критеріїв та не встановлено граничних значень параметрів технічного стану теплової мережі для визначення його виду. Крім того, на даний час не існує належного методичного забезпечення робіт з контролю стану теплових мереж.

Проблема зношуваності підземних теплових мереж постає не тільки перед Україною, вона присутня в більшості країн СНД. Однак, наприклад, в Росії питанням методичного забезпечення контролю мереж тепlopостачання приділено значно більше уваги [3, 75-91]. У цих нормативних документах описано не тільки будову та специфіку експлуатації тепломереж, але рекомендовано методи і технології проведення їхнього контролю.

### 1.3. Вибір та обґрунтування напрямку досліджень

З аналізу об'єкта контролю видно, що для забезпечення безаварійної експлуатації підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції необхідно проводити контроль технічного стану шляхом виявлення дефектів трубопроводів та шарів їх ізоляції.

Аналіз відомих методів та засобів контролю підземних теплових мереж показав, що:

- 1) сучасні методи неруйнівного контролю при їх індивідуальному застосуванні не дозволяють достатньо точно виявляти дефекти та ідентифікувати їх за видами, а значна частина інформативних параметрів контролюється шляхом прямого доступу до об'єкту (Додаток Б);

2) на даний момент не існує теоретичної бази, яка б дала змогу аналітично встановити взаємозв'язки між видом дефекту теплової мережі та зміною інформативного параметру;

3) застосування відомих методів контролю обмежується фізичними характеристиками безканально прокладеної тепломережі з трубопроводами в ППУ-ізоляції;

4) до найбільш перспективних методів контролю підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції слід віднести індукційний та мікрофонний методи контролю. Перший обмежується небезпечним рівнем робочих напруг для споживачів тепла та обмеженим діапазоном частот контролю. Другий обмежується недостатньою інтенсивністю акустичного сигналу від трубопроводу;

5) сучасні підходи до визначення технічного стану підземних теплових мереж спрямовані на розробку комплексних методів, які передбачають врахування декількох інформативних параметрів одночасно, що відносяться до різних типів фізичних полів.

Тому метою роботи є удосконалення індукційного та мікрофонного методів контролю і розробка методу ідентифікації виду виявленого дефекту на основі комплексного застосування інформативних параметрів, зокрема струму у стінках трубопроводу та звукового тиску на поверхні ґрунту. До переліку інформативних параметрів доцільно включити також температуру приповерхневого шару ґрунту над тепломережею, яка дає змогу отримати додаткову інформацію про вид дефекту.

Основні наукові результати розділу опубліковані в працях [92 – 94].

## РОЗДІЛ 2

### ТЕОРЕТИЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ МЕТОДІВ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ

З метою підвищення достовірності визначення виду дефекту при контролі технічного стану підземної теплової мережі необхідно удосконалити існуючі методи контролю за рахунок збільшення інформативності параметрів, які досить важко (або неможливо) було виміряти на діючих об'єктах, але які можуть бути пов'язані з видами їх дефектів. Згідно з проведеним аналізом до методів, які найбільш придатні для контролю теплових мереж безканалльної прокладки з трубопроводами в ППУ-ізоляції, відносяться індукційний, мікрофонний та тепловий контактний.

Для досягнення поставленої мети необхідно провести комплекс теоретичних досліджень щодо обґрунтування вибору інформативних параметрів контролю, дослідивши їх взаємозв'язок із видами дефектів теплової мережі.

2.1. Вибір інформативних параметрів, які характеризують технічний стан підземної теплової мережі

Щоб отримати реальну інформацію про технічний стан підземної тепломережі її представлено як набір окремих частин (трубопровід, теплова та гідроізоляція), кожна з яких може мати певний технічний стан (справний чи несправний). Кожен з параметрів технічного стану характеризується наявністю або відсутністю того чи іншого виду дефекту. Вид дефекту можна визначити за зміною значення певного інформативного параметру або їх поєднання.

Якщо для визначення технічного стану теплової мережі використовувати всі її параметри, то контроль об'єкта буде довготривалим і

громіздким. В зв'язку з цим, необхідно вибрати із множини існуючих інформативних параметрів таку мінімальну їх кількість, яка була б необхідною і достатньою для розпізнавання кожного стану теплової мережі (параметру технічного стану) [94, 95].

Згідно з наведеним аналізом індукційного, мікрофонного та теплового контактних методів контролю (Додаток Б) інформативними параметрами, які характеризують технічний стан підземних теплових мереж є (рис.2.1): струм у стінках трубопроводу, акустичний тиск на поверхні ґрунту та температура приповерхневого шару ґрунту.



Рис. 2.1. Структурно-наслідкова схема параметрів контролю технічного стану підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції

Для оцінки реального технічного стану тепломережі з високою достовірністю контроль дефектів повинен здійснюватись для кожного трубопроводу (подавального і зворотного) окремо. Враховуючи, що внаслідок наявності потужних тепло- та гідроізоляцій вплив трубопроводів один на одного є мінімальним, теоретичні дослідження методів контролю розпочато з розгляду геометричної моделі одиничного трубопроводу з ППУ-ізоляцією прокладеного безканальним способом (рис.2.2). Зображені на рис. 2.2 геометричні параметри теплової мережі наводяться в паспорті на кожному ділянці теплової мережі і повинні відповідати вимогам [15, 96].

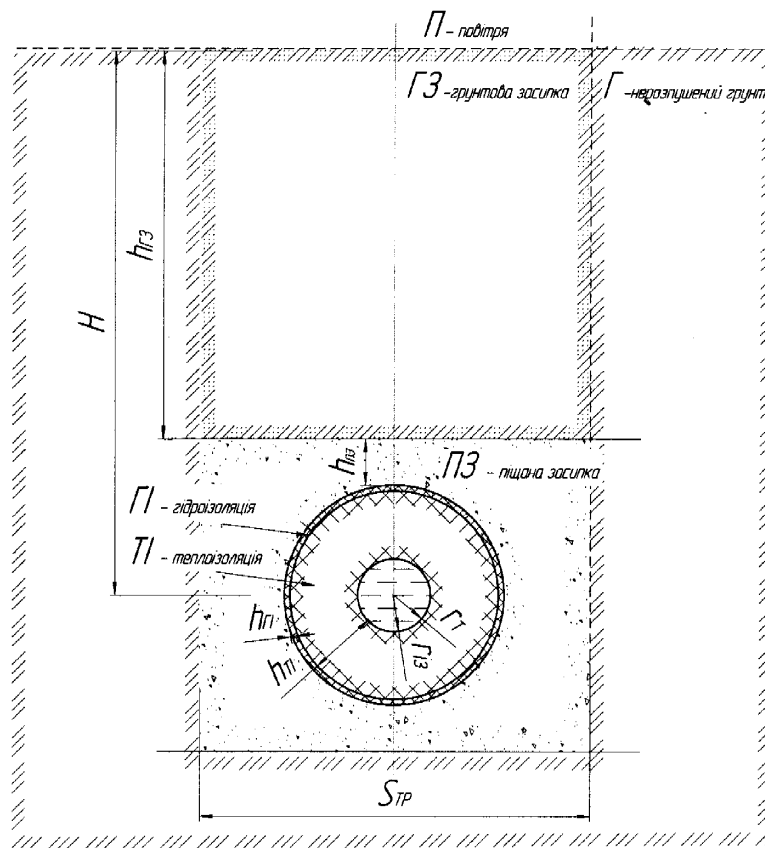


Рис. 2.2. Геометрична модель одиничного трубопроводу з ППУ-ізоляцією прокладеного безканальним способом

$r_T$  - зовнішній радіус металевого трубопроводу,  $r_{ІЗ}$  - зовнішній радіус ізоляції,  $S_{TP}$  - ширина траншеї,  $h_{TI}$  - товщина теплової ізоляції,  $h_{HI}$  - товщина гідроізоляції,  $h_{ПЗ}$  - товщина піщаної засипки,  $h_{ГЗ}$  - товщина ґрунтової засипки,  $H$  - глибина залягання трубопроводу

## 2.2 Дослідження взаємозв'язку між електричними характеристиками тепломережі та її технічним станом

Для проведення контролю підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції перш за все необхідно визначити їхню вісь та глибину залягання. Для цього використано індукційний метод, який застосовується при контролі стану ізоляції нафтогазопроводів. Дослідженню впливу дефектів ізоляції нафтогазопроводів на зміну їх електричних характеристик присвячено ряд робіт [97 - 99]. Оскільки ділянки нафтогазопроводу мають значну довжину, а опір їх ізоляції не перевищує кількох кілоом, то для проведення контролю застосовуються низькі частоти (до 1,5 кГц) і високі вихідні напруги генераторів (до 200 В) [65 - 67].

Однак, основним завданням індукційного методу при контролі підземних теплових мереж є виявлення місця розгерметизації трубопроводу і визначення ступеня пошкодження пінополіуретанової та гідроізоляцій на доволі коротких ділянках. Враховуючи те, що сумарний опір вказаних ізоляцій є дуже значним [100], частоти контролю можна суттєво підвищити.

З іншого боку, теплоносій по мережах подається в приміщення, де знаходяться люди, які, контактуючи з елементами опалення, можуть потрапити під дію високих напруги та частоти генератора. У зв'язку з цим, для застосування індукційного методу при контролі технічного стану теплових мереж запропоновано його удосконалення шляхом використання елемента навантаження з певним опором, який приєднується на кінці ділянки контролю між трубопроводом та ґрунтом. Цей елемент навантаження (елемент безпеки) служить для запобігання ураження струмом споживачів тепла, а також для створення необхідного опору в лінії контролю на різних частотах, що підвищує імовірність виявлення дефектів.

На відміну від нафтогазопроводів, які мають суцільну ізоляцію на значній довжині, тепломережа з трубопроводами в ППУ-ізоляції складається з певної кількості коротких ділянок, які розділені між собою тепловими



камерами. Приклад ділянки тепломережі з трубопроводами в ППУ-ізоляції наведено на рис.2.3. В теплових камерах 1 і 2 розміщена запірна арматура 3, яка за допомогою фланців 4 з'єднує між собою ділянки трубопроводів 5, прокладені в ґрунті. Тепло- 6 та гідроізоляція 7 трубопроводів 5 у теплових камерах мають незначні відкриті ділянки для створення в них відповідного температурного режиму, при якому з настанням морозів не замерзатиме вода і комфортно працюватиметься персоналу. Через теплоносій 8 та фланцеві з'єднання 4 існує електричний контакт між ділянками тепломережі. Наявність незначних відкритих ділянок металевих трубопроводів 5 у теплових камерах 1 та 2 дозволяє здійснювати приєднання засобів вимірювань безпосередньо до поверхонь трубопроводів, не руйнуючи ізоляцію. Це дало змогу розділити тепломережу на окремі ділянки контролю, з довжинами  $l_1$ ,  $l_1$ ,  $l_2$  (рис.2.3).

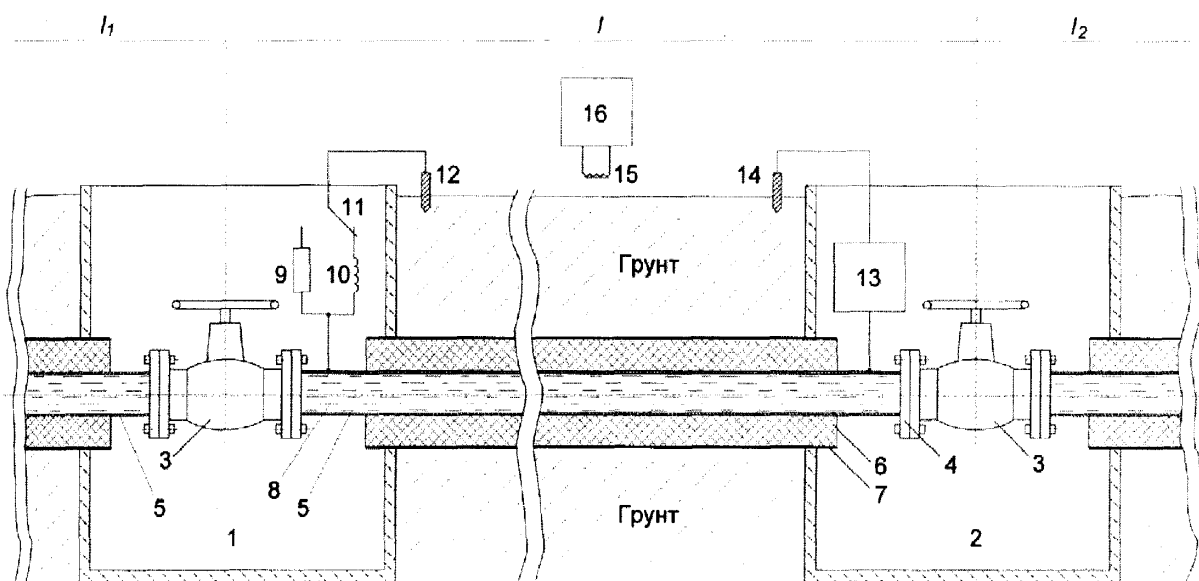


Рис. 2.3. Застосування удосконаленого індукційного методу для контролю ділянки тепломережі з трубопроводами в ППУ-ізоляції:

- 1 і 2 – теплові камери, 3 – запірна арматура, 4 – фланці, 5 – ділянки трубопроводів, 6 – теплоізоляція, 7 – гідроізоляція, 8 – теплоносій, 9 – активний елемент навантаження, 10 – реактивний елемент навантаження, 11 – перемикач, 12, 14 – заземлювачі, 13 – генератор змінної напруги, 15 – магнітна антена, 16 – реєструючий пристрій

Розглянемо застосування удосконаленого індукційного методу контролю на прикладі ділянки довжиною  $l$ , розміщеної між двома тепловими камерами (рис. 2.3) [101]. Оскільки між ділянками трубопроводу знаходиться запірна арматура 3, то електричний контакт між ними внаслідок наявності фланцевих з'єднань 4 погіршується. Теплоносій, який циркулює трубопроводами, через вміст у ньому домішок і солей певним чином проводить змінний струм. Однак, внаслідок того, що опір теплоносія в мережах теплопостачання становить від 3 до 8 кОм [102], він суттєво зменшує силу струму на сусідніх з досліджуваною ділянках трубопроводу.

Елемент навантаження (рис. 2.3), який складається з прецизійного резистора 9, котушки індуктивності 10 та перемикача 11, приєднується в кінці ділянки контролю в тепловій камері 1 до поверхні металевого трубопроводу 5 та до заземлювача 12.

Виходи генератора змінної напруги 13 під'єднуються до поверхні металевого трубопроводу 5 в тепловій камері 2 та до заземлювача 14. Струм від генератора  $I_{\text{ген}}$  по трубопроводу може потекти у обидва боки від точки приєднання. Таким чином, отримано електричну схему заміщення (рис. 2.4) зображених на рис. 2.3 ділянок підземного трубопроводу з ППУ-ізоляцією.

Елемент навантаження та генератор змінної напруги на рис. 2.4 виокремлені пунктирними лініями. Елемент навантаження на електричній схемі заміщення зображений спрощено як комплексний опір  $Z_6$ . Всі ланки електричної схеми заміщення представлені як комплексні опори  $Z$  з відповідними індексами.

Точками А, В і С, D (рис. 2.4) позначено початок та кінець ділянки контролю з довжиною  $l$  (рис. 2.3). Оскільки електричні характеристики шарів піщаної та ґрунтової засипок є досить близькими, то їх розглянуто як суцільний шар ґрунту з питомим лінійним опором  $Z_r$ . Крім того, хоча реальний трубопровід тепломережі має два шари ізоляції (теплову та гідравлічну), в моделі використано один питомий опір ізоляції  $Z_1$ . Це пов'язано з тим, що гідроізоляція виготовляється з поліетилену, питомий

електричний опір якого сягає  $10^{14}$  Ом/м [100], і в непошкодженому стані струм через неї в ґрунт практично не протікатиме ( $I_2 \approx 0$ ), зміна значень діагностичних ознак не призводитиме до зміни значень інформативного параметру, тому в цьому випадку даний метод контролю до виявлення дефектів виду «мігруюча вода» та «руйнування шару гідроізоляції» буде не чутливим. Опір цієї ізоляції не залежить ні від вологості, ні від температури теплоносія. Тому прийнято, що поліетиленова ізоляція є відсутньою, а за ізоляцію взято шар пінополіуретану над трубопроводом з комплексним опором  $Z_1$ . На відміну від поліетилену пінополіуретанова теплова ізоляція, будучи пористим матеріалом, має питомий електричний опір  $10^8$  Ом/м. В результаті зволоження пористі тіла стають провідниками, при цьому їх питомий електричний опір різко зменшується до десятків Ом/м [103].

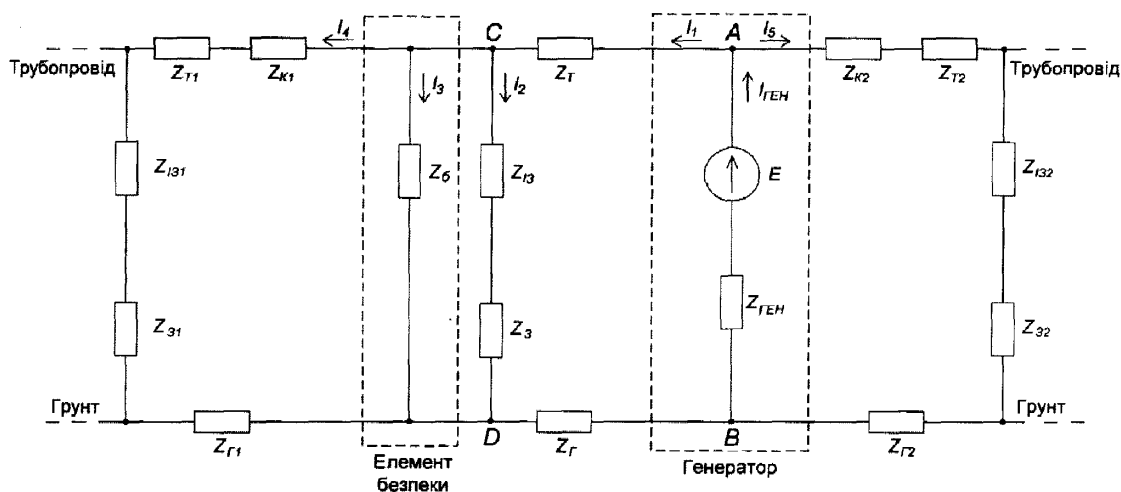


Рис. 2.4. Електрична схема заміщення ділянок підземного трубопроводу з ППУ- ізоляцією

$Z_T, Z_{T1}, Z_{T2}$  - питомі лінійні опори ділянок трубопроводу, Ом/м;  $Z_G, Z_{Г1}, Z_{Г2}$  - питомі лінійні опори ґрунту на кожній ділянці, Ом/м;  $Z_1, Z_{11}, Z_{12}$  - питомі лінійні опори ізоляції ділянок трубопроводу, Ом/м;  $Z_3, Z_{31}, Z_{32}$  - питомі лінійні опори ґрунту струмам стікання на кожній ділянці, Ом/м;  $Z_K, Z_{K1}, Z_{K2}$  - контактні опори в зонах фланцевих з'єднань трубопроводів, Ом;  $Z_6$  - опір елемента навантаження, Ом;  $Z_{ГЕН}$  - внутрішній опір генератора, Ом;  $I_{ГЕН}$  - вихідний струм генератора, А;  $E$  - е.р.с. генератора, В.

Розглянемо випадок, коли ізоляція трубопроводу не пошкоджена і елемент навантаження відсутній ( $Z_6 \approx \infty$ ). При ввімкненні генератора струм  $I_{\text{ген}}$  теоретично потече по всіх ділянках трубопроводу і поділиться на струми  $I_1 - I_5$  (рис. 2.4). При цьому струм  $I_3 \approx 0$ . Оскільки ділянки тепломережі між тепловими камерами є доволі короткими (середня довжина в зоні міст не перевищує 120 м), це може призвести до виникнення значного рівня змінної напруги у споживачів тепла по обидва боки від досліджуваної ділянки.

Для запобігання ураження споживачів тепла струмом генератора в кінці ділянки контролю (між точками С та D на рис. 2.4) вмикається елемент навантаження. Реактивний опір  $Z_6$  елемента навантаження повинен бути таким, щоб змінна напруга у споживачів зменшилась до допустимого рівня (12 В). При цьому струм  $I_3$  суттєво зростає, а струми  $I_4$  та  $I_5$  відповідно зменшуються. Також на зменшення струмів  $I_4$  та  $I_5$  впливають контактні опори, що виникають на фланцевих з'єднаннях  $Z_{K1}$  і  $Z_{K2}$ , величина яких зростає із ростом частоти сигналу генератора. За допомогою трасошукача SR-60 [104] експериментально встановлено, що на частотах вище 3 кГц струмами, які поширюються у суміжні з контрольованим трубопроводом ділянки через фланцеві з'єднання та теплоносій, можна знехтувати.

Таким чином з рис.2.4 отримано одну ділянку контролю, в якій поширюються струми  $I_1$ ,  $I_2$  та  $I_3$ . Спрощена електрична схема заміщення такої ділянки трубопроводу наведена на рис. 2.5.

Від стану ізоляції трубопроводу залежить значення струму  $I_2$  та напруги  $U_{\text{CM}}$  (між точками С та М), яка поділяється на напруги  $U_{\text{CD}}$  і  $U_{\text{DM}}$ .

Враховуючи, що опір  $Z_3$  характеризує стікання струму з трубопроводу як з довгого заземлювача, його можна вважати чисто активним і однаковим по всій довжині ділянки контролю [105].

Ділянка  $CD$  (рис. 2.5) визначає параметри ізоляції трубопроводу, а точка  $D$  – зону контакту ізоляції трубопроводу з ґрунтом.

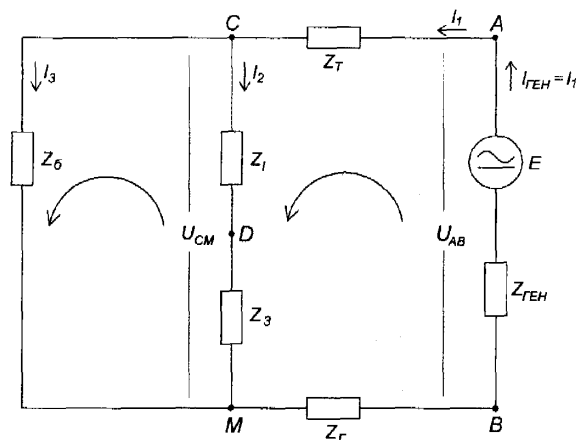


Рис. 2.5. Спрощена електрична схема заміщення однієї ділянки підземного трубопроводу з ППУ-ізоляцією

Струм генератора  $I_1$  матиме значення:

$$I_1 = \frac{E}{Z_{\text{ГЕН}}}, \quad (2.1)$$

де  $E$  - вихідна напруга генератора при навантаженні, В;  $Z_{\text{ГЕН}}$  - комплексний вихідний опір генератора, Ом.

Розглянемо елементи електричної схеми заміщення ділянки трубопроводу з ППУ-ізоляцією більш детально (рис. 2.6). При цьому для визначення параметрів електричної схеми заміщення, в яких враховано вплив максимальної кількості характеристик трубопроводу та ґрунту, скористаємось методикою, наведеною в [105].

Згідно зі схемою на рис. 2.6 модуль комплексного опору генератора розраховується за формулою:

$$Z_{\text{ГЕН}} = \sqrt{(R_{\text{ГЕН}})^2 + (\omega \cdot L_{\text{ГЕН}})^2}. \quad (2.2)$$

Питомий лінійний опір втрат у трубопроводі знаходиться з виразу [105]:

$$Z_{\text{T}} = R_{\text{T}} + i \cdot \omega \cdot L_{\text{T}}, \quad (2.3)$$

де  $R_{\text{T}}$  - активний опір втрат у трубопроводі, Ом/м;  $L_{\text{T}}$  - внутрішня індуктивність трубопроводу, Гн/м;  $\omega$  - кругова (циклічна) частота змінного струму генератора, рад/с.

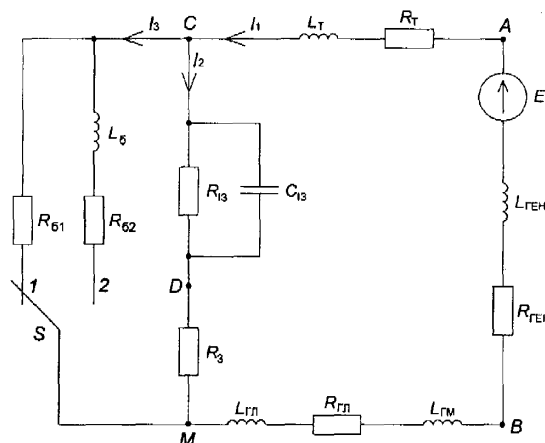


Рис. 2.6. Детальна електрична схема заміщення ділянки підземного трубопроводу з ППУ-ізоляцією

Активний опір втрат у трубопроводі знаходиться за формулою [105]:

$$R_T = \frac{1}{2r_T} \cdot \sqrt{\frac{\mu_T \cdot \rho_T \cdot f}{\pi}}, \quad (2.4)$$

де  $r_T$  - зовнішній радіус трубопроводу, м;  $\mu_T$  - магнітна проникність металу трубопроводу, Гн/м;  $\rho_T$  - питомий опір металу трубопроводу, Ом·м;  $f$  - частота сигналу змінного струму генератора, Гц.

Враховуючи залежність глибини проникнення струму в метал трубопроводу від частоти сигналу змінного струму генератора  $f$ , значення  $R_T$  розраховується як [105]:

$$R_T = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot r_T \cdot \sigma_T \cdot \Delta}, \quad (2.5)$$

де  $\sigma_T$  - питома електропровідність металу трубопроводу, Ом/м;  $\Delta$  - глибина проникнення струму в метал трубопроводу, м.

З експериментальних даних, наведених в [105], шляхом апроксимації отримано залежність глибини проникнення струму в метал трубопроводу від частоти сигналу (коефіцієнт кореляції 0,95), яка має вид:

$$\Delta = 13,25 \cdot f^{-0,5} + 0,0014. \quad (2.6)$$

Внутрішня індуктивність трубопроводу визначається як відношення внутрішнього магнітного потоку у металі трубопроводу до струму, що

проходить через трубопровід, з урахуванням поверхневого ефекту, який враховує магнітну енергію, зосереджену всередині провідника. Магнітна енергія провідника зменшує внутрішню індуктивність трубопроводу, яка знаходиться з виразу [105]:

$$L_T = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot r_T \cdot \sigma_T \cdot \omega \cdot \Delta} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot r_T} \cdot \sqrt{\frac{\mu_T \cdot \rho_T}{f \cdot \pi}}. \quad (2.7)$$

Модуль комплексного опору трубопроводу розраховується за формулою:

$$Z_T = \sqrt{(R_T \cdot l)^2 + (\omega \cdot L_T \cdot l)^2}. \quad (2.8)$$

Лінійний опір ґрунту вздовж трубопроводу можна представити як суму опору ґрунту вздовж трубопроводу  $Z_{ГЛ}$  і опору струмам зміщення, зумовленим магнітним потоком між трубопроводом і ґрунтом  $Z_{ГМ}$ :

$$Z_G = Z_{ГЛ} + Z_{ГМ}. \quad (2.9)$$

Лінійний опір ґрунту вздовж трубопроводу розраховується з формули [105]:

$$Z_{ГЛ} = R_{ГЛ} + j \cdot \omega \cdot L_{ГЛ}, \quad (2.10)$$

де  $R_{ГЛ}$  - питомий активний опір ґрунту вздовж трубопроводу, Ом·м;  $L_{ГЛ}$  - внутрішня індуктивність ґрунту навколо трубопроводу, Гн/м.

Враховуючи, що для більшості ґрунтів відносна магнітна проникність практично рівна одиниці ( $\mu_r = \mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ ), значення питомого активного опору ґрунту  $R_{ГЛ}$  знаходиться з виразу [105]:

$$R_{ГЛ} = \frac{\mu_r \cdot \omega}{8} = \pi^2 \cdot f \cdot 10^{-7}, \quad (2.11)$$

де  $\mu_r$  - відносна магнітна проникність ґрунту, Гн/м.

Внутрішня індуктивність ґрунту, розміщеного навколо трубопроводу розраховується за формулою [105]:

$$L_{ГЛ} = \frac{\mu_r}{2 \cdot \pi \cdot [r_r^2 - (r_T + h_{13})^2]} \cdot \left[ \frac{r_r^4}{r_r^2 - (r_T + h_{13})^2} \cdot \ln\left(\frac{r_r}{r_T + h_{13}}\right) - \frac{3 \cdot r_r^2 - (r_T + h_{13})^2}{4} \right], \quad (2.12)$$

де  $\mu_r$  - магнітна проникність ґрунту, Гн/м;  $r_r$  - радіус ґрунту, який оточує трубопровід, м;  $h_{i3}$  - товщина ізоляції трубопроводу, м.

Розглянемо втрати, пов'язані зі струмом зміщення. Оскільки ці втрати пов'язані тільки з магнітним потоком, то вони знаходяться з виразу [105]:

$$Z_{ГМ} = 0 + j \cdot \omega \cdot L_{ГМ}, \quad (2.13)$$

де  $L_{ГМ}$  - зовнішня індуктивність трубопроводу, Гн/м.

Зовнішня індуктивність трубопроводу  $L_{ГМ}$  визначається величиною магнітного потоку між трубопроводом і оточуючим його ґрунтом та знаходиться за формулою [105]:

$$L_{ГМ} = \frac{\mu_{i3}}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left( \frac{1,85}{r_E \cdot \sqrt{\frac{\omega \cdot \mu_{i3}}{\rho_{i3}}}} \right), \quad (2.14)$$

де  $\mu_{i3}$  - магнітна проникність ізоляції трубопроводу, Гн/м;  $\rho_{i3}$  - питомий опір ізоляції трубопроводу, Ом·м;  $r_E = \sqrt{2r_T \cdot h_E}$  - еквівалентний радіус зосередженого струму в ґрунті, м;  $h_E = \frac{1,85}{\sqrt{\omega \cdot \mu_r \cdot \sigma_r}}$  - еквівалентна глибина залягання зосередженого струму в ґрунті, м;  $\sigma_r$  - питома електропровідність ґрунту, Ом/м.

Модуль комплексного опору ґрунту розраховується за формулою:

$$Z_r = \sqrt{(R_{ГЛ} \cdot l)^2 + (\omega \cdot L_{ГЛ} \cdot l)^2} + \sqrt{(\omega \cdot L_{ГМ} \cdot l)^2}. \quad (2.15)$$

Значення опору ґрунту струмові стікання  $Z_3$  має тільки активну складову і отримується з формули Зуїде [105]:

$$R_3 = \frac{\rho_r}{\pi} \cdot \ln \left( \frac{1,12}{|\gamma| \cdot \sqrt{2 \cdot r_T \cdot h_E}} \right), \quad (2.16)$$

де  $\rho_r$  - питомий опір ґрунту, Ом·м;  $|\gamma|$  - модуль постійної розповсюдження струму у трубопроводі, м<sup>-1</sup>.

Модуль постійної розповсюдження струму у трубопроводі  $|\gamma|$  розраховується за виразом [106]:



$$|\gamma| = \sqrt{\frac{R_T}{R_{I3} + R_p}}, \quad (2.17)$$

де  $R_{I3}$  - опір ізоляційного покриття, Ом/м<sup>2</sup>,  $R_p$  - опір розтіканню струму трубопроводу, Ом/м<sup>2</sup>.

Значення активного опору ізоляції знаходиться з виразу [105]:

$$R_{I3} = 1,2 \cdot \frac{\rho_{I3}}{2 \cdot \pi} \cdot \ln\left(\frac{r_T + h_{I3}}{r_T}\right). \quad (2.18)$$

Значення  $\rho_{I3}$  залежить від вологості ППУ-ізоляції і розраховується з формули [103]:

$$\rho_{I3} = \frac{A}{W^n}, \quad (2.19)$$

де  $A$  - постійна, яка залежить від виду матеріалу;  $W$  - вологість ізоляції, %;  $n$  - показник степені, який залежить від структури діелектрика.

Між трубопроводом та ґрунтом у місці дефекту виникає ємність, величина якої визначається діелектричною проникністю ізоляції, яка, в свою чергу, залежить від ступеня її зволоження і знаходиться з виразу [103]:

$$\varepsilon_B = \varepsilon_C \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon_B - \varepsilon_C}{a \cdot \varepsilon_B + b \cdot \varepsilon_C} \cdot \frac{\rho_{ППУ}}{\rho_B} \cdot \frac{W}{100}\right), \quad (2.20)$$

де  $\varepsilon_C$  - діелектрична проникність сухої ізоляції, Ф/м;  $\varepsilon_B$  - діелектрична проникність води, Ф/м;  $\rho_{ППУ}$  - густина сухої ППУ - ізоляції, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_B$  - густина води, кг/м<sup>3</sup>;  $a$  та  $b$  постійні коефіцієнти.

Ємнісна складова реактивного опору ізоляційного покриття підземного трубопроводу розраховується як для довгого циліндричного конденсатора за формулою:

$$C_{I3} = 2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_{I3} \cdot \frac{l}{\ln\left(\frac{r_{I3}}{r_T}\right)}, \quad (2.21)$$

де  $\varepsilon_B$  - відносна діелектрична проникність ізоляції, Ф/м;  $\varepsilon_0$  - електрична стала (діелектрична проникність вакууму), Ф/м,  $r_{I3}$  - зовнішній радіус

ізоляційного покриття трубопроводу, м;  $l$  - довжина ізоляційного покриття на ділянці контролю, м.

Модуль комплексного опору ізоляції відповідно до схеми заміщення (рис. 2.6) визначається за формулою:

$$Z_{I3} = \frac{1}{\sqrt{\left[\left(\frac{1}{R_{I3} \cdot l}\right)^2 + (\omega \cdot C_{I3})^2\right]}}. \quad (2.22)$$

Оскільки внаслідок зміни ємності ізоляції виникає певна затримка сигналу, то вона впливає на зміну його фази, що можна зафіксувати з поверхні ґрунту [105]. Однак через те, що фазовий зсув є дуже незначним (змінюється в межах  $10^{-4} \dots 10^{-2}$  градуса) використовувати його як інформативний параметр недоцільно.

Внутрішній опір генератора  $r_{ГЕН}$  та його індуктивність  $L_{ГЕН}$  задаються технічними характеристиками генератора, які можуть змінюватись в певних межах.

Елемент навантаження складається з двох ланок: ланки активного опору  $R_{61}$  та ланки реактивного опору  $R_{62}$  і  $L_6$  (рис. 2.6). Кожна з ланок приєднується до поверхні трубопроводу за допомогою перемикача  $S$  в залежності від режиму вимірювань.

Для визначення траси та глибини залягання трубопроводу застосовується чисто активний опір елемента навантаження  $R_{61}$  (положення 1 перемикача  $S$ ). Індуктивність  $L_6$  в елементі навантаження служить для більш точного виявлення місця найімовірнішого дефекту та створення більшої кількості режимів вимірювань для застосування їх при ідентифікації виду дефекту. При контролі дефектів трубопроводу частіше застосовується ланка реактивного опору  $R_{62}$  і реактивного  $L_6$  (положення 2 перемикача  $S$ ).

Щоб визначити характеристики елемента навантаження і діючих у електричній схемі заміщення струмів та напруг застосовано закони Ома для ділянки кола та метод еквівалентного генератора [107].

За допомогою методу еквівалентного генератора представлено генератор сигналів як окремий чотириполюсник, що має тільки внутрішній опір  $Z_{\text{ГЕН}}$  та напругу холостого ходу  $E_{\text{ХХ}}$ , який від'єднаний від іншої частини схеми (рис. 2.5). Тоді його опір визначиться з виразу (2.2), а струм – з виразу:

$$I_{\text{ГЕН}} = \frac{E_{\text{ХХ}}}{Z_{\text{ГЕН}}}. \quad (2.23)$$

Струм  $I_1$ , в цьому випадку, розраховується за формулою:

$$I_1 = \frac{E_{\text{ХХ}}}{(Z_{\Gamma} + Z_{\text{T}} + Z_{\text{ГЕН}}) + \frac{(Z_{\text{I3}} + Z_3) \cdot Z_6}{Z_{\text{I3}} + Z_3 + Z_6}}. \quad (2.24)$$

Вихідна напруга генератора при навантаженні всієї схеми (рис. 2.5) визначається як:

$$E = I_1 \cdot \left[ \frac{(Z_{\text{I3}} + Z_3) \cdot Z_6}{Z_{\text{I3}} + Z_3 + Z_6} \right]. \quad (2.25)$$

Звідси отримано значення параметрів елемента навантаження:

$$I_3 = \frac{E}{Z_6}, \quad (2.26)$$

$$Z_6 = \sqrt{R_6^2 + (L_6 \cdot \omega)^2}. \quad (2.27)$$

В положенні 1 перемикача  $S$  елемент навантаження має тільки активну складову, тому в цьому випадку доданок  $(L_6 \cdot \omega)^2$  у виразі (2.27) буде рівний нулю. Струм в зоні дефекту визначається за формулою:

$$I_2 = \frac{E}{Z_3 + Z_{\text{I3}}}. \quad (2.28)$$

Розрахувавши всі ланки схеми заміщення, можна визначити як вплине зміна характеристик ізоляції трубопроводу при наявності дефекту на величину напруги  $U_{\text{DM}}$  та струму  $I_2$  в електричному колі ділянки контролю [108]. Розрахунок струмів має першочергове значення, оскільки на відміну від напруги, зміну величини струму у трубопроводі можна зафіксувати з поверхні ґрунту безконтактним індукційним методом згідно з [109].

Значення інформативного параметру (струму у стінках трубопроводу) пропорційне напрузі на магнітній антені і є функцією декількох параметрів:

струму  $I_1$ , який утворює змінне магнітне поле; відстані від осі трубопроводу; коефіцієнта пропорційності, що враховує величини вимірювального каналу; параметру, який враховує геометричні характеристики котушки; коефіцієнту відповідності між напругою на котушці та напруженістю магнітного поля; куту між нормаллю до рамки магнітної антени і напрямом вектора магнітної індукції. Розрахунок даних складових проводиться за відомими методиками наведеними в [110, 111].

Математичний розрахунок впливу дефектів на електричні характеристики тепломережі за наведеними аналітичними залежностями здійснено в середовищі C++ (додаток В).

### 2.3 Теоретичні дослідження щодо підвищення ефективності мікрофонного методу

Як правило, мікрофонний метод застосовується для виявлення розривів трубопроводів у тепломережах каналної прокладки. При цьому струміль теплоносія, що виривається з трубопроводу через шар повітря в каналі попадає на його бетонні стінки і створює шум, який фіксується з поверхні ґрунту мікрофоном. Коли ж тепломережа є безканалною, то теплоносій через тріщину в трубопроводі та ізоляціях попадає відразу в ґрунт, зволожуючи і поступово розмиваючи його. При цьому рівень акустичного шуму, внаслідок відсутності повітряного прошарку, є настільки низьким, що, у більшості випадків, його неможливо зареєструвати з поверхні ґрунту.

З наведеного випливає, що визначення характеристик акустичного поля на поверхні ґрунту від працюючого підземного трубопроводу з ППУ-ізоляцією є досить складним завданням. Це пояснюється як геометричними характеристиками об'єкта, так і фізичними властивостями окремих його частин.

Суть удосконалення мікрофонного методу полягає в оцінці зміни характеру акустичного сигналу від трубопроводу як функції дефекту. При

цьому акустичний сигнал генерується шляхом еханічного збудження в тілі трубопроводу низькочастотних акустичних коливань ударного або імпульсного характеру. За відсутності пошкодження трубопроводу тепломережі на поверхні ґрунту над ним реєструється номінальний рівень акустичного шуму в діапазоні частот збудження. Цей рівень за умови стабільності збуджувальних коливань визначається коефіцієнтами загасання звуку та проходження меж поділу середовищ: поверхня металевого трубопроводу – теплова ізоляція - гідроізоляція – піщана засипка - ґрунтова засипка – ґрунт. При наявності дефекту змінюється акустична проникність між шарами і, відповідно, акустичне загасання [101].

Застосування удосконаленого мікрофонного методу контролю на прикладі ділянки довжиною  $l$ , розміщеної між двома тепловими камерами, наведено на рис. 2.7.

Збуджені генератором 9 акустичні коливання, поширюючись від металевого трубопроводу 5 до поверхні ґрунту, змінюють свої характеристики в залежності від наявності того чи іншого виду дефекту тепломережі.

Щоб визначити параметри, які несуть інформацію про технічний стан підземного трубопроводу з ППУ-ізоляцією, змодельовано процес поширення акустичних хвиль від одиничного трубопроводу за схемою: генератор 9 – поверхня металевого трубопроводу 5 – теплоізоляція 6 – гідроізоляція 7 – піщана засипка - ґрунтова засипка – ґрунт – приймач (мікрофон) 11.

Генерування акустичної хвилі в металевому трубопроводі відбувається наступним чином. Генератор 9 подає в метал трубопроводу сигнал у вигляді акустичного збудження металу труби з інтенсивністю  $J$  (Вт/м<sup>2</sup>). При цьому трубопровід можна представити як акустичний випромінювач, що генерує акустичну хвилю [112 - 113].

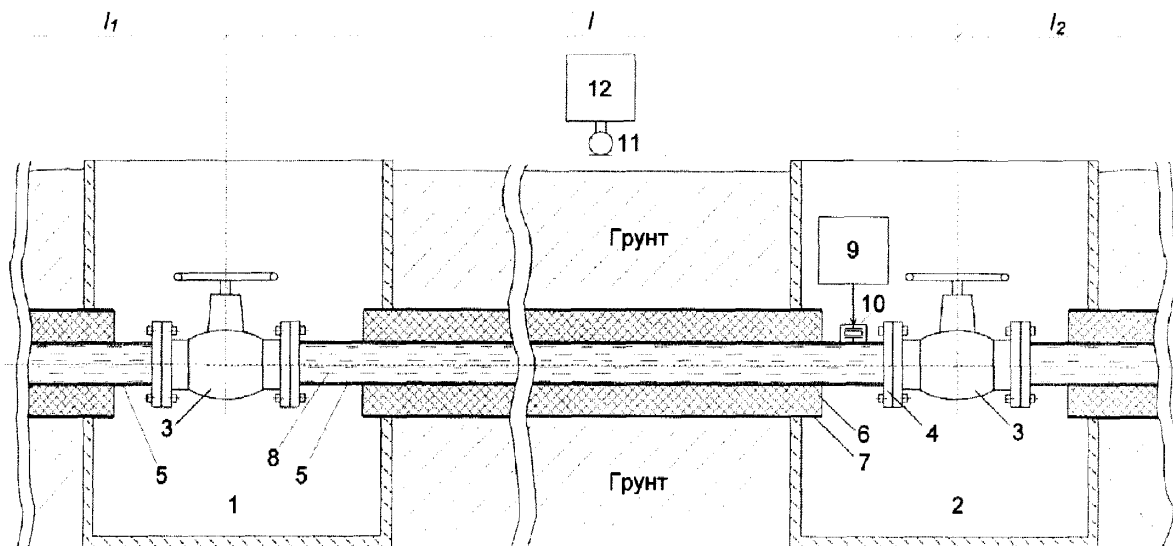


Рис.2.7. Застосування удосконаленого мікрофонного методу для контролю ділянки тепломережі з трубопроводами в ППУ-ізоляції:

1 і 2 – теплові камери, 3 – запірна арматура, 4 – фланці, 5 – ділянки трубопроводів, 6 – теплова ізоляція, 7 – гідроізоляція, 8 – теплоносій, 9 – генератор з підсилювачем потужності, 10 – пристрій акустичного збудження, 11 – вимірювальний мікрофон, 12 – реєструючий пристрій

При збудженні акустичних коливань в металевому трубопроводі утворюються так звані хвилі Лемба. Класична теорія поширення даних хвиль в твердому тілі описана академіком Грінченком в [114]. Для опису поширення пружних хвиль в тілі трубопроводу використовують поширений підхід опису залежності зміщення елементарних частинок від елементарних напружень, які викликають зміщення [115].

Безпосереднє використання теорії поширення хвилі Лемба для опису процесу розповсюдження акустичної хвилі від підземного трубопроводу з ППУ-ізоляцією до поверхні ґрунту нашо́вхується на значні труднощі, оскільки акустична система «трубопровід – ґрунт» складається з багатьох середовищ з різними акустичними характеристиками. Крім того при переході акустичної хвилі через межу розділу середовищ відбуваються процеси її заломлення і відбивання, а геометричні параметри акустичної системи

«трубопровід – ґрунт» задають жорсткі обмеження на використання детально опрацьованих теоретичних моделей акустики. Тому для опису процесу розповсюдження акустичної хвилі прийнято певні спрощення.

В поперечному перерізі системи «трубопровід – ґрунт» вирізано тонкий шар  $\Delta z$  і розглянуто поширення акустичної хвилі вздовж променя  $OB$  (рис.2.8). За початок координат прийнято вісь трубопроводу. При досить малій товщині шару поширення акустичної хвилі вважатимемо як поширення плоскої хвилі з амплітудою коливальної швидкості, рівної  $v_T$  [112]:

$$v_T = \sqrt{\frac{J \cdot c_T}{2 \cdot \pi^2 \cdot \rho_T \cdot r_T^2 \cdot f^2}}, \quad (2.29)$$

де  $c_T$  – швидкість звуку в матеріалі трубопроводу, м/с;  $\rho_T$  – густина середовища (металевий трубопровід), в якому поширюється акустична хвиля, кг/м<sup>3</sup>;  $f$  – частота сигналу збудження, с<sup>-1</sup>.

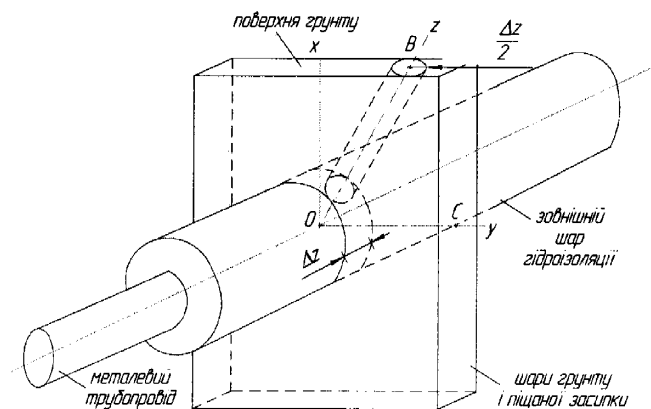


Рис.2.8. Модель поширення акустичної хвилі по системі «трубопровід – ґрунт»

Оскільки система «трубопровід – ґрунт» (рис.2.8) симетрична відносно площини  $x = 0$ , достатньо розглядати поведінку акустичної хвилі в I-ому квадранті ( $x \geq 0, y \geq 0$ ).

Основним фактором формування акустичного поля на поверхні ґрунту над трубопроводом тепломережі є поступове загасання енергії акустичних коливань при розповсюдженні їх в різних середовищах.

Інтенсивність акустичного збудження на поверхні металевого трубопроводу при відомій потужності джерела примусового збудження визначається з виразу [116]:

$$J = \frac{P}{\pi \cdot r_T}, \quad (2.30)$$

де  $P$  – акустична потужності джерела примусового збудження, Вт;  $r_T$  – зовнішній радіус трубопроводу (рис.2.2), м.

При описуванні процесу проходження акустичних хвиль через межі розділу середовищ з різними акустичними характеристиками системи «трубопровід – ґрунт» особливе значення має врахування граничних умов. В даному випадку як граничні умови прийнято рівність коливальних швидкостей на межах розділу середовищ. Аналітичне моделювання здійснено відносно заданої інтенсивності акустичного збудження, яка є функцією коливальної швидкості, частоти і звукового тиску.

Оскільки для випромінювання акустичних коливань застосовується зовнішня поверхня тіла трубопроводу, по якому транспортується теплоносій, то коефіцієнт загасання коливань в металі труби на формування акустичного поля на поверхні ґрунту матиме певний вплив [117].

Вплив температури теплоносія також враховується при розрахунку густин матеріалів трубопроводу, теплової та гідроізоляції, піщаної і ґрунтової засипок та швидкостей поширення повздовжньої хвилі в даних середовищах за формулами [118]:

$$\rho = \rho_0 \cdot (1 - \alpha_l \cdot \Delta t), \quad (2.31)$$

$$c = \sqrt{\frac{E}{\rho}} \cdot \sqrt{\frac{1 - \sigma}{1 + \sigma} \cdot \frac{1}{1 - 2 \cdot \sigma}}, \quad (2.32)$$

де  $\rho_0$  – початкова густина матеріалу, кг/м<sup>3</sup>;  $\alpha_l$  – коефіцієнт лінійного теплового розширення, °С<sup>-1</sup>;  $\Delta t$  – температура поверхні середовища в даний момент, °С;  $E$  – модуль Юнга (модуль пружності першого роду), Па,  $\rho$  – густина, кг/м<sup>3</sup>,  $\sigma$  – коефіцієнт Пуассона (міра зміни поперечних розмірів ізотропного тіла при деформації розтягу), є величиною безрозмірною.



Шляхом переіндексації змінних в формулах (2.31) і (2.32) визначаються густини всіх пройдених акустичною хвилею середовищ та швидкості поширення повздовжньої хвилі в них.

Звуковий тиск, що створюється в металевому трубопроводі джерелом звуку, розраховується за формулою [116]:

$$p = v_T \cdot \rho_T \cdot c_T = \sqrt{\frac{J \cdot c_T}{2 \cdot \pi^2 \cdot \rho_T \cdot r_T^2 \cdot f^2}} \cdot \rho_T \cdot c_T. \quad (2.33)$$

Звукова хвиля в процесі поширення в пружному середовищі втрачає частину своєї енергії, зменшуючись при цьому за звуковим тиском. Ці втрати визначаються властивостями середовища, у якому поширюється хвиля, а також характеристикою напрямленості випромінювання.

Зміна звукового тиску акустичної хвилі вздовж ділянки трубопроводу визначається за формулою [119]:

$$p_T = p \cdot e^{-\frac{\alpha_T \cdot l}{2}}, \quad (2.34)$$

де  $\alpha_T$  - коефіцієнт загасання за інтенсивністю в металі трубопроводу, Нп/м;  $l$  довжина ходу акустичної хвилі в поглинаючому середовищі (металевий трубопровід), м.

Поглинання звуку в твердому тілі зумовлене, в основному, внутрішнім тертям і теплопровідністю середовища. Вклад теплопровідності складає приблизно половину від повного поглинання в металах [120].

Згідно з [120] коефіцієнт загасання звуку за інтенсивністю в металі трубопроводу рівний:

$$\alpha_T = \frac{2 \cdot \pi \cdot f^2}{\rho_T \cdot c_T^3} \cdot \frac{k_T}{Cv_T} \cdot \frac{E_T - G_T}{G_T}, \quad (2.35)$$

де  $k_T$  - питома теплопровідність матеріалу трубопроводу, Вт/(м·К);  $Cv_T$  - питома теплоємність матеріалу трубопроводу при сталому об'ємі, Дж/(кг·К);  $E_T$  - модуль пружності (Юнга) матеріалу трубопроводу, Па;  $G_T$  - модуль пружності зсуву матеріалу трубопроводу, Па.

В цілому система «трубопровід – ґрунт» (рис.2.9) складається з кількох елементів, які мають різні акустичні характеристики. Цими елементами є:

- 1) матеріал трубопроводу, по якому подається теплоносій (сталь);
- 2) тепла ізоляція трубопроводу (спінений пінополіуретан);
- 3) гідроізоляція трубопроводу (поліетилен);
- 4) піщана засипка трубопроводу (пісок);
- 5) ґрунтова засипка трубопроводу;
- 6) нерозпушений в процесі прокладання ґрунт.

Розглянемо зміну амплітуди звукового тиску вздовж променя  $OB$  (рис.2.9), напрямком якого задається кутом  $\varphi$ . В тілі трубопроводу акустичні коливання поширюються строго по радіусу труби і не залежать від напрямку. Акустична хвиля (рис.2.9), поширюючись від зовнішньої поверхні металевий труби, падає під прямим кутом на межу розділу двох середовищ: металевий трубопровід – тепла ізоляція.

Здатність межі розділу двох середовищ пропускати акустичну хвилю оцінюється коефіцієнтом проходження. Під час падіння плоскої акустичної хвилі на межу теплової ППУ-ізоляції коефіцієнт проходження за акустичним тиском визначається за формулою Фрінеля [121]:

$$T_{ТП} = \frac{2 \cdot \rho_{П} \cdot c_{П}}{\rho_{Т} \cdot c_{Т} + \rho_{П} \cdot c_{П}}, \quad (2.36)$$

де  $c_{П}$  – швидкість звуку в пінополіуретановій ізоляції, м/с;  $\rho_{П}$  – густина пінополіуретану, кг/м<sup>3</sup>.

Амплітуда звукового тиску хвилі, що пройшла через межу розділу «трубопровід – тепла ізоляція», розраховується з виразу:

$$p_{ТП} = p_{Т} \cdot T_{ТП}. \quad (2.37)$$

Однією з властивостей пінополіуретану є значна зміна його густини при намоканні. Хоча даний матеріал має доволі низьке водопоглинання (не перевищує 2 % [122]) завдяки закритій пористій структурі, при довготривалій дії вологи (теплоносія) він втрачає свої вологозахисні властивості. Зміна



$$\alpha_{\text{П.1}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f^2}{\rho_{\text{П}} \cdot c_{\text{П}}^3} \cdot \frac{k_{\text{П}}}{Cv_{\text{П}}} \cdot \frac{E_{\text{П}} - G_{\text{П}}}{G_{\text{П}}}, \quad (2.39)$$

де  $k_{\text{П}}$  - питома теплопровідність пінополіуретану, Вт/(м·К);  $Cv_{\text{П}}$  - питома теплоємність пінополіуретану при сталому об'ємі, Дж/(кг·К);  $E_{\text{П}}$  - модуль пружності (Юнга) пінополіуретану, Па;  $G_{\text{П}}$  - модуль пружності зсуву пінополіуретану, Па.

Проте вклад теплопровідності складає приблизно 4 % від повного загасання в пінополіуретані [120].

Пінополіуретан відноситься до відомих звукопоглинаючих матеріалів завдяки своїй пористій структурі [123, 124]. Високий коефіцієнт загасання зумовлений наявністю закритих пор (95 % згідно з [124]). Для розрахунку коефіцієнта загасання пористого середовища використано формулу Кюля і Мейєра на основі теорії Релея [125]:

$$\alpha_{\text{П.2}} = 1 - \frac{\cos\left(\frac{\pi}{2} - \varphi\right) - \frac{\text{П}_{\text{П}}}{100}}{\cos\left(\frac{\pi}{2} - \varphi\right) + \frac{\text{П}_{\text{П}}}{100}}, \quad (2.40)$$

де  $\varphi$  - кут падіння повздовжньої хвилі, град.;  $\text{П}_{\text{П}}$  - пористість пінополіуретану, %.

Враховуючи вищенаведене, сумарний коефіцієнт загасання для теплової ізоляції буде рівним:

$$\alpha_{\text{П}} = \alpha_{\text{П.1}} + \alpha_{\text{П.2}}. \quad (2.41)$$

Зміна амплітуди звукового тиску акустичної хвилі, поширюючись вздовж товщини шару теплової ізоляції, знаходиться як:

$$P_{\text{П}} = P_{\text{ПП}} \cdot e^{-\frac{\alpha_{\text{П}} \cdot h_{\text{П}}}{2}}, \quad (2.42)$$

де  $h_{\text{П}}$  - товщина теплової ізоляції (рис.2.2), м.

Акустична хвиля, поширюючись через шар теплоізоляції, падає під прямим кутом на межу розділу двох середовищ: теплова ізоляція – гідроізоляція. У точці  $A'$  (рис.2.9) відбудеться часткове проходження і

часткове відбивання акустичної хвилі, оскільки теплова та гідроізоляції мають різні акустичні імпеданси [126].

Аналогічно (2.36) коефіцієнт проходження за акустичним тиском визначається за формулою:

$$T_{\text{ТИГІ}} = \frac{2 \cdot \rho_{\text{ГІ}} \cdot c_{\text{ГІ}}}{\rho_{\text{ГІ}} \cdot c_{\text{ГІ}} + \rho_{\text{ТІ}} \cdot c_{\text{ТІ}}}, \quad (2.43)$$

де  $c_{\text{ГІ}}$  – швидкість звуку в поліетиленовій гідроізоляції, м/с;  $\rho_{\text{ГІ}}$  – густина поліетилену, кг/м<sup>3</sup>.

Амплітуда звукового тиску хвилі, що пройшла через межу розділу «теплова ізоляція – гідроізоляція», розраховується з виразу:

$$p_{\text{ТИГІ}} = p_{\text{ТІ}} \cdot T_{\text{ТИГІ}}. \quad (2.44)$$

Далі акустична хвиля проходить шар гідроізоляції з товщиною  $h_{\text{ГІ}}$  (рис.2.1) і коефіцієнтом загасання  $\alpha_{\text{ГІ}}$ . Амплітуда звукового тиску буде рівна:

$$p_{\text{ГІ}} = p_{\text{ТИГІ}} \cdot e^{-\frac{\alpha_{\text{ГІ}} \cdot h_{\text{ГІ}}}{2}}, \quad (2.45)$$

де  $\alpha_{\text{ГІ}}$  - коефіцієнт загасання за інтенсивністю в поліетилені, Нп/м.

Загасання акустичної хвилі в поліетилені зумовлене теплопровідністю і тертям, аналогічно як при поширенні в пінополіуретані. Тому шляхом переіндексації змінних у формулі (2.39), отримано наступну формулу для обчислення коефіцієнту загасання:

$$\alpha_{\text{ГІ}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f^2}{\rho_{\text{ГІ}} \cdot c_{\text{ГІ}}^3} \cdot \frac{k_{\text{ГІ}}}{Cv_{\text{ГІ}}} \cdot \frac{E_{\text{ГІ}} - G_{\text{ГІ}}}{G_{\text{ГІ}}}, \quad (2.46)$$

де  $k_{\text{ГІ}}$  - питома теплопровідність поліетилену, Вт/(м·К);  $Cv_{\text{ГІ}}$  - питома теплоємність поліетилену при сталому об'ємі, Дж/(кг·К);  $E_{\text{ГІ}}$  - модуль пружності (Юнга) поліетилену, Па;  $G_{\text{ГІ}}$  - модуль пружності зсуву поліетилену, Па.

На межі гідроізоляції та піщаної засипки у точці  $A$  (рис. 2.9) відбудеться часткове проходження та відбивання акустичної хвилі, аналогічно як і при перетині межі теплоізоляції та гідроізоляції. Шляхом

переіндексації змінних у формулі (2.44) отримано вираз для визначення амплітуди звукового тиску пройшовшої хвилі:

$$P_{ГПЗ} = \rho_{ГПЗ} \cdot T_{ГПЗ}, \quad (2.47)$$

де  $\rho_{ПЗ}$  - густина піщаної засипки,  $\text{кг/м}^3$ ;  $c_{ПЗ}$  - швидкість звуку в піщаній засипці,  $\text{м/с}$ .

В шарі піщаної засипки акустична хвиля так само буде поширюватись по радіусу труби, однак товщина шару піщаної засипки вже буде залежати від кута напрямку поширення хвилі  $\varphi$ . Таким чином акустична хвиля буде поширюватись в одному з трьох напрямків. У першому напрямку акустична хвиля буде перетинати горизонтальну межу піщаної і ґрунтової засипок, в другому напрямку – межу піщаної, ґрунтової засипок і нерозпушеного ґрунту, у третьому напрямку - межу піщаної засипки і нерозпушеного ґрунту (рис. 2.9).

Розглянемо випадок, коли акустична хвиля перетинатиме межі розділу середовищ ПЗ та ГЗ.

Зміна вологості піщаної і ґрунтової засипок враховується при розрахунку густини середовища. Шляхом переіндексації в формулі (2.38) отримано:

$$\rho_{ПЗ} = \rho_{0,ПЗ} \cdot \left(1 + \frac{W_{ПЗ}}{100}\right), \quad (2.48)$$

$$\rho_{ГЗ} = \rho_{0,ГЗ} \cdot \left(1 + \frac{W_{ГЗ}}{100}\right), \quad (2.49)$$

де  $\rho_{0,ПЗ}$ ,  $\rho_{0,ГЗ}$ , - густина піщаної та ґрунтової засипок в сухому стані відповідно,  $\text{кг/м}^3$ ;  $W_{ПЗ}$ ,  $W_{ГЗ}$ , - вологість піщаної та ґрунтової засипок відповідно, %.

Загасання акустичної хвилі в піщаній та ґрунтовій засипках зумовлене теплопровідністю розраховано шляхом переіндексації змінних у формулі (2.39):

$$\alpha_{ПЗ_1} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f^2}{\rho_{ПЗ} \cdot c_{ПЗ}^3} \cdot \frac{k_{ПЗ}}{Cv_{ПЗ}} \cdot \frac{E_{ПЗ} - G_{ПЗ}}{G_{ПЗ}}, \quad (2.50)$$

де  $k_{пз}$  - питома теплопровідність піску, Вт/(м·К);  $Cv_{пз}$  - питома теплоємність піску при сталому об'ємі, Дж/(кг·К);  $E_{пз}$  - модуль пружності (Юнга) піску, Па;  $G_{пз}$  - модуль пружності зсуву піску, Па,

$$\alpha_{гз_1} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f^2}{\rho_{гз} \cdot c_{гз}^3} \cdot \frac{k_{гз}}{Cv_{гз}} \cdot \frac{E_{гз} - G_{гз}}{G_{гз}}, \quad (2.51)$$

де  $k_{гз}$  - питома теплопровідність ґрунтової засипки, Вт/(м·К);  $Cv_{гз}$  - питома теплоємність ґрунтової засипки при сталому об'ємі, Дж/(кг·К);  $E_{гз}$  - модуль пружності (Юнга) ґрунтової засипки, Па;  $G_{гз}$  - модуль пружності зсуву ґрунтової засипки, Па.

Загасання звуку в піску та глиняних породах ґрунту прямо пропорційне частоті акустичної хвилі. Згідно з [127] коефіцієнт загасання звуку в ґрунтах розраховується за формулами:

- для піщаної засипки

$$\alpha_{пз_2} = \frac{\beta_{пз} \cdot f}{4.34 \cdot 10^3}, \quad (2.52)$$

де  $\beta_{пз}$  - енергетичний коефіцієнт загасання для піщаної засипки ( $\beta_{пз} = 0.5$ ), дБ/Гц·км,

- для ґрунтової засипки

$$\alpha_{гз_2} = \frac{\beta_{гз} \cdot f}{4.34 \cdot 10^3}, \quad (2.53)$$

де  $\beta_{гз}$  - енергетичний коефіцієнт загасання для піщаної засипки ( $\beta_{гз} = 0.1$ ), дБ/Гц·км.

Враховуючи вищенаведене, сумарні коефіцієнти загасання звуку для піщаної та ґрунтової засипок будуть рівними:

$$\alpha_{пз} = \alpha_{пз_1} + \alpha_{пз_2}, \quad (2.54)$$

$$\alpha_{гз} = \alpha_{гз_1} + \alpha_{гз_2}. \quad (2.55)$$

Довжина ходу акустичної хвилі в піщаній засипці  $l_{пз}$  (відрізок  $AB$  на рис.2.9) знаходиться з властивостей прямокутного трикутника  $OBV''$  і дорівнює:

$$l_{\text{пз}} = \frac{r_{\text{T}} + h_{\text{T1}} + h_{\text{T1}} + h_{\text{пз}}}{\cos\left(\frac{\pi}{2} - \varphi\right)} - (r_{\text{T}} + h_{\text{T1}} + h_{\text{T1}}), \quad (2.56)$$

де  $h_{\text{пз}}$  - товщина піщаної засипки, м.

Тоді амплітуда звукового тиску в піщаній засипці, враховуючи коефіцієнт загасання  $\alpha_{\text{пз}}$ , буде рівною:

$$p_{\text{пз}} = p_{\text{гпз}} \cdot e^{-\frac{\alpha_{\text{пз}}}{2} \cdot l_{\text{пз}}}, \quad (2.57)$$

де  $\alpha_{\text{пз}}$  - коефіцієнт загасання за інтенсивністю в піщаній засипці, Нп/м.

Розглянемо поведінку акустичної хвилі на межі піщаної та ґрунтової засипок (точка  $B$  на рис. 2.9). Оскільки засипки мають різні акустичні властивості, то на межі їх розділу відбувається заломлення хвилі зі зміною кута поширення пройшовшої хвилі в ґрунтовій засипці.

Кут заломлення акустичної хвилі визначається з загального закону Снеліуса [119] (рис.2.10):

$$\theta_{\text{гз}} = \arcsin\left(\frac{c_{\text{гз}}}{c_{\text{пз}}} \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2} - \varphi\right)\right), \quad (2.58)$$

де  $\rho_{\text{гз}}$  - густина ґрунтової засипки, кг/м<sup>3</sup>;  $c_{\text{гз}}$  - швидкість звуку в ґрунтовій засипці, м/с.

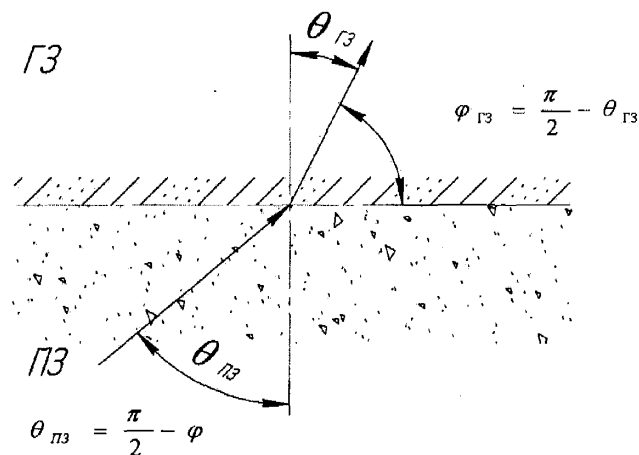


Рис. 2.10. Заломлення акустичної хвилі на межі піщаної та ґрунтової засипок



Слід зауважити, що при заломленні акустичної хвилі виникають граничні кути, при яких повздовжня хвиля вже не перейде з піщаної в ґрунтову засипку, а буде тільки заломлена хвиля. Оскільки акустична хвиля збуджується в діапазоні  $(0 \div 2\pi)$ , тому граничні кути для кожної конкретної акустичної хвилі, що падає на межу розділу двох середовищ, матимуть різні значення [119]. На поверхні реєструватиметься тільки хвилі, які пройдуть через межу розділу двох середовищ.

При падінні акустичної хвилі на межу піщаної та ґрунтової засипок під кутом  $\left(\frac{\pi}{2} - \varphi\right)$  коефіцієнт проходження за акустичним тиском знаходиться з виразу [119]:

$$T_{\text{пз/гз}} = \frac{2 \cdot \rho_{\text{гз}} \cdot c_{\text{гз}} \cdot \cos\left(\frac{\pi}{2} - \varphi\right)}{\rho_{\text{пз}} \cdot c_{\text{пз}} \cdot \cos(\theta_{\text{гз}}) + \rho_{\text{гз}} \cdot c_{\text{гз}} \cdot \cos\left(\frac{\pi}{2} - \varphi\right)}. \quad (2.59)$$

Амплітуди звукового тиску пройшовшої хвилі розраховуються з формули:

$$P_{\text{пз/гз}} = P_{\text{пз}} \cdot T_{\text{пз/гз}}. \quad (2.60)$$

Довжина ходу акустичної хвилі в ґрунтовій засипці (відрізок  $BD$  на рис.2.9) знаходиться з властивостей прямокутного трикутника  $DB'B$  і дорівнює:

$$l_{\text{гз}} = \frac{h_{\text{гз}}}{\cos(\theta_{\text{гз}})}, \quad (2.61)$$

де  $h_{\text{гз}}$  - товщина ґрунтової засипки, м.

Тоді амплітуда звукового тиску в ґрунтовій засипці, враховуючи коефіцієнт загасання  $\alpha_{\text{гз}}$ , буде рівною:

$$P_{\text{гз}} = P_{\text{пз/гз}} \cdot e^{-\frac{\alpha_{\text{гз}}}{2} \cdot l_{\text{гз}}}. \quad (2.62)$$

Акустична хвиля приходить до поверхні ґрунту під деяким кутом в кожній точці поверхні над трубопроводом. За законом Снеліуса отримано:

$$\theta_r = a \sin\left(\frac{c_r}{c_{r3}} \cdot \sin(\theta_{r3})\right). \quad (2.63)$$

Тому в атмосферу перейде тільки певна її частина (точка  $D$  на рис. 2.9), яка знаходиться з виразу:

$$p_{r3п} = p_{r3} \cdot T_{r3п} = p_{r3} \cdot \frac{2 \cdot \rho_{п} \cdot c_{п} \cdot \cos(\theta_{r3})}{\rho_{п} \cdot c_{п} \cdot \cos(\theta_{r3}) + \rho_{r3} \cdot c_{r3} \cdot \cos(\theta_r)}, \quad (2.64)$$

де  $\rho_{п}$  - густина повітря, кг/м<sup>3</sup>;  $c_{п}$  - швидкість звуку в повітрі, м/с.

Інформативний параметр (акустичний тиск) в повітрі над поверхнею ґрунту в точці вимірювання розраховується з виразу:

$$p_{п} = \sqrt{\frac{J \cdot c_r}{2 \cdot \pi^2 \cdot \rho_r \cdot r_r^2 \cdot f^2}} \cdot \rho_r \cdot c_r \cdot T_{r/п} \cdot T_{п/п} \cdot T_{п/п3} \cdot T_{п3/п} \cdot T_{r3п} \times e^{-\left(\frac{\alpha_r}{2} \cdot r_r + \frac{\alpha_{п}}{2} \cdot h_{п} + \frac{\alpha_{п1}}{2} \cdot h_{п1} + \frac{\alpha_{п3}}{2} \cdot l_{п3} + \frac{\alpha_{r3}}{2} \cdot l_{r3} + \frac{\alpha_{п}}{2} \cdot l_{п}\right)}, \quad (2.65)$$

де  $l_{п}$  - довжина ходу акустичної хвилі в повітрі (відстань до мікрофону), м;

$\alpha_{п}$  - коефіцієнт загасання акустичної хвилі за інтенсивністю в повітрі, Нп/м.

Оскільки поверхня вимірювального мікрофона має певну площу, то для визначення звукового тиску, який буде виміряний мікрофоном безпосередньо, взято інтеграл по площі мікрофона  $S_m$  [113]:

$$\int_{S_m} p_{п} \cdot ds. \quad (2.66)$$

На практиці для підвищення ефективності методу необхідно розрахувати значення інтенсивності  $J$ , з якою необхідно збудити акустичну хвилю в металевому трубопроводі для того, щоб вона змогла пройти крізь всі шари і була зафіксована на поверхні ґрунту мікрофоном в зоні його максимальної чутливості. Значення  $J$  залежатиме від геометричних параметрів трубопроводу тепломережі (діаметру, товщини ізоляцій, глибини залягання, видів засипок, тощо).

Інформація про стан підземного трубопроводу (у вигляді виміряного в деякій точці над трубопроводом акустичного тиску) може бути отримана шляхом порівняння значень акустичного (звукового) тиску, виміряного в

певних точках вздовж та поперек осі пролягання трубопроводу зі значеннями, отриманими в результаті розрахунку [128].

Рівень акустичного тиску на поверхні ґрунту визначається наявністю дефекту, який впливає на зміну акустичної проникності середовищ в залежності від його виду.

Математичний розрахунок впливу дефектів на акустичні характеристики тепломережі за розробленою аналітичною моделлю здійснено в середовищі C++ (додаток В).

#### 2.4 Дослідження взаємозв'язку між технічним станом теплової мережі та тепловими полями на поверхні ґрунту

Інформацію про стан підземної теплової мережі можна отримати за аналізом її теплового поля.

Трубопровід, що пролягає у ґрунті, при транспортуванні по ньому речовини з температурою, відмінною від температури ґрунту, є джерелом тепла і створює на поверхні ґрунту температурну аномалію. Багато пошкоджень трубопроводів (витоки, засмічення, порушення теплоізоляції) також є додатковими джерелами тепла, що створюють певні температурні перепади.

Існуюча методика оцінки втрат тепла підземними тепловими мережами полягає у наступному [129]. Спочатку за показами теплового лічильника на котельні чи ТЕЦ визначається ділянка теплової мережі, де існують понаднормові втрати тепла. Потім за показами будинкового лічильника тепла, або лічильника, приєднаного у місці вводу трубопроводу теплової мережі в будинок, визначається об'єкт, де безпосередньо присутні теплові втрати. Далі проводиться аналіз теплових полів над трубопроводами тепломережі. За різкою зміною температури у теплових полях знаходяться місця пошкодження трубопроводів.

Такі дослідження дають хороші результати при серйозних пошкодженнях (повне руйнування теплової та гідроізоляції), або коли аварійна ситуація вже наступила (розриви тіла трубопроводів).

Для того, щоб визначити як впливають вищеписані основні дефекти трубопроводів тепломереж на зміну теплових полів на поверхні ґрунту спочатку необхідно провести аналіз процесів розповсюдження тепла по тілу одиничного трубопроводу. Для цього здійснено математичне моделювання розподілу температури вздовж контрольованого трубопроводу з врахуванням шарів його ізоляцій, піщаної та ґрунтової засипок.

Для визначення інформативності температурного поля трубопроводів з ППУ – ізоляцією проаналізовано лінійну частину двотрубною тепломережі. Температура повітря над подавальним трубопроводом буде вищою за температуру над зворотнім. Однак, внаслідок наявності потужної теплової та гідроізоляції в подавальному і зворотному трубопроводах різниця температур над ними буде незначною.

Для аналізу процесів розповсюдження тепла від теплоносія до поверхні ґрунту розглянемо елементарну ділянку трубопроводу з довжиною  $\Delta l$  і об'ємом  $\Delta V$ .

Вважатимемо, що процеси передачі тепла у трубопроводі внаслідок їх значної інерційності є сталими. На вхід трубопроводу поступає теплоносій з температурою  $T_B$ , густиною  $\rho_B$  і питомою теплоємністю  $c_B$  яка перетікає по трубопроводу під певним тиском з одного його кінця в інший.

Кількість теплоти, яка переноситься об'ємом  $\Delta V$  теплоносія знаходиться з виразу:

$$Q = c_B \cdot \Delta m \cdot \Delta T_B, \quad (2.67)$$

де  $c_B$  - питома теплоємність води, Дж/кг·К;  $\Delta m$  - маса теплоносія в елементарному об'ємі, кг;  $\Delta T_B$  - перепад температури по довжині елементарної ділянки, К.

В процесі перетікання рідини частина теплоти  $Q$  через стінку труби переходить за час  $\Delta t$  в навколишній простір (вважаючи, що  $\Delta T_B \succ T_{\text{НАВК}}$ ). Тоді вираз (2.67) набуде виду:

$$Q_{\text{ВТ}} = c_B \cdot \Delta m \cdot \Delta T \cdot \Delta t. \quad (2.68)$$

Перенесення тепла від більш нагрітих шарів до холодніших, в загальному випадку, відбувається за допомогою теплопровідності, теплового випромінювання та теплової конвекції [130, 131]. Однак, для тепломережі безканальної прокладки внаслідок відсутності повітряних прошарків на шляху поширення тепла від трубопроводу до поверхні ґрунту вплив теплової конвекції буде мінімальним. Теплове ж випромінювання здійснюватиметься тільки з поверхні ґрунту в навколишній простір. Тому розглянемо передачу тепла між шарами за рахунок теплопровідності.

Передача тепла теплопровідністю має вид:

$$Q_{\text{ПР}} = K_{\text{ПР}} \cdot S_{\text{ПР}} \cdot \frac{T_1 - T_2}{h} \cdot t \quad \text{при } T_1 \succ T_2, \quad (2.69)$$

де  $Q_{\text{ПР}}$  - кількість теплоти, що перейшла від одної точки тіла до другої, Вт·с;  $T_1, T_2$  - температури точок тіл 1 і 2 відповідно, К;  $S_{\text{ПР}}$  - площа, через яку проходить потік тепла, м<sup>2</sup>;  $h$  - відстань між точками 1 і 2, м;  $K_{\text{ПР}}$  - коефіцієнт теплопровідності, Вт/(м·К).

Для спрощення розрахунків розглянуто процеси поширення тепла за одиницю часу  $t = 1$  с. Вирішивши (2.69) відносно  $T_2$ , для теплопровідності отримано:

$$T_2 = T_1 - \frac{Q_{\text{ПР}} \cdot h}{k_{\text{ПР}} \cdot S_{\text{ПР}}}. \quad (2.70)$$

Позначення шарів у виразах прийнято згідно з позначеннями на рис. 2.2. Тоді формула (2.70) для температури на поверхні трубопроводу радіусом  $r_T$  має вид:

$$T_{\text{Вих}_T} = T_B - \frac{Q_T \cdot h_T}{k_T \cdot S_{\text{В-Т}}} \quad (2.71)$$

де  $T_B$  - температура теплоносія, К;  $Q_T$  - теплові втрати в металевому трубопроводі, Вт,  $h_T$  - товщина стінки металевого трубопроводу, м;  $k_T$  - питома теплопровідність матеріалу трубопроводу, Вт/(м·К);  $S_{B-T}$  - площа контакту між теплоносієм і трубопроводом, м.

Шляхом переіндексації формули (2.71), отримано вирази для розрахунку температур на поверхні всіх шарів теплової мережі від металевого трубопроводу до поверхні ґрунту:

$$T_{\text{вих}_T} = T_{\text{вих}_T} - \frac{Q_T \cdot h_{T1}}{k_{T1} \cdot S_{T-T1}}, \quad (2.72)$$

$$T_{\text{вих}_\Gamma} = T_{\text{вих}_T} - \frac{Q_{\Gamma1} \cdot h_{\Gamma1}}{k_{\Gamma1} \cdot S_{T1-\Gamma1}}, \quad (2.73)$$

$$T_{\text{вих}_\Pi3} = T_{\text{вих}_\Gamma} - \frac{Q_{\Pi3} \cdot h_{\Pi3}}{k_{\Pi3} \cdot S_{\Gamma1-\Pi3}}, \quad (2.74)$$

$$T_{\text{вих}_\Gamma3} = T_{\text{вих}_\Pi3} - \frac{Q_{\Gamma3} \cdot h_{\Gamma3}}{k_{\Gamma3} \cdot S_{\Pi3-\Gamma3}}, \quad (2.75)$$

де  $Q_T, Q_{\Gamma1}, Q_{\Pi3}, Q_{\Gamma3}$  - теплові втрати в теплоізоляції, гідроізоляції, піщаній та ґрунтовій засипках відповідно, Вт,  $h_{T1}, h_{\Gamma1}, h_{\Pi3}, h_{\Gamma3}$  - товщина теплоізоляції, гідроізоляції, піщаної та ґрунтової засипок відповідно, м;  $k_{T1}, k_{\Gamma1}, k_{\Pi3}, k_{\Gamma3}$  - питома теплопровідність теплоізоляції, гідроізоляції, піщаної та ґрунтової засипок відповідно, Вт/(м·К);  $S_{T-T1}, S_{T1-\Gamma1}, S_{\Gamma1-\Pi3}, S_{\Pi3-\Gamma3}$  - площа контакту між трубопроводом та тепловою ізоляцією, тепловою та гідроізоляцією, гідроізоляцією та піщаною засипкою, піщаною засипкою та ґрунтом відповідно, м.

Згідно з (2.71) - (2.75) зовнішня температура теплового поля на поверхні ґрунту набуде виразу:

$$\begin{aligned} T_{\text{зовн}} &= T_B - \frac{Q_T \cdot h_T}{k_T \cdot S_{B-T}} - \frac{Q_{T1} \cdot h_{T1}}{k_{T1} \cdot S_{T-T1}} - \frac{Q_{\Gamma1} \cdot h_{\Gamma1}}{k_{\Gamma1} \cdot S_{T1-\Gamma1}} - \frac{Q_{\Pi3} \cdot h_{\Pi3}}{k_{\Pi3} \cdot S_{\Gamma1-\Pi3}} - \frac{Q_{\Gamma3} \cdot h_{\Gamma3}}{k_{\Gamma3} \cdot S_{\Pi3-\Gamma3}} = \\ &= T_B - Q_{\text{вт}} \cdot \left[ \frac{h_T}{k_T \cdot S_{B-T}} - \frac{h_{T1}}{k_{T1} \cdot S_{T-T1}} - \frac{h_{\Gamma1}}{k_{\Gamma1} \cdot S_{T1-\Gamma1}} - \frac{h_{\Pi3}}{k_{\Pi3} \cdot S_{\Gamma1-\Pi3}} - \frac{h_{\Gamma3}}{k_{\Gamma3} \cdot S_{\Pi3-\Gamma3}} \right]. \quad (2.76) \end{aligned}$$

Таким чином, теплові втрати через усі шари розраховуються за формулою:

$$Q_{\text{вт}} = \frac{1}{\left[ \frac{h_{\text{T}}}{k_{\text{T}} \cdot S_{\text{B-T}}} - \frac{h_{\text{T1}}}{k_{\text{T1}} \cdot S_{\text{T-T1}}} - \frac{h_{\text{T1}}}{k_{\text{T1}} \cdot S_{\text{T1-T1}}} - \frac{h_{\text{T1}}}{k_{\text{T1}} \cdot S_{\text{T1-T1}}} - \frac{h_{\text{T1}}}{k_{\text{T1}} \cdot S_{\text{T1-T1}}} - \frac{h_{\text{T1}}}{k_{\text{T1}} \cdot S_{\text{T1-T1}}} - \frac{h_{\text{T1}}}{k_{\text{T1}} \cdot S_{\text{T1-T1}}} - \frac{h_{\text{T1}}}{k_{\text{T1}} \cdot S_{\text{T1-T1}}} - \frac{h_{\text{T1}}}{k_{\text{T1}} \cdot S_{\text{T1-T1}}} - \frac{h_{\text{T1}}}{k_{\text{T1}} \cdot S_{\text{T1-T1}}} \right]} \times (T_{\text{B}} - T_{\text{зовн}}) = K_{\text{уз}} \cdot (T_{\text{B}} - T_{\text{зовн}}) \quad (2.77)$$

де  $K_{\text{уз}}$  - узагальнений коефіцієнт теплопередачі через багато шарів у навколишнє середовище.

Теплові втрати вздовж трубопроводу на поверхні ґрунту з урахуванням зміни температури теплоносія по довжині ділянки контролю знаходяться з виразу [132]:

$$Q_{\text{вт}}(l) = K_{\text{уз}} \cdot (T_{\text{в0}} - T_{\text{зовн}} - \frac{q \cdot l}{G \cdot c_{\text{в}}}), \quad (2.78)$$

де  $l$  - довжина ділянки контролю, м;  $T_{\text{в0}}$  - температура теплоносія на початку ділянки, К;  $q$  - нормовані питомі теплові втрати, Вт/м,  $G$  - розхід води, кг/с.

З виразів (2.77) та (2.78) видно, що, знаючи температури теплоносія на початку і в кінці ділянки контролю та вимірявши температури на поверхні ґрунту в певних точках, можна розрахувати теплові втрати, рівень яких залежить від стану ізоляції трубопроводу.

Для практичних досліджень вплив трубопроводу один на одного є важливим, оскільки температура в них може відрізнитись у два та більше разів. Розрахунок взаємного впливу трубопроводів наведено в [133].

Проте вирази (2.77) та (2.78) описують теплові втрати без врахування впливу теплового випромінювання, яке виникає на поверхні ґрунту. Тому вимірювання температури доцільно проводити на певній незначній глибині від поверхні ґрунту.

Якщо розподіл температурного поля над тепломережею по її довжині близький до лінійного, а рівень теплових втрат у точках контролю не

перевищує нормативно допустимого, то можна зробити висновок, що стан ізоляції трубопроводів хороший.

Коли виявлено теплові втрати, або підвищену витрату теплоносія, то температурне поле над тепломережею з пошкодженням певним чином змінюється. Розмір теплової плями у місці дефекту буде залежати від його виду та протяжності [134].

Для усунення впливу руху повітря навколишнього середовища та випромінення ґрунтів і предметів різного кольору, вимірювання температури доцільно проводити безпосередньо в ґрунті контактним методом [134].

Математичний розрахунок впливу дефектів на температурне поле над трубопроводами за розробленою аналітичною моделлю здійснено в середовищі C++ (додаток В).

Висновки до розділу.

Одержані шляхом теоретичних досліджень результати щодо удосконалення методів контролю технічного стану підземних теплових мереж можна звести до наступних висновків:

1) обґрунтовано вибір струму у стінках трубопроводу, акустичного тиску на поверхні ґрунту та температури приповерхневого шару ґрунту як інформативних параметрів, за зміною яких можна робити висновки про технічний стан теплової мережі;

2) теоретично обґрунтовано можливість застосування для контролю теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції удосконаленого індукційного методу шляхом використання елемента навантаження, що дало змогу зменшити напругу при контролі до безпечного рівня та розширити діапазон робочих частот;

3) проведено аналітичне моделювання процесу поширення акустичних хвиль від одиничного трубопроводу за схемою: генератор – поверхня металевого трубопроводу – тепла ізоляція - гідроізоляція – піщана засипка - ґрунтова засипка – приймач (мікрофон) з метою встановлення залежності



акустичного тиску на поверхні ґрунту від інтенсивності акустичного збудження трубопроводу, що дало можливість застосувати мікрофонний метод для виявлення дефектів в безканалних підземних теплових мережах з трубопроводами в ППУ-ізоляції з достатньо високою ефективністю контролю;

4) теоретично обґрунтовано доцільність застосування для виявлення дефектів саме контактного теплового методу контролю підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції, що дозволяє мінімізувати вплив теплового випромінювання та умов зовнішнього середовища на результати досліджень;

5) отримані в процесі аналітичного моделювання теоретичні залежності для визначення інформативних параметрів виражені через діагностичні ознаки, що дає змогу за рахунок їх зміни промоделювати той чи інший вид дефекту.

### РОЗДІЛ 3

## ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЩОДО ПЕРЕВІРКИ УДОСКОНАЛЕНИХ МЕТОДІВ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ

Внаслідок того, що підземні теплові мережі функціонують тільки в опалювальний період, зміна режимів їх експлуатації може викликати скарги споживачів, а спеціально створені дефекти призводять до значних втрат теплоносія і енергоресурсів та припинення теплопостачання. У зв'язку з цим проведення досліджень на діючих теплових мережах є серйозною проблемою. Тому для проведення експериментальних досліджень розроблена спеціальна установка [135, 136].

Експериментальні дослідження проводились з метою перевірки теоретичних досліджень, одержаних у другому розділі, згідно з якими для контролю підземних теплових мереж доцільно використовувати удосконалені методи, які передбачають комплексне врахування кількох інформативних параметрів (струму у стінках трубопроводу, акустичного тиску на поверхні ґрунту та температури приповерхневого шару ґрунту).

Відповідно до поставлених завдань і з метою забезпечення достовірності результатів контролю розроблена методика проведення експериментальних досліджень, яка вимагає виконання наступних етапів:

- експериментального підтвердження адекватності аналітичної моделі розрахунку зміни рівня струму у стінках трубопроводу залежно від виду дефекту трубопроводу тепломережі та визначення найбільш інформативних частот;

- експериментального підтвердження адекватності аналітичної моделі розрахунку зміни акустичного тиску на різних частотах збудження трубопроводу залежно від виду його дефекту та визначення найбільш інформативних частот контролю;

- експериментального підтвердження адекватності аналітичної моделі розрахунку зміни температури в приповерхневому шарі ґрунту залежно від виду дефекту трубопроводу при різних температурах зовнішнього середовища.

### 3.1 Розроблення установки для дослідження двохтрубної підземної теплової мережі безканалльної прокладки з імітацією дефектів

З метою розроблення методики експериментальних досліджень для перевірки удосконалених методів контролю технічного стану підземних теплових мереж, необхідно використати існуючі, а також розробити нові технічні засоби, які дадуть можливість провести експериментальні дослідження щодо встановлення залежності між параметрами технічного стану теплової мережі та вибраними інформативними параметрами.

Для вирішення цієї проблеми в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу створена установка, яка відтворює роботу пункту теплопостачання одного споживача двотрубною підземною тепломережею закритого типу, прокладеною безканалльно. Установка призначена для проведення досліджень підземних теплових мереж на їх зменшених копіях методами неруйнівного контролю з широким діапазоном зміни режимів експлуатації.

Установка складається з таких основних частин: нагрівальної, імітаційної і споживання. Нагрівальна частина призначена для нагрівання теплоносія та забезпечення циркуляції його по трубопроводах. Як теплоносій в установці використовується очищена від бруду і солей водопровідна вода. Імітаційна частина відтворює в масштабі 1:10 підземну двохтрубну теплову мережу, виконану відповідно до вимог [15]. Оскільки діаметри попередньо зольованих трубопроводів тепломереж, які найчастіше прокладаються в населених пунктах Івано-Франківської області, знаходяться в межах 200 - 350 мм, то для імітації в установці, враховуючи масштаб 1:10 та можливість

розміщення установки в закритому приміщенні, було вибрано металеві трубопроводи з зовнішнім діаметром 27 мм і товщиною стінки 2,5 мм. В імітаційній частині установки передбачено застосування спеціально розроблених зразків-імітаторів різних видів дефектів, які виникають в тепломережах у процесі їх експлуатації. Частина споживання імітує роботу споживача теплової енергії з можливістю зміни температури охолодження теплоносія в широких межах.

### 3.1.1 Розроблення функціональної схеми установки для дослідження підземної теплової мережі з імітацією дефектів та побудова її 3D моделі

Функціональна схема установки наведена на рис.3.1. До складу установки входять такі основні вузли: бак запасу води, бак підготовки води, електричний бойлер, полігон-імітатор лінійної ділянки підземної теплової мережі, споживач, блок збирання і обробки інформації та персональний комп'ютер (ПК) [135].

Бак запасу води – це пластмасова ємність з насосом, яка служить для заповнення системи водою та для компенсації її втрат у випадку застосування імітаторів дефектів з пошкодженням стінки труби. Бак підготовки води застосовується для очищення води від бруду і солей та для підживлення системи у випадку падіння тиску. Для підтримання необхідної температури рідини він розміщується на електричній плитці з терморегулятором 16-1 – 16-3. Тиск в баку підготовки води вимірюється манометром 9-1. Електричний бойлер застосовується для підігріву води до необхідної температури, верхня межа якої встановлюється терморегулятором 15-1 – 15-3.

Полігон-імітатор лінійної ділянки підземної теплової мережі дає змогу досліджувати підземні трубопроводи з різноманітними видами дефектів, причому ці дефекти можна створювати окремо в зворотному чи в подавальному трубопроводі, або ж відразу у них обох.

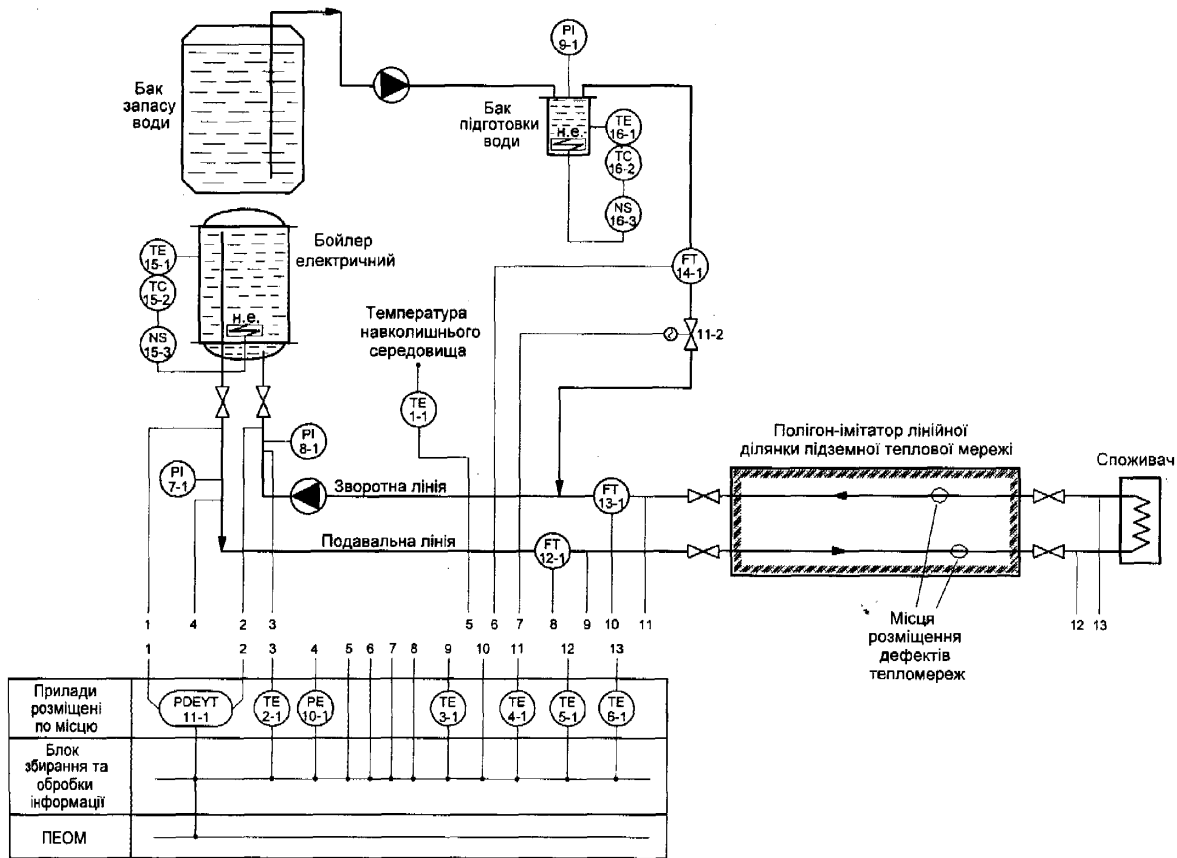


Рис. 3.1. Функціональна схема установки для дослідження роботи підземної тепломережі

1-1 – 6-1 – термодавачі; 7-1 – 9-1 – манометри; 10-1 – аналоговий давач тиску; 11-1 – інтелектуальний диференційний давач тиску; 11-2 – клапан електромагнітний; 12-1 – 14-1 – лічильники гарячої води; 15-1 – 15-3, 16-1 – 16-3 – терморегулятори електричні; н.е. – нагрівальні елементи (тени)

Споживачем теплоносія є водяний радіатор, який додатково охолоджується повітряним потоком.

Циркуляція теплоносія в системі здійснюється відцентровим насосом, розміщеним у зворотній лінії. До складу установки входять шість кранів, розміщених на подавальному та зворотному трубопроводах, що дає змогу гідравлічно локалізувати чотири окремі ділянки установки: нагрівальну (бойлер), вимірювальну (місця замірів на подавальному та зворотному трубопроводах до входження їх в полігон-імітатор), імітаційну (полігон-

імітатор) та споживальну (споживач і місця замірів температури на його вході та виході).

На установці для контролю її параметрів стаціонарно встановлюється (рис.3.1): шість напівпровідникових давачів температури ТЕ (1-1 – для вимірювання температури навколишнього середовища, 1-2 – 1-6 - для вимірювання температури теплоносія в різних точках установки); три витратоміри FT з дистанційною передачею імпульсів (12-1, 13-1 – на подавальній та зворотній лініях, 14-1 – на лінії підживлення), три показуючі пружинні манометри РІ (7-1, 8-1 – на вході та виході з бойлера, 9-1 - на баці підготовки води), аналоговий давач тиску 10-1 з резистивним елементом, диференційний інтелектуальний манометр 11-1 з обробкою, індикацією та дистанційною передачею інформації, що вимірює перепад тиску між подавальною і зворотною лініями.

На виході з баку підготовки води після витратоміра розміщено електромагнітний клапан 1-12, який компенсує втрати води у системі і керується по сигналу диференційного манометра або аналогового давача тиску з блока збирання та обробки інформації.

Згідно з рис.3.1 було здійснено підбір технічних засобів для реалізації установки та розроблено її 3D – модель, наведену на рис.3.2. До складу нагрівальної частини установки входять: електричний бойлер 1 ємністю 80л з терморегулятором, який має змогу нагрівати теплоносії до температури 95°C; бак запасу води 2 ємністю 150л; бак підготовки води 3 ємністю 5 л, розміщений на електричній плитці 4 з терморегулятором; відцентрові насоси 5 та 6, електромагнітний клапан 7.

Імітаційну частину установки складає полігон-імітатор лінійної ділянки підземної теплової мережі 8. Полігон-імітатор лінійної ділянки підземної теплової мережі – це дерев'яний ящик, розмірами 5,0м×1м×0,63м, в якому розміщуються два металеві трубопроводи в ізоляції (подавальний 9 та зворотний 10), що імітують двотрубну підземну теплову мережу. Довжина ящика у масштабі 1:10 відповідає відстані 50м між тепловими камерами на

місцевості. Глибина залягання трубопроводів в установці для забезпечення необхідного перепаду температур по їх довжині становить 0,2 м. Теплова ізоляція трубопроводів 9, 10 складається з двох послідовно нанесених шарів спіненого поліетилену, верхній з яких покритий поліетиленовим захисним покриттям, що відіграє роль гідроізоляції. Характеристики теплової ізоляції трубопроводів 9 та 10 подібні до характеристик ізоляції труб з пінополіуретановою ізоляцією та поліетиленовою захисною оболонкою [137]. Ящик з трубопроводами для реалізації безканалної прокладки тепломережі заповнюється ґрунтом по всій довжині.

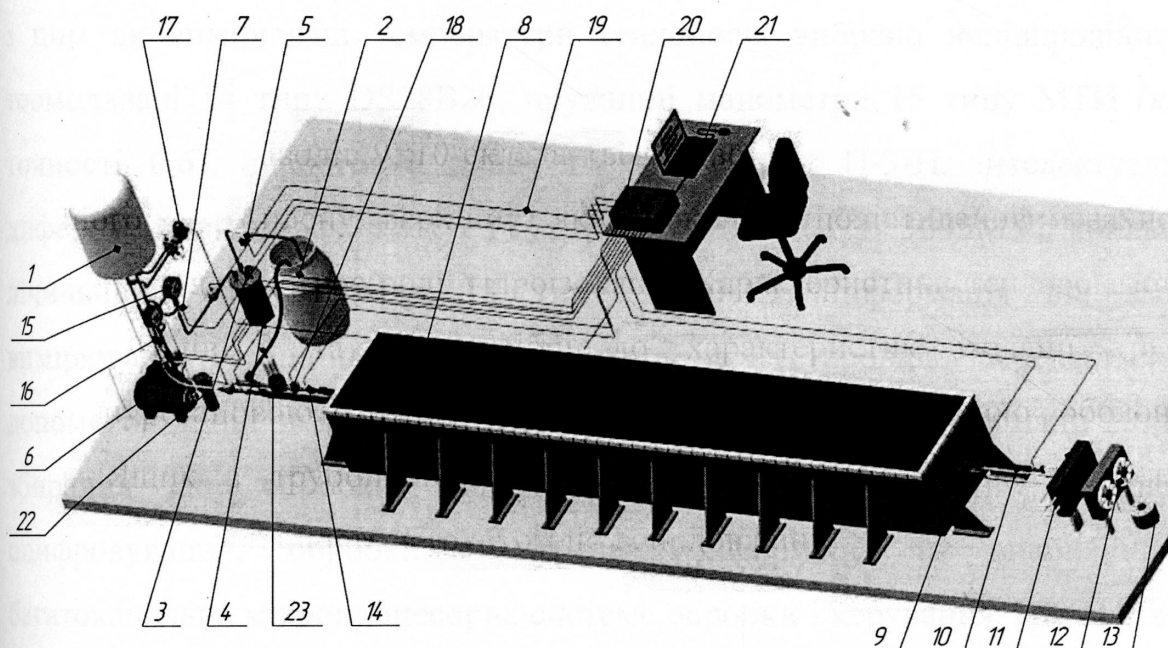


Рис.3.2. 3D – модель установки для дослідження підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції:

1 - бойлер, 2 - бак запасу води, 3 - бак підготовки води, 4 – плитка електрична, 5, 6 - відцентрові насоси, 7 - електромагнітний клапан, 8 - полігон-імітатор, 9 – подавальний трубопровід, 10 – зворотний трубопровід, 11 – радіатор (споживач), 12 – вентиляторний блок, 13 – автотрансформатор, 14 - напівпровідникові термодавачі, 15 - манометри, 16 - аналоговий давач тиску, 17 – інтелектуальний диференційний давач тиску, 18 - лічильники гарячої води, 19 – лінії зв'язку, 20 - блок збирання та обробки інформації, 21 – ПК, 22 – водяний фільтр, 23 - розширювальний

бачок

Як споживач теплової енергії в установці використано автомобільний радіатор водяного охолодження 11. Додаткове охолодження радіатора 11 здійснюється вентиляторним блоком 12. Вентиляторний блок відіграє роль навколишнього середовища і має змогу за допомогою автотрансформатора 13 змінювати витрату повітря в межах від 10 до 100% від максимальної, що дозволяє змінювати температуру теплоносія в радіаторі у межах 35°C.

При виборі засобів вимірювань для установки згідно з рис.3.1 до них ставились високі вимоги по способу монтажу, швидкодії, низькому рівню похибок, заводо захищеності та виду і способу передачі інформації. У зв'язку з цим як вимірювачі температури теплоносія вибрано напівпровідникові термодавачі 14 типу DS18B20, пружинні манометри 15 типу МТИ (класу точності 0,6), аналоговий давач тиску 16 типу П-3-Н, інтелектуальний диференційний давач тиску 17 типу ROSEMOUNT 3095MV, крильчасті лічильники гарячої води 18 типу JS-90-1,5. Інформація від засобів вимірювань, стаціонарно розміщених на установці, передається за допомогою ліній зв'язку 19 у блок збирання та обробки інформації 20. Блок збирання та обробки інформації 20 містить вузли підсилення, оцифровування, обробки і передачі інформації та виконаний як багатоканальна мікропроцесорна система обробки і керування. ПК 21 збирає, перетворює і записує отриману від блока збирання та обробки інформацію і представляє її в зручному для користувача виді (графіки, таблиці).

Для додаткової фільтрації теплоносія від бруду та механічних домішок у зворотній лінії використано фільтр 22, а для випуску повітря при заповненні системи – розширювальний бачок з краном 23.

Для коректного вимірювання температури теплоносія термодавачі 1 розміщено у тонкостінних мідних гільзах 2, заповнених у зоні розміщення термодавача термопровідною пастою КПТ-1 для забезпечення кращого теплового контакту (рис.3.3). Мідні гільзи 2 вмонтовані у отвір гайки 3 і обпаяні з обох його боків. Гайка 3 за допомогою різьбового з'єднання прикручується до трійника 4, який, у свою чергу, за допомогою муфтового



з'єднання прикручується до ділянки трубопроводу. Сигнал від термодавача передається на блок збирання та обробки інформації по кабелю 5.

Для проведення досліджень підземних теплових мереж на поверхню полігона-імітатора наноситься координатна сітка розміром  $0,1 \times 0,1$  м. У вузлах сітки розміщуються чутливі елементи засобів вимірювань, за показами яких будуються тривимірні розподіли фізичних полів по площі полігона-імітатора. При бажанні крок сітки на полігоні можна легко змінити, що дає змогу отримати розподіли фізичних полів максимально наближеними до реальних.

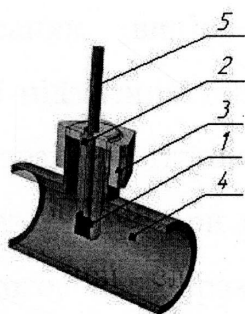


Рис.3.3. Конструкція вузла вимірювання температури теплоносія

На основі розробленої 3Д-моделі та підібраних технічних засобів, створено установку для контролю технічного стану підземної теплової мережі, яка знаходиться в корпусі № 6 ІФНТУНГУ (с.Загвіздя) (рис.3.4).

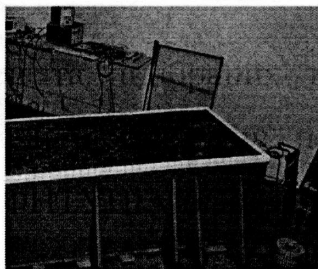
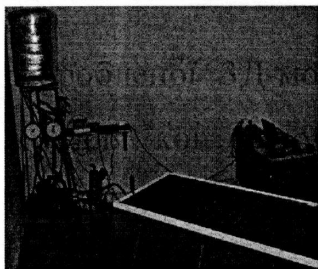


Рис.3.4. Установка для контролю технічного стану підземної теплової мережі

Застосування розробленої установки дало змогу досліджувати двотрубні підземні теплові мережі при різних температурах теплоносія і навколишнього середовища кожним з удосконалених методів контролю, виявляти ступені зміни інформативних параметрів при пошуку та ідентифікації того чи іншого виду дефекту, встановлювати оптимальну кількість точок контролю та перевірити адекватність математичних моделей.

### 3.1.2 Виготовлення зразків-імітаторів дефектів

Для відтворення описаних видів дефектів, які найчастіше зустрічаються при експлуатації підземних тепломереж з трубопроводами в ППУ - ізоляції, розроблено зразки-імітатори дефектів, частина з яких показана на рис. 3.5. На всі зразки-імітатори дефектів виготовлено технічні паспорти (Додаток Г). Для того, щоб зразки-імітатори дефектів могли приєднуватись до подавального та зворотного трубопроводів полігону, встановлених стаціонарно, з обох сторін до зразків приварено згони з різьбами. Довжина зразків-імітаторів дефектів разом зі згонами становить 1,35 м. Довжина стаціонарно встановлених на полігоні-імітаторі подавального та зворотного трубопроводів без дефектів, становить 4,2 м і вони також мають з обох сторін згони з різьбами.

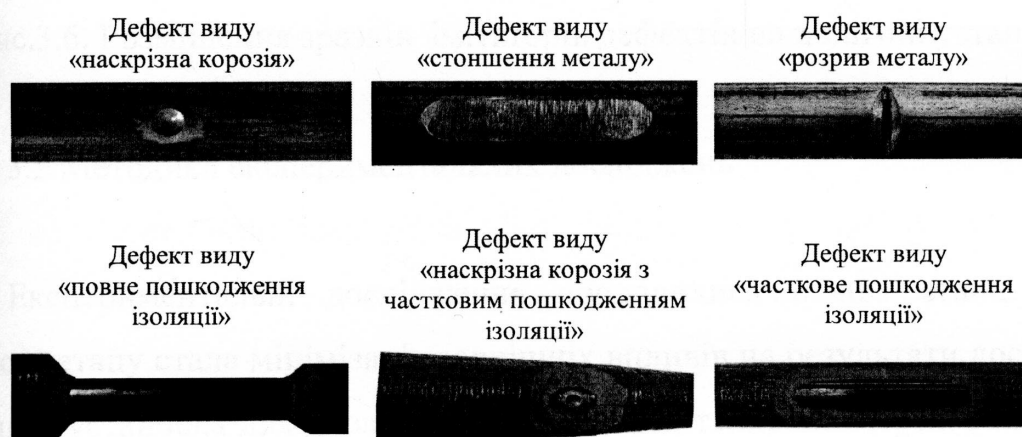


Рис.3.5. Зразки-імітатори дефектів тепломережі

З однієї сторони (з боку бойлера і насоса) до кожного трубопроводу прикручується кран, а з іншого – зразок-імітатор того чи іншого дефекту тепломережі. Розміщення зразків-імітаторів на полігоні без ґрунтової та піщаної засипок зображено на рис.3.6. В дерев'яному ящику 1 розміщуються стаціонарно встановлені зворотний 2 та подавальний 3 трубопроводи, до яких прикручуються зразки-імітатори 4 та 5 з дефектами 6 за допомогою муфтових з'єднань 7. Після термоізоляції муфтових з'єднань трубопроводи по всій довжині спочатку засипаються шаром піску 8, а потім – шаром ґрунту 9 відповідно до вимог прокладки [15]. До інших боків зразків-імітаторів, які виходять з дерев'яного ящика, приєднуються крани, вузли вимірювання температури з напівпровідниковими давачами та споживач (радіатор).

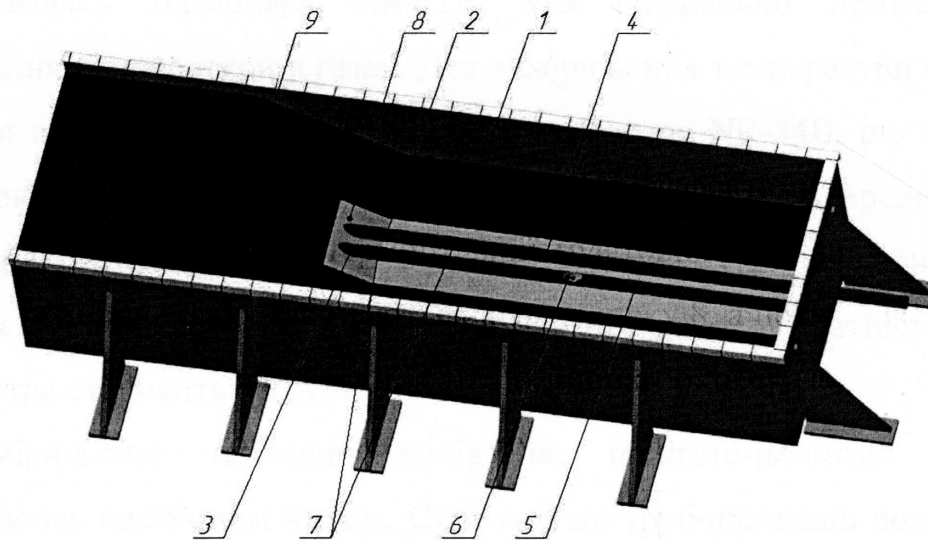


Рис.3.6. Розміщення зразків-імітаторів дефектів на полігоні установки

### 3.2 Методика експериментальних досліджень

Експериментальні дослідження проводилися в два етапи. Метою першого етапу стала мінімізація зовнішніх впливів на результати досліджень. Оскільки установка для дослідження підземних теплових мереж знаходиться в приміщенні певних розмірів і містить значну кількість електронних засобів, то необхідно було визначити вплив приміщення та засобів на результати

досліджень інформативних параметрів і розробити заходи з мінімізації цього впливу.

Метою другого етапу було вимірювання інформативних параметрів удосконаленими методами контролю і встановлення меж їх зміни при наявності різних видів дефектів та визначення адекватності розроблених аналітичних моделей [138].

### 3.2.1 Дослідження стану теплової мережі шляхом аналізу теплових полів

Для вимірювання температурних полів всередині приміщення застосовувалась термопара NR-31В, яка спеціально призначена для вимірювання температури в газах. Для вимірювання температури на полігоні установки використовувалась контактна термопара NR-34В, що призначена для вимірювання температури на поверхні об'єктів та в їх середині шляхом неповного занурення. Як реєстратор температури використовувався двоканальний цифровий термометр Fluke 54-II. Роздільна здатність термопар і термометра становить 0,1 °С.

Вимірювання теплових полів на полігоні-імітаторі установки здійснювалось наступним чином. Спочатку до трубопроводів полігону 9, 10 (рис. 3.2) приєднувались зразки-імітатори без дефектів і вся система (бойлер, трубопроводи, споживач), по якій циркулює теплоносій, герметизувалась. Всі шість кранів установки, розміщених на трубопроводах 9 та 10, відкривались повністю для отримання мінімального гідравлічного опору. Потім з баку запасу води 2 після очищення і фільтрації в баці підготовки 3 система за допомогою насоса 5 заповнювалась водою. При цьому система вважалась заповненою, коли об'єм повітря в прозорій колбі розширювального бачка 23 не перевищував 10% від його об'єму. Тиск в системі підтримувався на рівні 0,6 - 0,8 кгс/см<sup>2</sup> і контролювався пружинними манометрами 15, інтелектуальним давачем тиску 17 та аналоговим давачем

тиску 16. Після заповнення системи водою і досягнення в ній заданого тиску сигнал від аналогового датчика тиску 16 надходив на блок збирання та обробки інформації 20, який закривав електромагнітний клапан 7. Після цього вмикався насос 6, що здійснює циркуляцію теплоносія в системі та нагрівальний елемент бойлера 1. В процесі нагріву теплоносія його температура постійно контролювалась термодатчиками 14. При досягненні заданого режиму нагріву теплоносія нагрівальний елемент бойлера 1 автоматично вимикався, а вмикався, коли температура падала нижче за задану.

На температурні поля над трубопроводами полігону-імітатора, крім температури теплоносія, впливає температурний режим приміщення. Оскільки приміщення, де знаходиться установка є неопалюваним, то зниження температури в ньому досягалось шляхом тимчасового провітрювання через відкриті вікна та двері, а підвищення – шляхом тимчасового нагрівання повітря електричними тепловентиляторами. При цьому дослідження проводились після встановлення однакової температури в різних точках приміщення. Похибка встановлення температури не перевищувала 1 °С.

Після встановлення режиму роботи установки і температурного режиму приміщення термопарою NR-31В замірялась температура навколишнього повітря збоку від полігону-імітатора. Потім контактною термопарою NR-34В замірялась температура ґрунту на всій поверхні полігону-імітатора з кроком 0,1 м по його довжині і ширині та температура над осями трубопроводів. Глибина занурення термопари в ґрунт була фіксованою і становила 0,02 м. Дані вимірювань термодатчиків з установки і цифрового термометра з термопарами заносились в ПК. Після цього температура в приміщенні змінювалась і вимірювання повторювались. Температура в приміщенні по чергово встановлювалась на рівні +3, +6, +9 і +12 °С.

Після проведення вимірювань при різних температурах змінювався режим нагріву установки і вимірювання проводились знову. При дослідженнях встановлювались такі температури теплоносія в подавальному трубопроводі: 70 °С, 60 °С, 50 °С, 40 °С. Температура у зворотному трубопроводі регулювалась шляхом зміни швидкості обдування споживача (радіатора) вентиляторним блоком. Процес вимірювання температури ґрунту на полігоні-імітаторі зображено на рис. 3.7.



Рис.3.7. Процес вимірювання температури ґрунту на полігоні-імітаторі

Після досліджень бездефектних трубопроводів в один з них вмонтовувався зразок-імітатор з дефектом виду “мігруюча вода” і весь комплекс досліджень повторювався. Аналогічні дослідження проводились для дефектів виду “руйнування теплової та гідроізоляції” і “руйнування гідроізоляції”. При дослідженні дефекту виду “розрив трубопроводу” штучно зроблене місце розриву зразка-імітатора герметизувалось свинцевою пробкою. Це давало змогу після встановлення зразка імітатора в трубопровід вийти установці на необхідний режим нагріву. Через певний час під дією тиску теплоносія свинцева пробка руйнувалась і відбувався витік теплоносія в оточуючий трубопровід ґрунт. При цьому установка працювала в одному з двох аварійних режимів. В першому режимі за сигналом з диференційного давача тиску 17 (рис. 3.2) вимикався циркуляційний насос 6 і перекривались крани на вході і виході контрольованого трубопроводу в полігон-імітатор. Втрати води при цьому були незначними і вимірювання проводились відразу після локалізації дослідної ділянки. В другому аварійному режимі блок збирання та обробки інформації 20 за сигналами з диференційного давача

тиску 17 та вимірювачів витрати 18 відкривав електромагнітний клапан 7 і вмикав насос лінії підживлення 5. Вода з баку запасу 2 через бак підготовки води 3 надходила в систему і компенсувала втрату в ній тиску. Оскільки при цьому інтенсивно розмивався ґрунт на полігоні-імітаторі, то після фіксації витрати з лінії підживлення на рівні 3 л вимикались насос 5 і клапан 7. Вимірювання проводились відразу після їх вимкнення. При проведенні досліджень дані з усіх засобів вимірювань установки, як і дані з цифрового термометра, заносились в ПК. Оскільки теплова пляма в другому аварійному режимі була доволі значною, температура нерівномірною і, у більшості випадків, відбувалось просідання ґрунту, то дані, отримані в процесі вимірювань в подальшому не застосовувались. Найближчими до отриманих шляхом моделювання були дані першого аварійного режиму, які й використовувались в подальшій обробці з метою ідентифікації виду дефекту.

Результати вимірювань теплових полів вздовж трубопроводу при двох режимах нагрівання наведені в додатку Д. Як видно з проведених досліджень, за зміною температури на поверхні ґрунту найкраще виявляються дефекти виду “розрив трубопроводу” і “руйнування теплової та гідроізоляції”. Дефект виду “мігруюча вода” виявляється набагато гірше, а дефект виду “руйнування гідроізоляції” можна виявити тільки при досить низьких температурах навколишнього середовища.

### 3.2.2 Дослідження стану теплової мережі шляхом аналізу електромагнітних полів

Установка для контролю технічного стану підземної теплової мережі містить кілька потужних споживачів електроенергії - це нагрівальний елемент бойлера 1 (потужність 2200 Вт), електрична плитка баку підготовки води 4 (потужність 1300 Вт) та відцентровий насос подачі теплоносія, розміщений в зворотній лінії 6 (потужність 400 Вт) (рис. 3.2). Для зменшення електромагнітних полів від силової мережі, живлення цих споживачів

здійснювалось екранованим кабелем з щитової, розміщеної за 12 м від приміщення з установкою. Щоб зменшити вплив електромагнітних полів потужних споживачів на результати досліджень, вони розміщувались на максимально можливій відстані від полігону-імітатора. Для проведення вимірювань усіх інформативних параметрів використовувалась тільки апаратура з заземленими корпусами та електромагнітними екранами.

Для проведення експериментальних досліджень удосконаленим індукційним методом як задаючий генератор було застосовано синтезатор частоти G-5100a (Тайвань). Для підсилення струму синтезатора та подачі його в трубопровід використано трансформаторний перетворювач постійної напруги на польових транзисторах IRF610. Як осердя трансформатора застосовано ферит марки 1500НМЗ з граничною частотою 800 кГц і мінімальним тангенсом кута загальних втрат. Активний опір вихідної обмотки трансформатора при напрузі живлення 12 В і змінній вихідній напрузі 40 В становив 10 Ом, при цьому обмотка мала індуктивність 0,1 Гн. Вихідна обмотка трансформатора перетворювача напруги для подачі струму в досліджуваній трубопроводі приєднувалась одним виводом до трубопроводу, а другим – до заземлювача 1 (рис. 3.8). Елемент безпеки приєднувався з боку споживача до досліджуваного трубопроводу та до заземлювача 2. Як елемент навантаження використовувались: прецизійний резистор С5-5-10 опором 1000 Ом  $\pm 1\%$  потужністю 10 Вт та багатошарова екранована котушка індуктивності, намотана проводом ПЭВ-2-0,5 з активним опором 3 Ом та індуктивністю 20 мГн. Як перемикач елемента безпеки застосовувався високочастотний перемикач ТВ1-2 на струм до 5 А.

Для вимірювання струму в стінках трубопроводу полігона-імітатора використано антену з циліндричною котушкою індуктивності з феритовим осердям марки 600НН діаметром 2,8 і довжиною 40 мм, яка має 520 витків проводом ПСВ-2 0,13. Для зменшення впливу зовнішніх завад котушка зовні екранована мідною фольгою з зазором 1 мм по всій її довжині. Розрахунок струму у трубопроводі з ЕРС котушки здійснювався за формулами,



наведеними в [110, 111]. Передача сигналу від котушки до підсилювача здійснювалась екранованим акустичним кабелем. Підсилення сигналу здійснювалось мікрофонним підсилювачем RFT 00011 (Німеччина). Сигнал з виходу мікрофонного підсилювача аналізувався двоканальним цифровим осцилографом з можливістю запису даних в пам'ять UTD2042CE (Китай), частота сигналу вимірювалась цифровим тестером SANWA PC5000a (Японія), а напруга – аналоговим високочастотним вольтметром В7-38 (Україна).

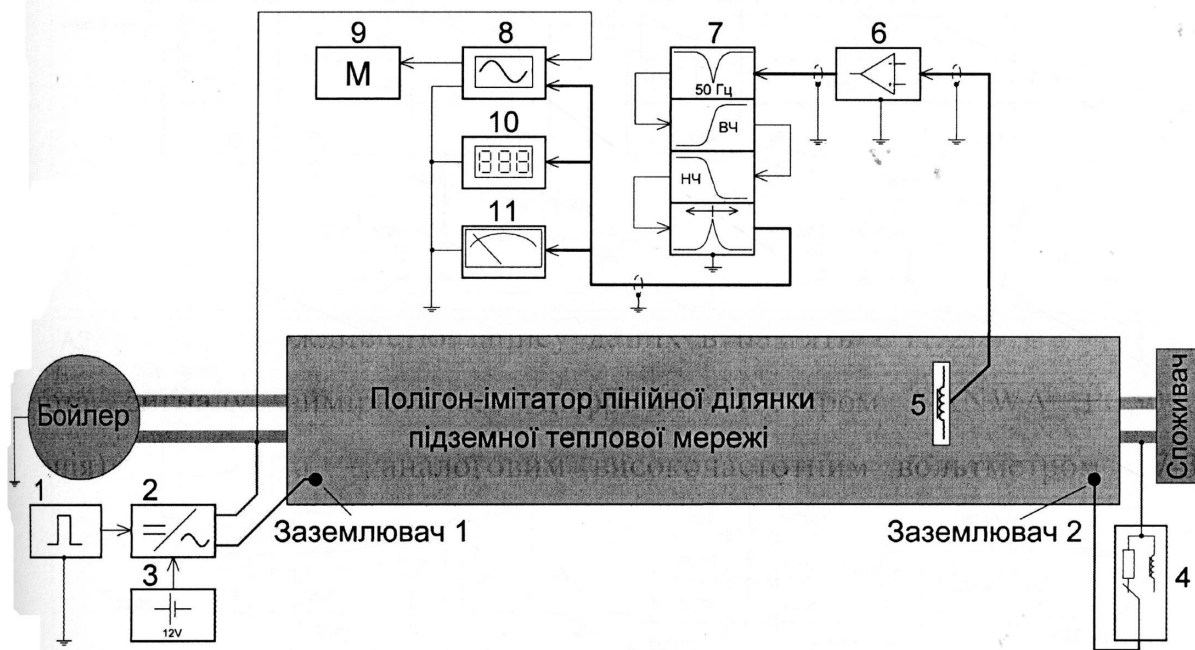


Рис. 3.8. Схема під'єднань засобів вимірювань до елементів установки при проведенні контролю удосконаленим індукційним методом:

- 1 – задаючий генератор, 2 – перетворювач напруги, 3 – акумулятор,  
 4 – елемент навантаження, 5 – магнітна антена, 6 – мікрофонний підсилювач,  
 7 – блок фільтрів, 8 – цифровий осцилограф, 9 – флеш-пам'ять,  
 10 – цифровий частотомір, 11 – аналоговий високочастотний вольтметр

Для фільтрації сигналу після мікрофонного підсилювача застосовувались фільтри Баттерворта 4-го порядку низької та високої частоти з можливістю зміни частоти зрізу від 50 до 5000 Гц, виконані на прецизійних мікросхемах ОР37. Для виділення вузької смуги частот використано

дводіапазонний переналаштовуваний Т-подібний смугопрускаючий фільтр (мостовий диференціатор) на мікросхемах HA-2841. В першому діапазоні центральна частота смуги пропускання фільтра може змінюватись від 50 до 500 Гц, у другому – від 500 до 5000 Гц. Для усунення впливу сигналу з частотою мережі 50 Гц застосовано Т-подібний фільтр-пробку, виконаний на мікросхемах OP-37. Схеми фільтрів наведено на рис. 3.9.

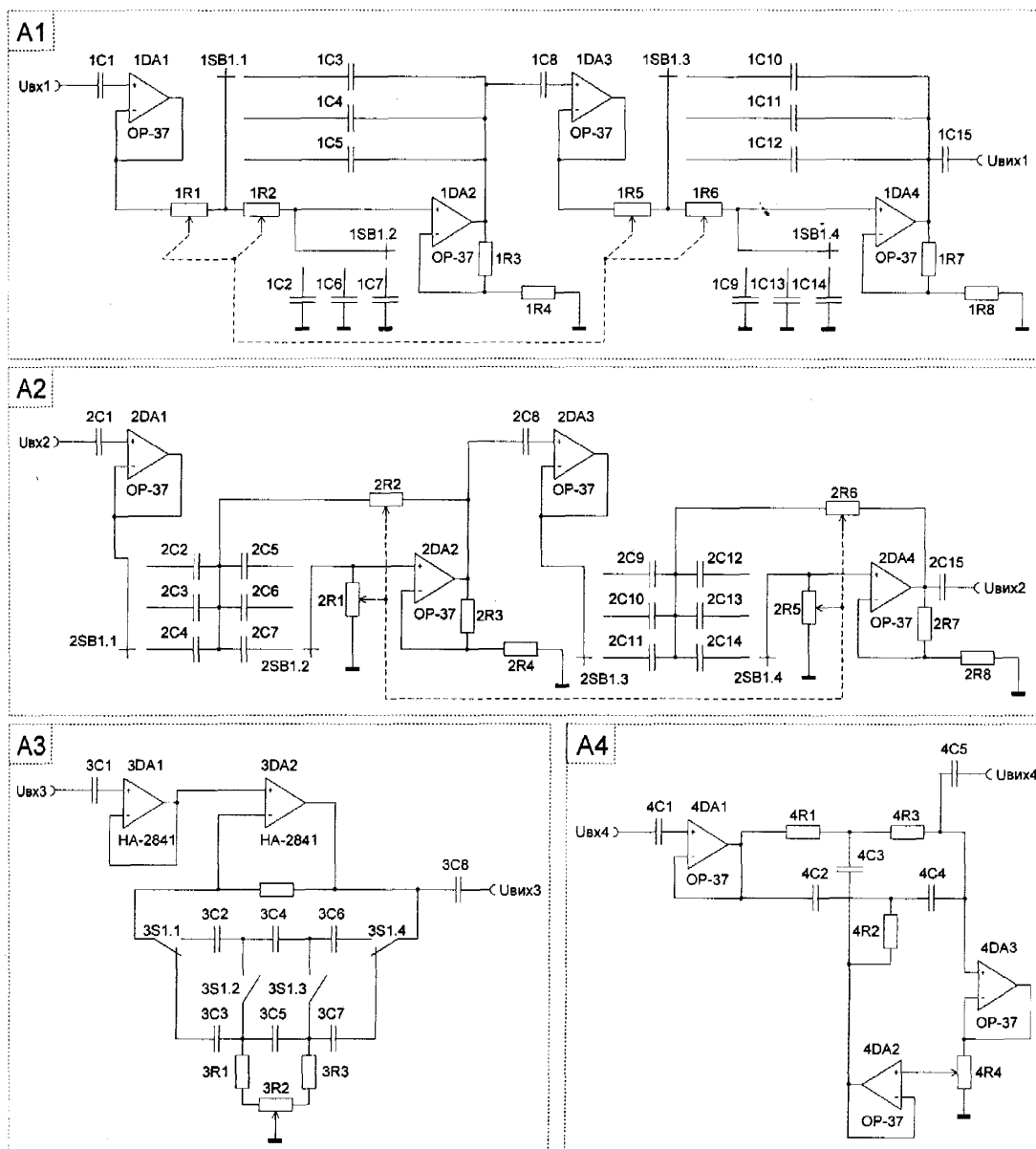


Рис. 3.9. Схеми активних фільтрів:

A1 – фільтр низької частоти, A2 – фільтр високої частоти, A3 -мостовий диференціатор, A4 – фільтр – пробка на частоту 50 Гц.

Визначення струму у стінках трубопроводу удосконаленим індукційним методом здійснювалось наступним чином. В подавальний та зворотний трубопроводи полігону зі сторони споживача вмонтовувались бездефектні зразки-імітатори, з'єднання яких з трубопроводами електрично ізолювались. Після цього вони засипались шаром піску і ґрунту який утрамбовувався. Далі поверхня ґрунту рівномірно зволожувалась по всій довжині установки. Вимірювання після цього проводились через дві доби.

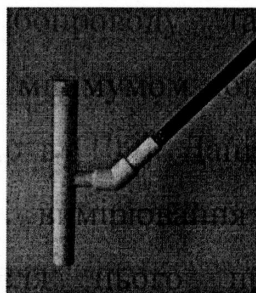
Спочатку визначались просторові координати досліджуваного трубопроводу (глибина залягання і вісь). Для цього з задаючого генератора 1 сигнал пошукової частоти (1500 Гц) подавався на перетворювач напруги 2, а з виходу його трансформатора – на досліджуваний трубопровід (рис.3.8). Живлення перетворювача 2 здійснювалось від акумулятора 3 з напругою 12 В і максимальним струмом 7 А. В кінці дослідної ділянки трубопровід через елемент безпеки 4 замикався на землю. Для визначення траси прокладання трубопроводу як елемент навантаження використовувався резистор. Визначення струму в стінках трубопроводу здійснювалось шляхом тимчасового приєднання амперметра в розрив сигнального проводу перетворювача 2 та елемента навантаження 4. Магнітна антена 5 переміщалась вздовж та поперек полігону-імітатора з кроком 0,1 м. Сигнал з антени підсилювався мікрофонним підсилювачем 6 і подавався на блок фільтрів 7. В блоці фільтрів паразитна складова електромагнітного поля з частотою 50 Гц вирізалась фільтром-пробкою. Послідовним поєднанням фільтрів високої і низької частоти встановлювався робочий діапазон частот та зменшувались паразитні впливи імпульсних завад. Точне налаштування на робочу частоту здійснювалось мостовим диференціатором.

З виходу блоку фільтрів сигнал одночасно поступав на цифровий осцилограф 8 з блоком запису флеш-пам'яті 9, цифровий частотомір 10 та аналоговий високочастотний вольтметр 11. На другий вхід осцилографа 8 для порівняння постував сигнал з перетворювача напруги 2.

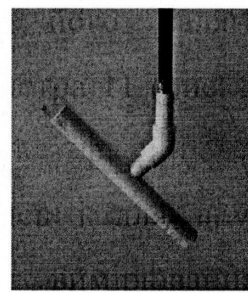
Місце пролягання трубопроводу та глибина його залягання визначались за максимумом та мінімумом показів вольтметра 11 (рис. 3.10) згідно з методикою, наведеною в [109]. Дані вимірювань з флеш-пам'яті 9 заносились в ПК. Аналогічні вимірювання проводились і для другого трубопроводу полігону. Після цього проводились вимірювання з використанням трасошукача компанії RIDGID SR-60 [104]. Відмінність у показах засобів вимірювань установки та трасошукача не перевищувала 7%. В процесі вимірювань встановлювались різні режими роботи установки, однак це не впливало на зміну струму у стінках трубопроводу.



а)



б)



в)

Рис.3.10. Визначення місця пролягання трубопроводу за максимумом а) та мінімумом сигналу б) і глибини його залягання в)

Далі вимірювання проводились з метою виявлення дефекту. Для цього на задаючому генераторі встановлювалась частота 2500 Гц. Як елемент безпеки вибирався резистор. Вимірювання проводились для бездефектних трубопроводів аналогічно до описаних вище. Потім як елемент навантаження вибиралась котушка індуктивності і процес вимірювання повторювався. Далі на задаючому генераторі послідовно встановлювались частоти 5, 10 і 20 кГц, на яких дослідження повторювались.

Після цього в один з трубопроводів вмонтовувався зразок-імітатор дефекту виду “руйнування гідроізоляції”, інший трубопровід залишався без пошкоджень.

Вимірювання здійснювались послідовно на частотах 2,5; 5; 10 і 20 кГц з резистором та індуктивністю в якості елемента навантаження. Чотири

частоти вибрані для врахування різної кількості режимів вимірювання при ідентифікації дефектів. Верхня межа частот обмежується технічними можливостями генератора. На частотах нижче 2,5 кГц дослідження не проводились, оскільки при зменшенні частоти знижується чутливість даного методу.

Аналогічним чином проводились вимірювання для інших видів дефектів. Як і при аналізі теплових полів для дослідження дефекту виду “розрив трубопроводу” штучно зроблене місце розриву зразка-імітатора герметизувалось свинцевою пробкою. В момент руйнування пробки і падіння тиску в трубопроводі подача теплоносія зупинялась, дослідна ділянка локалізувалась і здійснювались вимірювання струму у трубопроводі на різних частотах. Процес вимірювання удосконаленим індукційним методом наведено на рис. 3.11.



Рис. 3.11. Проведення досліджень удосконаленим індукційним методом

Результати вимірювань наведені в додатку Е. Як видно з проведених досліджень удосконаленим індукційним методом добре виявляються дефекти виду “розрив трубопроводу” і “руйнування теплової та гідроізоляції”. Однак дефекти виду “руйнування гідроізоляції” та “мігруюча вода” на вибраних частотах контролю виявити неможливо. З отриманих результатів вимірювань можна зробити висновок, що використання індуктивності як елемента навантаження дає змогу краще ідентифікувати місце дефекту на високих частотах.

### 3.2.3 Дослідження стану теплової мережі шляхом аналізу акустичних полів

Для застосування удосконаленого мікрофонного методу на досліджуваній трубопроводі тепломережі подавалось акустичне збудження до входу трубопроводу в полігон-імітатор. Через значну потужність збудження (1 – 5 Вт) певна частина акустичної енергії поширюється в навколишній простір, відбиваючись від стін приміщення і створюючи резонанси на певних частотах. Ці резонанси негативно впливають на результати досліджень звукового тиску над трубопроводом на полігоні-імітаторі, суттєво спотворюючи картину звукового поля.

Для проведення вимірювань удосконаленим мікрофонним методом як задаючий генератор застосовувався синтезатор G-5100a. Як підсилювач потужності використано вимірювальний підсилювач LV-102 (Німеччина) з діапазоном частот 20Гц – 20 кГц і максимальною вихідною потужністю 50 Вт на навантаженні 3,3 Ом. В ролі пристрою акустичного збудження трубопроводу використовувався електроакустичний перетворювач 4ГД6, п'єзоелектричний перетворювач SCS-32 або електродвигун постійного струму PC357XLG, які прикріплювались до трубопроводу за допомогою хомутів. Вимірювання звукового тиску здійснювалось мікрофоном MV-201 (Німеччина) з мікрофонним підсилювачем RFT 00011. Сигнал з мікрофонного підсилювача, як і при вимірюванні струму у трубопроводі, аналізувався цифровим осцилографом UTD2042CE, цифровим тестером SANWA PC5000a, аналоговим вольтметром В7-38 і фільтрувався вищеописаними фільтрами. Вимірювання вібрації трубопроводу здійснювалось п'єзомікрофоном.

Для зменшення акустичних резонансів від стінок приміщення основні елементи установки та додаткове обладнання розміщено таким чином, щоб не виникало паралельних поверхонь зі стінками приміщення і полігона-імітатора (рис. 3.12). Вібрації стінок полігона-імітатора запобігають ребра

жорсткості, які розташовані зі змінним кроком. Для зменшення відбивання звукових хвиль від стінок полігона-імітатора вони частково покриті панелями акустичного опору. Щоб додатково зменшити час реверберації приміщення, двері і частина вікон відчинялись, а вимірювання проводились у вечірню пору доби. Завдяки цьому також регулювався температурний режим приміщення. Оскільки приміщення є неопалюваним, то при відкритих вікнах і дверях температура в ньому через 30 – 40 хв встановлювалась всього на 2 – 4 °С вищою, ніж температура на вулиці, що наближало умови вимірювань до реальних.

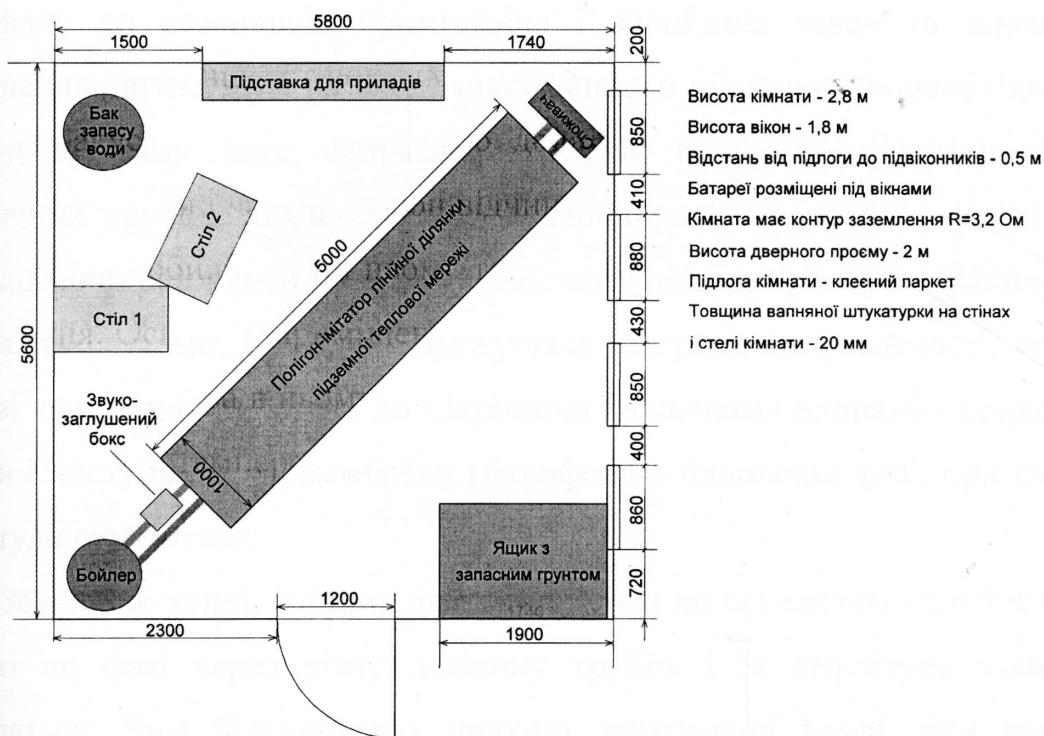


Рис.3.12. Розміщення елементів установки для зменшення акустичних резонансів приміщення

Для зменшення акустичної потужності, яка виділяється в навколишній простір від пристрою акустичного збудження при незначній потужності (1 Вт), він поміщався у спеціально сконструйований звукозаглушений бокс, який зверху додатково накривався панеллю акустичного опору (звуковим екраном). Сумарне звукопоглинання бокса та екрану на частоті 250 Гц становило 9 дБ. При значній потужності акустичного збудження (5 Вт), коли

ефективність звукопоглинання бокса та екрану зменшуються, резонанси приміщення вносять суттєву похибку в результати вимірювань, що особливо помітно на низьких частотах. В цьому випадку пристрій акустичного збудження виносився в сусіднє приміщення, а передача акустичної енергії у досліджуваний трубопровід здійснювалась за допомогою металевого звуководу, розміщеного в тришаровому звукопоглинаючому покритті типу «сандвіч» з ефективністю звукопоглинання на частоті 250 Гц 14 дБ.

Для проведення вимірювань мікрофонним методом використовувався ненаправлений вимірювальний мікрофон MV-201. Щоб зменшити чутливість мікрофону до резонансів приміщення і зовнішніх завад та підвищення відношення сигнал/шум на вході мікрофонного підсилювача необхідно було звузити діаграму його направленості. Для цього використано систему акустичних трубок, кожна з яких є резонатором на певній частоті [113]. Розподіляючи резонанси по всьому робочому діапазону частот, підвищується чутливість системи. Крім того звужується діаграма направленості, оскільки звукові хвилі, що приходять до мікрофона в осьовому напрямку проходять в трубки і поступають на мембрану мікрофона в однаковій фазі, при цьому їх амплітуди сумуються.

Звукові ж хвилі, які приходять під кутом до осі системи трубок будуть зсунуті по фазі через різну довжину трубок і їх амплітуди відповідно зменшаться. Чим більший кут приходу акустичної хвилі, тим менша її амплітуда попадатиме на мембрану мікрофона. Система трубок для мікрофону MV-201 розраховувалась згідно з методикою [113] (додаток Л).

Для проведення досліджень засоби вимірювань під'єднувались відповідно до схеми, зображеної на рис. 3.13. Сигнал від давача вібрації 12 подавався на другий канал мікрофонного підсилювача 6 та цифровий осцилограф 10. Цифровим осцилографом 10 аналізувалась зміна амплітуди і форми сигналів та визначався фазовий зсув між сигналом давача вібрації 12 та сигналом від мікрофону. Покази високочастотного вольтметра 11 переводились в звуковий тиск (Па) згідно з виразом [139]:



$$P_{зв} = \frac{U_d}{M \cdot K}, \quad (3.1)$$

де  $U_d$  - напруга на виході мікрофонного підсилювача, мВ;  $M$  - чутливість вимірювального мікрофону, мВ/Па;  $K$  - коефіцієнт підсилення мікрофонного підсилювача.

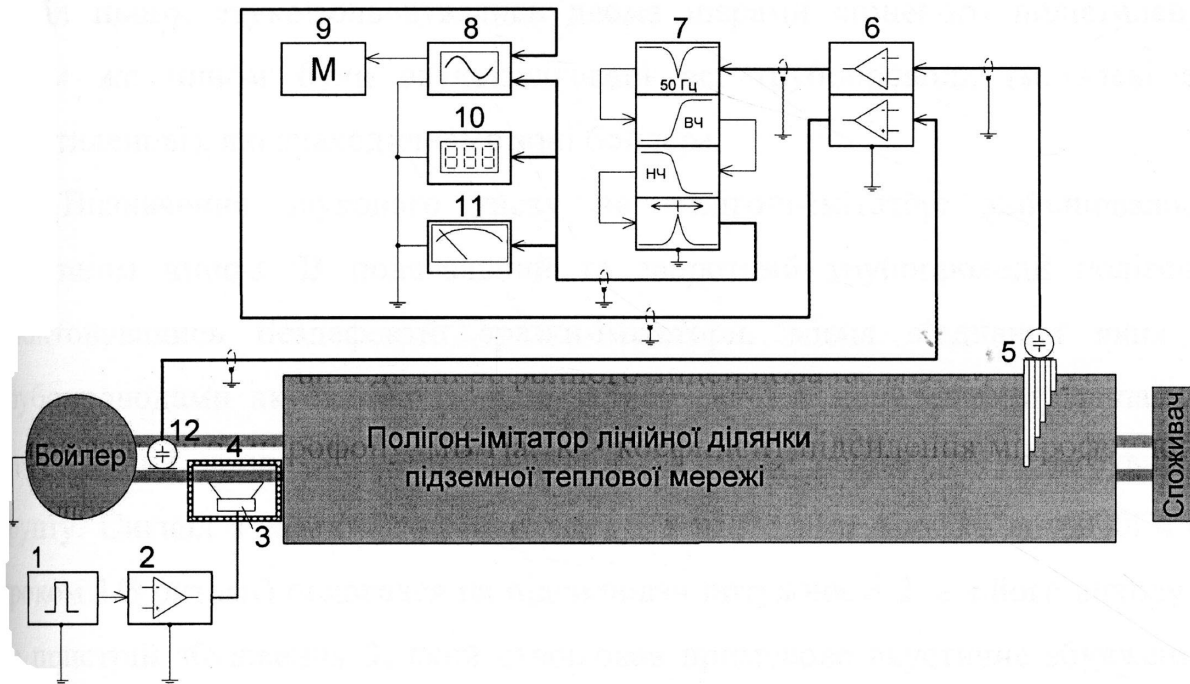


Рис. 3.13. Схема під'єднань засобів вимірювань до елементів установки при проведенні контролю удосконаленням акустичним методом

- 1 – задаючий генератор, 2 – підсилювач потужності, 3 – пристрій збудження,  
 4 – звукозаглушений бокс, 5 – мікрофон, 6 – мікрофонний підсилювач,  
 7 – блок фільтрів, 8 – осцилограф, 9 – флеш-пам'ять,  
 10 – цифровий осцилограф, 11 – аналоговий високочастотний вольтметр,  
 12 – давач вібрації

Щоб врахувати вплив на результати вимірювань акустичних резонансів приміщення та обладнання, які не вдалося повністю усунути, спочатку знімалась акустична картина звукового поля в зоні полігона-імітатора. Для цього пристрій збудження 3 (рис. 3.13) прикріплювався на подавальний трубопровід, який ішов від бойлера, але механічно був від'єднаний від

трубопроводу полігона-імітатора. На трубопровід в зоні кріплення пристрою збудження 3 одягався звукозаглушений бокс 4. Вхід обох трубопроводів в полігон-імітатор був звукозаглушений (всередину трубопроводів на довжину 0,15 м вставлялась вата, а ззовні на трубопроводи одягались поролоніві чохли). На виході з полігона-імітатора трубопроводи, які йдуть до споживача та від нього, звукоізолювались двома шарами спіненого поліетилену. Таким же чином були звукоізолювані всі трубопроводи (металеві та поліетиленові), які знаходились в зоні бойлера.

Визначення звукового тиску на полігоні-імітаторі здійснювалось наступним чином. В подавальний та зворотний трубопроводи полігону вмонтовувались бездефектні зразки-імітатори, місця з'єднання яких з трубопроводами акустично ізолювались. Як і в попередньому випадку, вимірювання проводились через дві доби після засипки і утрамбування ґрунту. Сигнал з задаючого генератора 1 з частотами від 125 до 8000Гц (з кроком 1/3 октави) подавався на підсилювач потужності 2, а з його виходу – на пристрій збудження 3, який створював примусове акустичне збудження трубопроводу (рис. 3.14). Також сигнал від давача вібрації трубопроводу після підсилення подавався на другий канал осцилографа 8 для знаття АЧХ. Мікрофоном 5 з системою акустичних трубок знімалась акустична картина в контрольних точках над поверхнею ґрунту полігона-імітатора з кроком 0,1 м по його довжині та ширині. Аналіз сигналу акустичного відгуку засобами вимірювань здійснювався аналогічно до вищеописаного для індукційного методу. Дані вимірювань заносились в базу даних ПК.

Аналогічні вимірювання проводились для зворотного трубопроводу. Потім трубопроводи від бойлера та полігону з'єднувались, вмикалась подача води і вимірювання звукового тиску проводились в тих же точках, що і попередні з акустичним збудженням кожного з трубопроводів по всій довжині. Отримані акустичні картини порівнювались і з них вираховувався вплив приміщення. Результати вимірювання звукового тиску в одній точці над установкою і дані давача вібрації трубопроводу наведено на рис. 3.14.

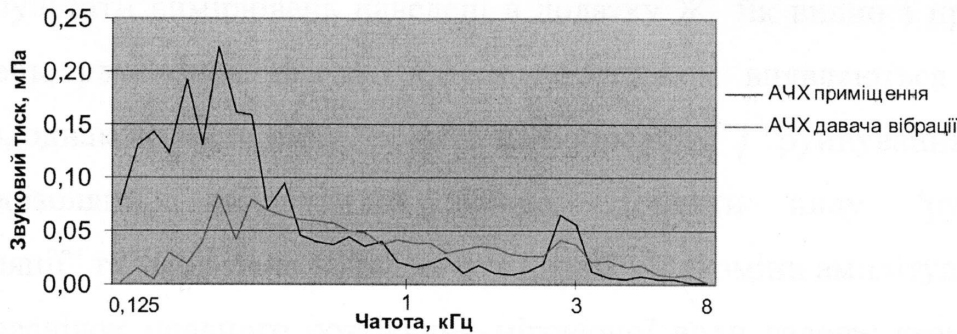


Рис. 3.14. АЧХ приміщення та давача вібрації

Як видно з рис 3.14, на частотах, нижчих за 400 Гц, вплив акустичних характеристик приміщення все ще є доволі значним, а на частотах, вищих за 5000 Гц, рівень сигналу зменшується практично до рівня шумів. Підйом звукового тиску на частотах близьким до 3 кГц зумовлений шумом насосу, який перекачує теплоносій і має 3000 об/хв. У зв'язку з цим вибрано такі частоти контролю: 0,5, 1, 2 і 4 кГц. Наступні дослідження проводились на вибраних частотах для трубопроводів з бездефектними зразками-імітаторами.

Як і при індукційному контролі температурний режим трубопроводів практично не впливав на результати досліджень звукового поля.

Після цього в один з трубопроводів вмонтовувався зразок-імітатор дефекту виду “руйнування гідроізоляції”, інший трубопровід залишався без пошкоджень.

Вимірювання звукового тиску на полігоні-імітаторі здійснювались послідовно на всіх частотах контролю [140]. Аналогічним чином проводились вимірювання для інших видів дефектів. Процес вимірювання удосконаленим акустичним методом наведено на рис. 3.15.



Рис. 3.15. Проведення вимірювань удосконаленим акустичним методом

Результати вимірювань наведені в додатку Ж. Як видно з проведених досліджень, удосконаленим мікрофонним методом виявляються всі види дефектів, однак дефекти виду “розрив трубопроводу” і “руйнування теплової та гідроізоляції” виявляються краще. Дефекти виду “руйнування гідроізоляції” та “мігруюча вода” мають низькі рівні зміни амплітуд сигналів, однак внаслідок плавного розтікання мігруючої води вздовж герметичного трубопроводу зміна амплітуди звукового тиску в зоні дефекту відбувається плавно. Коли ж зруйнована гідроізоляція, це призводить до різкого зростання амплітуди сигналу в зоні дефекту. Тому для додаткової ідентифікації кожного з цих дефектів застосовано швидке перетворення Фур’є.

### 3.3 Оцінка адекватності аналітичних моделей

Отримані в розділі 2 аналітичні моделі для визначення інформативних параметрів (струму устінках трубопроводу, акустичного тиску на поверхні ґрунту та температури приповерхневого шару ґрунту над тепломережею) вздовж ділянки контролю представляють собою сукупність математичних співвідношень, що пов’язують ці параметри з вхідною інформацією, геометричними параметрами та діагностичними ознаками виду дефекту.

Аналітичні моделі описують реальний об’єкт наближено, з певною неточністю. Наближеність аналітичних моделей пояснюється прийнятими при їх побудові припущеннями і обмеженнями, метою яких є спростити моделі, зробити їх зручними для використання та обчислень. Неточності вимірів при одержанні експериментальних даних, що використовуються в моделі, також є причиною наближеності аналітичної моделі. При розробці аналітичних моделей враховувались тільки найсуттєвіші чинники, що впливають на результат моделювання. Надмірне спрощення моделі може призвести до втрати точності, а іноді взагалі зробити модель непотрібною. Тому основною вимогою є перевірка аналітичної моделі на адекватність реальному процесу контролю.

Оскільки від перевірки аналітичної моделі на адекватність фізичному об'єкту залежить якість результатів моделювання та їх практичного використання, то необхідно проводити оцінку відповідності результатів теоретичного моделювання і даних фізичних експериментів в широкому діапазоні зміни вхідних параметрів.

Адекватність аналітичних моделей перевірено шляхом порівняння результатів моделювання з результатами фізичного експерименту, проведеного на установці для контролю технічного стану підземної теплової мережі за допомогою критерію Фішера. Для цього розраховано та порівняно дисперсію адекватності та залишкову дисперсію [141].

Дисперсія адекватності розраховується за формулою:

$$S_{\text{ад}}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_{\text{експ}i} - y_{\text{мод}i})^2}{k+1}, \quad (3.2)$$

де  $y_{\text{експ}i}$  -  $i$ -те експериментальне значення інформативного параметру;  $y_{\text{мод}i}$  -  $i$ -те змодельоване значення інформативного параметру;  $n$  - кількість дослідів;  $k$  - кількість значущих коефіцієнтів в моделі;  $k+1 = f_1$  - число ступенів свободи дисперсії адекватності.

Залишкова дисперсія розраховується за формулою:

$$S_{\text{зал}}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_{\text{мод}i} - \bar{y}_{\text{експ}})^2}{n-k-1}, \quad (3.3)$$

де  $\bar{y}_{\text{експ}}$  - середнє експериментальне значення інформативного параметру;  $n-k-1 = f_2$  - число ступенів свободи залишкової дисперсії.

Розрахункове значення критерію Фішера знаходиться за формулою:

$$F_{\text{розр}} = \frac{S_{\text{ад}}^2}{S_{\text{зал}}^2}. \quad (3.4)$$

Розрахункове значення критерію Фішера  $F_{\text{розр}}$  порівняно з табличним  $F_{\text{табл}}(\alpha, f_1, f_2)$  при вибраному рівні значущості  $\alpha = 0,05$ :

$$F_{\text{розр}} \leq F_{\text{табл}}(\alpha, f_1, f_2) \quad (3.5)$$

Умовою адекватності моделі є виконання нерівності (3.5).

Оцінку адекватності аналітичних моделей проведено для кожного інформативного параметру за формулами (3.2) та (3.5). Результати наведено в додатку И. Для всіх розглянутих аналітичних моделей інформативних параметрів виконується нерівність (3.5), що підтверджує доцільність їх використання.

Оцінка неадекватності аналітичної моделі згідно з [141] розраховується за формулою:

$$\delta = \frac{\sqrt{\frac{(y_{\text{мод}i} - \bar{y}_{\text{експ}})^2}{n-2}}}{\bar{y}_{\text{експ}}} \cdot 100. \quad (3.6)$$

Розраховані оцінки аналітичних моделей для кожного вихідного інформативного параметру при різних режимах вимірювання в порівнянні з результатами проведених експериментальних вимірювань наведено в таблицях 3.1-3.3.

Таблиця 3.1

**Неадекватність аналітичної моделі визначення акустичного тиску на поверхні ґрунту вздовж контрольованої ділянки, %**

Режим вимірювання при застосуванні потужності збудження акустичних коливань 1 Вт при частотах				Режим вимірювання при застосуванні потужності збудження акустичних коливань 5 Вт при частотах			
500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц
Бездефектна ділянка							
5,08	5,39	6,07	7,11	6,32	7,54	7,76	7,93
Дефект виду «розрив трубопроводу»							
5,00	5,03	6,56	7,30	5,17	5,37	7,37	7,67
Дефект виду «руйнування теплової та гідроізоляцій»							
4,77	6,32	5,15	6,15	4,18	5,29	5,04	5,14
Дефект виду «руйнування гідроізоляції»							
5,41	4,53	6,73	4,36	6,21	7,22	6,06	7,16
Дефект виду «мігруюча вода»							
5,45	5,35	5,55	7,01	5,06	5,64	5,55	6,65

Таблиця 3.2

**Неадекватність аналітичної моделі визначення температури ґрунту  
вздовж контрольованої ділянки, %**

Режим вимірювання при температурі в подавальному та зворотньому трубопроводах 50°C та 43 °C відповідно та температура навколишнього середовища				Режим вимірювання при температурі в подавальному та зворотньому трубопроводах 60°C та 50 °C відповідно та температура навколишнього середовища			
3 °C	6 °C ц	9 °C	12 °C	3 °C	6 °C ц	9 °C	12 °C
Бездефектна ділянка							
3,96	4,23	4,31	4,41	5,85	6,86	4,17	5,01
Дефект виду «розрив трубопроводу»							
4,37	5,42	5,26	4,81	5,03	5,10	4,01	5,03
Дефект виду «руйнування теплової та гідроізоляцій»							
5,32	5,75	6,06	6,36	6,63	5,38	6,76	4,18
Дефект виду «руйнування гідроізоляції»							
5,33	4,55	5,50	6,42	5,10	4,17	6,75	6,20
Дефект виду «мігруюча вода»							
6,00	3,28	6,91	4,48	5,77	4,04	4,14	5,06

Таблиця 3.3

**Неадекватність аналітичної моделі визначення струму у трубопроводі на  
поверхні ґрунту вздовж контрольованої ділянки, %**

Режим вимірювання при застосуванні активного елементу безпеки при частотах				Режим вимірювання при застосуванні активного та реактивного елементів безпеки при частотах			
2500 Гц	5000 Гц	10000 Гц	20000 Гц	2500 Гц	5000 Гц	10000 Гц	20000 Гц
Бездефектна ділянка							
7,20	7,93	6,13	7,13	7,46	6,87	4,75	7,53
Дефект виду «розрив трубопроводу»							
7,35	7,53	6,13	7,68	7,55	7,76	6,73	7,53
Дефект виду «руйнування теплової та гідроізоляцій»							
6,33	7,64	7,03	7,85	5,39	7,16	6,59	7,35

Причини відхилень аналітичних моделей пов'язані з не врахуванням впливу всіх параметрів, наявністю у формулах чисельних параметрів,

значення яких можуть бути визначені тільки наближено (такими параметрами є, зокрема, всі фізичні константи), з системою числення (заокруглення), алгоритмом обчислення програмного середовища, тощо.

### 3.4 Розроблення методу ідентифікації виду дефекту підземної теплової мережі

Метод ідентифікації призначений для прогнозування певного виду дефекту на основі опрацювання інформативних параметрів індукційного, мікрофонного та теплового контактних методів контролю, вимірюваних вздовж ділянки контролю у визначених точках з заданим кроком. Для підвищення достовірності ідентифікації вимірювання проведено при різних параметрах режиму вимірювання.

Вид дефекту, який виявлений в процесі проведення контролю, характеризується набором інформативних параметрів, отриманих при різних режимах вимірювання в місці ймовірного дефекту. Оскільки виміряні інформативні параметри не дають можливості однозначно ідентифікувати вид дефекту, а велика кількість ускладнює процес їх аналізу, то виникає необхідність їх скорочення або узагальнення. Для оцінки виду дефекту, яка би поєднувала всі отримані інформативні параметри, доцільним є застосування комплексного показника (комплексного параметру).

Розрахунок комплексного показника здійснимо на основі методів кваліметрії [142 - 144]. Алгоритм розрахунку комплексного показника та видачі висновку про вид дефекту включає наступні етапи:

- вибір інформативних параметрів,
- визначення вагомості кожного з них у загальній оцінці виду дефекту,
- визначення функцій переходу від розмірних до безрозмірних параметрів,
- розрахунок комплексного параметру,
- розробка алгоритму його обчислення.



Для ідентифікації виду дефекту використовуються виміряні інформативні параметри на ділянці контролю. Такими параметрами є струм у трубопроводі, акустичний тиск на поверхні ґрунту та температура приповерхневого шару ґрунту, отримані при різних режимах вимірювання вздовж ділянки контролю з визначеним кроком.

Коефіцієнт вагомості характеризує частковий вклад кожного інформативного параметру в комплексний параметр. Оскільки визначення коефіцієнтів вагомості є довготривалим і складним процесом, який ґрунтується на експертних оцінках, то при розрахунку комплексного параметру прийнято однакові коефіцієнти вагомості для всіх параметрів, сума яких становитиме 1.

Для обчислення комплексного параметру необхідно здійснити перехід від розмірних інформативних параметрів до безрозмірних показників. Серед безрозмірних показників найбільш поширеними є бали.

Для проведення бальної оцінки виміряних інформативних параметрів застосовано методику порівняння із інформативними параметрами, розрахованими за теоретичними моделями. Для цього виконано розрахунок прогнозних значень для кожного інформативного параметру на основі розроблених аналітичних моделей, наведених в розділі 2. Зміна значень діагностичних ознак дала можливість промодельовати той чи інший вид дефекту. Отримані значення порівнюються із результатами вимірювання на об'єкті контролю у визначених точках.

Враховуючи те, що на реальному об'єкті параметри середовища, в якому поширюються сигнали, можуть бути нестабільними вздовж ділянки контролю, встановлено діапазон зміни інформативних параметрів. При цьому, за межу подібності прийнято середнє арифметичне між двома найближчими значеннями інформативного параметру.

Для чисельної оцінки найімовірнішого виду дефекту запропоновано застосувати наступну бальну оцінку: від 1 балу при мінімальній подібності та до 5 балів для максимальної подібності. При значеннях параметру, що значно

відрізняються від прогнозованих, ставиться 0 балів, що свідчить про аномальність інформативного параметру і вимагає додаткового аналізування. На основі порівняння розраховано показники подібності для кожного виду дефекту.

Наявність даних про теплові втрати та температури теплоносія на вході і на виході подавального та зворотного трубопроводів, отриманих в теплових замірних пунктах, дала можливість застосувати додаткові бали для дефектів виду «розрив трубопроводу» і «руйнування теплової та гідроізоляції».

Щоб встановити додаткові бали для дефектів виду «мігруюча вода» та «руйнування гідроізоляції», використано спектральний аналіз, заснований на перетворенні Фур'є для вимірюваного акустичного тиску вздовж ділянки контролю. Перетворення Фур'є полягає в розкладанні сигналу на елементарні гармонійні функції, що дозволяє оцінити амплітудний та частотний склад сигналу, який аналізується, а також виокремити корисний сигнал із сигналу, спотвореного завадами.

Для експериментальних даних, отриманих при вимірюванні акустичного тиску над дефектами виду «мігруюча вода» та «руйнування гідроізоляції», шляхом проведеного перетворення Фур'є отримано наступні амплітудні спектри (рис. 3.16).



Рис.3.16. Амплітудні спектри при дефекті виду «мігруюча вода» та «руйнування гідроізоляції»

Для дефекту виду «руйнування гідроізоляції» максимальна спектральна щільність зосереджена в низькочастотній області, а для дефекту виду «мігруюча вода» - у високочастотній області. Це зумовлено різкою зміною інформативного параметру при дефекті виду «руйнування гідроізоляції» на мінімальній довжині та більшою протяжністю та гладкістю зміни інформативного сигналу для дефекту виду «мігруюча вода».

Як комплексний параметр застосовано відношення суми набраних балів до максимально-можливої суми балів. Розрахувавши комплексні параметри за всіма видами дефектів, що аналізуються, можна зробити висновок про найімовірніший з них.

Послідовність операцій методу ідентифікації виду дефекту та формування висновку наведено на рис 3.17. Метод реалізовано в середовищі Microsoft Excel, оскільки дане програмне середовище дає можливість реалізувати необхідні розрахунки (редактор формул), провести аналіз даних (перетворення Фур'є), наглядно відобразити необхідну інформацію (майстер діаграм) та не потребує високої кваліфікації фахівців.

Першим етапом обробки вимірних інформативних параметрів з метою ідентифікації виду дефекту є вивчення технічної документації на об'єкт контролю. За даними, наведеними в паспорті теплової мережі, заповнюється перша закладка «Вхідні дані» розробленого програмного забезпечення, куди вказуються геометричні параметри та режими експлуатування тепломережі, а також вводяться дані про теплові втрати, температури теплоносія в подавальному та зворотному трубопроводах, отримані із замірного пункту.

На другому етапі здійснюється перенесення всіх вимірних інформативних параметрів (струму у трубопроводі, акустичного тиску на поверхні ґрунту, температури приповерхневого шару ґрунту) при різних режимах вимірювання в програмне середовище. Таким чином формується закладка «Інформативні параметри», де автоматично визначаються значення інформативних параметрів у найімовірніших місцях дефекту та будуються графічні залежності інформативних параметрів вздовж ділянки контролю.

Дані графічні залежності дають можливість наглядно оцінити місця можливих дефектів та встановити відстань від початкової точки контролю.

Всі наступні етапи програмного забезпечення виконуються самостійно без участі фахівця, що дає можливість усунути суб'єктивний фактор при формуванні висновку за результатами контролю.

У закладці «Розрахунки» відбувається розрахунок всіх інформативних параметрів при різних режимах вимірювання за теоретичними аналітичними моделями, отриманими в розділі 2, як для бездефектної ділянки, так і для всіх видів дефектів шляхом імітації зміни інформативних ознак. Ці значення переносяться у закладку «Теоретичні дані», де проводиться розрахунок меж подібності.

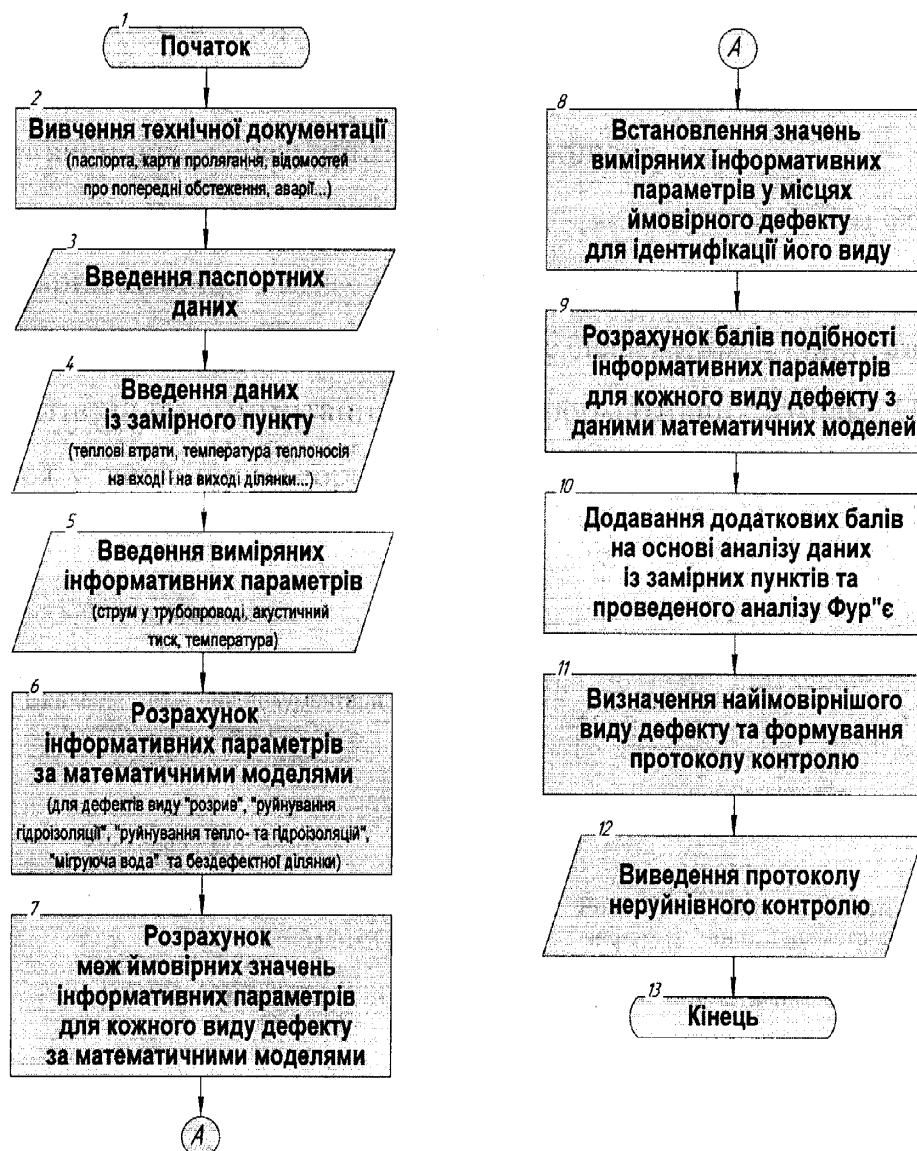


Рис.3.17. Метод ідентифікації виду дефекту

Потім здійснюється бальна оцінка за наведеною вище методикою і формується закладка «Бальна оцінка». При розрахунку комплексного параметру враховуюся додаткові бали, отримані шляхом аналізу вхідної інформації та результатів перетворення Фур'є для даних акустичного контролю.

Останнім етапом розробленого програмного забезпечення є формування висновку за результатами контролю. У висновку відображається інформація про об'єкт контролю, засоби контролю, нормативні документи, фахівців, які проводили контроль, експлуатаційні характеристики ділянки контролю, а також самі результати контролю, згруповані за методами. Результати контролю представляють собою графічні залежності всіх вимірних інформативних параметрів вздовж ділянки контролю та табличні значення параметрів в місцях найімовірніших дефектів. Також наводяться результати розрахунків комплексного параметру на основі проведеної бальної оцінки для всіх видів дефектів та будується пелюсткова діаграма, яка дає можливість чисельно і наглядно оцінити найімовірніший вид дефекту. Як підсумок проведених досліджень формується висновок про наявність чи відсутність виявлених дефектів, що характеризує технічний стан досліджуваного об'єкта контролю.

За допомогою розробленого програмного забезпечення проведено ідентифікацію видів дефекту за даними експериментальних досліджень, наведених в додатках Д, Е, Ж. Отримані пелюсткові діаграми для кожного виду дефекту наведено на рис.3.18. Результати проведеної ідентифікації для дефекту виду «розрив» за експериментальними значеннями інформативних параметрів наведено в Додатку К.

Доцільність використання вищенаведеної бальної системи при встановленні виду дефекту визначена на основі загальних положень теорії ймовірності, згідно з якою визначається ймовірність появи певної події на основі можливих варіантів подій [145].

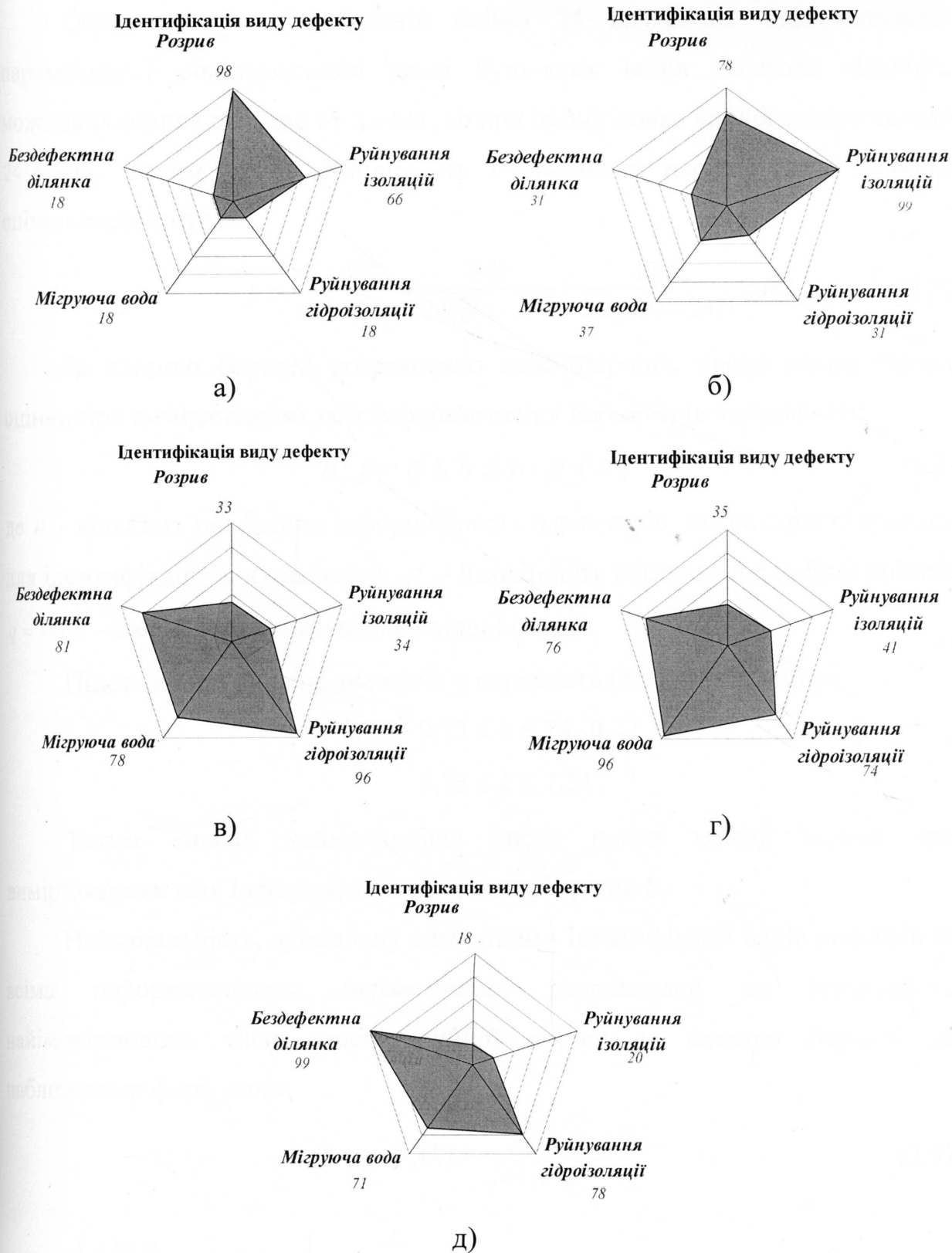


Рис.3.18. Результати проведеної ідентифікації дефектів виду «розрив» а), «руйнування теплової та гідроізоляцій» б), «руйнування гідроізоляції» в), «мігруюча вода» г) та бездефектної ділянки контролю д)

Оскільки при п'ятибальній оцінці 24 вимірних інформативних параметрів і рівноможливій появі будь-яких видів дефектів кількість можливих оцінок складає  $24 \cdot 5 = 120$ , то при цьому поява хибної оцінки складе  $24 \cdot 4 = 96$ . Таким чином ймовірність виставлення невідповідної (хибної) оцінки становитиме:

$$p = \frac{m}{n} = \frac{C_{96}^{24}}{C_{120}^{24}} = \frac{96!}{24!(96-24)!} \div \frac{120!}{24!(120-24)!} = 0,27 \quad (3.7)$$

За схемою Бернуллі розраховано найімовірніше число появи хибної оцінки при вимірюваннях всіх інформативних параметрів з нерівності:

$$n \cdot p - q \leq k \leq n \cdot p + q, \quad (3.8)$$

де  $n$  - кількість вимірних інформативних параметрів, які використовуються для ідентифікації виду дефекту;  $p$  - ймовірність виставлення хибної оцінки;  $q = 1 - p$  - ймовірність виставлення вірної оцінки.

Підставивши числові значення у нерівність (3.8), отримаємо:

$$24 \cdot 0,27 - 0,73 \leq k \leq 24 \cdot 0,27 + 0,73, \\ 5,75 \leq k \leq 7,21.$$

Таким чином, найімовірніше число появи хибної оцінки при вимірюваннях всіх інформативних параметрів рівне 6.

Невизначеність, зумовлену алгоритмом ідентифікації видів дефектів за всіма інформативними параметрами, розраховано як ймовірність найімовірнішого числа появи хибної оцінки за схемою Бернуллі за наближеною формулою:

$$p_n(k) = \frac{\varphi(x)}{\sqrt{n \cdot p \cdot q}}, \quad (3.9)$$

де  $x = \frac{k - n \cdot p}{\sqrt{n \cdot p \cdot q}}$ ;  $\varphi(x) = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot e^{-\frac{x^2}{2}}$  - функція Гауса.

За таблицями [145] знаходимо:

$$\varphi(x) = 0,3894 \quad \text{при } x = \frac{6 - 24 \cdot 0,27}{\sqrt{24 \cdot 0,27 \cdot 0,73}} = -0,22.$$

$$\text{Звідси, } p_{24}(6) = \frac{0,3894}{\sqrt{24 \cdot 0,27 \cdot 0,73}} = 0,179.$$

Отже, невизначеність, зумовлена алгоритмом ідентифікації видів дефектів за всіма інформативними параметрами, складає 17,9 %.

Висновки до розділу.

1) розроблено експериментальну установку для створення різних режимів функціонування двотрубною підземною тепловою мережі з трубопроводами в ППУ-ізоляції, яка дала можливість провести вимірювання інформативних параметрів при різних видах дефектів. Виготовлено зразки-імітатори основних видів дефектів, на які розроблено технічні паспорти;

2) розроблено методику експериментальних досліджень щодо перевірки удосконалених методів контролю технічного стану підземних теплових мереж, яка дозволяє мінімізувати вплив завад на результати досліджень;

3) результати експериментальних досліджень підтверджують раніше зроблені теоретичні викладки щодо вибору комплексу параметрів (струм у стінках трубопроводу, акустичний тиск на поверхні ґрунту та температура приповерхневого шару ґрунту) як оптимальних для виявлення дефектів;

4) встановлені аналітичні залежності між інформативними параметрами та параметрами стану трубопроводів є адекватними реальним процесам при контролі трубопроводів, що підтверджено на основі критерію Фішера;

5) розроблено метод ідентифікації видів дефектів на основі порівняльної бальної оцінки виміряних та розрахованих за аналітичними залежностями інформативних параметрів при різних режимах вимірювання;

6) розраховано невизначеність контролю при використанні сумарної бальної оцінки на основі схеми Бернуллі, що підтвердило достатньо високу ймовірність виявлення та встановлення виду дефекту.



## РОЗДІЛ 4

### РОЗРОБЛЕННЯ ІНФОРМАЦІЙНО-ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПІДЗЕМНИХ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ ТА МЕТОДИКИ ЇЇ ВИКОРИСТАННЯ

Для проведення промислової апробації результатів теоретичних і експериментальних досліджень необхідно було розробити експериментальний взірець інформаційно-вимірювальної системи (ІВС) для контролю технічного стану підземних теплових мереж з трубопроводами в ПТУ-ізоляції та проект нормативного документу (методики) на проведення контролю в польових умовах.

Щоб проводити контроль в польових умовах ІВС повинна відповідати певним критеріям, зокрема:

- мати змогу проводити контроль за від'ємної температури навколишнього середовища;
- забезпечувати безперебійну роботу протягом 6-8 год;
- здійснювати компенсацію акустичних завад, які виникають в зоні населених пунктів;
- бути ергономічною та нескладною в користуванні;
- мати можливість записувати виміряні інформативні параметри в пам'ять у зручному форматі з метою їх подальшого оброблення на ПК.

Дані критерії сформовані на основі проведених польових досліджень з використанням різних технічних засобів [93, 95, 146 - 149]. Дослідження показали, що вимірювання температури ґрунту безконтактним способом проводити недоцільно через значний вплив температурних характеристик навколишнього середовища. Тому в ІВС застосовано контактний тепловий метод вимірювання температури ґрунту на певній її глибині. Також недоцільним виявилось застосування додаткових вузлів, таких як вимірювання магнітного поля та знаходження неметалевих об'єктів. Ці вузли суттєво ускладнюють ІВС, а інформація від них є доволі неточною.

#### 4.1 Розроблення експериментального взірця інформаційно-вимірювальної системи

Для проведення вимірювань на діючих теплових мережах розроблено експериментальний взірець ІВС, яка призначена для виявлення місць дефектів та ідентифікації їх за видами у тепломережах з трубопроводами в ППУ-ізоляції, прокладених безканально. Контроль за допомогою ІВС повинен проводитись, в основному, в опалювальний період [150].

В основу роботи ІВС покладено тепловий контактний і удосконалені акустичний та індукційний неруйнівні методи контролю. При цьому інформативними параметрами є температура в приповерхневому шарі ґрунту, акустичний тиск та струм у трубопроводі, виміряні на поверхні ґрунту над досліджуваним трубопроводом.

ІВС складається з трьох основних вузлів – генераторного, вимірювального та безпеки. Генераторний вузол (рис. 4.1, а) містить приймальний пристрій 1, підсилювач потужності 2, пристрій акустичного збудження 3, блок вибору режиму роботи 4, перетворювач постійної напруги 5 та клему для приєднання до трубопроводу 6.

До складу вимірювального вузла ІВС (рис. 4.1, б) входять канал керування генератором, три вимірювальних канали (по одному на кожен інформативний параметр) та блок запису даних.

Канал керування генератором складається з блоку вибору режиму вимірювань 7, блоку керування генератором 8, генератора фіксованих частот 9 та передавального пристрою 10.

Канал вимірювання акустичного тиску складається з вимірювального мікрофону 11, компенсаційного мікрофону 12, виходи яких приєднані до мікрофонних підсилювачів 13 і 14, диференційного підсилювача 15, розгалужувача сигналу 16, фільтра 17, амплітудного випростовувача 18 та аналогового індикатора 19.

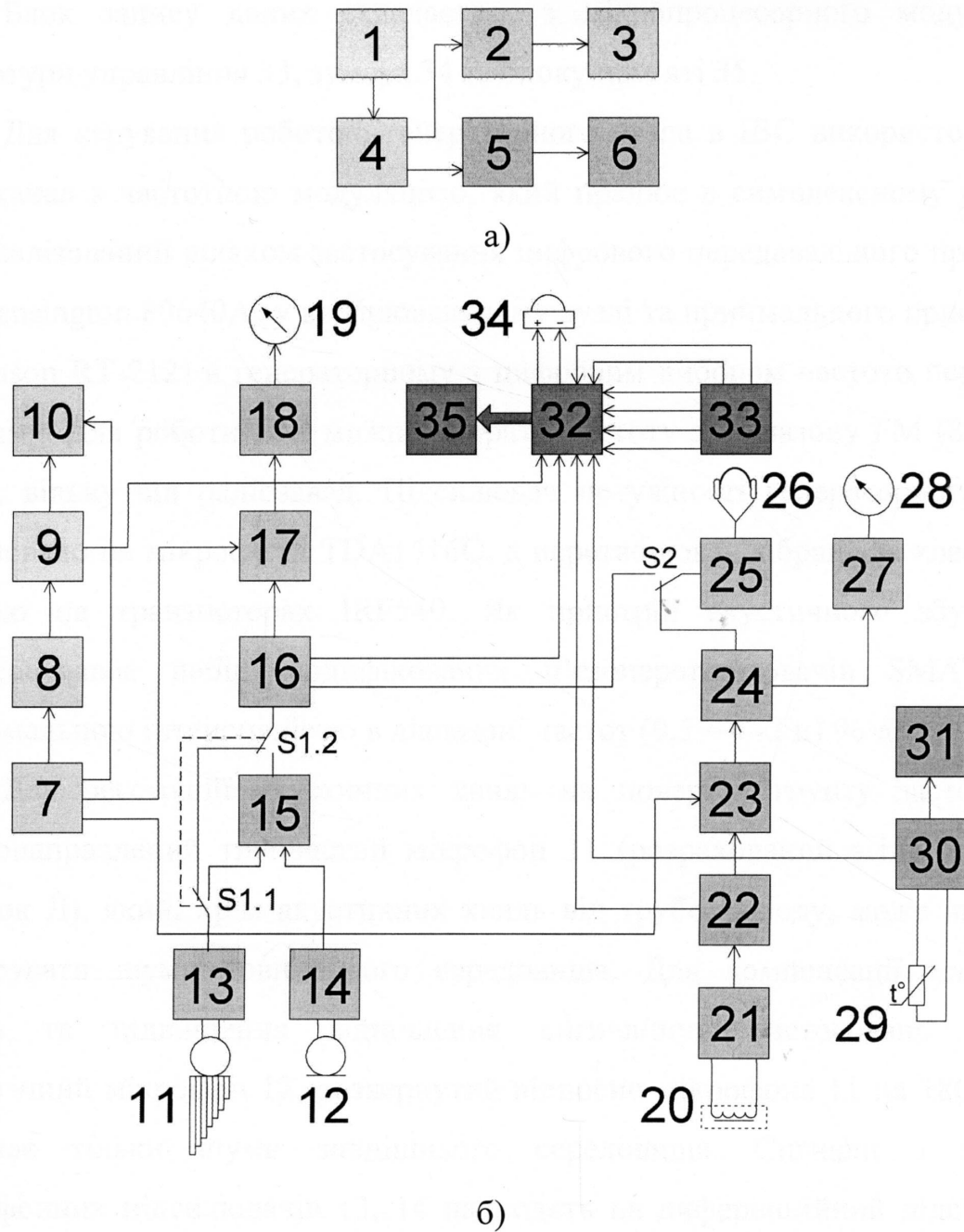


Рис. 4.1. Функціональна схема ІВС:

а) – генераторний вузол, б) – вимірювальний вузол

Канал вимірювання струму у стінках трубопроводу містить екрановану вимірювальну котушку 20 (додаток Л), підсилювач змінної напруги 21, розгалужувачі сигналу 22 та 24, фільтр 23, підсилювач потужності 25 з навушниками 26, амплітудний випростовувач 27 і аналоговий індикатор 28.

До складу каналу вимірювання температури входить термоопір 29, розгалужувач сигналу 30 та цифровий термометр 31.

Блок запису даних складається з мікропроцесорного модуля 32, клавіатури управління 33, зумера 34 та блоку пам'яті 35.

Для керування роботою генераторного вузла в ІВС використовується радіоканал з частотною модуляцією, який працює в симплексному режимі. Він реалізований шляхом застосування цифрового передавального пристрою 10 (Kensington 80640A) у вимірювальному вузлі та приймального пристрою 1 (Thomson RT 212) в генераторному з цифровим вибором частоти передачі - прийому. Для роботи ІВС можна вибрати частоту з діапазону FM (88 – 108 МГц), вільну від радіозавад. Підсилювач потужності генераторного вузла реалізовано на мікросхемі TDA1516Q, а перетворювач зібрано за класичною схемою на транзисторах IRF540. Як пристрій акустичного збудження застосовувався набір модифікованих п'єзоперетворювачів SMAT-30 з максимальною інтенсивністю в діапазоні частот (0,5 – 4 кГц) 96 дБ.

Для реєстрації акустичних хвиль на поверхні ґрунту застосовано вузьконаправлений трубчастий мікрофон 11 (розрахований згідно з [113], додаток Л), який, крім акустичних хвиль від трубопроводу, може частково реєструвати шуми зовнішнього середовища. Для компенсації зовнішніх шумів та підвищення відношення сигнал/шум застосовано другий аналогічний мікрофон 12, розвернутий відносно мікрофона 11 на 180°, який приймає тільки шуми зовнішнього середовища. Сигнали з виходів мікрофонних підсилювачів 13, 14 надходять на диференційний підсилювач 15, який виділяє корисний сигнал з шумів мікрофонів 11 і 12. За допомогою перемикача S1 можна виключати зі схеми вимірювань компенсаційний мікрофон 12, мікрофонний підсилювач 14 та диференційний підсилювач 15, якщо рівень зовнішніх шумів буде мінімальним. Перемикач S2 використовується для прослуховування в навушниках сигналу з каналу вимірювання акустичного тиску, або з каналу вимірювання струму у трубопроводі (на частотах 2500 і 5000 Гц). Як мікрофони в ІВС застосовано електретні капсулі типу МКЭ-3.

Як фільтри 17 і 23 застосовано Т-подібні смугопропускаючі фільтри з можливістю дискретного переналаштування виділеної смуги частот.

Вимірювальна котушка 20 намотана на феритовому осерді 600НН діаметром 8 мм і довжиною 200 мм має 5200 витків проводу ПЄВ-2 0,25. Для зменшення впливу зовнішніх електромагнітних завад котушка зовні екранована мідною фольгою із зазором 2 мм по всій її довжині.

Як цифровий термометр 31 в ІВС застосовано термометр типу РМТЕМР1 з діапазоном вимірюваних температур від  $-50^{\circ}\text{C}$  до  $+70^{\circ}\text{C}$  з роздільною здатністю  $0,1^{\circ}\text{C}$ , в якому як давач використано виносний терморезистор.

Мікропроцесорний модуль 32 блока запису даних виконано на мікропроцесорі PIC18LF4620. Цей мікропроцесор має 13 каналів 10-ти бітних АЦП, тактову частоту 20 МГц, напругу живлення 3.3 В. Клавіатура управління 33 має шість кнопок. Чотири кнопки відповідають за фіксацію даних по кожному вимірюваному інформативному параметру (для запису струму у трубопроводі використано 2 кнопки – для активного та реактивного навантаження), одна – за запис циклу вимірювань, одна – за скид. Процес фіксації даних супроводжується коротким звуковим сигналом зумера 34. Якщо дані записано помилково, потрібно натиснути на кнопку скидання. Після цього останні внесені у пам'ять дані будуть видалені і замість них можна записати нові. Про очищення комірки пам'яті подається звуковий сигнал зумером 34 тривалістю 0,5 с. Як блок пам'яті 35 застосовується SD-card-mod адаптер, в якому використовується SD карта пам'яті типу Comrast Flash, об'ємом 1 гігабайт. Обмін інформацією між мікропроцесором і блоком пам'яті здійснюється по SPI – інтерфейсу. Дані з мікропроцесорного модуля 32 записуються в карту пам'яті у форматі файла з розширенням .txt, які для обробки імпортуються в програмне середовище Exell ноутбука чи ПЕОМ.

Вузол безпеки ІВС складається з набору резисторів і котушок індуктивності, номінали яких залежать від характеристик тепломережі.

Загальний вигляд розробленої ІВС для виявлення місць дефектів та ідентифікації їх за видами у тепломережах з трубопроводами в ППУ ізоляції зображено на рис. 4.2.

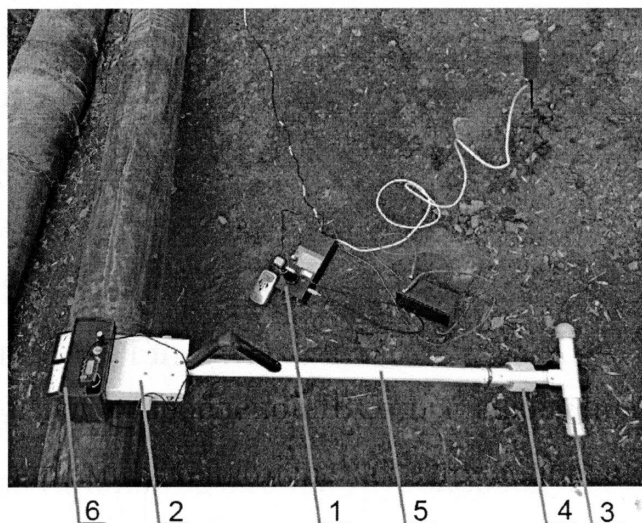


Рис.4.2. Загальний вигляд ІВС для виявлення місць дефектів та ідентифікації їх за видами у тепломережах з трубопроводами в ППУ ізоляції

1 – генераторний вузол, 2 – вимірювальний вузол, 3 – магнітна антена,  
4 – камера вимірювального мікрофону, 5 – штанга, 6 – блок запису даних

Вимірювальний вузол ІВС зібраний у загальну конструкцію, яка складається зі штанги, в якій розміщені акустичні мікрофони 11 і 12 та вимірювальна котушка 20. На нижньому кінці штанги знаходиться приймальна камера вимірювального мікрофона 11. На верхньому кінці штанги знаходиться корпус з розміщеними в ньому електронними блоками вимірювального вузла та органами управління.

В корпусі генераторного вузла розміщені блок вибору режиму роботи, підсилювач потужності та перетворювач постійної напруги. Приймальний пристрій з додатковою антеною розміщується поза корпусом генераторного вузла. Звуковий вихід з приймача приєднано до аудіо входу генераторного вузла. Якщо завади не дозволяють використовувати радіоканал для управління генераторним вузлом, то до його аудіо входу замість приймача приєднується генератор з ручним управлінням. Довжина з'єднувального кабелю при цьому становить 6 м.

## Основні технічні характеристики розробленої ІВС:

### 1. Вимірювальний вузол

#### а) канал вимірювання акустичного тиску:

- частоти контролю, Гц .....500, 1000, 2000, 4000
- чутливість вимірювального мікрофону, мВ/Па .....20
- направленість вимірювального мікрофону.....вузьконаправлений
- вид індикації.....стрілкова, звукова

#### б) канал вимірювання струму у трубопроводі:

- пошукова частота, Гц.....1477
- частоти контролю, Гц.....2500, 5000, 10000, 20000
- максимальна глибина залягання трубопроводу, м .....2,5
- вид індикації .....стрілкова, звукова

#### в) канал вимірювання температури при поверхневого шару ґрунту:

- діапазон робочих температур, °С .....-50...+70
- роздільна здатність, °С .....0,1
- вид індикації .....цифрова

#### г) канал керування генератором:

- частоти передавання сигналів по FM-діапазону, МГц..... 88...108
- дальність стійкого симплексного зв'язку  
за умов прямого бачення, м .....200

### 2. Генераторний вузол

- максимальна вих. потужність підсилювача звукових частот, Вт.....40
- максимальний струм перетворювача постійної напруги, А..... 0,8
- струм короткого замикання блоку захисту, А .....0,1...0,6
- вид живлення: акумуляторна батарея  
напруга, В .....12  
струм, А.....7

На описану вище ІВС отримано патент України на корисну модель [151] та подано заявку на оформлення патенту на винахід.

## 4.2 Розроблення методики експериментальних досліджень ІВС

Достовірність контролю технічного стану підземних теплових мереж залежить від метрологічних характеристик засобів контролю та використаної методики проведення контролю. Тому методика експериментальних досліджень з використанням розробленої ІВС повинна забезпечувати виявлення дефектів у трубопроводах теплових мереж за всіма інформативними параметрами та здійснювати їх ідентифікацію за видами.

Технологічна схема контролю підземних трубопроводів в ППУ ізоляції безканальної прокладки з використанням розробленої ІВС наведена на рис.

4.3. Контроль технічного стану підземних тепломереж проводиться за наступною послідовністю:

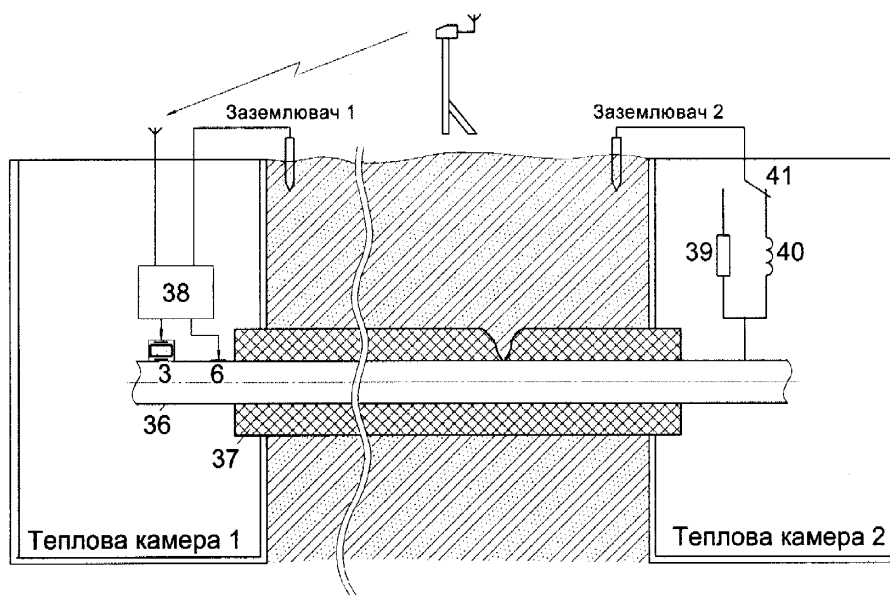


Рис. 4.3. Технологічна схема контролю підземних трубопроводів

- 1) Визначення досліджуваної ділянки трубопроводу, яка знаходиться між двома тепловими камерами.
- 2) Вивчення технічної документації.

Після вивчення технічної документацію на досліджувану ділянку заносяться паспортні дані тепломережі (геометричні параметри трубопроводів, глибину їх залягання, температуру в подавальному та



зворотному трубопроводі) у відповідні закладки розробленого програмного забезпечення на ноутбучі.

3) Внесення даних із замірних пунктів.

Додатково в закладки програмного забезпечення вносяться зафіксовані у замірних пунктах понаднормові теплові втрати і втрати теплоносія.

4) Вимірювання температури навколишнього середовища та вологості ґрунту.

Каналом вимірювання температури ІВС, який працює незалежно, перед проведенням контролю визначається температура навколишнього середовища, яка також вноситься в закладки програмного забезпечення. Вологість при поверхневого шару ґрунту вимірюється вологоміром.

5) Приєднання блоків генераторного вузла до досліджуваного трубопроводу в тепловій камері 1.

В тепловій камері 1 до тіла металевого трубопроводу 36 з ППУ-ізоляцією 37 приєднуються клема 6 та п'єзоелемент 3 генераторного вузла 38, який разом з автономним джерелом живлення постійного струму на 12 В розміщується у вологонепроникному корпусі. Другий вихід перетворювача постійної напруги генераторного вузла 38 приєднується до заземлювача 1. Приймальна антена генераторного вузла 38 частково виноситься за межі теплової камери 1, після чого вона закривається люком для зменшення акустичного шуму від працюючого п'єзоперетворювача 3.

6) Приєднання вузла навантаження до досліджуваного трубопроводу в тепловій камері 2.

У тепловій камері 2 встановлюється вузол навантаження - прецизійний резистор 39 та індуктивність 40, які одними зі своїх виводів приєднуються безпосередньо до тіла металевого трубопроводу 36. Другі виводи елементів 39 і 40 мають змогу по-черзі приєднуватись до заземлювача 2 за допомогою перемикача 41.

7) Пошук траси трубопроводу та встановлення точок контролю.

Першим режимом роботи ІВС є режим пошуку траси трубопроводу та визначення глибини його залягання. Цей режим застосовується для уточнення місця і глибини залягання трубопроводів, а також для встановлення точок контролю з визначеним фіксованим кроком (як правило, 1 м).

Для роботи в режимі пошуку траси перемикач 41 у тепловій камері 2 переводиться в положення, коли до заземлювача 2 приєднується резистор 39. У блоці вибору режиму роботи 7 (рис. 4.1, б) вимірювального вузла встановлюється режим “Пошук траси”, при цьому в блоці керування генератором 8 встановлюється пошукова частота 1477 Гц, а вузькосмуговий фільтр 23 налаштовується на цю ж частоту. Блок вибору режиму вимірювань 7 подає сигнал на передавальний пристрій 10 для формування кодової послідовності про тип режиму роботи генераторного вузла, а після цього передає в ефір пошукову частоту у формі сигналу прямокутної форми типу «меандр».

Приймальний пристрій 1 (рис. 4.1, а) генераторного вузла приймає кодову послідовність, яка активує блок вибору режиму роботи 4, що вмикає перетворювач постійної напруги 5. Після цього сигнал від приймального пристрою 1 з пошуковою частотою поступає на перетворювач постійної напруги 5, звідки за допомогою клеми 6 подається на трубопровід. Підземний трубопровід намагнічується змінним струмом генератора і його поле перевипромінювання індукуює у приймальній магнітній антені 20 (рис. 4.1, б) вимірювального вузла сигнал змінної напруги, який подається на вхід підсилювача 21, розгалужувач сигналу 22, фільтр 23, а з розгалужувача сигналу 24 – на підсилювач потужності 25 з навушниками 26 та на амплітудний випростовувач 27 з індикатором 28.

Оператор з вимірювальним вузлом в руках рухається вздовж траси досліджуваного трубопроводу, визначаючи його вісь за максимумом чи мінімумом сигналу та встановлюючи глибину залягання за показами індикатора 28 згідно з методикою [109]. В процесі досліджень

встановлюються точки контролю вздовж осі трубопроводу з певним фіксованим кроком.

Крок між точками контролю вибирається наступним чином: для ділянок контролю довжиною до 30 м – 0,5 м; понад 30 м – 1 м. При необхідності для детальнішого дослідження найімовірніших місць з дефектами крок контролю можна зменшити.

Відповідно до технічних характеристик генераторного вузла ІВС максимальна наруга становить 40 В. Відповідно до вимог Правил технічної експлуатації теплових установок і мереж в теплових камерах дозволено використовувати електрообладнання з напругою до 42 В.

Оскільки безпечною для людей є наруга 12 В (згідно з ПУЕ), для уникнення можливості ураження споживачів тепла застосовується засіб, який забезпечує швидкодіючий захист струмонесучих частин (трубопроводів) шляхом їх закорочення на землю при виникненні небезпечної наруги. До таких засобів відносяться, наприклад, коробки з'єднувальні універсальні (КСУМ-20) виробництва Росії. КСУМ-20 виконано відповідно до вимог «Правил техніки безпеки при експлуатації електрообладнання до 1000 В». В КСУМ-20 є можливість встановити наругу спрацювання захисту 12 В. Застосування такого обладнання дозволяється виконувати електротехнічному персоналу з групою по електробезпеці не нижчою III згідно з ПУЕ.

КСУМ-20 приєднується в кінці ділянки контролю паралельно елементу безпеки між заземлювачем і трубопроводом. При перевищенні наруги на елементі безпеки допустимого рівня захист КСУМ-20 закорочує трубопровід на землю, викликаючи спрацювання блоку захисту генераторного вузла, який припиняє подачу струму в трубопровід.

8) Вимірювання температури приповерхневого шару ґрунту вздовж траси трубопроводу.

При вимірюванні температури приповерхневого шару ґрунту над віссю теплопроводу термодавач поміщається на повну глибину у просвердлений в кожній точці вимірювання отвір. Після встановлення фіксованого значення

температури на цифровому термометрі натисканням кнопки “Запис T” клавіатури управління 33 мікропроцесорний модуль 32 записує результати вимірювання в модуль пам’яті 35. Далі необхідно перейти на наступну точку контролю і процес вимірювань повторити.

9) Вимірювання струму у стінках трубопроводу на резистивному навантаженні.

На блоці вибору режиму роботи 7 (рис. 4.1, б) вимірювального вузла в вибирається режим “Вимірювання струму у стінках трубопроводу”. В блоці керування генератором 8 встановлюється перша частота контролю 2500 Гц, на яку також налаштовується вузькосмуговий фільтр 23. Блок вибору режиму вимірювань 7 подає сигнал на передавальний пристрій 10 для формування кодової послідовності про тип режиму роботи генераторного вузла, після чого пристрій 10 передає в ефір частоту контролю.

Оператор, рухаючись з вимірювальним блоком в руках від теплової камери 1 до камери 2, записує результати вимірювання струму у стінках трубопроводу з резистивним навантаженням за максимумом сигналу у кожній точці контролю, натискаючи кнопку “Запис R” клавіатури управління 33. Запис проводиться послідовно на всіх частотах контролю шляхом їх почергового встановлення на блоці керування генератором 8.

10) Вимірювання струму у стінках трубопроводу на індуктивному навантаженні.

Перед проведенням вимірювань необхідно перемикач 40 у тепловій камері 2 перевести в положення, коли до заземлювача 2 приєднується індуктивність 39.

Вимірювання струму у стінках трубопроводу з індуктивним навантаженням здійснюється аналогічно до вищенаведеного в п.8. Запис даних проводиться при натисканні кнопки “Запис L” клавіатури управління 33.

11) Вимірювання акустичного тиску на поверхні ґрунту.

На блоці вибору режиму роботи 7 вимірювального вузла вибирається режим “Вимірювання акустичного тиску”. При цьому в блоці керування генератором 8 встановлюється перша пошукова частота 500 Гц, на яку налаштовується вузькосмуговий фільтр 17. Блок вибору режиму вимірювань 7 подає сигнал на передавальний пристрій 10 для формування кодової послідовності про тип режиму роботи генераторного вузла, який після цього передає в ефір частоту контролю. Приймач 1 генераторного вузла активує блок вибору режиму роботи 4, який вмикає підсилювач потужності 2. Після цього на підсилювач потужності з приймача 1 подається частота контролю, яка надходить на п’єзовипромінювач 3. П’єзовипромінювач 3 створює акустичний тиск на металевий трубопровід, який поширює його як довгий звуковід на значну відстань.

Вимірювання проводяться за допомогою звукової камери, яка прикладається безпосередньо до поверхні ґрунту. У звукову камеру виходять трубки інтерференційного мікрофону. Довжина камери підбиралась експериментально для отримання найбільшого рівня сигналу звукового тиску на мікрофоні і становить 6 см.

Оператор здійснює вимірювання і запис акустичного тиску над трубопроводом в точках контролю за максимумом показів індикатора 19, натискаючи кнопку “Запис Р”.

#### 12) Зчитування даних з блоку пам’яті.

По закінченні досліджень вимірювальний вузол вимикається, блок пам’яті виймається з нього і встановлюється в ноутбук для перенесення вимірянних інформативних параметрів у відповідну закладку програмного забезпечення.

#### 13) Оброблення вимірянних інформативних параметрів та формування висновку про технічний стан досліджуваної ділянки.

Оброблення вимірянних інформативних параметрів здійснюється в розробленому програмному забезпеченні відповідно до методу ідентифікації виду дефекту, наведеному в п. 3.4. Кінцевим результатом оброблення

виміряних інформативних параметрів є формування висновку у вигляді Протоколу неруйнівного контролю, де вказується наявність чи відсутність виявлених дефектів, їх вид та місце розташування.

Після закінчення циклу вимірювань на ділянці теплової мережі на вимірювальному вузлі натискається кнопка “Новий запис”. Після цього ІВС готова до нового циклу досліджень.

Методика проведення експериментальних досліджень ІВС наведена на рис.4.4.

Розроблена ІВС може застосовуватись і для моніторингу теплових мереж. При цьому створюється база даних виміряних інформативних параметрів, які в подальшому можуть бути використані при проведенні ідентифікації виду дефекту як порівняльні. Отримані бази даних можуть бути використані при побудові дво- або тривимірних карт розміщення теплових мереж [152].

### 4.3 Метрологічний аналіз розробленої ІВС

Метрологічний аналіз доцільно провести на основі розрахунку невизначеності вимірювання інформативних параметрів. Оскільки методичні невизначеності розглянуті в п.3.3 – 3.4, то в даному підрозділі основна увага звернута на інструментальну невизначеність розробленої ІВС. На основі аналізу складових блоків системи та основних факторів впливу на функціонування цих блоків розроблено схему нагромадження сумарної невизначеності, яка подана на рис. 4.5.

Всі складові невизначеності розраховано за типом В з врахуванням рівномірного закону розподілу ймовірностей появи будь-якого значення параметру з встановленого діапазону меж його зміни. Для стандартних блоків і елементів ІВС межі зміни їх параметрів визначено на основі класів точності або відносної похибки, які вказані у їх технічній документації.



Рис.4.4. Методика проведення експериментальних досліджень ІВС

Розрахунок інструментальних складових невизначеності здійснено окремо по кожному каналу генераторного та вимірювального вузлів з врахуванням точності елементної бази та стандартних засобів вимірювання, які містять дані канали.

Генераторний вузол містить пристрій акустичного збудження, який згідно з паспортними даними має нерівномірність АЧХ в робочій області частот  $\delta_{\text{АЧХ}} = 6$  дБ. Враховуючи, що діапазон зміни інтенсивності звуку пристрою при середньому значенні  $D_1 = 94$  дБ, відносна похибка від нерівномірності АЧХ становить:

$$\delta_{\text{АЧХ}} = \frac{94 \cdot 6}{100} = 6,4 (\%). \quad (4.1)$$

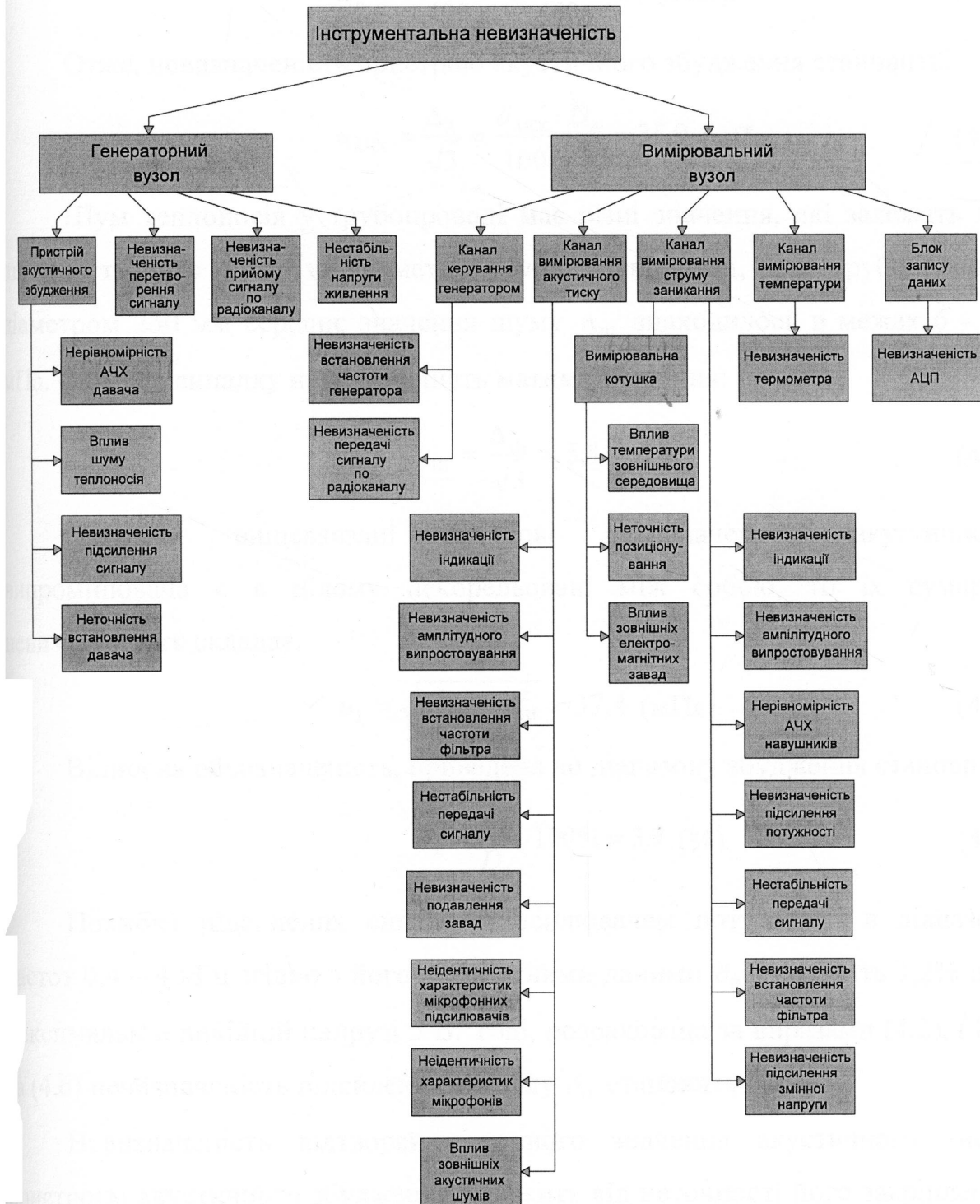


Рис. 4.5. Блок-схема складових інструментальної невизначеності вимірювань розробленої ІВС



Оскільки інтенсивності 94 дБ відповідає звуковий тиск  $D_A = 1$  Па, його діапазон зміни, зумовлений нерівномірністю АЧХ буде рівним:

$$\Delta_A = \frac{D_A \cdot \delta_{\text{АЧХ}}}{100} = \frac{1 \cdot 6,4}{100} = 64 \text{ (мПа)}. \quad (4.2)$$

Отже, невизначеність пристрою акустичного збудження становить:

$$u_{\text{АЧХ}} = \frac{\Delta_A}{\sqrt{3}} = \frac{\delta_{\text{АЧХ}} \cdot D_A}{100 \cdot \sqrt{3}} = 36,9 \text{ (мПа)}. \quad (4.3)$$

Шум теплоносія у трубопроводі має різні значення, які залежать від швидкості його руху та діаметру труби. Наприклад, для трубопроводу діаметром 250 мм середнє значення шуму  $\Delta_{\text{ш}}$  знаходилось в межах 6 - 10 мПа. В цьому випадку невизначеність матиме значення:

$$u_{\text{ш}} = \frac{\Delta_{\text{ш}}}{\sqrt{3}} = 5,8 \text{ (мПа)}. \quad (4.4)$$

Оскільки вищевказані складові невизначеності акустичного випромінювача є в цілому некорельовані між собою, то їх сумарна невизначеність складає:

$$u_{\Sigma} = \sqrt{u_{\text{АЧХ}}^2 + u_{\text{ш}}^2} = 37,4 \text{ (мПа)}. \quad (4.5)$$

Відносна невизначеність, приведена до діапазону збудження становить:

$$\delta_{\Sigma} = \frac{u_{\Sigma}}{D_A} \cdot 100\% = 3,7 \text{ (\%)}. \quad (4.6)$$

Похибка підсилення сигналу підсилювачем потужності в діапазоні частот 0,4 – 4 кГц згідно з його паспортними даними  $\delta_{\text{п}}$  становить 1,2% при максимальній вихідній напрузі 5 В. Тоді, розрахована за виразами (4.2), (4.3) та (4.6) невизначеність підсилення сигналу  $\delta_{\text{п}}$  становить 0,7%.

Невизначеність відтворення точного значення акустичного тиску пристроєм акустичного збудження залежить від неточності його закріплення на металевому хомуті (кут між осями випромінювача і трубопроводу має бути 90°) та від неточності встановлення хомута на трубопровід (відсутності зазорів). Для зменшення цієї невизначеності в металевий хомут вмонтоване "сідло" для давача, а сам хомут кріпиться на попередньо зачищений

трубопровід. За експериментально виміряними значеннями звукового тиску встановлено, що відносна невизначеність від неточності встановлення пристрою акустичного збудження  $\delta_B$  не перевищувала 2,8%.

Похибка перетворення сигналу перетворювачем постійної напруги за номінальної напруги живлення 12 В становить 0,9%. Відхилення опору елемента безпеки при використанні прецизійного резистора С5-5-10 з опором 100 Ом становить 1%. Розраховані за виразами (4.2), (4.3) та (4.6) невизначеності становлять  $\delta_{\text{ПЕРЕТВ}} = 0,52\%$ ,  $\delta_B = 0,58\%$ .

Для нормальної роботи генераторного вузла похибка від нестабільності напруги живлення не повинна перевищувати 5%, при цьому невизначеність  $\delta_{\text{Ж}} = 2,9\%$ .

Похибка прийому сигналу по радіоканалу залежить від впливу радіозавад і при стійкому радіозв'язку з приймальним вузлом для приймача RT-212 не перевищує 0,2%. При  $D_B = 0,5$  В невизначеність  $\delta_P = 0,12\%$ .

Отже, сумарна відносна невизначеність генераторного вузла розраховується як:

$$\delta_{\text{ГЕН}} = \sqrt{\delta_{\Sigma}^2 + \delta_{\text{П}}^2 + \delta_{\text{В}}^2 + \delta_{\text{ПЕРЕТВ}}^2 + \delta_{\text{Б}}^2 + \delta_{\text{Ж}}^2 + \delta_{\text{Р}}^2} = 5,57 (\%). \quad (4.7)$$

В блоці керування генератором приймального вузла невизначеність точності встановлення частоти генератора визначається властивостями кварцового резонатора і в діапазоні температур  $-20\dots+40^{\circ}\text{C}$  становить  $\delta_{\text{Г}} = 0,03\%$  від максимальної частоти генерації (20 кГц). Невизначеність передачі сигналу по радіоканалу не має суттєвого значення, оскільки приймач генераторного вузла перетворює навіть сильно спотворені імпульси в цифрову форму зі стандартною амплітудою.

В каналах вимірювання акустичного тиску та струму у трубопроводі використано стрілочні індикатори типу М42100 з класом точності  $\delta_{\text{Инд}} = 1,5$  при діапазоні шкали  $D_{\text{ШК}} = 0 - 0,4$  Па. Їх невизначеності згідно (4.2), (4.3)  $u_{\text{Инд}} = 3,5$  мПа. Відносна невизначеність приведена до діапазону шкали згідно (4.6)  $\delta_{\text{Инд}} = 0,88\%$ .

Для зменшення невизначеностей електронних вузлів ІВС в них застосовано постійні резистори типу С2-23 з допустимим відхиленням від номіналу 1%. Похибка перетворення сигналу амплітудних випростовувачів на мікросхемах AD736 становить 0,15%. Для зменшення похибок фільтрів в них використано спеціалізовані мікросхеми НА-2841 і прецизійні конденсатори типу К71-7 з допустимим відхиленням від номіналу 0,5%. При цьому похибка встановлення центральної частоти фільтрів в діапазоні температур  $-20\dots+35^{\circ}\text{C}$  становить 1,2%. Розгалужувачі сигналу – це повторювачі на мікросхемах ОР-37, нестабільність передачі сигналу яких на частоті 1000 Гц згідно з технічною документацією становить 0,02%. Диференційний підсилювач також зібрано на ОР-37. При умові рівності вхідних сигналів його похибка подавлення завад становить 0,06%. Мікрофонні підсилювачі зібрано на прецизійних мікросхемах ОР-177, похибка коефіцієнта підсилення яких в діапазоні сигналу 0-5 В становить 0,008%. При цьому експериментально встановлена неідентичність характеристик мікрофонних підсилювачів не перевищувала 0,5%.

Розраховані за виразами (4.2), (4.3), (4.6) невизначеності електронних вузлів становлять:  $\delta_{\text{АМПЛ}} = 0,09\%$ ,  $\delta_{\phi} = 0,69\%$ ,  $\delta_{\text{РОЗГ}} = 0,012\%$ ,  $\delta_{\text{Д}} = 0,035\%$ ,  $\delta_{\text{М}} = 0,3\%$ .

Вимірювальний і компенсаційний мікрофони вибирались за подібністю характеристик за допомогою пістонфона RFT05001 (Німеччина). Неідентичність їхніх АЧХ в діапазоні 0,5 – 4 кГц становила не більше 4%.

Вплив зовнішніх акустичних шумів на результати вимірювань перевірявся експериментально шляхом застосування акустичних систем (АС). Одночасно з роботою АС ІВС вимірювався звуковий тиск від трубопроводу, збудженого акустичним перетворювачем. При ввімкнених вимірювальному і компенсаційному мікрофонах в діапазоні частот завад від 0,4 до 5 кГц та звуковому тиску АС 0,1 Па зміна звукового тиску, вимірюваного ІВС, становила 12 мПа. При цьому невизначеності, розраховані за виразами (4.2), (4.3), (4.6) становлять:  $\delta_{\text{МК}} = 2,31\%$ ,  $\delta_{\text{ЗОВН}} = 1,73\%$ .

Отже, сумарна відносна невизначеність каналу вимірювання акустичного тиску розраховується як:

$$\delta_{\text{ак}} = \sqrt{\delta_{\Gamma}^2 + \delta_{\text{пнд}}^2 + \delta_{\text{ампл}}^2 + \delta_{\Phi}^2 + \delta_{\text{розг}}^2 + \delta_{\text{д}}^2 + \delta_{\text{м}}^2 + \delta_{\text{мк}}^2 + \delta_{\text{зовн}}^2} = 3,11 (\%). \quad (4.8)$$

Значну похибку у канал вимірювання струму у стінках трубопроводу вносить вимірювальна котушка. Для зменшення цього впливу при зміні температури було використано термостабільний резистор і застосовано підсилювач змінної напруги з високим коефіцієнтом підсилення згідно з наведеним в [153]. Після цього невизначеність викликана впливом температури зовнішнього середовища  $\delta_{\text{тз}}$  на коефіцієнт перетворення вимірювальної котушки склала 0,3%.

Неточність позиціонування виявляється у відхиленні осі штанги з вимірювальною котушкою від вертикальної осі контрольованого трубопроводу та горизонтального зміщення осі котушки. Застосування водяних рівнів значно зменшило вплив невірної позиціонування. Після цього невизначеності позиціонування котушки в горизонтальній  $\delta_{\text{поз.г}}$  і вертикальній  $\delta_{\text{поз.в}}$  площинах не перевищували 3°.

Завдяки електромагнітному екрануванню котушки і електронних блоків ІВС та застосуванню екранованого кабелю і фільтрів вдалося досягти подавлення електромагнітної завади з частотою 50 Гц на рівні 40 дБ, тобто вплив її на результати вимірювань не перевищує 1%. Звідси невизначеність  $\delta_{\text{зав}} = 0,7\%$ .

У каналі вимірювання струму у стінках трубопроводу застосовано підсилювач змінної напруги за схемами, аналогічними до схем мікрофонних підсилювачів, включених каскодно. Однак, за рахунок підвищення коефіцієнта підсилення до  $10^5$  невизначеність коефіцієнта передачі підсилювача змінної напруги  $\delta_{\text{зм}}$  зростає до 0,08%. Розгалужувачі сигналів, індикатор і фільтр аналогічні використаним в каналі вимірювання акустичного тиску. Підсилювач низької частоти (ПНЧ) виконано на мікросхемі LM386. При цьому невизначеність його коефіцієнта підсилення

потужності  $\delta_{\text{ПНЧ}}$  за умови номінальної напруги живлення +12 В у діапазоні температур  $-20\dots+40^{\circ}\text{C}$  становить 0,14%. Невизначеність від нерівномірності АЧХ навушників  $\delta_{\text{Н}}$  в діапазоні 0,5 – 4 кГц не перевищує 2%.

Отже, сумарна відносна невизначеність каналу вимірювання струму у трубопроводі розраховується з виразу:

$$\delta_{\text{ЗАН}} = \sqrt{\delta_{\text{ТЗ}}^2 + \delta_{\text{ПОЗ.Г}}^2 + \delta_{\text{ПОЗ.В}}^2 + \delta_{\text{ЗАВ}}^2 + \delta_{\text{ЗМ}}^2 + 2 \cdot \delta_{\text{РОЗГ}}^2} + \sqrt{\delta_{\text{Ф}}^2 + \delta_{\text{ПНЧ}}^2 + \delta_{\text{Н}}^2 + \delta_{\text{АМПЛ}}^2 + \delta_{\text{ІНД}}^2} = 4,89\% \quad (4.9)$$

Невизначеність каналу вимірювання температури складається з похибки термометра, яка становить 0,5% в діапазоні вимірювання температур  $-50\dots+70^{\circ}\text{C}$ , тобто  $D_{\text{T}} = 50+70=120^{\circ}\text{C}$ . Невизначеність термометра згідно з (4.3)  $u_{\text{T}} = 0,35^{\circ}\text{C}$ . Відносна невизначеність приведена до діапазону температур згідно з (4.6) становить  $\delta_{\text{T}} = 0,29\%$ .

Блок запису даних приймального вузла складається з АЦП, відносна невизначеність якого становить  $\delta_{\text{АЦП}} = 0,18\%$ , що зумовлено відхиленням на один значущий розряд при їх загальній кількості 1024.

Отже, сумарна інструментальна невизначеність ІВС при вимірюванні кожного з інформативних параметрів становить:

$$\delta_{\text{ІНСТР}} = \sqrt{\delta_{\text{ГЕН}}^2 + \delta_{\text{АК}}^2 + \delta_{\text{ЗАН}}^2 + \delta_{\text{АЦП}}^2 + \delta_{\text{T}}^2} = 8,04 (\%) \quad (4.10)$$

Сумарна невизначеність контролю та ідентифікації виду дефекту складається із інструментальної невизначеності вимірювань трьох інформативних параметрів за допомогою розробленої ІВС та методичних невизначеностей, пов'язаних з неадекватністю математичних моделей, розрахованих в п.3.4, та з використанням сумарної бальної оцінки, розрахованої в п. 3.5. Таким чином значення сумарної невизначеності контролю складає:

$$\delta = \sqrt{8,04^2 + 17,9^2 + 7,93^2} = 21,2 (\%) \quad (4.11)$$

Отримане значення невизначеності для ІВС контролю трубопроводів характеризує достатню достовірність контролю і відповідає вимогам, які

пред'являються до систем, які є аналогами розробленої, оскільки при такій невизначеності майже 80% всіх дефектів будуть виявлені.

#### 4.4 Розроблення проекту нормативного документу (методики)

Наведений в розділі 1 аналіз нормативних документів, які регламентують контроль технічного стану підземних теплових мереж, показав, що в них відсутні описи технологій проведення контролю на основі комплексного використання сучасних безконтактних методів, а застосування описаних методик має рекомендаційний характер. Вимоги більшості нормативних документів не поширюються на контроль підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції.

Тому, доцільно розробити нормативний документ (Стандарт організації України), який би регламентував весь комплекс необхідних робіт щодо контролю технічного стану підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції.

На основі проведеного вдосконалення методів неруйнівного контролю, які дають змогу безконтактно визначити реальний технічний стан підземних теплових мереж, розроблено проект стандарту організації України (СОУ) на методику проведення контролю технічного стану підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ ізоляції, який складається з 13 розділів [154] (Додаток М).

Перші три розділи містять загальну інформацію (“Сфера застосування”, “Нормативні посилання”, “Визначення понять, позначки і скорочення”).

У розділі 4 “Загальні положення” зазначено основні та додаткові методи неруйнівного контролю, які необхідно застосовувати для контролю технічного стану підземних теплових мереж, а також умови їх застосування.

Розділи 5 “Вимоги до організацій та персоналу, які здійснюють контроль технічного стану” та 6 “Вимоги охорони праці під час проведення робіт з контролю технічного стану” містять вимоги до компетентності

організацій згідно з ДСТУ ISO/IEC 17025 та ДСТУ ISO/IEC 1702, кваліфікації персоналу згідно з ДСТУ EN 473, ДНАОП 0.00-1.27 і охорони праці при проведенні робіт згідно з ДНАОП 0.00-1.21 та НПАОП 0.00-1.11.

Розділ 7 “Аналіз технічної та оперативної документації щодо об’єкту контролю” визначає перелік вхідної інформації про об’єкт контролю, аналіз якої необхідний для визначення ділянок на теплотрасі, на яких треба першочергово здійснювати контроль технічного стану.

Розділ 8 “Вимоги до апаратури” містить вимоги до апаратури та засобів вимірювальної техніки, що використовуються під час проведення контролю технічного стану підземних теплових мереж.

У розділі 9 “Обсяг та види контролю” передбачено проведення наступних видів контролю:

- візуального огляду;
- магнітного контролю;
- акустичного контролю;
- теплового контролю.

У розділі 10 “Методика контролю технічного стану” детально описано послідовність операцій при проведенні контролю технічного стану підземних теплових мереж для кожного методу з використанням інформаційно-вимірювальної системи.

Розділ 11 “Оброблення результатів контролю” містить алгоритм проведення ідентифікації видів виявлених дефектів за всіма вимірними інформативними параметрами за допомогою програмного забезпечення.

У розділі 12 “Визначення технічного стану” наведено рекомендації щодо визначення технічного стану та залишкового ресурсу з метою встановлення терміну безвідмовної роботи підземної теплової мережі.

У розділі 13 “Оформлення результатів контролю” наведено вимоги до оформлення Протоколу неруйнівного контролю. Сама форма «Протоколу» наведена у додатку до методики.

#### 4.5 Промислова апробація розробленої ІВС

З метою оцінки працездатності і ефективності розробленої ІВС та методики контролю технічного стану підземних теплових мереж проведено промислову апробацію на об'єктах ДМП "Івано-Франківськтеплокомуненерго", КП "Водотеплосервіс" на території міста Калуш та нафтоперекачувальної станції "Куровичі" філії "Магістральні нафтопроводи "Дружба" ВАТ "Укртранснафта".

В умовах ДМП "Івано-Франківськтеплокомуненерго" було проведено промислову апробацію ІВС на трьох ділянках підземних теплових мереж безканалної прокладки з попередньоізольованими трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції:

- котельня по вул. Тролейбусна, 40 – тепла камера №3 (ділянка довжиною 149 м);
- УПТ по вул. Хіміків, 4 - тепла камера 27 (ділянка довжиною 108 м);
- УПТ по вул. Целевича, 1 - тепла камера 16 (ділянка довжиною 66 м).

Дані ділянки рекомендовані для контролю як такі, на яких було зафіксовано понаднормові втрати тепла та теплоносія.

Дослідження проводились з метою виявлення дефектів та місця їх знаходження у підземних теплових мережах з трубопроводами в ППУ-ізоляції розробленою ІВС. Відповідно до представленої методики на кожній досліджуваній ділянці підземної тепломережі проводився тепловий, акустичний та індукційний контроль трубопроводів і здійснювався аналіз отриманих результатів в розробленому програмному забезпеченні з метою ідентифікації видів виявлених дефектів.

В ході проведення промислової апробації було виявлено три дефекти:

- на ділянці «котельня по вул. Тролейбусна, 40 – тепла камера №3» - дефект виду «руйнування тепло- та гідроізоляцій» на відстані 25 м від теплової камери;



- на ділянці «УПТ по вул. Хіміків, 4 - тепла камера №27» - дефект виду «розрив трубопроводу» на відстані 89 м від теплової камери;

- на ділянці «УПТ по вул. Целевича, 1 - тепла камера №16- дефект виду «руйнування тепло- та гідроізоляцій» на відстані 31 м від теплової камери.

Комісією були виявлені наступні недоліки: значний час налаштування передавального та приймального блоків на робочі смуги частот; значний рівень акустичного шуму при роботі генератора; велика кількість комунікацій, необхідна для забезпечення роботи інформаційно-виміральної системи; значна кількість засобів індикації на приймачі, що ускладнює користування ним.

Акт промислової апробації ІВС для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж на об'єктах ТзОВ ДМП "Івано-Франківськ-теплокомуненерго" наведено в додатку Н.

Наступний етап промислової апробації виконувався на об'єктах КП "Водотеплосервіс" на території міста Калуш.

Дослідження проводились на трьох ділянках підземних теплових мереж безканалльної прокладки з трубопроводами в ППУ-ізоляції:

- котельня по вул. Винниченка – будинок №1 по вул. Винниченка (довжина ділянки 120 м);

- тепла камера №8 – ЦТП 1-49 (довжина ділянки 170 м);

- будинок №1 по вул. Малицької - будинок №3 по вул. Малицької (довжина ділянки 60 м).

Достовірність результатів контролю перевірялась наступним шурфуванням у трьох виявлених місцях імовірного існування дефектів трубопроводів. Результати шурфування підтвердили наявність виявлених ІВС дефектів.

У ході випробувань були відзначені наступні недоліки: значний час на підключення вузлів генератора та елемента безпеки до трубопроводу у

тепловій камері; недостатня герметичність генератора; складний процес проведення досліджень.

Акт промислової апробації ІВС для виявлення дефектів у попередньо ізольованих трубопроводах підземних теплових мереж на об'єктах КП "Водотеплосервіс" наведено в додатку П.

Враховавши виявлені недоліки ІВС, проведено промислову апробацію на об'єктах нафтоперекачувальної станції "Куровичі" філії "Магістральні нафтопроводи "Дружба" ВАТ "Укртранснафта" [155].

Дослідження проводились на трьох ділянках підземних теплопроводів безканальної прокладки з ППУ ізоляцією:

- котельня – цех №2 (довжина ділянки 86 м),
- котельня – адміністративний корпус (довжина ділянки 53 м);
- котельня – пожежна насосна (довжина ділянки 209 м).

У ході випробувань були відзначені наступні недоліки: збої в роботі цифрового рідкокристалічного індикатора при низькій температурі навколишнього середовища; значна кількість органів управління на приймачі, що ускладнює його використання; неможливість виявлення дефектів у трубопроводах з мінераловатною ізоляцією; приймач інформаційно-вимірювальної системи є доволі громіздким.

Результати проведеної апробації ІВС показали деякі особливості вимірювання інформативних параметрів.

При вимірюванні температури в приповерхневому шарі ґрунту виявлено декілька місць з підозрою на дефект. Однак, більшість з них виявились зумовленими впливом сторонніх джерел тепла. Підвищення температури ґрунту на початку та вкінці ділянки зумовлені впливом теплових камер.

При проведенні вимірювань індукційним методом на території НПС виявлено вплив на зміну струму у трубопроводі катодного захисту нафтопроводу. Індукційний метод дав змогу виявити тільки два види

дефектів – «розрив трубопроводу» та «руйнування теплової та гідроізоляції».

Найбільший вплив при вимірюванні акустичним методом створював шум автотранспорту поблизу доріг.

Акт промислової апробації ІВС для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж на об'єктах нафтоперекачувальної станції "Куровичі" філії "Магістральні нафтопроводи "Дружба" ВАТ "Укртранснафта" наведено в додатку Р.

ІВС і методика проведення контролю в подальшому буде застосовуватись фахівцями НВФ "Зонд" при проведенні робіт по контролю об'єктів нафтогазового комплексу, які мають підземні теплові мережі з трубопроводами в ППУ-ізоляції (акт впровадження подано в додатку С).

Висновки до розділу.

Подані в даному розділі результати зведено до таких висновків:

- 1) розроблено експериментальний взірець ІВС для контролю технічного стану підземних тепломереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції;
- 2) описано методику експериментальних досліджень ІВС на діючих підземних теплових мережах з трубопроводами в ППУ-ізоляції;
- 3) проведено метрологічний аналіз розробленої ІВС. Сумарна невизначеність контролю склала 21,2 %;
- 4) розроблено проект Стандарту організації України (методики) контролю технічного стану підземних теплових мереж;
- 5) проведено промислову апробацію розробленої ІВС на об'єктах ДМП "Івано-Франківськтеплокомуненерго", КП "Водотеплосервіс" на території міста Калуш та нафтоперекачувальної станції "Куровичі" філії "Магістральні нафтопроводи "Дружба" ВАТ "Укртранснафта".

## ВИСНОВКИ

У результаті проведених теоретичних та експериментальних досліджень вирішена важлива науково-прикладна задача в галузі приладів і методів неруйнівного контролю - удосконалено методи безконтактного контролю технічного стану підземних теплових мереж безканальної прокладки з трубопроводами в ППУ-ізоляції шляхом дослідження та застосування комплексу інформативних параметрів.

1. Аналіз відомих неруйнівних методів і засобів контролю технічного стану підземних теплових мереж показав, що за рахунок специфічних фізичних характеристик безканально прокладених тепломереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції немає змоги достатньо точно виявляти дефекти та ідентифікувати їх за видами. Обґрунтовано необхідність розроблення нових підходів до контролю технічного стану підземних теплових мереж шляхом удосконалення індукційного та акустичного методів контролю і розроблення методу ідентифікації видів дефектів на основі комплексного застосування інформативних параметрів (струму в стінках трубопроводу, звукового тиску на поверхні ґрунту, температури приповерхневого шару ґрунту).

2. Теоретично обґрунтовано можливість удосконалення індукційного методу контролю теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції шляхом застосування елемента навантаження, що дало змогу розширити діапазон робочих частот та зменшити напругу контролю до безпечного рівня. Отримано залежність акустичного тиску на поверхні ґрунту від інтенсивності акустичного збудження трубопроводу з урахуванням фізичних характеристик середовищ на шляху поширення акустичної хвилі. Це дозволило підвищити ефективність методу акустичного відгуку та дало змогу застосувати його для виявлення дефектів в безканальних підземних теплових мережах з трубопроводами в ППУ-ізоляції. Обґрунтовано доцільність застосування температури приповерхневого шару ґрунту як додаткового інформативного

параметру при виявленні дефектів, що дозволило зменшити вплив умов зовнішнього середовища на результати контролю.

3. Розроблено методику та установку для експериментальних досліджень двотрубною підземною тепловою мережі з трубопроводами в ППУ-ізоляції, яка дала змогу провести вимірювання інформативних параметрів при різних видах дефектів та режимах роботи тепломережі. За результатами цих експериментальних досліджень було підтверджено теоретичні висновки щодо вибору комплексу параметрів (струм у стінках трубопроводу, акустичний тиск на поверхні ґрунту та температура приповерхневого шару ґрунту) як оптимальних для виявлення дефектів та встановлено, що отримані аналітичні моделі визначення інформативних параметрів є адекватними реальним процесам контролю.

4. Розроблено метод ідентифікації видів дефектів у підземних теплових мережах на основі порівняльної бальної оцінки виміряних та розрахованих за аналітичними моделями інформативних параметрів при різних режимах контролю. Невизначеність методу склала 17,9%, що характеризує достатню для практики вірогідність контролю технічного стану трубопроводів з ППУ-ізоляцією безканалюної прокладки.

5. Розроблено та виготовлено експериментальний взірець ІВС для виявлення місць дефектів у трубопроводах з ППУ-ізоляцією безканалюної прокладки. За результатами проведеного метрологічного аналізу сумарна невизначеність контролю склала 21,2 %. Розроблено проект стандарту організації України на методику проведення контролю технічного стану підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ-ізоляції. Проведено промислову апробацію цієї системи на об'єктах ДМП „Івано-Франківськтеплокомуненерго”, КП „Водотеплосервіс” на території міста Калуш та нафтоперекачувальної станції „Куровичі” філії „Магістральні нафтопроводи „Дружба” ВАТ „Укртранснафта”, що підтвердило можливість використання її для знаходження та ідентифікації дефектів на діючих теплових мережах з трубопроводами в ППУ-ізоляції.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України «Про теплопостачання» від 2 червня 2005 р. № 2633-IV/ Верховна Рада - Відомості Верховної Ради (ВВР), 2005, N 28. - С.373-391.
2. Євтухова Т.О. Сучасний стан комунальної енергетики України / Т.О.Євтухова, А.І. Симборський // Проблеми загальної енергетики. – 2008. – №17. – С. 31-36.
3. Методические указания по определению тепловых потерь в тепловых сетях: МУ 34-70-080-84. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.
4. Кулик М.М. Аналіз стану розвитку систем теплопостачання в Україні / М.М. Кулик, Куц Г.О., Білодід В.Д. // Проблеми загальної енергетики. – 2006. – №14. – С. 13-24.
5. Рубиновский А.В. Нормативные и фактические потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводов: [электронный ресурс]/ А.В. Рубиновский, Л.Е. Кочуров, А.А. Торхов. – Режим доступа: <http://enlab.ru/pub/pub4/pub4.html>.
6. Маліновський А.А. Централізоване теплопостачання має перспективу в Україні/ А.А. Маліновський, В.Г. Турковський, А. З. Музичак// Проблеми загальної енергетики. - 2009. –№19. - С. 52 – 56.
7. Борисенко С.І. Важливий резерв підвищення ефективності централізованого теплопостачання / С.І. Борисенко // Отопление. водоснабжение. вентиляция кондиционеры. - 2005. –№1.
8. Massimo Gozzi Особенности центрального отопления. Опыт итальянских специалистов / Massimo Gozzi // Сантехника. - 2005. –№6. – (Серия «Отопление и горячее водоснабжение»).
9. Правила технічної експлуатації теплових установок і мереж. Затв. наказом Мінпаливенерго від 14.02.2007 N 71.
10. Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води: НПАОП 0.00-1.11-98 – [Чинний від 2007-10-01]. – Комітет з

нагляду за охороною праці М-ва праці та соц. політики України: із змінами від 2007-10-01. – Х.: Видавництво «Індустрія», - Основа, 2008. – 128 с.

11. Трубопроводи попередньо теплоізолювані спіненим поліуретаном для мереж гарячого водопостачання та теплових мереж. Труби, фасонні вироби та арматура. Технічні умови: ДСТУ Б В.2.5-31:2007. – [Чинний від 2008-07-01]. – К: Мінрегіонбуд України, 2008. – 103 с.

12. Кочергин С.М. Теплоизоляция. Материалы, конструкции, технологи: Справочное пособие/ Гл. ред. С.М. Кочергин. – М.: Стройинформ, 2008. – 440с.: ил. – (Серия «Строитель»; 4/2008).

13. Хворостов И.В. ,К вопросу о надежности тепловых сетей с трубами в пенополиуретановой изоляции / И.В. Хворостов // Новости теплоснабжения. – 2000. - № 1, (01).

14. Голубков С.К. Опыт эксплуатации труб в ППУ-изоляции с системой оперативного дистанционного контроля (ОДК) / С.К. Голубков // Материалы Конференции "Тепловые сети. Современные решения" 17 по 19 мая 2005 г. НП "Российское теплоснабжение".

15. Теплові мережі: ДБН В.2.5-39-2008 - Замінює СНиП 2.04.07-86, введ. 01.07-2009. – К.: Держспоживстандарт України, 2009.

16. Технічне діагностування та контроль технічного стану. Терміни та визначення: ДСТУ 2389-94. – [Чинний від 1995-07-01]. – К: Держстандарт України, 1995. – 24 с.

17. Сафарбаков А.М. Основы технической диагностики/ А.М. Сафарбаков, А.В. Лукьянов, С.В. Пахомов. – Иркутск: ИрГУПС, 2006. – 216 с.

18. Слепченко В.С. Влияние различных эксплуатационных факторов на тепловые потери в бесканальных подземных трубопроводах тепловой сети / В.С.Слепченко, А.Н.Рондель, Н.Н.Шаповалов //Новости теплоснабжения. – 2002. - № 6(22). - С. 18 – 23.

19. Бо Фрёлунд Бактериальная коррозия тепловых сетей [электронный ресурс] / Бо Фрёлунд, Хеннинг Шмидт, Пер Халькйор Ниельсен. – Режим доступа: [http://www.rosteplo.ru/Tech\\_stat/stat\\_shablon.php?id=203](http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=203).

20. Самойлов Е.В. Новый подход к оценке технического состояния трубопроводов тепловых сетей / Е.В. Самойлов // Материалы Конференции "Тепловые сети. Современные решения" 17 по 19 мая 2005 г. НП "Российское теплоснабжение".

21. Машенков, А. Н. О контроле состояния тепловых сетей / А.Н. Машенков, А.В. Филимонов // Новости теплоснабжения. - 2003. - N10. - С. 37-40.

22. Хворостов И.В. К вопросу о надежности тепловых сетей с трубами в пенополиуретановой изоляции / И.В. Хворостов // Новости теплоснабжения. – 2000. - № 1, (01).

23. Павлюк С.К. Опасность применения труб, бывших в использовании, при производстве труб ППУ / С.К. Павлюк, В.Г. Лупачев, А.В. Лупачев, О.И. Стеклов // Новости теплоснабжения. – 2010. - № 11, (123).

24. Коста Энтони. Трубопроводы с пенополиуретановой изоляцией для тепловых сетей бесканальной прокладки / Энтони Коста, Майзель И.Л. // Новости теплоснабжения. – 2001. - № 1, (05).

25. Контроль неруйнівний. Терміни та визначення: ДСТУ 2865-94. – [Чинний від 1996-01-01]. - К.: Держстандарт України, 1999.

26. Клюев В.В. Неразрушающий контроль и диагностика: справочник / В.В. Клюев, Ф.Р. Соснин, В.Н. Филинов и др. – М.: Машиностроение, 1995. – 448с. – ISBN 5-217-03300-2.

27. Коновал Петро. Діагностика теплотрас / Петро Коновал // Київенерго сьогодні. - 2006. -№109.

28. Хейфец А.И. Опыт диагностики трубопроводов в Санкт-Петербурге [электронный ресурс] / А.И. Хейфец . – Режим доступа: [www.rosteplo.ru](http://www.rosteplo.ru).

29. Правила технічної експлуатації систем теплопостачання комунальної енергетики України затверджені Наказом Державного комітету з питань комунального господарства № 234 від 29.12.2004 р.

30. Правила обстежень, оцінки технічного стану, паспортизації та проведення планово-попереджувальних ремонтів теплових мереж і споруд до



них, затверджені Наказом Державним комітетом будівництва, архітектури та житлової політики України № 123 від 09.06.1998 р.

31. Gregory R Stockton. How aerial IR can be used as a NDT Tool for Asset Management/ Gregory R Stockton // IV Conferencia Panamericana de END Buenos Aires, Octubre 2007.

32. Дубсон М.И. Методы и способы контроля за техническим состоянием и эксплуатацией тепловых сетей и эффективной работой ИТП на опыте предприятия «Ригас Силтумс»/ М.И. Дубсон // Новости теплоснабжения. – 2008. - № 4, (92).

33. Методические рекомендации по применению аэрокосмических методов для диагностики трубопроводных геотехнических систем и мониторинга окружающей среды. М.: ИРЦ Газпром, 1995. - 60 с.

34. Тепловизор ThermaCam P45 [электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://ircam.ru/flir\\_p45.htm](http://ircam.ru/flir_p45.htm).

35. Метод тепловизионного контроля качества теплоизоляции ограждающих конструкций: ГОСТ 26629-85 – [Введен от 1986-07-01]. – М.: НИИ строительной физики (НИИСФ) Госстроя СССР, 1986.

36. Безпрозваний А. Діагностика теплотрас: досвід і перспективи вдосконалення / А.Безпрозваний // Київенерго сьогодні. - 2006. - № 117.

37. Иванов В.В. О тепловом методе неразрушающего контроля подземных теплотрасс / В.В. Иванов, Н.В. Букаров, В.В. Василенко, Д.В. Малахов // Новости теплоснабжения. – 2004. - № 03. – С. 28-31.

38. Шарлай А.И. Тепловизионный контроль участка теплотрассы в г. Сочи / А.И. Шарлай, К.П. Ильин, И.Г. Филиппов, Е.В. Абрамова // Энергонадзор и энергобезопасность. - 2009.— № 2. – с. 36-38.

39. Тепловизоры FLUKE. Краткий обзор моделей [электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.nk-d.ru/teplovizor\\_fluke.html](http://www.nk-d.ru/teplovizor_fluke.html).

40. Тепловизоры NEC. Основные модели и характеристики [электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.nk-d.ru/Тепловизор\\_Nec.html](http://www.nk-d.ru/Тепловизор_Nec.html).

41. Тепловизоры FLIR Systems [электронный ресурс]. – Режим доступа:

[http://www.nk-d.ru/teplovizor\\_flir.html](http://www.nk-d.ru/teplovizor_flir.html).

42. Тимошкин А.С. Приборы для определения состояния и мест повреждений трубопроводов тепловых сетей / А.С.Тимошкин // Новости теплоснабжения. – 2001. – № 2.

43. Шмаков Ю. ИК-радиометры и их применение // Технологии безопасности и инженерные системы. – 2005. - №6. – С. 72-73.

44. Тимошкин А.С. Приборы для определения состояния и мест повреждений трубопроводов тепловых сетей / А.С.Тимошкин // Новости теплоснабжения. – 2001. – № 2.

45. Марьенков А.А. Система измерения температуры по оптическому волокну / А.А. Марьенков, А.Т. Лузгин, В.А. Бобров // Фотон-Экспресс. – 2005. - № 2.

46. Козлов А. А. Поиск утечек: методы нового тысячелетия / А. А. Козлов // Энергосбережение. – 2003. - №3.

47. Грищенко Т.Г., Декуша Л.В., Беспрозванный А.А., Самокиш А.И., Воробьев Л.И., Гайдучек А.В., Ненюк А.Т. Контроль теплопотерь на участках теплотрасс // Энергетика и электрификация –2000.- №8 – С. 44-48..

48. Декуша Л.В., Грищенко Т.Г., Воробьев Л.И., Самокиш А.И., Гайдучек А.В., Беспрозванный А.А., Ненюк А.Т. Эксплуатационные испытания аппаратуры для контроля теплопотерь на участках теплотрасс // Региональные проблемы энергосбережения в децентрализованной теплоэнергетике: Сборник материалов международной научн.-практ. конф. (23 – 26 октября 2000г., Киев) – К.: Знание, 2000.- С.189 – 192.

49. Воробйов Л.Й. Прилади контролю теплового стану тепломереж / Л.Й. Воробйов, Л.В. Декуша, П.І. Трикоз // Матеріали Київської міської наук.-практ. конф. «Промисловості міста – інноваційний шлях розвитку». –К.: ТОВ “ДІА”, 2002. – С. 230-235.

50. Трикоз П.И. Метод тепловой комбинированной диагностики тепловых сетей / П.И Трикоз, Т.Г. Грищенко, Т.В. Менделеева // Институт технической теплофизики НАН Украины. Промышленная теплотехника – 2003.

– С. 485-487.

51. Трикоз П.И. Теплометрические приборы для неразрушающего контроля подземных теплопроводов / П.И. Трикоз, Т.В. Менделеева // Промышленная теплотехника.– 2001. – № 6. – С. 154-158.

52. Притула В.В. Комплексная диагностика коррозионного состояния теплопроводов / В.В. Притула, Б.Л. Рейзин, А.Ф. Манулов, В.А. Тихонов // Новости теплоснабжения.– 2000. – № 1.

53. Самойлов Е.В. Достоверность акустической диагностики трубопроводов тепловых сетей / Е.В. Самойлов // Новости теплоснабжения. – 2005. - № 2, – С. 47-52.

54. Шакурзьянов Х.С. Опыт эксплуатации диагностического комплекта «Вектор -2001» в ОАО «Теплоэнерго» г. Кемерово / Х.С. Шакурзьянов, Ю.Д.Власенко, Н.М. Бологов // Новости теплоснабжения. – 2003. - № 12.

55. Шакурзьянов Х. С. Опыт внедрения диагностики тепловых сетей / Х.С. Шакурзьянов, Ю.Д. Власенко, Н.М. Бологов // Новости теплоснабжения.– 2003. – № 12.

56. Крылов Д.Н. Акустическая диагностика (томография) тепловых сетей. Приборы и программное обеспечение / Д.Н. Крылов // Новости теплоснабжения.– 2008. – № 2.

57. Поиск утечек: методы нового тысячелетия [электронный ресурс] // Генеральный директор фирмы «Энергоаудит» // "Энергосбережение". - №3. - 2003. - Режим доступа: <http://www.energoaudit.ru/articles/184.html>

58. Лосева Е.А. Об эффективности используемых течеискателей на тепловых сетях г. Екатеринбурга / Е.А. Лосева // // Новости теплоснабжения.– 2009 – № 3.

59. Колотило Н.И. Поиск скрытых мест утечек воды в подземных трубопроводах [электронный ресурс] / Колотило Н.И., Чехонадских Т.В. – Режим доступа: [http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/Nvb/2009\\_51/kolotilo.pdf](http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/Nvb/2009_51/kolotilo.pdf).

60. Самойлов Е.В. Эффективность применения корреляционных течеискателей для определения мест утечек из трубопроводов теплоснабжения /

Е.В. Самойлов, Ю.И. Тужилкин // Новости теплоснабжения. – № 7, – 2001, –С. 24 –27.

61. Гранкин И.В. Опыт применения метода акустической диагностики трубопроводов тепловых сетей / И.В. Гранкин, Д.Б. Домрачев // Новости теплоснабжения. – № 2, – 2008, – С. 42-48.

62. Трассотечеискатель двухканальный «Успех АТТ-419М» [электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.enef.ru/catalogue/leakdetektor/525.html>.

63. Синавчиан С.Н. Исследование возможности поиска мест повреждения изоляции теплопроводов канальной прокладки методом выносного электрода / С.Н. Синавчиан, С.Е. Теленков // Новости теплоснабжения. – 2003. - №6.

64. Гарнетт Э. Ф. Электронные устройства для локации заглубленных газопроводов/ Э. Ф. Гарнетт // Нефть газ и нефтехимия за рубежом.- 1983. - №6.-С. 65-67.

65. Искатель повреждений изоляции газопроводов ИПИТ-2. Паспорт. КБ Белгазтехника. 2000. ООО “Квазар”, <http://kvazar.ufanet.ru>. 2004.

66. Апаратура нахождения повреждения изоляции АНПИ-А. Паспорт. БПО “Прогрес”. 2001.

67. Искатель повреждений Универсал-911. Паспорт. “Кварц-электроник”. 2000.

68. C-SCAN System [электронный ресурс]. - Режим доступа: [www.dynalog.com](http://www.dynalog.com). 2004

69. Сидоров Б.В. Применение системы C—Scan при обследовании состояния изоляционного покрытия / Б.В. Сидоров, В.В. Харионовский // Газовая промышленность.-1993.-№6.- С.18-20.

70. Radiodetection Ltd [электронный ресурс]. - Режим доступа: [www.radiodetection.com](http://www.radiodetection.com). 2004.

71. Диагностирование технического состояния теплового оборудования. Определение мест утечек и повреждений [электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.baurum.ru/library/?cat=operation-thermal-networks&id=4062>.

72. Дубсон М.И. Методы и способы контроля за техническим состоянием и эксплуатацией тепловых сетей и эффективной работой ИТП на опыте предприятия «Ригас Силтумс» / М.И.Дубсон // Новости теплоснабжения.– 2008. – № 4.

73. Правила технічної експлуатації систем теплопостачання комунальної енергетики України затверджені Наказом Державного комітету з питань комунального господарства № 234 від 29.12.2004 р.

74. Правила обстежень, оцінки технічного стану, паспортизації та проведення планово-попереджувальних ремонтів теплових мереж і споруд до них, затверджені Наказом Державним комітетом будівництва, архітектури та житлової політики України № 123 від 09.06.1998 р.

75. Типовая инструкция по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии: РД 153-34.0-20.518-2003 – [Действует от 2003-02-05]. – М.: ГУП ЦПП, 2003.

76. Типовая инструкция по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации: РД 153-34.0-20.522-99 – [Действует от 2000-02-01]. - М.: СПО ОРГРЭС, 2000.

77. Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателям "разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах" и "удельный расход электроэнергии". Часть 1: СО 153-34.20.523-2003 – [Действует от 2003-06-30].

78. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю "удельный расход сетевой воды". Часть 2: СО 153-34.20.523-2003 – [Действует от 2003-06-30].

79. Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателю "тепловые потери". Часть 3: СО 153-34.20.523-2003 – [Действует от 2003-06-30].

80. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю "потери сетевой воды": СО 153-34.20.523-2003 – [Действует от 2003-06-30].

81. Методические рекомендации по техническому диагностированию трубопроводов тепловых сетей с использованием акустического метода: РД 153-34.0-20.673-2005 – [Действует от 2005-08-25]. – М.: Издательство «Новости теплоснабжения», 2006.

82. Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя: РД 153-34.1-20.329-2001 – [Действует от 2001-08-01]. – М.: СПО ОРГРЭС, 2001.

83. Методические указания по проведению испытаний источников тепловой энергии и тепловых сетей в системах централизованного теплоснабжения при нестационарных гидравлических режимах их работы: РД 153-34.1-20.365-98 – [Действует от 2000-06-01]. – М.: СПО ОРГРЭС, 2000.

84. Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери без нарушения режимов эксплуатации: РД 153-34.1-20.526-00 – [Действует от 2001-01-01]. – М.: АООТ "ВТИ", 2002.

85. Рекомендации и пример расчета энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю "тепловые потери": РД 153-34.1-20.597-2001 – [Действует от 2001-12-01]. – М.: СПО ОРГРЭС, 2001.

86. Типовая инструкция по защите тепловых сетей от наружной коррозии: РД 153-34.0-20.518-2003 – [Действует от 2003-02-05]. – М.: ГУП ЦПП, 2003.

87. Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери: РД 34.20.519-97 – [Действует от 1998-01-01]. – М.: СПО ОРГРЭС, 1998.

88. Трубопроводы тепловых сетей. Защита от коррозии. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования: СТО 17330282.27.060.002-2008 – [Действует от 2008-05-30]. – М.: ОАО РАО "ЕЭС России", 2008.

89. Методические рекомендации по техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения – [Действует от 2003-08-12]. – М.: ЗАО "Роскоммунэнерго", 2003.

90. Тепловые сети: СНиП 3.05.03-85 – [Действует от 1986-07-01]. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986.

91. Тепловые сети: СНиП 41-02-2003 – [Действует от 2003-09-01]. – М.: Госстрой России, ФГУП ЦПП, 2004.

92. Ващишак І.Р. Аналіз методів контролю технічного стану підземних теплових мереж / І.Р. Ващишак, С.П. Ващишак, О.М. Карпаш // Нафтогазова енергетика. - 2010. - № 2 (13). - С. 64-69.

93. Ващишак С.П. Застосування інтелектуальних приладів для визначення місць теплових втрат у мережах теплопостачання / С.П. Ващишак, І.Р. Ващишак, С.І. Мельничук // Наукові вісті ПВНЧ „Галицька академія”. – 2010. – №1(17). – С. 83-88.

94. Ващишак І.Р. Розробка структурно-слідчої схеми параметрів діагностики підземних теплових мереж / І.Р. Ващишак // Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів ЛЕОТЕСТ-2011: 16 Міжнар. наук.-техн. конф., Славське Львівської області, 21-26 лютого 2011 р.: матер. конф. - Славське Львівської області, 2011. – С. 181-183.

95. Ващишак І.Р. Методика оцінки теплових втрат підземних теплових мереж / І.Р. Ващишак, С.П. Ващишак, В.Д. Миндюк [та ін.] // Нафтогазова енергетика. – 2007. – №2(3). – С. 52-59.

96. ДСТУ-Н Б В.2.5-35:2007 Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі та мережі горячого водопостачання з використанням попередньо теплоізованих трубопроводів. Настанова з проектування, монтажу, приймання та експлуатації. – Введено вперше, введ. 21.01-2008. – К.: Мінрегіонбуд Україн, 2008.

97. Дикмарова Л. П. Эквивалентные электрические схемы замещения подземных трубопроводов / Л. П. Дикмарова // Відбір і обробка інформації. – 1998. – № 12(88). – С. 26 – 30.

98. Джала Р.М. Технологія обстежень підземних трубопроводів з використанням безконтактних вимірювань струмів в їх стінках / Р. М. Джала [і ін.] // Методи та прилади контролю якості. - 2009. - N 22. - С. 22-27.

99. Мартынов С.А. Исследование электромагнитных методов и разработка средств дефектоскопии покрытий металлических трубопроводов, размещенных в грунте: автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. техн. наук: спец. 05.11.13 „Приборы и методы контроля природной среды, веществ, материалов и изделий” / С.А. Мартынов; ЗАО «Научно исследовательский институт интроскопии МНПО «СПЕКТР». – Москва, 2007. – 30 с.

100. Физические величины: справочник / Под ред. И. С. Григорьева, Е. З. Мейлихова. — М.: Энергоатомиздат, 1991. —1232 с. — ISBN 5-283-0413-5.

101. Ващишак І.Р. Удосконалення акустичного та електромагнітного методів неруйнівного контролю підземних теплових мереж з трубопроводами в ППУ ізоляції / І.Р. Ващишак, С.П. Ващишак, О.М. Карпаш // Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів ЛЕОТЕСТ-2012: 17 Міжнар. наук.-техн. конф., Славське Львівської області, 20-25 лютого 2012 р.: матер. конф. - Славське Львівської області, 2012. – С. 54-57.

102. Revie R. W. (Ed.) Uhlig's Corrosion Hand Book 3 rd ed. – Wiley, 2011, 1253 pages.

103. Кулаков М.В. Технологические измерения и приборы для химических производств 3-е изд., перераб. и доп. / М.В. Кулаков. —М.: Машиностроение, 1983. — 424 с.

104. Трассоискатель SeekTech SR-60. Паспорт. Компания Ridge Tool Company (США)

105. Сидоров Б.В. О расчете электрических параметров трубопроводов/ Б.В.Сидоров, Л.Ф.Щербаков // Изоляция трубопроводов, Тр. ВНИИСТа, 1982. -С 92 -109.



106. Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений: СТО ГАЗПРОМ 9.2-003-2009 – [Действует от 2009-05-04]. – М.: ОАО ООО "Газпром ВНИИГАЗ" , 2009.

107. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. – 9-е изд., перераб. и доп. / Л.А. Бессонов. – М.: «Высшая школа», 1996. – 638 с.

108. Ващишак І.Р. Особливості застосування електромагнітного контролю для виявлення дефектів в підземних теплових мережах / І.Р. Ващишак // Методи та прилади контролю якості. – 2012. – №28. – С. 61-70.

109. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов: ВРД 39-1.10-026-2001. – [Действует от 2001-01-29]. – М.: ОАО ООО "ВНИИГАЗ" , 2001.

110. Стрілецький Ю.Й. Розробка методики та пристрою для дистанційного контролю стану ізоляційного покриття підземних газопроводів: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.11.13 „ Прилади і методи контролю та визначення складу речовин ” / Стрілецький Юрій Йосипович; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 1999. – 12 с.

111. Мизюк Л.Я. Входные преобразователи для измерения напряженности низкочастотных магнитных полей / Л.Я. Мизюк. – К.: Наукова думка, 1964. – 168 с.

112. Лепендин Л.Ф. Акустика: Учеб. пособие для вузов / Л.Ф. Лепендин. - М.: Высш. шк., 1978. - 448 с.

113. Сапожков М.А. Электроакустика. Учебник для вузов / М.А. Сапожков. - М.: Связь, 1978. - 272 с.

114. Гринченко В. Т. Гармонические колебания и волны в упругих телах / В.Т. Гринченко, В.В. Мелешко - К.: Наукова думка, 1981. - 284 с.

115. Мандра А. А. Розробка математичної моделі поширення ультразвукових хвиль у хвилеводах / А. А. Мандра, З. П. Лютак // Вісник

Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля – 2006.- С. 125-134.

116. Урбанский Б. Электроакустика в вопросах и ответах / Б. Урбанский; Пер. с польск. А. С. Трусова; Под ред. М. А.Сапожкова. - М. : Радио и связь, 1981. - 248 с. :

117. Борисов Л.П. Звукоизоляция в машиностроении / Л.П. Борисов, Д.Р. Гужас. - М.: Машиностроение, 1990. – 256 с.

118. Мякишев Г. Я. Физика: Молекулярная физика. Термодинамика. 10 кл.: Учеб. для углубленного изучения физики / Г. Я. Мякишев, А. З. Синяков. — М.: Дрофа, 2001. — 352 с: ил. ISBN 5—7107—3554—X

119. Цапенко В.К. Основи ультразвукового неруйнівного контролю: [підручник] / В.К. Цапенко, Ю.В. Куц. - К.: НТУУ «КПІ». – 2010. – 448 с.

120. Gray D.E. American Institute of Physics Handbook 3ed Edition. McGraw-Hill Book Company, 1972. 2364 p. ISBN 07-001485-X

121. Исакович М.А. Общая акустика: Учеб. пособие / М.А. Исакович . - М.: Наука, 1973. - 496 с.

122. Трубы ППУ [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pandia.ru/792770/>.

123. Хекл М. Справочник по технической акустике/ М. Хекл, Х.А. Мюллер. - Изд-во: Судостроение, 1980. - 440 с.

124. Властивості пінополіуретану (ППУ) [електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.ppu21.com.ua/uk/teplo%D1%96zolyac%D1%96va/vlastivost%D1%96-p%D1%96nopol%D1%96uretanu-ppu.html>

125. Берн О Кнудсен. Современное развитие архитектурной акустики / Берн О Кнудсен // Успехи физических наук. - т. XIV. - № 7. - 1934.

126. Соловьянова И.П. Теория волновых процессов. Акустические волны / И.П. Соловьянова, С.Н. Шабунин. - Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ, 2004. – 142 с.

127. Выделение гидроакустических сигналов, индуцированных подводными землетрясениями в тихом океане / Б. В. Левин, В. Е. Морозов, Е. В.

Сасорова и др. // ИОРАН, ЦНИИ «Морфизприбор», ИПФ РАН, тои ТОИ ДВО РАН, 2000.

128. Ващишак І.Р. Визначення технічного стану підземних теплових мереж шляхом аналізу їх акустичних характеристик / І.Р. Ващишак // Вісник НТУ ХПІ. – 2012. – №41. – С. 86-99. – (Серія «Електроенергетика та вимірювальна техніка»).

129. Кухарев М.І. Безконтактні теплові методи виявлення трубопроводів та дефектів в них. Автореферат дисертації на здобуття вченого ступеня кандидата технічних наук. Харків, 2002. - 18 с.

130. Кісіль І.С. Конструювання вимірювальних приладів: Навч. пос. для студентів ВНЗ. – Івано-Франківськ.: “Факел”, 2004. – 328 с.

131. Ващишак І.Р. Визначення стану підземних теплових мереж шляхом аналізу їх теплових полів / І.Р. Ващишак, С.П. Ващишак, О.М. Карпаш // Методи та прилади контролю якості. – 2009. – №23. – С. 39-43.

132. Копко В.М. Теплоізоляція трубопроводов теплосетей: Учеб.- метод. пособие / В.М.Копко. – Минск: Тенхнопринт, 2002. – 160 с.

133. Ващишак І.Р. Визначення стану підземних теплових мереж шляхом аналізу їх теплових полів / І.Р. Ващишак, О.М. Карпаш // Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання: 2 наук.-практ. конф. студентів і молодих учених, Івано-Франківськ, 25-26 листопада 2009 р.: зб. тез доп. – Івано-Франківськ, 2009. – С. 22-23.

134. Ващишак І.Р. Теоретичні аспекти застосування теплового методу контролю для визначення стану ізоляції підземних теплових мереж / І.Р. Ващишак // Неруйнівний контроль та технічна діагностика: 6 Нац. наук.-техн. конф., Київ, 9-12 червня 2009 р.: матер. конф. – Київ, 2009. – С. 235-240.

135. Ващишак І.Р. Розробка установки для дослідження підземних двотрубних теплових мереж з імітацією дефектів / І.Р. Ващишак // Комунальне господарство міст: наук.-техн. зб. – Х.: Техніка, 2011. – Вип.101. – С. 199-207. – (Серія «Технічні науки і архітектура»).

136. Ващишак І.Р. Дослідна установка для контролю технічного стану підземної теплової мережі / І.Р. Ващишак // Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах ВКДТС-2011: 1 Міжнар. наук. конф. пам'яті проф. Володимира Поджаренка, Вінниця, 18-20 жовтня 2011 р.: зб. тез доп. – Вінниця: ВНТУ, 2011. – С. 89.

137. Ващишак І.Р. Дослідження акустичних характеристик трубопроводів з пінополіуретановою ізоляцією для підземних теплових мереж / І.Р. Ващишак, С.П. Ващишак, І.В. Бадлюк // ПРИЛАДОБУДУВАННЯ 2012: стан і перспективи: 11 Міжнар. наук-техн. конф., Київ, 24-25 квітня 2012 р.: зб. тез доп. – Київ, 2012. – С. 216-217.

138. Ващишак И.Р. Методика проведения исследований технического состояния подземных тепловых сетей на экспериментальной установке / И.Р. Ващишак // “NDT days 2012”: Междунар. науч.-техн. конф., Созополь, Болгария, 11-15 июня 2012 г.: труды конф. - Созополь, Болгария, 2012. – С.273-276.

139. Громкоговорители. Методы измерения электроакустических параметров: ГОСТ 16122-87. – Введ. взамен ГОСТ 16122-84, 24.12.87. – М.: Издательство стандартов, 1988.

140. Ващишак С.П. Особливості застосування акустичного контролю при визначенні дефектів підземних теплових мереж з пінополіуретановою ізоляцією / С.П. Ващишак, І.Р. Ващишак // „Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання”: 6 Міжнар. наук.-техн. конф., м. Івано-Франківськ, 29 листопада – 2 грудня 2011 р.: зб. тез доп. – Івано-Франківськ, 2011. – С. 267-271.

141. Пинчук С.И. Организация эксперимента при моделирование и оптимизации технических систем: учебное пособие / С.И. Пинчук. – Днепропетровск: ООО Независимая издательская организация "Дива", 2008. – с. 248.

142. Фомин В.Н. Квалиметрия. Управление качеством. Сертификация [курс лекций] / В.Н. Фомин. - М.: ЭКМОС, 2000. - 320 с.,
143. Кириллов В.И. Квалиметрия и системный анализ: учебное пособие/ В. И. Кириллов. - Минск: Новое знание; М.: ИНФРА-М, 2011. - 440 с. – ISBN 978-985-475-353-9,
144. Калейчик М.М. Квалиметрия: учебное пособие / М. М. Калейчик; рец.: И. П. Дежкина, А. И. Афанасьева. - 4-е изд., стереотип. - М. : МГИУ, 2006. - 200 с.
145. Бобик О.І. Теорія ймовірностей і математична статистика [навч. підручник] / О.І. Бобик, Г.І. Берегова, Б.І. Копитко // Львів: ЛБІ НБУ, 2006. – 440 с.
146. Ващишак І.Р. Методика визначення місць теплових втрат у підземних теплових мережах / І.Р. Ващишак // ПРИЛАДОБУДУВАННЯ 2007: стан і перспективи: 6 наук.-техн. конф., Київ, 24-25 квітня 2007 р.: зб. тез доп. – Київ, 2007. – С. 287.
147. Ващишак І.Р. Технологія проведення неруйнівного контролю підземних теплових мереж / І.Р. Ващишак // Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання: 5 Міжнар. наук.-техн. конф., Івано-Франківськ, 2-5 грудня 2008 р.: зб. тез доп. – Івано-Франківськ, 2008. – С. 107-108.
148. Ващишак І.Р. Методика проведення неруйнівного контролю підземних теплових мереж / І.Р. Ващишак, О.М. Карпаш // ПРИЛАДОБУДУВАННЯ 2010: стан і перспективи: 9 Міжнар. наук.-техн. конф., Київ, 27-28 квітня 2010 р.: зб. тез доп. – Київ, 2010. – С. 218-219.
149. Ващишак І.Р. Проектування засобів вимірювань для визначення стану підземних комунікацій на території населених пунктів/ І.Р. Ващишак, С.П. Ващишак, Я.І. Вакалюк // Наукові вісті ПВНЧ „Галицька академія”. - 2011 - №1(19). - С. 65-69.

150. Ващишак І.Р. Розроблення інформаційно-вимірювальної системи для контролю підземних теплових мереж / І.Р. Ващишак, С.П. Ващишак, О.М. Карпаш // *Методи та прилади контролю якості*. – 2011. – №27. – С. 39-43.

151. Пат. 72203 Україна, МПК F17D 5/02. Пристрій для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж / заявники і патентовласники Ващишак І.Р., Ващишак С.П., Карпаш О.М., Райтер П.М., Яворський А.В. – u201201088; заявл. 02.02.2012; опуб. 10.08.2012. – 9 с.

152. Ващишак І.Р. Методика побудови тривимірних карт розміщення підземних водопровідних та теплових мереж / І.Р. Ващишак, С.П. Ващишак, С.І. Мельничук та ін. // *Наукові вісті ПВНЧ „Галицька академія”*. - 2010 - №2(18). - С. 51=56.

153. Яворський А.В. Розробка методу та системи для безконтактного контролю стану ізоляції промислових нафтогазопроводів: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.11.13 „ Прилади і методи контролю та визначення складу речовин ” / Яворський Андрій Вікторович; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2005. – 22 с.

154. Ващишак І.Р. Розробка проекту стандарту України на методіку проведення контролю технічного стану підземних теплових мереж / І.Р. Ващишак, С.П. Ващишак, Ю.М. Бурда, А.В. Яворський // *ПРИЛАДОБУДУВАННЯ 2012: стан і перспективи: 11 Міжнар. наук-техн. конф., Київ, 24-25 квітня 2012 р.: зб. тез доп.* – Київ, 2012. – С. 217-218.

155. Ващишак І.Р. Виявлення дефектів у підземних теплових мережах на території нафтогазотранспортних об'єктів / І.Р. Ващишак // *ПРОБЛЕМИ І ПЕРСПЕКТИВИ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ 2012: Міжнар. наук.-техн. конф., Івано-Франківськ, 15-18 травня 2012 р.: матер. конф.* – Івано-Франківськ, 2012. – С. 277-279.

# ДОДАТКИ

## Додаток А

### Анкети-опитувальники

#### АНКЕТА-ОПИТУВАЛЬНИК

для визначення технічного стану літємих теплових тепломереж  
по ДМП «Івано-Франківськтеплокомуненерго»

1. Загальна довжина теплових мереж по м.Івано-Франківську - 300,4 (км) в однострубиному вимірі.
2. Скільки кілометрів трубопроводів тепломереж з ППУ ізоляцією прокладено безкапітальним методом в м. Івано-Франківську?

		Роки			
		2008	2009	2010	2011
3,197	4,450	3,4	3,516	4,773	4,773

3. Диаметри трубопроводів з ППУ ізоляцією, прокладені за останні 5 років:

Діаметр, мм	Довжина, м
57	914
76	867
89	1304
108	1700
133	2426
159	2958
219	1432
273	3628
325	1640
377	1277
426	1190

4. Способи ізоляції зварних з'єднань:

1. Після зварювання стик необхідно зачистити від наливів та бризг за допомогою мехшліпки.
2. Нанести приймак (клеєва грунтувка) і дати висохнути 20 хв.
3. Слягнути термоусадкову поліетиленову насувку і за допомогою електрофона оплавити край до повної герметизації.
4. Через отвір у насуві закрити попередньо підготовлену суміш поліуретану (ППУ) і закрити отвір спецшпательом. Через 15 – 20 хв. Стик буде ізолюваний та герметизований.

5. Кількість виявлених дефектів трубопроводів з ППУ ізоляцією за видами:

Роки	Види дефектів		
	Розрив трубопроводу	Руйнування теплової та гідрозіляції	Руйнування гідрозіляції
2007	5	9	19
2008	6	13	15
2009	11	22	6
2010	14	37	7
2011	17	39	10

6. Відстань між тепловими камерами в зоні міста, м:  
Мінімальна – 3,0  
Середня – 30,0  
Максимальна – 498,0

7. Глибина залягання трубопроводів теплових мереж, м:  
Мінімальна – 0,6  
Середня – 1,5  
Максимальна – 2,5

8. Діапазон тисків теплоносія у тепломережах:

2...12 кг/см<sup>2</sup>

9. Температури теплоносія у тепломережах:

10...130°C

Інженер ВП  
ДМП "ІФТКЕ"

Кодик І.І.



# Закінчення додатку А

## АНКЕТА-ОПИТУВАЛЬНИК для визначення технічного стану підземних теплових мереж до КП «Водотеплоенергетика», м. Калуш

1. Загальна довжина теплових мереж по м. Калуш - 109,8 (км) в однотрубному вимірі.  
2. Скільки кілометрів трубопроводів тепломереж з ППУ ізоляцією прокладено бесканальним методом в м. Калуш?

		Роки			
	2007	2008	2009	2010	2011
	1,6	1,3	0,3		

3. Діаметри трубопроводів з ППУ ізоляцією, прокладені на даний час		Довжина, м
Діаметр, мм		
57/125	84	
76/140	460	
89/160	55	
108/200	737	
133/225	174	
159/250	393	
219/315	1502	
273/400	257	

4. Способи ізоляції зварних з'єднань:
1. Наєвня труба з отвором для заповнення полурезіном


Роки	Види пошкодження		
	Розрив трубопроводу	Руйнування теплової та гідроізоляції	Руйнування теплової та гідроізоляції
2007	-	2	2
2008	2	6	4
2009	3	8	7
2010	4	13	11
2011	7	14	15

5. Кількість пошкоджень трубопроводів з ППУ ізоляцією за видами:
6. Відстань між тепловими камерами в зоні міста, м:
- Мінімальна - 20  
Середня - 50  
Максимальна - 100

7. Глибина залягання трубопроводів теплових мереж, м:  
Мінімальна - 0,6  
Середня - 1,2  
Максимальна - 1,8

8. Діапазон тисків теплоносія у тепломережах:  
2 - 3,5/5 - 6,5 кг/см<sup>2</sup>
9. Температури теплоносія у тепломережах:  
45 - 92 °C

Начальник шляху  
з експлуатації та ремонту теплових мереж

  
Литвин Я.С.

## Додаток Б

## Аналіз відомих методів контролю підземних теплових мереж

Таблиця Б.1

## Аналіз методів контролю трубопроводів підземних теплових мереж

Різновид методу	Переваги	Недоліки
1	2	3
<b>Візуальний</b>		
<b>Візуальне обстеження</b>	- дешевизна	- дає доволі приблизні результати, - довготривалість
<b>Тепловий</b>		
<b>Теплова аерозйомка</b>	- оперативність, - можливість оцінки якості теплоізоляції трубопроводів, - можливість одночасного обстеження значних площ, - можливість запису та аналізу даних	- невисока достовірність даних, - можливість проведення тільки в нічну пору доби, - негативний вплив на результати досліджень температури зовнішнього середовища, - дороговизна
<b>Наземне тепловізійне сканування</b>	- оперативність, - можливість точної локалізації місць розривів трубопроводів, - можливість оцінки якості теплоізоляції трубопроводів, - можливість одночасного обстеження значних площ, - можливість запису та аналізу даних	- дороговизна, - негативний вплив на результати досліджень сторонніх джерел тепла та світла, - негативний вплив на результати досліджень додатної температури зовнішнього середовища, - необхідність у постійному підлаштуванні коефіцієнтів випромінювання, - неможливість проведення досліджень під шаром снігу
<b>Без-контактний</b>	- оперативність, - можливість точної локалізації місць розривів трубопроводів, - можливість оцінки якості теплоізоляції трубопроводів	- негативний вплив на результати досліджень додатної температури зовнішнього середовища, - негативний вплив на результати досліджень сторонніх джерел тепла та світла, - необхідність у постійному підлаштуванні коефіцієнтів випромінювання, - мала площа контрольованої ділянки
<b>Контактний</b>	- можливість локалізації місць розривів трубопроводів, - можливість оцінки якості теплоізоляції трубопроводів	- негативний вплив на результати досліджень додатної температури зовнішнього середовища, - значна похибка у визначенні місця пошкодження, - негативний вплив сторонніх джерел тепла

1	2	3
<b>Тепло-метричний</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- можливість точної локалізації місць розривів трубопроводів,</li> <li>- можливість оцінки якості теплоізоляції трубопроводів,</li> <li>- можливість отримання даних у величинах теплового потоку (Вт/м<sup>2</sup>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- довготривалість,</li> <li>- негативний вплив на результати досліджень додатної температури зовнішнього середовища,</li> <li>- негативний вплив сторонніх джерел тепла</li> </ul>
<b>Акустичний</b>		
<b>Метод акустичного відгуку (мікрофонний)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- дає змогу визначати місця виникнення поривів у трубопроводах</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- негативний вплив на результати досліджень додатної температури зовнішнього середовища,</li> <li>- невисока достовірність даних,</li> <li>- негативний вплив зовнішніх акустичних шумів,</li> <li>- неможливість перевірки стану ізоляції</li> </ul>
<b>Акустично-кореляційний метод</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- дає змогу визначити місця виникнення поривів у трубопроводах та місця зі значною корозією</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необхідність доступу до тіла труби,</li> <li>- необхідність у забезпеченні хорошого акустичного контакту,</li> <li>- значна похибка у визначенні місця пошкодження,</li> <li>- неможливість перевірки стану ізоляції,</li> <li>- довготривалість</li> </ul>
<b>Електричний</b>		
<b>Електропотенціальний</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- дає змогу визначити місця руйнування ізоляції</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- неможливість контролю трубопроводів з ізольованими ділянками,</li> <li>- негативний вплив на результати досліджень вологості та температури ґрунту,</li> </ul>
<b>Магнітний</b>		
<b>Електромагнітний (індукційний)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- оперативність,</li> <li>- дає змогу визначити місця виникнення поривів у трубопроводах,</li> <li>- дає змогу визначити місця руйнування ізоляції</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- неможливість контролю трубопроводів каналної прокладки,</li> <li>- неможливість контролю трубопроводів з ізольованими ділянками,</li> <li>- небезпечно висока напруга, що подається на трубопроводи,</li> <li>- негативний вплив на результати досліджень від'ємної температури зовнішнього середовища</li> </ul>

## Додаток В

## Програма для розрахунку математичних моделей

## Вхідні дані

Відстань від початку трубопроводу, м  
L1=5

## Геометричні параметри теплотраси, м

радіус трубопроводу  
r1=0.0135  
товщина теплоізоляції  
h2=0.01  
товщина гідроізоляції  
h3=0.001  
товщина піщаної засипки  
h4=0.05  
товщина ґрунтової засипки  
h5=0.15  
відстань між осями трубопроводів  
b=0.12

## Акустичні параметри

Потужність акустичного збудження, Вт  
p0=5  
Кут ходу акустичного променя  
f=π/2  
Частота акустичного збудження, Гц  
f=500

## Температурні параметри

Температура теплоносія подавального трубопроводу, С  
t0=60  
Температура теплоносія зворотного трубопроводу, С  
t00=50  
Температура ґрунту на осі залягання, С  
t5=3

## Електромагнітні параметри

Частота, Гц  
f=2000  
Вихідна напруга генератора, В  
EE=40  
Питомий опір ізоляції трубопроводу, Ом/м (сухої=10<sup>12</sup>, вологої=10<sup>10</sup>)  
ρ<sub>iz</sub>=10<sup>12</sup>  
Питомий опір ґрунту, Ом/м (сухого=60, вологого=20)  
ρ<sub>g</sub>=60  
Відносна діелектрична проникність ізоляції (сухої=2, вологої=20)  
ε<sub>iz0</sub>=2  
Опір генератора, Ом  
R<sub>gen</sub>=10  
Індуктивність генератора, Гн  
L<sub>gen</sub>=0.2  
Опір елемента безпеки, Ом  
R<sub>b</sub>=3  
Індуктивність елемента безпеки, Гн  
L<sub>b</sub>=0.02

## Параметри ППУ

Коефіцієнт теплопровідності ППУ, Вт/(м\*К) (сухого=0.03, вологого=0.25)  
k2=0.03  
Вологість ППУ  
W2=0.04  
Початкова густина ППУ, кг/м<sup>3</sup> (=60)  
ρ02=60

## Параметри ґрунту

Вологість піску  
W4=0.06  
Вологість глини  
W5=0.06

## АКУСТИКА

```

pi=0.01; //Ширина хомути
r=0.005; //Радіус давача
l6=0.01; //Відстань від ґрунту до давача
p2=0.8; //Пористість ППУ
JJ=p0/(pi*r^2); //Інтенсивність

//МЕТАЛЕВИЙ ТРУБОПРОВІД
ro01=7860; //Початкова густина
alfa_v_1=11.16E-6; //Коефіцієнт теплового розширення
deltat1=50; //Зміна температури
ro1=ro01*(1-alfa_v_1*deltat1); //Розрахунок густини
E_1=210E9; //Модуль Юнга
sigma1=0.28; //Коефіцієнт Пуассона
v1=sqrt(E_1/ro1)*sqrt(((1-sigma1)/(1+sigma1))*(1/(1-2*sigma1))); //Швидкість повздовжньої хвилі
k1=58; //Коефіцієнт теплопровідності
cv1=462; //Питома теплоємність
G1=80E9; //Модуль зсуву
alfa1=(2*pi*f^2*k1*(E_1-G1))/(ro1*v1^3*cv1*G1); //Коефіцієнт згасання

//ПІНОПОЛІУРЕТАН
alfa_v_2=57.6E-6; //Коефіцієнт теплового розширення
deltat2=45; //Зміна температури
ro2=ro02*(1-alfa_v_2*deltat2)*(1+W2); //Розрахунок густини
E_2=12E6; //Модуль Юнга
sigma2=0.35; //Коефіцієнт Пуассона
v2=sqrt(E_2/ro2)*sqrt(((1-sigma2)/(1+sigma2))*(1/(1-2*sigma2))); //Швидкість повздовжньої хвилі
v22=sqrt(E_2/(2*ro2*(1+sigma2))); //Швидкість поперечної хвилі
cv2=1.95; //Питома теплоємність
G2=4.5E6; //Модуль зсуву
alfa2_1=(2*pi*f^2*k2*(E_2-G2))/(ro2*v2^3*cv2*G2); //Коефіцієнт згасання за рахунок теплопровідності
gamma2=(9*(v2^2-4*v22^2/3))/(2*(v2^2+2*v22^2)); //Стала Грюнайзена
K2=273.1+deltat2; //Абсолютна температура
v_fonon2=((1/v2^3+2/v22^3)*(1/3))^(1/3); //Середня швидкість фонона
tau2=(3*k2)/(cv2*v_fonon2^2); //Час релаксації
alfa2_2=(gamma2^2*cv2*K2*(2*pi*f)^2*tau2)/(2*ro2*v2^3); //Коефіцієнт згасання в ізоляційних матеріалах за Ахіяйзенном
alfa2_3=1-(cos(pi/2-fi)-p2)/(cos(pi/2-fi)+p2); //Коефіцієнт згасання за рахунок пористості
alfa2=alfa2_1+alfa2_2+alfa2_3; //Сумарний коефіцієнт згасання в пінополіуретані

//ПОЛІЕТИЛЕН
ro03=950; //Початкова густина
alfa_v_3=200E-6; //Коефіцієнт теплового розширення
deltat3=20; //Зміна температури
ro3=ro03*(1-alfa_v_3*deltat3); //Розрахунок густини
E_3=0.8E9; //Модуль Юнга
sigma3=0.44; //Коефіцієнт Пуассона
v3=sqrt(E_3/ro3)*sqrt(((1-sigma3)/(1+sigma3))*(1/(1-2*sigma3))); //Швидкість повздовжньої хвилі
v33=sqrt(E_3/(2*ro3*(1+sigma3))); //Швидкість поперечної хвилі
k3=0.43; //Коефіцієнт теплопровідності
cv3=2.1E3; //Питома теплоємність
G3=0.117E9; //Модуль зсуву
alfa3_1=(2*pi*f^2*k3*(E_3-G3))/(ro3*v3^3*cv3*G3); //Коефіцієнт згасання за рахунок теплопровідності
gamma3=(9*(v3^2-4*v33^2/3))/(2*(v3^2+2*v33^2)); //Стала Грюнайзена
K3=273.1+deltat3; //Абсолютна температура
v_fonon3=((1/v3^3+2/v33^3)*(1/3))^(1/3); //Середня швидкість фонона
tau3=(3*k3)/(cv3*v_fonon3^2); //Час релаксації
alfa3_2=(gamma3^2*cv3*K3*(2*pi*f)^2*tau3)/(2*ro3*v3^3); //Коефіцієнт згасання в ізоляційних матеріалах за Ахіяйзенном
alfa3=alfa3_1+alfa3_2; //Сумарний коефіцієнт згасання в поліетилені

//ПІСОК
ro04=1600; //Початкова густина
alfa_v_4=11.6E-6; //Коефіцієнт теплового розширення
deltat4=15; //Зміна температури
ro4=ro04*(1-alfa_v_4*deltat4)*(1+W4); //Розрахунок густини

```

## Продовження додатку В

$E_4=120E6$ ; //Модуль Юнга  
 $\sigma_4=0.3$ ; //Коефіцієнт Пуассона  
 $v_4=\sqrt{E_4/\rho_4} \cdot \sqrt{((1-\sigma_4)/(1+\sigma_4)) \cdot (1/(1-2 \cdot \sigma_4))}$ ; //Швидкість повздовжньої хвилі  
 $v_{44}=\sqrt{E_4/(2 \cdot \rho_4 \cdot (1+\sigma_4))}$ ; //Швидкість поперечної хвилі  
 $k_4=1.1$ ; //Коефіцієнт теплопровідності  
 $cv_4=0.835E3$ ; //Питома теплоємність  
 $G_4=0.05E9$ ; //Модуль зсуву  
 $\alpha_{f4\_1}=(2 \cdot \pi \cdot f^2 \cdot k_4 \cdot (E_4 - G_4))/(\rho_4 \cdot v_4^3 \cdot cv_4 \cdot G_4)$ ; //Коефіцієнт затухання за рахунок теплопровідності  
 $\beta_{f4}=0.5$ ; //Параметр для піска  
 $\alpha_{f4\_2}=\beta_{f4} \cdot f/4.34E3$ ; //Коефіцієнт затухання в ґрунтах  
 $\alpha_{f4}=\alpha_{f4\_1} + \alpha_{f4\_2}$ ; //Сумарний коефіцієнт затухання в піску

## //ГРУНТ

$\rho_{05}=1800$ ; //Початкова густина  
 $\alpha_{f5\_v}=8.1E-6$ ; //Коефіцієнт теплового розширення  
 $\Delta t_5=5$ ; //Зміна температури  
 $\rho_5=\rho_{05} \cdot (1 - \alpha_{f5\_v} \cdot \Delta t_5) \cdot (1 + W_5)$ ; //Розрахунок густини  
 $E_5=72E6$ ; //Модуль Юнга  
 $\sigma_5=0.3$ ; //Коефіцієнт Пуассона  
 $v_5=\sqrt{E_5/\rho_5} \cdot \sqrt{((1-\sigma_5)/(1+\sigma_5)) \cdot (1/(1-2 \cdot \sigma_5))}$ ; //Швидкість повздовжньої хвилі  
 $v_{55}=\sqrt{E_5/(2 \cdot \rho_5 \cdot (1+\sigma_5))}$ ; //Швидкість поперечної хвилі  
 $k_5=1.7$ ; //Коефіцієнт теплопровідності  
 $cv_5=0.8E3$ ; //Питома теплоємність  
 $G_5=0.03E9$ ; //Модуль зсуву  
 $\alpha_{f5\_1}=(2 \cdot \pi \cdot f^2 \cdot k_5 \cdot (E_5 - G_5))/(\rho_5 \cdot v_5^3 \cdot cv_5 \cdot G_5)$ ; //Коефіцієнт затухання за рахунок теплопровідності  
 $\beta_{f5}=0.1$ ; //Параметр для глини  
 $\alpha_{f5\_2}=\beta_{f5} \cdot f/4.34E3$ ; //Коефіцієнт затухання в ґрунтах  
 $\alpha_{f5}=\alpha_{f5\_1} + \alpha_{f5\_2}$ ; //Сумарний коефіцієнт затухання в піску

## //ПОВІТРЯ

$\rho_6=1.292$ ; //Початкова густина  
 $v_6=331.46$ ; //Швидкість звуку  
 $\alpha_{f6}=0.1$ ; //Коефіцієнт затухання

## //КОЕФІЦІЄНТИ ПРОХОДЖЕННЯ

$h_{hh}=r_1+h_2+h_3+h_4+h_5$ ; //Довжина ходу променя  
 $l_4=((r_1+h_2+h_3+h_4)/\cos(\pi/2-f_1)) - (r_1+h_2+h_3)$ ;  
 $f_5=\arcsin((v_5/v_4) \cdot \sin(\pi/2-f_1))$ ;  
 $l_5=h_5/\cos(f_5)$ ;  
 $f_6=\arcsin((v_6/v_5) \cdot \sin(f_5))$ ;  
 $l_4=(l_4+r_1+h_2+h_3) \cdot \sin(\pi/2-f_1)$ ;  
 $l_5=l_5 \cdot \cos(\pi/2-f_5)$ ;  
 $l_6=l_4+l_5$ ; //Відхилення від осі трубопроводу  
 $T_{1\_2}=2 \cdot \rho_2 \cdot v_2 / (\rho_2 \cdot v_2 + \rho_1 \cdot v_1)$ ; //Коефіцієнт проходження труба-ппу  
 $T_{2\_3}=2 \cdot \rho_3 \cdot v_3 / (\rho_2 \cdot v_2 + \rho_3 \cdot v_3)$ ; //Коефіцієнт проходження ппу-поліетилен  
 $T_{3\_4}=2 \cdot \rho_4 \cdot v_4 / (\rho_4 \cdot v_4 + \rho_3 \cdot v_3)$ ; //Коефіцієнт проходження поліетилен -пісок  
 $T_{4\_5}=2 \cdot \rho_5 \cdot v_5 \cdot \cos(\pi/2-f_1) / (\rho_5 \cdot v_5 \cdot \cos(\pi/2-f_1) + \rho_4 \cdot v_4 \cdot \cos(f_5))$ ; //Коефіцієнт проходження пісок -грунт  
 $T_{5\_6}=2 \cdot \rho_6 \cdot v_6 \cdot \cos(f_5) / (\rho_6 \cdot v_6 \cdot \cos(f_5) + \rho_5 \cdot v_5 \cdot \cos(f_6))$ ; //Коефіцієнт проходження ґрунт-повітря

## //НАДЛИШКОВИЙ АКУСТИЧНИЙ ТИСК

$TT=T_{1\_2} \cdot T_{2\_3} \cdot T_{3\_4} \cdot T_{4\_5} \cdot T_{5\_6}$ ; //Добуток коефіцієнтів проходження  
 $\alpha_{f\_h}=-((\alpha_{f1} \cdot l_1/2) + (\alpha_{f2} \cdot h_2/2) + (\alpha_{f3} \cdot h_3/2) + (\alpha_{f4} \cdot l_4/2) + (\alpha_{f5} \cdot l_5/2) + (\alpha_{f6} \cdot l_6/2))$ ; //Сумарне затухання  
 $p_6=\sqrt{(JJ \cdot v_1) / (2 \cdot \pi \cdot \rho_1 \cdot r_1^2 \cdot f^2)} \cdot \rho_1 \cdot v_1 \cdot TT \cdot \exp(\alpha_{f\_h})$ ; //Тиск на поверхні  
 $S_m=\pi \cdot 0.005^2$ ; //Площа мікрофона  
 $p_m=p_6 \cdot S_m$ ; //Вимірювальний тиск

## ТЕМПЕРАТУРА

$\beta_2=1.15$ ; //Поправочний коефіцієнт  
 $dv_2=2 \cdot r_1$ ;  
 $dz_2=dv_2+2 \cdot h_2$ ;  
 $dv_3=dz_2$ ;  
 $dz_3=dv_3+2 \cdot h_3$ ;  
 $R_2=1/(2 \cdot \pi \cdot k_2) \cdot \ln(dz_2/dv_2)$ ; //Термічний опір ППУ  
 $R_3=1/(2 \cdot \pi \cdot k_3) \cdot \ln(dz_3/dv_3)$ ; //Термічний опір поліетилену  
 $R_5=1/(2 \cdot \pi \cdot k_5) \cdot \ln((2 \cdot h_{hh}/(r_1+h_2+h_3)) + \sqrt{(2 \cdot h_{hh}/(r_1+h_2+h_3))^2 - 1})$ ; //Термічний опір ґрунту

```

RR=(1/(2*pi*k5))*ln(sqrt(1+(2*hhh/b)^2)); //Взаємний вплив трубопроводів
q1=((t0-t5)*(R2+R3+R5)-(t0-t5)*RR)/((R2+R3+R5)^2-RR^2); //Теплові втрати в подавальному трубопроводі
q2=((t0-t5)*(R2+R3+R5)-(t0-t5)*RR)/((R2+R3+R5)^2-RR^2); //Теплові втрати в зворотному трубопроводі
qq11=((b/2)^2+(0.1+hhh)^2)/((b/2)^2+(0.1-hhh)^2);
qq22=((b/2-b)^2+(0.1+hhh)^2)/((b/2-b)^2+(0.1-hhh)^2);
I6=I5+(q1/(2*pi*k5))*ln(qq11)+(q2/(2*pi*k5))*ln(qq22); //Вимірювальна температура

```

## СТРУМ

```
omega=2*pi*ff; //Циклічна частота
```

```
//ПИТОМИЙ ЛІНІЙНИЙ ОПІР ТРУБОПРОВОДУ
```

```

mju_t=150E-6; //Магнітна проникність трубопроводу
ro_t=2.18E-7; //Питомий опір трубопроводу
R_t=(1/(2*r1))*sqrt(mju_t*ro_t*ff/pi); //Погонний активний опір трубопроводу
L_t=(1/(2*pi*r1))*sqrt(mju_t*ro_t/(pi*ff)); //Внутрішня індуктивність трубопроводу
Z_t=sqrt((R_t*L1)^2+(omega*L_t*L1)^2); //Повний опір трубопроводу

```

```
//ПИТОМИЙ ЛІНІЙНИЙ ОПІР ГРУНТУ
```

```

mju_g=4*pi*10^(-7); //Магнітна проникність ґрунту
sigma_g=10^2; //Питома електропровідність ґрунту
R_gl=pi^2*ff*10^(-7); //Потоми опір ґрунту вздовж трубопроводу
r_g=hhh;
dlya_L_gl1=r1+h2+h3;
dlya_L_gl2=r_g^2-dlya_L_gl1^2;
L_gl=(mju_g/(2*pi*dlya_L_gl2))*((r_g^4/dlya_L_gl2)*ln(r_g/dlya_L_gl1)-((3*r_g^2-dlya_L_gl1^2)/4)); //Внутрішня індуктивність ґрунту
mju_iz=4*pi*10^(-7); //Магнітна проникність ізоляції
h_e=1.85/sqrt(omega*mju_g*sigma_g); //Еквівалентна глибина залягання зосередженого струму в ґрунті
r_e=sqrt(2*r1*h_e); //Еквівалентний радіус зосередженого струму в ґрунті
L_gm=(mju_iz/(2*pi))*ln(1.85/(r_e*sqrt(omega*mju_iz/ro_iz))); //Зовнішня індуктивність трубопроводу
Z_g=sqrt((R_gl*L1)^2+(omega*L_gl*L1)^2+sqrt(omega*L_gm*L1)^2); //Повний опір ґрунту

```

```
//ПИТОМИЙ ЛІНІЙНИЙ ОПІР ІЗОЛЯЦІЇ
```

```

R_iz=(1.2*ro_iz/(2*pi))*ln((r1+h2+h3)/r1); //Погонний активний опір ізоляції
epsilon0=8.8419E-12; //Електрична стала
epsilon_voda=81; //Відносна діелектрична проникність води
ro_voda=1000; //Густина води
epsilon_iz=epsilon_iz0*(1+(epsilon_voda-epsilon_iz0)*ro_voda*W2)/((0.03*epsilon_voda+1.5*epsilon_iz0)*ro2);
//Відносна діелектрична проникність зволоженої ізоляції
C_iz=(2*pi*epsilon0*epsilon_iz*L1)/ln((r1+h2+h3)/r1); //Ємнісна складова реактивного опору ізоляції
Z_iz=1/sqrt((1/(R_iz*L1))^2+(omega*C_iz)^2); //Повний опір ізоляції

```

```
//ОПІР СТРУМОВІ СТИКАННЯ
```

```

gamma=sqrt(R_t/(R_iz+124)); //Постійна поширення струму в трубопроводі
Z_z=(ro_g*L1/pi)*ln(1.12/(abs(gamma)*sqrt(2*r1*h_e))); //Повний опір струмові стікання

```

```
//ПАРАМЕТРИ ГЕНЕРАТОРА
```

```

Z_gen=sqrt((R_gen)^2+(omega*L_gen)^2); //Повний опір генератора
I_gen=EE/Z_gen; //Струм генератора при хх

```

```
//ПАРАМЕТРИ ЕЛЕМЕНТУ БЕЗПЕКИ
```

```
Z_b=sqrt((R_b)^2+(omega*L_b)^2); //Повний опір безпеки
```

```
//СТРУМИ, НАПРУГА
```

```

I1=EE/(Z_gen+Z_t+Z_g+((Z_z+Z_iz)*Z_b)/(Z_z+Z_iz+Z_b)); //Струм від генератора
UU=I1*((Z_z+Z_iz)*Z_b)/(Z_z+Z_iz+Z_b); //Напруга
I2=UU/(Z_z+Z_iz); //Струм в зоні дефекту
I3=UU/Z_b; //Струм на елементі безпеки

```

## Додаток Г

## Паспорти на зразки-імітатори видів дефектів

Паспорт на зразок-імітатор дефекту виду  
«локальне пошкодження теплової та гідроізоляції»

"ЗАТВЕРДЖУЮ"  
Директор ТОВ НВФ «Зонд»  
Цюцюк І.І.

**ПАСПОРТ**  
ЗРАЗКА - імітатора дефекту  
виду «локальне пошкодження теплової та гідроізоляції»  
Рисунк зразки

Ідентифікаційний номер	Зразок 10
Труба сталевая електроварна	ГОСТ 3262-75
Марка матеріалу труби	Ст. 20 ГОСТ 1050-88
Якість поверхні	Без обробки
Ізоляційний матеріал	Тепло-гідроізоляційна трубка
Марка ізоляційного матеріалу	Синтепай поліетилен
Спосіб напівсварки	Надвішня

Розміри зразка

за ТД	фактичні
$L = 1350.0 \pm 5.0$ мм	$L = 1353.0 \pm 0.5$ мм
$M = 1200.0 \pm 5.0$ мм	$M = 1209.0 \pm 0.5$ мм
$E = 600.0 \pm 5.0$ мм	$E = 602.0 \pm 5.0$ мм
$S = 47.0 \pm 1.0$ мм	$S = 47.3 \pm 0.1$ мм
$D = 22.0 \pm 1.0$ мм	$D = 21.4 \pm 0.1$ мм
$K = 27.0 \pm 1.0$ мм	$K = 27.4 \pm 0.1$ мм
$P = 24.0 \pm 5.0$ мм	$P = 24.5 \pm 0.5$ мм

Розміри штучних дефектів

за ТД	фактичні
Дефект металу труби №1	
Дефекти не виявлено	
Дефект ізоляції №2	
$f = 13.0 \pm 0.5$ мм	$f = 12.6 \pm 0.1$ мм
$m = 50.0 \pm 2.0$ мм	$m = 49.6 \pm 0.1$ мм
$n = 90.0 \pm 2.0$ мм	$n = 91.4 \pm 0.1$ мм
$q = 16.0 \pm 0.2$ мм	$q = 15.5 \pm 0.1$ мм

**НАУКОВО-ВИРОБНИЧА ФІРМА "ЗОНД"**

Зразок перевірили:

І.А. Молодцовий (UT, VT III рівень кваліфікації)

І.М. Власівчук (UT, VT II рівень кваліфікації)

Дата проведення перевірки "15" листопада 2010 р

Паспорт на зразок-імітатор дефекту виду  
«повне руйнування теплової та гідроізоляції»

"ЗАТВЕРДЖУЮ"  
Директор ТОВ НВФ «Зонд»  
Цюцюк І.І.

**ПАСПОРТ**  
ЗРАЗКА - імітатора дефекту  
виду «повне руйнування теплової та гідроізоляції»  
Рисунк зразки

Ідентифікаційний номер	Зразок 7
Труба сталевая електроварна	ГОСТ 3262-75
Марка матеріалу труби	Ст. 20 ГОСТ 1050-88
Якість поверхні	Без обробки
Ізоляційний матеріал	Тепло-гідроізоляційна трубка
Марка ізоляційного матеріалу	Синтепай поліетилен
Спосіб напівсварки	Надвішня

Розміри зразка

за ТД	фактичні
$L = 1350.0 \pm 5.0$ мм	$L = 1353.0 \pm 0.5$ мм
$M = 595.0 \pm 5.0$ мм	$M = 593.0 \pm 0.5$ мм
$S = 47.0 \pm 1.0$ мм	$S = 47.3 \pm 0.1$ мм
$D = 22.0 \pm 1.0$ мм	$D = 21.8 \pm 0.1$ мм
$K = 27.0 \pm 1.0$ мм	$K = 27.2 \pm 0.1$ мм
$P = 24.0 \pm 5.0$ мм	$P = 23.3 \pm 0.5$ мм

Розміри штучних дефектів

за ТД	фактичні
Дефект металу труби №1	
Дефекти не виявлено	
Дефект ізоляції №2	
$f = 100.0 \pm 5.0$ мм	$f = 101.8 \pm 0.1$ мм
$m = 80.0 \pm 5.0$ мм	$m = 79.4 \pm 0.1$ мм

**НАУКОВО-ВИРОБНИЧА ФІРМА "ЗОНД"**

Зразок перевірили:

І.А. Молодцовий (UT, VT III рівень кваліфікації)

І.М. Власівчук (UT, VT II рівень кваліфікації)

Дата проведення перевірки "15" листопада 2010 р



### Паспорт на зразок-імітатор бездефектної ділянки трубопроводу в ізоляції

"ЗАТРИДЖУНО"  
Директор ТОВ НВФ «Зонд»  
Цюпак І.І.

**ПАСПОРТ**  
ЗРАЗКА - імітатора бездефектної ділянки трубопроводу в ізоляції

Рисunek зразка

Ідентифікаційний номер	Зразок 5
Труба сталевая електроізольована	ГОСТ 3362-75
Марка матеріалу труби	Ст. 20 ГОСТ 1050-88
Якість поверхні	Без обробки
Ізоляційний матеріал	Тепло- ідіелектроізоляційна шуба
Марка ізоляційного матеріалу	Спінений поліетилен
Спосіб нанесення	Надвинути

Розміри зразка	
за ТД	фактичні
$L = 1350,0 \pm 5,0$ мм	$L = 1352,0 \pm 0,5$ мм
$M = 1290,0 \pm 5,0$ мм	$M = 1292,0 \pm 0,5$ мм
$S = 47,0 \pm 1,0$ мм	$S = 47,2 \pm 0,1$ мм
$B = 22,0 \pm 1,0$ мм	$B = 21,9 \pm 0,1$ мм
$K = 27,0 \pm 1,0$ мм	$K = 27,1 \pm 0,1$ мм
$R = 24,0 \pm 5,0$ мм	$R = 24,7 \pm 0,5$ мм
Розміри внутрішніх дефектів	
за ТД	фактичні
дефект металу труби №1	
	Дефекти не виявлені
дефект ізоляції №2	
	Дефекти не виявлені
<b>НАУКОВО-ВИРОБНИЧА ФІРМА "ЗОНД"</b>	
Зразок перевірили:	
	I.A. Моголицький (УЛ, УТ, Ш III рівень кваліфікації)
	I.M. Власівчук (УЛ, УТ II рівень кваліфікації)
Дата проведення перевірки "15" листопада 2010 р	

### Паспорт на зразок-імітатор дефекту виду «стоншення металу та локальне пошкодження ізоляції»

"ЗАТРИДЖУНО"  
Директор ТОВ НВФ «Зонд»  
Цюпак І.І.

**ПАСПОРТ**  
ЗРАЗКА - імітатора дефекту  
виду стоншення металу та локальне пошкодження ізоляції

Рисunek зразка

Ідентифікаційний номер	Зразок 8
Труба сталевая електроізольована	ГОСТ 3362-75
Марка матеріалу труби	Ст. 20 ГОСТ 1050-88
Якість поверхні	Без обробки
Ізоляційний матеріал	Тепло- ідіелектроізоляційна шуба
Марка ізоляційного матеріалу	Спінений поліетилен
Спосіб нанесення	Надвинути

Розміри зразка	
за ТД	фактичні
$L = 1350,0 \pm 5,0$ мм	$L = 1353,0 \pm 0,5$ мм
$M = 1290,0 \pm 5,0$ мм	$M = 1285,0 \pm 0,5$ мм
$S = 47,0 \pm 1,0$ мм	$S = 46,2 \pm 0,1$ мм
$B = 22,0 \pm 1,0$ мм	$B = 21,4 \pm 0,1$ мм
$K = 27,0 \pm 1,0$ мм	$K = 27,4 \pm 0,1$ мм
$R = 24,0 \pm 5,0$ мм	$R = 24,5 \pm 0,5$ мм
Розміри внутрішніх дефектів	
за ТД	фактичні
Дефект металу труби №1	
$v = 0,7 \pm 0,2$ мм	$v = 0,6 \pm 0,1$ мм
$m = 60,0 \pm 2,0$ мм	$m = 59,7 \pm 0,1$ мм
$n = 14,0 \pm 0,2$ мм	$n = 14,1 \pm 0,1$ мм
дефект ізоляції №2	
$f = 6,0 \pm 0,5$ мм	$f = 5,6 \pm 0,1$ мм
$l = 60,0 \pm 2,0$ мм	$l = 59,7 \pm 0,1$ мм
$e = 90,0 \pm 2,0$ мм	$e = 91,4 \pm 0,1$ мм
$a = 44,0 \pm 0,2$ мм	$a = 43,2 \pm 0,1$ мм
$k = 30,0 \pm 0,2$ мм	$k = 28,9 \pm 0,1$ мм
<b>НАУКОВО-ВИРОБНИЧА ФІРМА "ЗОНД"</b>	
Зразок перевірили:	
	I.A. Моголицький (УЛ, УТ, Ш III рівень кваліфікації)
	I.M. Власівчук (УЛ, УТ II рівень кваліфікації)
Дата проведення перевірки "15" листопада 2010 р	

Паспорт на зразок-імітатор дефекту виду  
«мігруюча вода»

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Директор ТОВ НІФВ «Зонд»  
Цюпка І.І.

**ПАСПОРТ**  
ЗРАЗКА - імітатора дефекту  
виду «мігруюча вода»  
Рисунки зразка

Ідентифікаційний номер	Зразок 17
Труба сталеві електрозварна	ГОСТ 3262-75
Марка матеріалу труби	Ст. 20 ГОСТ 1050-88
Якість поверхні	Вис обробки
Ізоляційний матеріал	Темп, діелектрична трубка
Марка ізоляційного матеріалу	Синій поліетилен
Спосіб нанесення	Найбільш

Розміри зразка

за ТД	фактичні
$L = 1350.0 \pm 5.0$ мм	$L = 1351.0 \pm 0.5$ мм
$M = 1290.0 \pm 5.0$ мм	$M = 1292.0 \pm 0.5$ мм
$S = 47.0 \pm 1.0$ мм	$S = 47.4 \pm 0.1$ мм
$B = 22.0 \pm 1.0$ мм	$B = 21.5 \pm 0.1$ мм
$K = 27.0 \pm 1.0$ мм	$K = 27.3 \pm 0.1$ мм
$P = 24.0 \pm 5.0$ мм	$P = 24.3 \pm 0.5$ мм
$C = 675.0 \pm 2.0$ мм	$C = 674.6 \pm 0.5$ мм

Розміри штучних дефектів

за ТД	фактичні
дефект металу труби №1	
$b = 11.0 \pm 0.2$ мм	$b = 11.1 \pm 0.1$ мм
$d = 0.6 \pm 0.2$ мм	$d = 0.7 \pm 0.1$ мм
$v = 1.0 \pm 0.2$ мм	$v = 1.1 \pm 0.1$ мм
$n = 8.0 \pm 0.2$ мм	$n = 8.1 \pm 0.1$ мм
дефект ізоляції №2	
$q = 24.0 \pm 0.5$ мм	$q = 23.6 \pm 0.1$ мм
$r = 21.0 \pm 0.2$ мм	$r = 21.2 \pm 0.1$ мм
$s = 38.0 \pm 2.0$ мм	$s = 39.0 \pm 0.1$ мм
$m = 58.0 \pm 2.0$ мм	$m = 56.8 \pm 0.1$ мм
$f = 14.0 \pm 0.5$ мм	$f = 14.4 \pm 0.1$ мм

НАУКОВО-ВИРОБНИЧА ФІРМА "ЗОНД"

Зразок перевірили:

І.А. Молодцький (UT, VT III рівень кваліфікації)  
І.М. Власівчук (UT, VT II рівень кваліфікації)

Дата проведення перевірки: 15 листопада 2010 р.

Паспорт на зразок-імітатор дефекту виду  
«розрив трубопроводу з круглим отвором і пошкодженням ізоляції»

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Директор ТОВ НІФВ «Зонд»  
Цюпка І.І.

**ПАСПОРТ**  
ЗРАЗКА - імітатора дефекту  
виду «розрив трубопроводу з круглим отвором і пошкодженням ізоляції»  
Рисунки зразка

Ідентифікаційний номер	Зразок 6
Труба сталеві електрозварна	ГОСТ 3262-75
Марка матеріалу труби	Ст. 20 ГОСТ 1050-88
Якість поверхні	Вис обробки
Ізоляційний матеріал	Темп, діелектрична трубка
Марка ізоляційного матеріалу	Синій поліетилен
Спосіб нанесення	Найбільш

Розміри зразка

за ТД	фактичні
$L = 1350.0 \pm 5.0$ мм	$L = 1353.0 \pm 0.5$ мм
$M = 1290.0 \pm 5.0$ мм	$M = 1294.0 \pm 0.5$ мм
$S = 47.0 \pm 1.0$ мм	$S = 47.3 \pm 0.1$ мм
$B = 22.0 \pm 1.0$ мм	$B = 21.8 \pm 0.1$ мм
$K = 27.0 \pm 1.0$ мм	$K = 27.2 \pm 0.1$ мм
$P = 24.0 \pm 5.0$ мм	$P = 24.3 \pm 0.5$ мм
$C = 675.0 \pm 2.0$ мм	$C = 674.3 \pm 0.5$ мм

Розміри штучних дефектів

за ТД	фактичні
дефект металу труби №1	
$b = 9.0 \pm 0.2$ мм	$b = 9.1 \pm 0.1$ мм
$n = 8.0 \pm 0.2$ мм	$n = 8.1 \pm 0.1$ мм
$d = 1.0 \pm 0.2$ мм	$d = 1.1 \pm 0.1$ мм
$v = 0.8 \pm 0.2$ мм	$v = 0.7 \pm 0.1$ мм
дефект ізоляції №2	
$f = 12.0 \pm 0.5$ мм	$f = 11.6 \pm 0.1$ мм
$m = 40.0 \pm 0.5$ мм	$m = 40.8 \pm 0.1$ мм
$r = 18.0 \pm 2.0$ мм	$r = 18.4 \pm 0.1$ мм
$s = 38.0 \pm 2.0$ мм	$s = 38.5 \pm 0.1$ мм

НАУКОВО-ВИРОБНИЧА ФІРМА "ЗОНД"

Зразок перевірили:

І.А. Молодцький (UT, VT III рівень кваліфікації)  
І.М. Власівчук (UT, VT II рівень кваліфікації)

Дата проведення перевірки: 15 листопада 2010 р.

Паспорт на зразок-імітатор дефекту виду  
«локальне руйнування гідроізоляції»

"ЗАТВЕРДЖУЮ"  
Директор ТЗОВ НІВФ «Зонд»  
Цюпка І.І.

**ПАСПОРТ**  
ЗРАЗКА - імітатора дефекту  
виду «локальне руйнування гідроізоляції»  
Рисунки зразка

Ідентифікаційний номер	Зразок 11
Труба сталеві електрорушарні	ГОСТ 3262-75
Марка матеріалу труби	Ст. 20 ГОСТ 1050-88
Якість поверхні	Без обробки
Ізольційний матеріал	Теплоізоляційна трубка
Марка ізоляційного матеріалу	Синійний поліетилен
Спосіб нанесення	Надирати

"ЗАТВЕРДЖУЮ"  
Директор ТЗОВ НІВФ «Зонд»  
Цюпка І.І.

**ПАСПОРТ**  
ЗРАЗКА - імітатора дефекту  
виду «розрив трубопроводу з поперечною тріщиною і пошкодженням ізоляції»  
Рисунки зразка

Ідентифікаційний номер	Зразок 9
Труба сталеві електрорушарні	ГОСТ 3262-75
Марка матеріалу труби	Ст. 20 ГОСТ 1050-88
Якість поверхні	Без обробки
Ізольційний матеріал	Теплоізоляційна трубка
Марка ізоляційного матеріалу	Синійний поліетилен
Спосіб нанесення	Надирати

Паспорт на зразок-імітатор дефекту виду  
«розрив трубопроводу з поперечною тріщиною і пошкодженням ізоляції»

"ЗАТВЕРДЖУЮ"  
Директор ТЗОВ НІВФ «Зонд»  
Цюпка І.І.

**ПАСПОРТ**  
ЗРАЗКА - імітатора дефекту  
виду «розрив трубопроводу з поперечною тріщиною і пошкодженням ізоляції»  
Рисунки зразка

Ідентифікаційний номер	Зразок 9
Труба сталеві електрорушарні	ГОСТ 3262-75
Марка матеріалу труби	Ст. 20 ГОСТ 1050-88
Якість поверхні	Без обробки
Ізольційний матеріал	Теплоізоляційна трубка
Марка ізоляційного матеріалу	Синійний поліетилен
Спосіб нанесення	Надирати

"ЗАТВЕРДЖУЮ"  
Директор ТЗОВ НІВФ «Зонд»  
Цюпка І.І.

**ПАСПОРТ**  
ЗРАЗКА - імітатора дефекту  
виду «розрив трубопроводу з поперечною тріщиною і пошкодженням ізоляції»  
Рисунки зразка

Ідентифікаційний номер	Зразок 9
Труба сталеві електрорушарні	ГОСТ 3262-75
Марка матеріалу труби	Ст. 20 ГОСТ 1050-88
Якість поверхні	Без обробки
Ізольційний матеріал	Теплоізоляційна трубка
Марка ізоляційного матеріалу	Синійний поліетилен
Спосіб нанесення	Надирати

Паспорт на зразок-імітатор дефекту виду  
«яткова корозія трубопроводу»

"ІАТНВРДІЖУЮ"  
Директор ІЗОВ НІФФ «Зонд»  
Цейка І.І.

**ПАСПОРТ**  
**ЗРАЗКА - імітатора дефекту**  
виду «яткова корозія трубопроводу»  
Рисунок зразка

Ідентифікаційний номер	Зразок 2
Труба сталевая електроварна	ГОСТ 3162-75
Марка матеріалу труби	Ст. 20 ГОСТ 1050-88
Якість поверхні	Без обробки

Розміри зразка	
за ТД	фактичні
$L = 1350.0 \pm 5.0$ мм	$L = 1353.0 \pm 0.5$ мм
$B = 22.0 \pm 1.0$ мм	$B = 21.8 \pm 0.1$ мм
$K = 27.0 \pm 1.0$ мм	$K = 27.2 \pm 0.1$ мм
$P = 24.0 \pm 5.0$ мм	$P = 24.3 \pm 0.5$ мм
$C = 675.0 \pm 2.0$ мм	$C = 674.3 \pm 0.5$ мм
Розміри штучних дефектів	
за ТД	фактичні
дефект металу труби №1	
$h = 9.0 \pm 0.2$ мм	$h = 9.1 \pm 0.1$ мм
$n = 8.0 \pm 0.2$ мм	$n = 8.1 \pm 0.1$ мм
$d = 1.0 \pm 0.2$ мм	$d = 1.0 \pm 0.1$ мм
<b>НАУКОВО-ВИРОБНИЧА ФІРМА "ЗОНД"</b>	
Зразок перевірили:	
	І.А. Молодєцький (УТ, VT III рівень кваліфікації)
	І.М. Власівчук (УТ, VT II рівень кваліфікації)
Дата проведення перевірки "15" листопада 2010 р	

Паспорт на зразок-імітатор дефекту виду  
«розрив трубопроводу з поперечною тріщиною»

"ІАТНВРДІЖУЮ"  
Директор ІЗОВ НІФФ «Зонд»  
Цейка І.І.

**ПАСПОРТ**  
**ЗРАЗКА - імітатора дефекту**  
виду «розрив металу трубопроводу з поперечною тріщиною»  
Рисунок зразка

Ідентифікаційний номер	Зразок 4
Труба сталевая електроварна	ГОСТ 3162-75
Марка матеріалу труби	Ст. 20 ГОСТ 1050-88
Якість поверхні	Без обробки

Розміри зразка	
за ТД	фактичні
$L = 1350.0 \pm 5.0$ мм	$L = 1351.0 \pm 0.5$ мм
$B = 22.0 \pm 1.0$ мм	$B = 21.5 \pm 0.1$ мм
$K = 27.0 \pm 1.0$ мм	$K = 27.5 \pm 0.1$ мм
$P = 24.0 \pm 5.0$ мм	$P = 24.3 \pm 0.5$ мм
$C = 675.0 \pm 2.0$ мм	$C = 674.6 \pm 0.5$ мм
Розміри штучних дефектів	
за ТД	фактичні
дефект №1	
$h = 5.0 \pm 0.2$ мм	$h = 5.1 \pm 0.1$ мм
$n = 8.0 \pm 0.2$ мм	$n = 8.0 \pm 0.1$ мм
$o = 1.5 \pm 0.2$ мм	$o = 1.4 \pm 0.1$ мм
$x = 6.0 \pm 0.2$ мм	$x = 6.1 \pm 0.1$ мм
$y = 14.0 \pm 0.2$ мм	$y = 13.9 \pm 0.1$ мм
$g = 1.0 \pm 0.2$ мм	$g = 1.1 \pm 0.1$ мм
<b>НАУКОВО-ВИРОБНИЧА ФІРМА "ЗОНД"</b>	
Зразок перевірили:	
	І.А. Молодєцький (УТ, VT III рівень кваліфікації)
	І.М. Власівчук (УТ, VT II рівень кваліфікації)
Дата проведення перевірки "15" листопада 2010 р	

**Паспорт на зразок-імітатор дефекту виду  
«стоншення металу трубопроводу»**

"ЗАТВЕРДЖУЮ"  
Директор ТзОВ НВФ «Зонд»  
Цюпка ІІ

**ПАСПОРТ**  
**ЗРАЗКА - імітатора дефекту**  
**виду «стоншення металу трубопроводу»**  
Рисунок зразка

Ідентифікаційний номер	Зразок 3
Труба сталевая електрозварна	ГОСТ 3262-75
Марка матеріалу труби	Ст. 20 ГОСТ 1020-88
Якість поверхні	Без обробки

Розміри зразка	
за ТД	фактичні
$L = 1350.0 \pm 5.0$ мм	$L = 1353.0 \pm 0.5$ мм
$B = 22.0 \pm 1.0$ мм	$B = 21.4 \pm 0.1$ мм
$K = 27.0 \pm 1.0$ мм	$K = 27.4 \pm 0.1$ мм
$P = 24.0 \pm 3.0$ мм	$P = 24.5 \pm 0.5$ мм
$C = 645.0 \pm 2.0$ мм	$C = 644.4 \pm 0.1$ мм
Розміри натурних дефектів	
за ТД	фактичні
дефект №1	
$v = 0.7 \pm 0.2$ мм	$v = 0.6 \pm 0.1$ мм
$m = 60.0 \pm 2.0$ мм	$m = 59.7 \pm 0.1$ мм
$n = 14.0 \pm 0.2$ мм	$n = 14.1 \pm 0.1$ мм
<b>НАУКОВО-ВИРОБНИЧА ФІРМА "ЗОНД"</b>	
Зразок перевірили:	
	I.A. Молодцовський (UT, VT III рівень кваліфікації)
	I.M. Власівчук (UT, VT II рівень кваліфікації)
Дата проведення перевірки: "15" листопада 2010 р.	

**Паспорт на зразок-імітатор**  
**бездефектної ділянки трубопроводу**

"ЗАТВЕРДЖУЮ"  
Директор ТзОВ НВФ «Зонд»  
Цюпка ІІ

**ПАСПОРТ**  
**ЗРАЗКА - імітатора бездефектної ділянки трубопроводу**  
Рисунок зразка

Ідентифікаційний номер	Зразок 1
Труба сталевая електрозварна	ГОСТ 3262-75
Марка матеріалу труби	Ст. 20 ГОСТ 1020-88
Якість поверхні	Без обробки

Розміри зразка	
за ТД	фактичні
$L = 1350.0 \pm 5.0$ мм	$L = 1352.0 \pm 0.5$ мм
$H = 2.5 \pm 0.2$ мм	$H = 2.5 \pm 0.1$ мм
$B = 22.0 \pm 1.0$ мм	$B = 21.9 \pm 0.1$ мм
$P = 24.0 \pm 5.0$ мм	$P = 24.7 \pm 0.5$ мм
Розміри натурних дефектів	
за ТД	фактичні
дефект металу труби №1	
	Дефектів не виявлено
<b>НАУКОВО-ВИРОБНИЧА ФІРМА "ЗОНД"</b>	
Зразок перевірили:	
	I.A. Молодцовський (UT, VT III рівень кваліфікації)
	I.M. Власівчук (UT, VT II рівень кваліфікації)
Дата проведення перевірки: "15" листопада 2010 р.	

## Додаток Д

Результати вимірювання температури приповерхневого шару ґрунту вздовж  
трубопроводу при двох режимах нагрівання

## Трубопроводи не містять дефектів

Режим експлуатації установки 1									Режим експлуатації установки 2								
Температура води в подаючому трубопроводі + 60 С									Температура води в подаючому трубопроводі + 50 С								
Температура води в зворотному трубопроводі + 50 С									Температура води в зворотному трубопроводі + 43 С								
Крок по довжині	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Крок по довжині	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки
	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +3 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +6 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +9 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +12 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +3 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +6 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +9 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +12 С)		Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +3 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +6 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +9 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +12 С)				
1	7,9	8,8	10,7	11,4	13,4	13,3	16,1	15,5	1	7,1	7,9	9,9	10,6	12,6	12,8	15,3	14,7
2	7,9	8,8	10,7	11,4	13,4	13,3	16,1	15,5	2	7,1	7,9	9,9	10,6	12,6	12,8	15,3	14,7
3	7,9	8,8	10,7	11,4	13,4	13,3	16,1	15,5	3	7,1	7,9	9,9	10,6	12,6	12,8	15,3	14,7
4	7,9	8,8	10,7	11,3	13,4	13,3	16,1	15,5	4	7,1	7,9	9,9	10,6	12,6	12,7	15,3	14,7
5	7,9	8,8	10,7	11,3	13,4	13,3	16,1	15,5	5	7,1	7,9	9,9	10,5	12,6	12,7	15,3	14,7
6	7,9	8,7	10,7	11,3	13,4	13,3	16,1	15,5	6	7,1	7,8	9,9	10,5	12,6	12,7	15,3	14,6
7	7,9	8,7	10,7	11,3	13,4	13,3	16,1	15,5	7	7,1	7,8	9,9	10,5	12,6	12,7	15,3	14,6
8	7,9	8,7	10,7	11,3	13,4	13,3	16,1	15,4	8	7,1	7,8	9,9	10,5	12,6	12,7	15,3	14,6
9	7,9	8,7	10,7	11,3	13,4	13,2	16,1	15,4	9	7,1	7,8	9,9	10,5	12,6	12,7	15,3	14,6
10	7,9	8,7	10,7	11,3	13,4	13,2	16,1	15,4	10	7,1	7,8	9,9	10,5	12,6	12,7	15,3	14,6
11	7,9	8,7	10,7	11,2	13,4	13,2	16,1	15,4	11	7,1	7,8	9,9	10,5	12,6	12,7	15,3	14,6
12	7,9	8,6	10,7	11,2	13,4	13,2	16,1	15,4	12	7,1	7,7	9,9	10,5	12,6	12,7	15,3	14,6
13	7,9	8,6	10,7	11,2	13,4	13,2	16,1	15,4	13	7,1	7,7	9,9	10,4	12,6	12,7	15,3	14,6
14	7,9	8,6	10,7	11,2	13,4	13,2	16,1	15,4	14	7,1	7,7	9,9	10,4	12,6	12,7	15,3	14,6
15	7,9	8,6	10,7	11,2	13,4	13,2	16,1	15,4	15	7,1	7,7	9,9	10,4	12,6	12,6	15,3	14,5
16	7,9	8,6	10,7	11,2	13,4	13,2	16,1	15,4	16	7,1	7,7	9,9	10,4	12,6	12,6	15,3	14,5
17	7,9	8,5	10,7	11,2	13,4	13,2	16,1	15,3	17	7,1	7,7	9,9	10,4	12,6	12,6	15,3	14,5
18	7,9	8,5	10,7	11,2	13,4	13,1	16,1	15,3	18	7,1	7,6	9,9	10,4	12,6	12,6	15,3	14,5
19	7,9	8,5	10,7	11,2	13,4	13,1	16,1	15,3	19	7,1	7,6	9,9	10,4	12,6	12,6	15,3	14,5
20	7,9	8,5	10,7	11,1	13,4	13,1	16,1	15,3	20	7,1	7,6	9,9	10,4	12,6	12,6	15,3	14,5
21	7,9	8,5	10,7	11,1	13,4	13,1	16,1	15,3	21	7,1	7,6	9,9	10,3	12,6	12,6	15,3	14,5
22	7,9	8,5	10,7	11,1	13,4	13,1	16,1	15,3	22	7,1	7,6	9,9	10,3	12,6	12,6	15,3	14,5
23	7,9	8,4	10,7	11,1	13,4	13,1	16,1	15,3	23	7,1	7,6	9,9	10,3	12,6	12,6	15,3	14,5
24	7,9	8,4	10,7	11,1	13,4	13,1	16,1	15,3	24	7,1	7,5	9,9	10,3	12,6	12,6	15,3	14,5
25	7,9	8,4	10,7	11,1	13,4	13,1	16,1	15,3	25	7,1	7,5	9,9	10,3	12,6	12,6	15,3	14,5
26	7,9	8,4	10,7	11,1	13,4	13,1	16,1	15,3	26	7,1	7,5	9,9	10,3	12,6	12,5	15,3	14,4
27	7,9	8,4	10,7	11,1	13,4	13,0	16,1	15,2	27	7,1	7,5	9,9	10,3	12,6	12,5	15,3	14,4
28	7,9	8,4	10,7	11,1	13,4	13,0	16,1	15,2	28	7,1	7,5	9,9	10,3	12,6	12,5	15,3	14,4
29	7,9	8,4	10,7	11,1	13,4	13,0	16,1	15,2	29	7,1	7,5	9,9	10,3	12,6	12,5	15,3	14,4
30	7,9	8,3	10,7	11	13,4	13,0	16,1	15,2	30	7,1	7,5	9,9	10,2	12,6	12,5	15,3	14,4
31	7,9	8,3	10,7	11	13,4	13,0	16,1	15,2	31	7,1	7,4	9,9	10,2	12,6	12,5	15,3	14,4
32	7,9	8,3	10,7	11	13,4	13,0	16,1	15,2	32	7,1	7,4	9,9	10,2	12,6	12,5	15,3	14,4
33	7,9	8,3	10,7	11	13,4	13,0	16,1	15,2	33	7,1	7,4	9,9	10,2	12,6	12,5	15,3	14,4
34	7,9	8,3	10,7	11	13,4	13,0	16,1	15,2	34	7,1	7,4	9,9	10,2	12,6	12,5	15,3	14,4
35	7,9	8,3	10,7	11	13,4	13,0	16,1	15,2	35	7,1	7,4	9,9	10,2	12,6	12,5	15,3	14,4
36	7,9	8,2	10,7	11	13,4	12,9	16,1	15,1	36	7,1	7,4	9,9	10,2	12,6	12,5	15,3	14,4
37	7,9	8,2	10,7	11	13,4	12,9	16,1	15,1	37	7,1	7,4	9,9	10,2	12,6	12,4	15,3	14,3
38	7,9	8,2	10,7	11	13,4	12,9	16,1	15,1	38	7,1	7,3	9,9	10,2	12,6	12,4	15,3	14,3
39	7,9	8,2	10,7	11	13,4	12,9	16,1	15,1	39	7,1	7,3	9,9	10,1	12,6	12,4	15,3	14,3
40	7,9	8,2	10,7	11	13,4	12,9	16,1	15,1	40	7,1	7,3	9,9	10,1	12,6	12,4	15,3	14,3
41	7,9	8,2	10,7	10,9	13,4	12,9	16,1	15,1	41	7,1	7,3	9,9	10,1	12,6	12,4	15,3	14,3
42	7,9	8,1	10,7	10,9	13,4	12,9	16,1	15,1	42	7,1	7,3	9,9	10,1	12,6	12,4	15,3	14,3
43	7,9	8,1	10,7	10,9	13,4	12,9	16,1	15,1	43	7,1	7,3	9,9	10,1	12,6	12,4	15,3	14,3
44	7,9	8,1	10,7	10,9	13,4	12,9	16,1	15,1	44	7,1	7,3	9,9	10,1	12,6	12,4	15,3	14,3
45	7,9	8,1	10,7	10,9	13,4	12,8	16,1	15,0	45	7,1	7,3	9,9	10,1	12,6	12,4	15,3	14,3
46	7,9	8,1	10,7	10,9	13,4	12,8	16,1	15,0	46	7,1	7,2	9,9	10,1	12,6	12,4	15,3	14,2
47	7,9	8,1	10,7	10,9	13,4	12,8	16,1	15,0	47	7,1	7,2	9,9	10,1	12,6	12,4	15,3	14,2
48	7,9	8,0	10,7	10,9	13,4	12,8	16,1	15,0	48	7,1	7,2	9,9	10,0	12,6	12,3	15,3	14,2
49	7,9	8,0	10,7	10,9	13,4	12,8	16,1	15,0	49	7,1	7,2	9,9	10,0	12,6	12,3	15,3	14,2
50	7,9	8,0	10,7	10,9	13,4	12,8	16,1	15,0	50	7,1	7,2	9,9	10,0	12,6	12,3	15,3	14,2

## Дефект "Руйнування теплової та гідроізоляції" на одному трубопроводі

Температура води в подаючому трубопроводі + 60 C									Температура води в подаючому трубопроводі + 50 C								
Температура води в зворотному трубопроводі + 50 C									Температура води в зворотному трубопроводі + 43 C								
Крок по дов-жині	Резуль-тати моделі	Дані з устано-вки	Резуль-тати моделі	Дані з устано-вки	Резуль-тати моделі	Дані з устано-вки	Резуль-тати моделі	Дані з устано-вки	Крок по дов-жині	Резуль-тати моделі	Дані з устано-вки	Резуль-тати моделі	Дані з устано-вки	Резуль-тати моделі	Дані з устано-вки	Резуль-тати моделі	Дані з устано-вки
	Температу-ра ґрунту над віссю (при Tґрунту +3 C)	Температу-ра ґрунту над віссю (при Tґрунту +6 C)	Температу-ра ґрунту над віссю (при Tґрунту +9 C)	Температу-ра ґрунту над віссю (при Tґрунту +12 C)	Температу-ра ґрунту над віссю (при Tґрунту +3 C)	Температу-ра ґрунту над віссю (при Tґрунту +6 C)	Температу-ра ґрунту над віссю (при Tґрунту +9 C)	Температу-ра ґрунту над віссю (при Tґрунту +12 C)		Температу-ра ґрунту над віссю (при Tґрунту +3 C)	Температу-ра ґрунту над віссю (при Tґрунту +6 C)	Температу-ра ґрунту над віссю (при Tґрунту +9 C)	Температу-ра ґрунту над віссю (при Tґрунту +12 C)				
1	7,9	8,3	10,7	11,8	13,4	12,7	16,1	14,7	1	7,1	7,3	9,9	10,1	12,6	12,1	15,3	15,9
2	7,9	8,3	10,7	11,8	13,4	12,7	16,1	14,7	2	7,1	7,3	9,9	10,1	12,6	12,1	15,3	15,9
3	7,9	8,3	10,7	11,7	13,4	12,7	16,1	14,7	3	7,1	7,3	9,9	10,1	12,6	12,1	15,3	15,9
4	7,9	8,3	10,7	11,7	13,4	12,7	16,1	14,7	4	7,1	7,3	9,9	10,1	12,6	12,1	15,3	15,9
5	7,9	8,3	10,7	11,7	13,4	12,6	16,1	14,7	5	7,1	7,3	9,9	10,0	12,6	12,1	15,3	15,9
6	7,9	8,3	10,7	11,7	13,4	12,6	16,1	14,7	6	7,1	7,2	9,9	10,0	12,6	12,1	15,3	15,9
7	7,9	8,2	10,7	11,7	13,4	12,6	16,1	14,6	7	7,1	7,2	9,9	10,0	12,6	12,1	15,3	15,9
8	7,9	8,2	10,7	11,7	13,4	12,6	16,1	14,6	8	7,1	7,2	9,9	10,0	12,6	12,1	15,3	15,9
9	7,9	8,2	10,7	11,6	13,4	12,6	16,1	14,6	9	7,1	7,2	9,9	10,0	12,6	12,0	15,3	15,9
10	7,9	8,2	10,7	11,6	13,4	12,6	16,1	14,6	10	7,1	7,2	9,9	10,0	12,6	12,0	15,3	15,8
11	7,9	8,2	10,7	11,6	13,4	12,6	16,1	14,6	11	7,1	7,2	9,9	10,0	12,6	12,0	15,3	15,8
12	7,9	8,2	10,7	11,6	13,4	12,6	16,1	14,6	12	7,1	7,2	9,9	10,0	12,6	12,0	15,3	15,8
13	7,9	8,2	10,7	11,6	13,4	12,6	16,1	14,5	13	7,1	7,2	9,9	9,9	12,6	12,0	15,3	15,8
14	7,9	8,1	10,7	11,6	13,4	12,6	16,1	14,5	14	7,1	7,2	9,9	9,9	12,6	12,0	15,3	15,8
15	7,9	8,1	10,7	11,5	13,4	12,5	16,1	14,5	15	7,1	7,1	9,9	9,9	12,6	12,0	15,3	15,8
16	7,9	8,1	10,7	11,5	13,4	12,5	16,1	14,5	16	7,1	7,1	9,9	9,9	12,6	12,0	15,3	15,8
17	7,9	8,1	10,7	11,5	13,4	12,5	16,1	14,5	17	7,1	7,1	9,9	9,9	12,6	12,0	15,3	15,8
18	7,9	8,1	10,7	11,5	13,4	12,5	16,1	14,5	18	7,1	7,1	9,9	9,9	12,6	11,9	15,3	15,8
19	7,9	8,1	10,7	11,5	13,4	12,5	16,1	14,5	19	7,1	7,1	9,9	9,9	12,6	11,9	15,3	15,8
20	7,9	8,1	10,7	11,5	13,4	12,5	16,1	14,5	20	7,1	7,1	9,9	9,9	12,6	11,9	15,3	15,8
21	7,9	8,1	10,7	11,5	13,4	12,5	16,1	14,4	21	7,1	7,1	9,9	9,9	12,6	11,9	15,3	15,7
22	7,9	8,1	10,7	11,4	13,4	12,5	16,1	14,4	22	7,1	7,1	9,9	9,9	12,6	11,9	15,3	15,7
23	7,9	8,1	10,7	11,4	13,4	12,5	16,1	14,4	23	7,1	7,1	9,9	9,8	12,6	11,9	15,3	15,7
24	7,9	8,1	10,7	11,4	13,4	12,5	16,1	14,4	24	7,1	7,1	9,9	9,8	12,6	11,9	15,3	15,7
25	7,9	8,1	10,7	11,4	13,4	12,4	16,1	14,4	25	7,1	7,1	9,9	9,8	12,6	11,9	15,3	15,7
26	7,9	8,0	10,7	11,4	13,4	12,4	16,1	14,4	26	7,1	7,0	9,9	9,8	12,6	11,9	15,3	15,7
27	7,9	8,0	10,7	11,4	13,4	12,4	16,1	14,4	27	7,1	7,0	9,9	9,8	12,6	11,9	15,3	15,7
28	7,9	8,0	10,7	11,4	13,4	12,4	16,1	14,4	28	7,1	7,0	9,9	9,8	12,6	11,9	15,3	15,7
29	7,9	8,0	10,7	11,3	13,4	12,4	16,1	14,3	29	7,1	7,0	9,9	9,8	12,6	11,9	15,3	15,7
30	7,9	8,0	10,7	11,3	13,4	12,4	16,1	14,4	30	7,1	7,0	9,9	9,8	12,6	11,8	15,3	15,7
31	7,9	8,0	10,7	11,3	13,4	12,4	16,1	14,4	31	7,1	7,0	9,9	9,8	12,6	11,8	15,3	15,6
32	7,9	8,3	10,7	11,3	13,4	12,7	16,1	14,5	32	7,1	7,0	9,9	9,8	12,6	11,8	15,3	15,6
33	7,9	9,5	10,7	12,0	13,4	13,1	16,1	14,9	33	7,1	7,7	9,9	10,2	12,6	11,8	15,3	15,9
34	8,7	11,1	10,8	13,2	13,4	14,4	16,1	15,5	34	7,1	8,7	9,9	10,5	12,6	12,4	15,3	15,7
35	10	14,3	12	16,0	14	17,3	16,4	18,3	35	7,1	11,0	9,9	12,0	12,6	13,6	15,3	16,4
36	15	19,8	16,2	20,9	17,3	22,3	18,9	23,4	36	7,1	16,2	9,9	16,5	12,6	18,0	15,3	19,3
37	21	24,5	22,7	25,6	24,3	26,6	26,6	28,4	37	7,1	21,1	9,9	22,5	12,6	23,4	15,3	26,0
38	24,9	25,9	26,9	26,8	28,8	28,1	30,7	29,4	38	20,9	23,1	22,8	24,8	24,8	26,6	26,7	29,1
39	21	25,1	22,7	26,0	24,3	27,0	26,6	28,5	39	7,1	20,5	9,9	21,7	12,6	23,8	15,3	26,7
40	15	20,8	16,2	22,4	17,3	23,6	18,9	25,0	40	7,1	15,0	9,9	17,3	12,6	18,3	15,3	20,4
41	10	16,0	12	17,9	14	19,2	16,4	20,3	41	7,1	10,2	9,9	11,5	12,6	13,9	15,3	16,5
42	8,7	11,9	10,8	14,0	13,4	15,1	16,1	16,1	42	7,1	8,3	9,9	9,9	12,6	12,5	15,3	15,6
43	7,9	9,6	10,7	11,3	13,4	13,0	16,1	14,2	43	7,1	7,3	9,9	9,6	12,6	12,1	15,3	15,0
44	7,9	8,7	10,7	10,4	13,4	12,8	16,1	14,3	44	7,1	7,1	9,9	9,3	12,6	12,2	15,3	15,2
45	7,9	8,5	10,7	10,1	13,4	11,8	16,1	13,9	45	7,1	6,5	9,9	9,4	12,6	11,7	15,3	14,5
46	7,9	7,6	10,7	9,8	13,4	11,8	16,1	13,1	46	7,1	6,0	9,9	8,9	12,6	11,5	15,3	14,6
47	7,9	7,2	10,7	9,1	13,4	11,1	16,1	13,2	47	7,1	6,0	9,9	8,8	12,6	10,7	15,3	14,6
48	7,9	6,3	10,7	9,1	13,4	10,6	16,1	12,4	48	7,1	5,4	9,9	8,0	12,6	10,6	15,3	14,0
49	7,9	6,2	10,7	8,8	13,4	10,3	16,1	12,5	49	7,1	5,3	9,9	8,2	12,6	10,2	15,3	14,1
50	7,9	5,6	10,7	8,7	13,4	10,1	16,1	12,2	50	7,1	4,9	9,9	7,9	12,6	10,0	15,3	14,0

## Продовження додатку Д

## Дефект "Розрив одного трубопроводу" з руйнуванням теплової та гідроізоляцій і витоком води

Температура води в подаючому трубопроводі + 60 С									Температура води в подаючому трубопроводі + 50 С								
Температура води в зворотному трубопроводі + 50 С									Температура води в зворотному трубопроводі + 43 С								
Крок по довжині	Результати моделі	Дані з установок	Результати моделі	Дані з установок	Результати моделі	Дані з установок	Результати моделі	Дані з установок	Крок по довжині	Результати моделі	Дані з установок	Результати моделі	Дані з установок	Результати моделі	Дані з установок	Результати моделі	Дані з установок
	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +3 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +6 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +9 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +12 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +3 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +6 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +9 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +12 С)		Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +3 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +6 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +9 С)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +12 С)				
1	7,9	9,0	10,7	11,3	13,4	12,4	16,1	14,4	1	7,1	7,9	9,9	11,1	12,6	13,6	15,3	14,6
2	7,9	9,0	10,7	11,3	13,4	12,4	16,1	14,4	2	7,1	7,9	9,9	11,1	12,6	13,6	15,3	14,6
3	7,9	9,0	10,7	11,3	13,4	12,4	16,1	14,4	3	7,1	7,9	9,9	11,1	12,6	13,6	15,3	14,6
4	7,9	9,0	10,7	11,2	13,4	12,4	16,1	14,4	4	7,1	7,9	9,9	11,0	12,6	13,6	15,3	14,6
5	7,9	8,9	10,7	11,2	13,4	12,4	16,1	14,4	5	7,1	7,9	9,9	11,0	12,6	13,6	15,3	14,6
6	7,9	8,9	10,7	11,2	13,4	12,3	16,1	14,4	6	7,1	7,8	9,9	11,0	12,6	13,6	15,3	14,6
7	7,9	8,9	10,7	11,2	13,4	12,3	16,1	14,4	7	7,1	7,8	9,9	11,0	12,6	13,6	15,3	14,6
8	7,9	8,9	10,7	11,2	13,4	12,3	16,1	14,4	8	7,1	7,8	9,9	11,0	12,6	13,5	15,3	14,6
9	7,9	8,9	10,7	11,2	13,4	12,3	16,1	14,3	9	7,1	7,8	9,9	11,0	12,6	13,5	15,3	14,6
10	7,9	8,8	10,7	11,2	13,4	12,3	16,1	14,3	10	7,1	7,8	9,9	11,0	12,6	13,5	15,3	14,6
11	7,9	8,8	10,7	11,1	13,4	12,3	16,1	14,3	11	7,1	7,8	9,9	10,9	12,6	13,5	15,3	14,5
12	7,9	8,8	10,7	11,1	13,4	12,3	16,1	14,3	12	7,1	7,7	9,9	10,9	12,6	13,5	15,3	14,5
13	7,9	8,8	10,7	11,1	13,4	12,3	16,1	14,3	13	7,1	7,7	9,9	10,9	12,6	13,5	15,3	14,5
14	7,9	8,8	10,7	11,1	13,4	12,3	16,1	14,3	14	7,1	7,7	9,9	10,9	12,6	13,5	15,3	14,5
15	7,9	8,8	10,7	11,1	13,4	12,2	16,1	14,3	15	7,1	7,7	9,9	10,9	12,6	13,5	15,3	14,5
16	7,9	8,7	10,7	11,1	13,4	12,2	16,1	14,3	16	7,1	7,7	9,9	10,9	12,6	13,4	15,3	14,5
17	7,9	8,7	10,7	11,1	13,4	12,2	16,1	14,3	17	7,1	7,7	9,9	10,9	12,6	13,4	15,3	14,5
18	7,9	8,7	10,7	11,0	13,4	12,2	16,1	14,3	18	7,1	7,6	9,9	10,8	12,6	13,4	15,3	14,5
19	7,9	8,7	10,7	11,0	13,4	12,2	16,1	14,2	19	7,1	7,6	9,9	10,8	12,6	13,4	15,3	14,5
20	7,9	8,7	10,7	11,0	13,4	12,2	16,1	14,2	20	7,1	7,6	9,9	10,8	12,6	13,4	15,3	14,5
21	7,9	8,7	10,7	11,0	13,4	12,2	16,1	14,2	21	7,1	7,6	9,9	10,8	12,6	13,4	15,3	14,5
22	7,9	8,6	10,7	11,0	13,4	12,2	16,1	14,2	22	7,1	7,6	9,9	10,8	12,6	13,4	15,3	14,4
23	7,9	8,6	10,7	11,0	13,4	12,2	16,1	14,2	23	7,1	7,6	9,9	10,8	12,6	13,4	15,3	14,4
24	7,9	8,6	10,7	11,0	13,4	12,2	16,1	14,2	24	7,1	7,5	9,9	10,8	12,6	13,3	15,3	14,4
25	7,9	8,6	10,7	11,0	13,4	12,1	16,1	14,2	25	7,1	7,5	9,9	10,8	12,6	13,3	15,3	14,4
26	7,9	8,6	10,7	10,9	13,4	12,1	16,1	14,2	26	7,1	7,5	9,9	10,7	12,6	13,3	15,3	14,4
27	7,9	8,6	10,7	10,9	13,4	12,1	16,1	14,2	27	7,1	7,5	9,9	10,7	12,6	13,3	15,3	14,4
28	7,9	8,6	10,7	10,9	13,4	12,1	16,1	14,1	28	7,1	7,5	9,9	10,7	12,6	13,3	15,3	14,4
29	7,9	8,5	10,7	10,9	13,4	12,1	16,1	14,1	29	7,1	7,5	9,9	10,7	12,6	13,3	15,3	14,4
30	7,9	8,5	10,7	10,9	13,4	12,2	16,1	14,2	30	7,1	7,5	9,9	10,7	12,6	13,2	15,3	14,7
31	7,9	8,5	10,7	10,9	13,4	12,2	16,1	14,4	31	7,1	7,4	9,9	10,6	12,6	13,2	15,3	15,2
32	7,9	8,5	10,7	10,9	13,4	12,2	16,1	15,0	32	7,1	7,4	9,9	10,6	12,6	13,3	15,3	15,2
33	7,9	10,0	10,7	12,2	13,4	13,5	16,1	16,6	33	7,1	8,7	9,9	10,6	12,6	13,3	15,3	15,2
34	7,9	14,5	10,7	12,7	13,4	17,1	16,1	19,3	34	7,1	9,0	9,9	12,8	12,6	13,7	15,3	17,3
35	8,7	17,6	10,9	14,6	13,4	19,2	16,1	25,1	35	7,1	11,3	9,9	13,3	12,6	18,6	15,3	18,9
36	12,5	20,4	12,9	22,4	15	27,5	16,5	33,0	36	10,1	13,4	10,6	15,0	12,6	20,6	15,3	24,1
37	23	29,3	23,7	35,5	24,4	37,7	25,1	38,8	37	17	28,3	17,7	26,8	18,5	29,6	19	33,8
38	35,7	38,5	38,8	40,0	37,9	40,8	39,0	42,7	38	30,3	32,6	31,4	33,3	32,6	35,1	33,7	35,5
39	23	26,8	23,7	33,5	24,4	36,2	25,1	39,9	39	17	27,2	17,7	31,6	18,5	28,1	19	30,0
40	12,5	18,9	12,9	22,0	15	29,7	16,5	32,1	40	10,1	14,3	10,6	22,8	12,6	18,0	15,3	24,2
41	8,7	12,6	10,9	15,3	13,4	17,3	16,1	25,6	41	7,1	10,7	9,9	12,5	12,6	14,5	15,3	15,8
42	7,9	9,2	10,7	12,5	13,4	15,9	16,1	23,1	42	7,1	8,7	9,9	11,7	12,6	14,1	15,3	13,9
43	7,9	8,1	10,7	11,7	13,4	13,0	16,1	16,5	43	7,1	8,7	9,9	10,2	12,6	12,7	15,3	13,8
44	7,9	7,8	10,7	10,4	13,4	11,3	16,1	14,7	44	7,1	7,4	9,9	10,2	12,6	12,5	15,3	13,1
45	7,9	6,5	10,7	9,7	13,4	11,2	16,1	14,4	45	7,1	6,9	9,9	10,0	12,6	11,3	15,3	13,5
46	7,9	6,4	10,7	9,4	13,4	10,2	16,1	13,1	46	7,1	6,9	9,9	9,0	12,6	11,5	15,3	13,0
47	7,9	6,3	10,7	9,3	13,4	10,4	16,1	13,1	47	7,1	5,8	9,9	8,4	12,6	10,8	15,3	12,9
48	7,9	5,9	10,7	8,4	13,4	9,5	16,1	11,5	48	7,1	5,3	9,9	8,0	12,6	10,6	15,3	12,1
49	7,9	5,1	10,7	7,8	13,4	8,9	16,1	11,2	49	7,1	4,8	9,9	8,0	12,6	10,6	15,3	11,9
50	7,9	4,8	10,7	7,5	13,4	8,7	16,1	10,9	50	7,1	4,2	9,9	7,5	12,6	10,5	15,3	11,7



## Продовження додатку Д

## Дефект "Руйнування гідроізоляції" на одному трубопроводі

Температура води в подаючому трубопроводі + 60 C									Температура води в подаючому трубопроводі + 50 C								
Температура води в зворотному трубопроводі + 50 C									Температура води в зворотному трубопроводі + 43 C								
Крок по довжині	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Крок по довжині	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки
	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +3 C)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +6 C)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +9 C)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +12 C)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +3 C)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +6 C)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +9 C)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +12 C)		Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +3 C)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +6 C)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +9 C)	Температура ґрунту над віссю (при Тґрунту +12 C)				
1	7,9	8,2	10,7	11,0	13,4	13,7	16,1	15,7	1	7,1	7,8	9,9	10,2	12,6	13,0	15,3	15,3
2	7,9	8,2	10,7	11,0	13,4	13,7	16,1	15,7	2	7,1	7,8	9,9	10,2	12,6	13,0	15,3	15,3
3	7,9	8,2	10,7	11,0	13,4	13,7	16,1	15,7	3	7,1	7,8	9,9	10,2	12,6	13,0	15,3	15,3
4	7,9	8,2	10,7	11,0	13,4	13,7	16,1	15,7	4	7,1	7,8	9,9	10,1	12,6	12,9	15,3	15,3
5	7,9	8,2	10,7	11,0	13,4	13,7	16,1	15,7	5	7,1	7,8	9,9	10,1	12,6	12,9	15,3	15,3
6	7,9	8,1	10,7	11,0	13,4	13,7	16,1	15,7	6	7,1	7,8	9,9	10,1	12,6	12,9	15,3	15,2
7	7,9	8,1	10,7	10,9	13,4	13,7	16,1	15,7	7	7,1	7,8	9,9	10,1	12,6	12,9	15,3	15,2
8	7,9	8,1	10,7	10,9	13,4	13,6	16,1	15,7	8	7,1	7,8	9,9	10,1	12,6	12,9	15,3	15,2
9	7,9	8,1	10,7	10,9	13,4	13,6	16,1	15,7	9	7,1	7,8	9,9	10,1	12,6	12,9	15,3	15,2
10	7,9	8,1	10,7	10,9	13,4	13,6	16,1	15,6	10	7,1	7,7	9,9	10,1	12,6	12,8	15,3	15,2
11	7,9	8,1	10,7	10,9	13,4	13,6	16,1	15,6	11	7,1	7,7	9,9	10,1	12,6	12,8	15,3	15,1
12	7,9	8,1	10,7	10,9	13,4	13,6	16,1	15,6	12	7,1	7,7	9,9	10,1	12,6	12,8	15,3	15,1
13	7,9	8,1	10,7	10,9	13,4	13,6	16,1	15,6	13	7,1	7,7	9,9	10,0	12,6	12,8	15,3	15,1
14	7,9	8,1	10,7	10,9	13,4	13,6	16,1	15,6	14	7,1	7,7	9,9	10,0	12,6	12,8	15,3	15,1
15	7,9	8,0	10,7	10,8	13,4	13,6	16,1	15,6	15	7,1	7,7	9,9	10,0	12,6	12,8	15,3	15,1
16	7,9	8,0	10,7	10,8	13,4	13,6	16,1	15,6	16	7,1	7,7	9,9	10,0	12,6	12,8	15,3	15,1
17	7,9	8,0	10,7	10,8	13,4	13,6	16,1	15,6	17	7,1	7,7	9,9	10,0	12,6	12,7	15,3	15,1
18	7,9	8,0	10,7	10,8	13,4	13,5	16,1	15,6	18	7,1	7,7	9,9	10,0	12,6	12,7	15,3	15,1
19	7,9	8,0	10,7	10,8	13,4	13,5	16,1	15,5	19	7,1	7,7	9,9	10,0	12,6	12,7	15,3	15,1
20	7,9	8,0	10,7	10,8	13,4	13,5	16,1	15,5	20	7,1	7,6	9,9	10,0	12,6	12,7	15,3	15,1
21	7,9	8,0	10,7	10,8	13,4	13,5	16,1	15,5	21	7,1	7,6	9,9	10,0	12,6	12,7	15,3	15,1
22	7,9	8,0	10,7	10,8	13,4	13,5	16,1	15,5	22	7,1	7,6	9,9	10,0	12,6	12,7	15,3	15,0
23	7,9	8,0	10,7	10,8	13,4	13,5	16,1	15,5	23	7,1	7,6	9,9	9,9	12,6	12,7	15,3	15,0
24	7,9	8,0	10,7	10,7	13,4	13,5	16,1	15,5	24	7,1	7,6	9,9	9,9	12,6	12,7	15,3	15,0
25	7,9	7,9	10,7	10,7	13,4	13,5	16,1	15,5	25	7,1	7,6	9,9	9,9	12,6	12,6	15,3	15,0
26	7,9	7,9	10,7	10,7	13,4	13,5	16,1	15,5	26	7,1	7,6	9,9	9,9	12,6	12,6	15,3	15,0
27	7,9	7,9	10,7	10,7	13,4	13,4	16,1	15,5	27	7,1	7,6	9,9	9,9	12,6	12,6	15,3	15,0
28	7,9	7,9	10,7	10,7	13,4	13,4	16,1	15,5	28	7,1	7,6	9,9	9,9	12,6	12,6	15,3	15,0
29	7,9	7,9	10,7	10,7	13,4	13,4	16,1	15,5	29	7,1	7,6	9,9	9,9	12,6	12,6	15,3	15,0
30	7,9	7,9	10,7	10,7	13,4	13,4	16,1	15,5	30	7,1	7,5	9,9	9,9	12,6	12,6	15,3	15,0
31	7,9	7,9	10,7	10,7	13,4	13,4	16,1	15,5	31	7,1	7,5	9,9	9,9	12,6	12,6	15,3	15,0
32	7,9	7,9	10,7	10,7	13,4	13,4	16,1	15,5	32	7,1	7,5	9,9	9,9	12,6	12,6	15,3	14,9
33	7,9	8,0	10,7	10,7	13,4	13,4	16,1	15,5	33	7,1	7,5	9,9	9,9	12,6	12,5	15,3	14,9
34	7,9	8,3	10,7	10,7	13,4	13,6	16,1	15,6	34	7,1	7,7	9,9	10,0	12,6	12,5	15,3	14,9
35	7,9	9,0	10,7	11,4	13,4	14,0	16,1	16,1	35	7,1	8,0	9,9	10,2	12,6	12,7	15,3	15,1
36	8,5	10,2	10,8	12,6	13,4	15,2	16,1	17,2	36	7,1	8,3	9,9	10,5	12,6	12,9	15,3	15,3
37	9,4	11,9	11,8	14,2	14,2	16,6	16,6	18,8	37	7,1	8,5	9,9	10,7	12,6	13,1	15,3	15,5
38	10,1	12,4	12,7	14,8	15,2	17,2	17,8	19,3	38	8,9	8,7	11,5	10,8	14,1	13,2	16,7	15,6
39	9,4	12,3	11,8	14,4	14,2	16,7	16,6	18,5	39	7,1	8,7	9,9	10,8	12,6	13,1	15,3	15,5
40	8,5	11,1	10,8	13,1	13,4	15,4	16,1	17,5	40	7,1	8,5	9,9	10,7	12,6	13,1	15,3	15,4
41	7,9	10,1	10,7	12,3	13,4	14,7	16,1	16,5	41	7,1	8,3	9,9	10,5	12,6	12,8	15,3	15,2
42	7,9	9,3	10,7	11,4	13,4	14,2	16,1	16,0	42	7,1	8,1	9,9	10,3	12,6	12,6	15,3	15,0
43	7,9	8,4	10,7	11,1	13,4	13,7	16,1	15,6	43	7,1	7,8	9,9	10,1	12,6	12,4	15,3	14,8
44	7,9	8,1	10,7	10,7	13,4	13,6	16,1	15,5	44	7,1	7,6	9,9	9,8	12,6	12,2	15,3	14,7
45	7,9	8,1	10,7	10,3	13,4	13,6	16,1	15,5	45	7,1	7,4	9,9	9,6	12,6	12,0	15,3	14,6
46	7,9	8,0	10,7	10,3	13,4	13,5	16,1	15,4	46	7,1	7,3	9,9	9,4	12,6	12,0	15,3	14,6
47	7,9	7,5	10,7	10,0	13,4	13,2	16,1	15,3	47	7,1	7,2	9,9	9,4	12,6	11,9	15,3	14,5
48	7,9	7,6	10,7	9,8	13,4	13,0	16,1	15,1	48	7,1	7,0	9,9	9,4	12,6	11,9	15,3	14,4
49	7,9	7,3	10,7	9,7	13,4	12,9	16,1	15,0	49	7,1	7,0	9,9	9,4	12,6	11,9	15,3	14,4
50	7,9	7,2	10,7	9,6	13,4	12,8	16,1	15,0	50	7,1	6,9	9,9	9,3	12,6	11,9	15,3	14,4

## Закінчення додатку Д

## Дефект "Мігруюча вода" в одному трубопроводі

Температура води в подаючому трубопроводі + 60 С								Температура води в подаючому трубопроводі + 50 С									
Температура води в зворотному трубопроводі + 50 С								Температура води в зворотному трубопроводі + 43 С									
Крок по дов-жині	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Крок по дов-жині	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки
	Температу-ра ґрунту над віссю (при Тґрунту +3 С)		Температу-ра ґрунту над віссю (при Тґрунту +6 С)		Температу-ра ґрунту над віссю (при Тґрунту +9 С)		Температу-ра ґрунту над віссю (при Тґрунту +12 С)		Температу-ра ґрунту над віссю (при Тґрунту +3 С)		Температу-ра ґрунту над віссю (при Тґрунту +6 С)		Температу-ра ґрунту над віссю (при Тґрунту +9 С)		Температу-ра ґрунту над віссю (при Тґрунту +12 С)		Температу-ра ґрунту над віссю (при Тґрунту +12 С)
1	7,9	8,8	10,7	11,4	13,4	13,1	16,1	13,8	1	7,1	8,6	9,9	10,3	12,6	12,9	15,3	13,5
2	7,9	8,8	10,7	11,4	13,4	13,1	16,1	13,8	2	7,1	8,6	9,9	10,3	12,6	12,9	15,3	13,5
3	7,9	8,8	10,7	11,4	13,4	13,1	16,1	13,8	3	7,1	8,6	9,9	10,3	12,6	12,9	15,3	13,4
4	7,9	8,8	10,7	11,4	13,4	13,0	16,1	13,8	4	7,1	8,6	9,9	10,3	12,6	12,9	15,3	13,4
5	7,9	8,8	10,7	11,3	13,4	13,0	16,1	13,8	5	7,1	8,6	9,9	10,3	12,6	12,9	15,3	13,4
6	7,9	8,7	10,7	11,3	13,4	13,0	16,1	13,8	6	7,1	8,6	9,9	10,3	12,6	12,9	15,3	13,4
7	7,9	8,7	10,7	11,3	13,4	13,0	16,1	13,8	7	7,1	8,6	9,9	10,3	12,6	12,9	15,3	13,4
8	7,9	8,7	10,7	11,3	13,4	13,0	16,1	13,8	8	7,1	8,6	9,9	10,3	12,6	12,9	15,3	13,4
9	7,9	8,7	10,7	11,3	13,4	13,0	16,1	13,7	9	7,1	8,6	9,9	10,2	12,6	12,9	15,3	13,4
10	7,9	8,7	10,7	11,3	13,4	13,0	16,1	13,7	10	7,1	8,6	9,9	10,2	12,6	12,8	15,3	13,4
11	7,9	8,7	10,7	11,3	13,4	12,9	16,1	13,7	11	7,1	8,6	9,9	10,2	12,6	12,8	15,3	13,4
12	7,9	8,7	10,7	11,3	13,4	12,9	16,1	13,7	12	7,1	8,5	9,9	10,2	12,6	12,8	15,3	13,4
13	7,9	8,6	10,7	11,2	13,4	12,9	16,1	13,7	13	7,1	8,5	9,9	10,2	12,6	12,8	15,3	13,4
14	7,9	8,6	10,7	11,2	13,4	12,9	16,1	13,7	14	7,1	8,5	9,9	10,2	12,6	12,8	15,3	13,4
15	7,9	8,6	10,7	11,2	13,4	12,9	16,1	13,7	15	7,1	8,5	9,9	10,2	12,6	12,8	15,3	13,3
16	7,9	8,6	10,7	11,2	13,4	12,9	16,1	13,7	16	7,1	8,5	9,9	10,2	12,6	12,8	15,3	13,3
17	7,9	8,6	10,7	11,2	13,4	12,9	16,1	13,7	17	7,1	8,5	9,9	10,2	12,6	12,8	15,3	13,3
18	7,9	8,6	10,7	11,2	13,4	12,8	16,1	13,7	18	7,1	8,5	9,9	10,2	12,6	12,8	15,3	13,3
19	7,9	8,5	10,7	11,2	13,4	12,8	16,1	13,7	19	7,1	8,5	9,9	10,2	12,6	12,8	15,3	13,3
20	7,9	8,5	10,7	11,2	13,4	12,8	16,1	13,6	20	7,1	8,5	9,9	10,2	12,6	12,8	15,3	13,3
21	7,9	8,5	10,7	11,2	13,4	12,8	16,1	13,6	21	7,1	8,5	9,9	10,2	12,6	12,8	15,3	13,3
22	7,9	8,5	10,7	11,1	13,4	12,8	16,1	13,6	22	7,1	8,5	9,9	10,2	12,6	12,8	15,3	13,3
23	7,9	8,5	10,7	11,1	13,4	12,8	16,1	13,6	23	7,1	8,5	9,9	10,1	12,6	12,8	15,3	13,3
24	7,9	8,5	10,7	11,1	13,4	12,8	16,1	13,6	24	7,1	8,4	9,9	10,1	12,6	12,8	15,3	13,3
25	7,9	8,5	10,7	11,1	13,4	12,7	16,1	13,6	25	7,1	8,4	9,9	10,1	12,6	12,7	15,3	13,3
26	7,9	8,4	10,7	11,1	13,4	12,7	16,1	13,6	26	7,1	8,4	9,9	10,1	12,6	12,7	15,3	13,2
27	7,9	8,4	10,7	11,1	13,4	12,7	16,1	13,6	27	7,1	8,4	9,9	10,1	12,6	12,7	15,3	13,2
28	7,9	8,4	10,7	11,1	13,4	12,7	16,1	13,6	28	7,1	8,4	9,9	10,1	12,6	12,7	15,3	13,2
29	7,9	8,4	10,7	11,1	13,4	12,7	16,1	13,6	29	7,1	8,4	9,9	10,1	12,6	12,7	15,3	13,2
30	7,9	8,4	10,7	11,1	13,4	12,7	16,1	13,6	30	7,1	8,4	9,9	10,1	12,6	12,7	15,3	13,2
31	7,9	8,5	10,7	11,1	13,4	12,7	16,1	13,6	31	7,1	8,4	9,9	10,1	12,6	12,7	15,3	13,2
32	8,1	8,7	10,7	11,3	13,4	12,7	16,1	13,6	32	7,1	8,4	9,9	10,1	12,6	12,7	15,3	13,2
33	8,3	9,6	10,8	11,8	13,4	13,3	16,1	14,1	33	7,1	8,7	9,9	10,2	12,6	12,7	15,3	13,2
34	9,3	11,0	11,2	13,1	13,5	14,2	16,1	15,0	34	7,1	9,3	9,9	10,5	12,6	13,0	15,3	13,7
35	11	13,7	12,5	15,0	14,3	16,5	16,5	17,8	35	7,1	11,0	9,9	12,0	12,6	14,1	15,3	15,1
36	14,2	16,2	16,2	18,0	18,1	19,4	19,9	21,1	36	7,1	14,2	9,9	15,5	12,6	16,8	15,3	18,3
37	16,2	18,5	18,4	21,2	20,6	23,2	22,7	25,0	37	7,1	15,6	9,9	17,6	12,6	19,3	15,3	20,9
38	16,8	19,3	19,1	22,4	21,4	25,0	23,6	27,2	38	14,4	16,1	16,7	18,2	18,9	20,1	21,2	21,8
39	16,2	18,1	18,4	20,8	20,6	23,2	22,7	25,0	39	7,1	15,7	9,9	17,7	12,6	19,3	15,3	20,9
40	14,2	15,6	16,2	17,0	18,1	18,8	19,9	21,1	40	7,1	14,0	9,9	15,3	12,6	17,1	15,3	18,0
41	11	13,3	12,5	14,4	14,3	15,6	16,5	17,5	41	7,1	10,2	9,9	11,8	12,6	14,0	15,3	14,9
42	9	11,0	11,2	12,2	13,5	13,7	16,1	15,3	42	7,1	8,8	9,9	10,6	12,6	13,1	15,3	13,6
43	8,2	9,6	10,8	11,2	13,4	12,9	16,1	14,2	43	7,1	8,3	9,9	10,2	12,6	12,8	15,3	13,2
44	8	9,2	10,7	10,9	13,4	12,8	16,1	13,9	44	7,1	7,9	9,9	10,1	12,6	13,0	15,3	13,2
45	7,9	8,7	10,7	10,3	13,4	12,1	16,1	13,5	45	7,1	7,9	9,9	10,1	12,6	12,5	15,3	12,5
46	7,9	8,1	10,7	10,4	13,4	12,0	16,1	13,2	46	7,1	7,5	9,9	9,7	12,6	12,5	15,3	12,4
47	7,9	8,1	10,7	9,8	13,4	11,8	16,1	13,1	47	7,1	7,3	9,9	9,4	12,6	12,0	15,3	12,4
48	7,9	7,7	10,7	9,9	13,4	11,7	16,1	12,9	48	7,1	7,4	9,9	9,4	12,6	11,8	15,3	12,3
49	7,9	7,5	10,7	9,7	13,4	11,5	16,1	12,6	49	7,1	7,1	9,9	9,0	12,6	11,7	15,3	12,2
50	7,9	7,2	10,7	9,6	13,4	11,4	16,1	12,5	50	7,1	7,0	9,9	8,8	12,6	11,5	15,3	12,0

## Додаток Е

## Результати вимірювання струму у трубопроводі на різних частотах

## Трубопроводи не містять дефектів

Вихідна напруга холостого ходу генератора 40 В

Крок по довжині установки	Результати моделі	Дані з установи	Результати моделі	Дані з установи	Результати моделі	Дані з установи	Результати моделі	Дані з установи	Результати моделі	Дані з установи	Результати моделі	Дані з установи	Результати моделі	Дані з установи	Результати моделі	Дані з установи
	R <sub>б</sub> =1000 Ом Струм над трубопроводом при частоті 2500 Гц, мА		R <sub>б</sub> = 3 Ом, L <sub>б</sub> = 20 мГн Струм над трубопроводом при частоті 2500 Гц, мА		R <sub>б</sub> = 1000 Ом Струм над трубопроводом при частоті 5000 Гц, мА		R <sub>б</sub> = 3 Ом, L <sub>б</sub> = 20 мГн Струм над трубопроводом при частоті 5000 Гц, мА		R <sub>б</sub> = 1000 Ом Струм над трубопроводом при частоті 10000 Гц, мА		R <sub>б</sub> = 3 Ом, L <sub>б</sub> = 20 мГн Струм над трубопроводом при частоті 10000 Гц, мА		R <sub>б</sub> = 1000 Ом Струм над трубопроводом при частоті 20000 Гц, мА		R <sub>б</sub> = 3 Ом, L <sub>б</sub> = 20 мГн Струм над трубопроводом при частоті 20000 Гц, мА	
1	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,5	1,4
2	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,5	1,4
3	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,5	1,4
4	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,5	1,4
5	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,5	1,4
6	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,5	1,4
7	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,5	1,4
8	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,5	1,4
9	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,5	1,4
10	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,5	1,4
11	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,5	1,4
12	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,5	1,4
13	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,5	1,4
14	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,5	1,4
15	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,5	1,4
16	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,4	1,4
17	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,4	1,4
18	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,4	1,4
19	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,4	1,4
20	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,4	1,4
21	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,4	1,4
22	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	3,0	2,4	2,9	3,0	1,5	1,2	1,4	1,4
23	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	2,9	2,4	2,8	3,0	1,5	1,2	1,4	1,4
24	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	2,9	2,4	2,8	3,0	1,5	1,2	1,4	1,4
25	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	2,9	2,4	2,8	3,0	1,5	1,2	1,4	1,4
26	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	2,9	2,4	2,8	3,0	1,5	1,2	1,4	1,4
27	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	2,9	2,4	2,8	3,0	1,5	1,2	1,4	1,4
28	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	2,9	2,4	2,8	3,0	1,5	1,2	1,4	1,4
29	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	2,9	2,4	2,8	3,0	1,5	1,2	1,3	1,4
30	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	2,9	2,4	2,8	3,0	1,5	1,2	1,3	1,4
31	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	2,9	2,4	2,8	3,0	1,5	1,2	1,3	1,4
32	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	2,9	2,4	2,8	3,0	1,5	1,2	1,3	1,4
33	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	2,9	2,4	2,8	3,0	1,5	1,2	1,3	1,4
34	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	2,9	2,4	2,8	3,0	1,5	1,2	1,3	1,4
35	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	2,9	2,4	2,8	3,0	1,5	1,2	1,3	1,4
36	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	2,9	2,4	2,8	3,0	1,5	1,2	1,3	1,4
37	9,7	8,5	11,5	10,5	5,5	4,6	5,8	5,5	2,9	2,4	2,8	3,0	1,5	1,2	1,3	1,4
38	9,6	8,5	11,5	10,5	5,4	4,6	5,7	5,5	2,8	2,4	2,7	3,0	1,4	1,2	1,2	1,4
39	9,6	8,5	11,5	10,5	5,4	4,6	5,7	5,5	2,8	2,4	2,7	3,0	1,4	1,2	1,2	1,4
40	9,6	8,5	11,5	10,5	5,4	4,6	5,7	5,5	2,8	2,4	2,7	3,0	1,4	1,2	1,2	1,4
41	9,6	8,5	11,5	10,5	5,4	4,6	5,7	5,5	2,8	2,4	2,7	3,0	1,4	1,2	1,2	1,4
42	9,6	8,5	11,5	10,5	5,4	4,6	5,7	5,5	2,8	2,4	2,7	3,0	1,4	1,2	1,2	1,4
43	9,6	8,5	11,5	10,5	5,4	4,6	5,7	5,5	2,8	2,4	2,7	3,0	1,4	1,2	1,2	1,4
44	9,6	8,5	11,5	10,5	5,4	4,6	5,7	5,5	2,8	2,4	2,7	3,0	1,4	1,2	1,2	1,4
45	9,6	8,5	11,5	10,5	5,4	4,6	5,7	5,5	2,8	2,4	2,7	3,0	1,4	1,2	1,2	1,4
46	9,6	8,5	11,5	10,5	5,4	4,6	5,7	5,5	2,8	2,4	2,7	3,0	1,4	1,2	1,2	1,4
47	9,6	8,5	11,5	10,5	5,4	4,6	5,7	5,5	2,8	2,4	2,7	3,0	1,4	1,2	1,2	1,4
48	9,6	8,5	11,5	10,5	5,4	4,6	5,7	5,5	2,8	2,4	2,7	3,0	1,4	1,2	1,2	1,4
49	9,6	8,5	11,5	10,5	5,4	4,6	5,7	5,5	2,8	2,4	2,7	3,0	1,4	1,2	1,2	1,4
50	9,6	8,5	11,5	10,5	5,4	4,6	5,7	5,5	2,8	2,4	2,7	3,0	1,4	1,2	1,2	1,4

## Дефект "Руйнування теплової та гідроізоляції" на одному трубопроводі

Вихідна напруга холостого ходу генератора 40 В

Крок по довжині (устанівки)	Результати моделі		Дані з устанівки		Результати моделі		Дані з устанівки		Результати моделі		Дані з устанівки		Результати моделі		Дані з устанівки		Результати моделі		Дані з устанівки	
	Р6=1000 Ом	Струм над трубопроводом при частоті 2500 Гц, МА	Р6=3 Ом, L6=20 мГн	Струм над трубопроводом при частоті 2500 Гц, МА	Р6=1000 Ом	Струм над трубопроводом при частоті 5000 Гц, МА	Р6=3 Ом, L6=20 мГн	Струм над трубопроводом при частоті 5000 Гц, МА	Р6=1000 Ом	Струм над трубопроводом при частоті 10000 Гц, МА	Р6=3 Ом, L6=20 мГн	Струм над трубопроводом при частоті 10000 Гц, МА	Р6=1000 Ом	Струм над трубопроводом при частоті 20000 Гц, МА	Р6=3 Ом, L6=20 мГн	Струм над трубопроводом при частоті 20000 Гц, МА				
1	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	9,0	6,3	9,5	3,2	4,6	3,2	5,0	1,6	2,2	1,6	2,8				
2	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	9,0	6,3	9,5	3,2	4,6	3,2	5,0	1,6	2,2	1,6	2,8				
3	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	9,0	6,3	9,5	3,2	4,6	3,2	5,0	1,6	2,2	1,6	2,8				
4	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	9,0	6,3	9,5	3,2	4,6	3,2	5,0	1,6	2,2	1,6	2,8				
5	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	9,0	6,3	9,5	3,2	4,6	3,2	5,0	1,6	2,2	1,6	2,8				
6	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	9,0	6,3	9,5	3,2	4,6	3,2	5,0	1,6	2,2	1,6	2,8				
7	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	9,0	6,3	9,5	3,2	4,6	3,2	5,0	1,6	2,2	1,6	2,8				
8	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	9,0	6,3	9,5	3,2	4,6	3,2	5,0	1,6	2,2	1,6	2,8				
9	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	9,0	6,3	9,5	3,2	4,6	3,2	5,0	1,6	2,2	1,6	2,8				
10	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	9,0	6,3	9,5	3,2	4,6	3,2	4,8	1,6	2,2	1,6	2,8				
11	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	9,0	6,3	9,5	3,2	4,6	3,2	4,8	1,6	2,2	1,6	2,8				
12	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	9,0	6,3	9,5	3,2	4,6	3,2	4,8	1,6	2,2	1,6	2,8				
13	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	9,0	6,3	9,5	3,2	4,6	3,2	4,8	1,6	2,2	1,6	2,6				
14	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	8,5	6,3	9,5	3,2	4,6	3,2	4,8	1,6	2,2	1,6	2,6				
15	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	8,5	6,3	9,5	3,2	4,4	3,2	4,8	1,6	2,2	1,6	2,6				
16	12,5	18,0	12,4	17,0	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,4	3,2	4,8	1,6	2,2	1,6	2,6				
17	12,5	17,5	12,4	17,0	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,4	3,2	4,8	1,6	2,0	1,6	2,6				
18	12,5	17,5	12,4	17,0	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,4	3,2	4,8	1,6	2,0	1,6	2,6				
19	12,5	17,5	12,4	17,0	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,4	3,2	4,8	1,6	2,0	1,6	2,6				
20	12,5	17,5	12,4	17,0	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,4	3,2	4,8	1,6	2,0	1,6	2,6				
21	12,5	17,5	12,4	17,0	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,4	3,2	4,8	1,6	2,0	1,6	2,6				
22	12,5	17,5	12,4	16,5	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,4	3,2	4,8	1,6	2,0	1,6	2,6				
23	12,5	17,5	12,4	16,5	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,4	3,2	4,8	1,6	2,0	1,6	2,6				
24	12,5	17,5	12,4	16,5	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,4	3,2	4,8	1,6	2,0	1,6	2,6				
25	12,5	17,5	12,4	16,5	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,4	3,2	4,6	1,6	2,0	1,6	2,6				
26	12,5	17,5	12,4	16,5	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,4	3,2	4,6	1,6	2,0	1,6	2,4				
27	12,5	17,5	12,4	16,5	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,4	3,2	4,6	1,6	2,0	1,6	2,4				
28	12,5	17,5	12,4	16,5	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,4	3,2	4,6	1,6	2,0	1,6	2,4				
29	12,5	17,5	12,4	16,5	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,2	3,2	4,6	1,6	2,0	1,6	2,4				
30	12,5	17,5	12,4	16,5	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,2	3,2	4,6	1,6	1,8	1,6	2,4				
31	12,5	17,5	12,4	16,5	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,2	3,2	4,6	1,6	1,8	1,6	2,4				
32	12,5	17,5	12,4	16,5	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,2	3,2	4,6	1,6	1,8	1,6	2,4				
33	12,5	17,0	12,4	16,0	6,2	8,5	6,3	9,0	3,2	4,2	3,2	4,6	1,6	1,8	1,6	2,4				
34	12,5	16,5	12,4	15,5	6,2	8,0	6,3	9,0	3,2	4,2	3,2	4,6	1,6	1,8	1,6	2,4				
35	12,5	15,0	12,4	14,0	6,2	7,5	6,3	8,5	3,2	4,2	3,2	4,6	1,6	1,8	1,6	2,2				
36	12,5	13,0	12,4	13,0	6,2	6,5	6,3	8,0	3,2	4,0	3,2	4,2	1,6	1,8	1,6	1,8				
37	12,5	10,5	12,4	11,5	6,2	5,5	6,3	7,0	3,2	3,4	3,2	3,4	1,6	1,6	1,6	1,4				
38	1,5	9,0	3,7	10,5	0,7	4,5	1,1	6,0	0,4	2,8	0,3	2,6	0,2	1,2	0,08	1,0				
39	1,5	7,0	3,7	9,5	0,7	3,5	1,1	5,0	0,4	2,2	0,3	2,0	0,2	0,8	0,08	0,7				
40	1,5	5,5	3,7	8,0	0,7	2,5	1,1	4,0	0,4	1,6	0,3	1,6	0,2	0,6	0,08	0,5				
41	1,5	4,5	3,7	7,0	0,7	2,0	1,1	3,5	0,4	1,2	0,3	1,4	0,2	0,4	0,08	0,4				
42	1,5	4,0	3,7	6,0	0,7	2,0	1,1	3,0	0,4	1,0	0,3	1,4	0,2	0,4	0,08	0,4				
43	1,5	4,0	3,7	6,0	0,7	2,0	1,1	3,0	0,4	0,8	0,3	1,2	0,2	0,4	0,08	0,4				
44	1,5	3,5	3,7	5,5	0,7	1,5	1,1	3,0	0,4	0,8	0,3	1,2	0,2	0,4	0,08	0,3				
45	1,5	3,5	3,7	5,5	0,7	1,5	1,1	2,5	0,4	0,6	0,3	1,0	0,2	0,4	0,08	0,3				
46	1,5	3,0	3,7	5,0	0,7	1,5	1,1	2,5	0,4	0,6	0,3	1,0	0,2	0,2	0,08	0,3				
47	1,5	3,0	3,7	5,0	0,7	1,5	1,1	2,0	0,4	0,6	0,3	0,8	0,2	0,2	0,08	0,2				
48	1,5	2,5	3,7	5,0	0,7	1,0	1,1	2,0	0,4	0,4	0,3	0,6	0,2	0,2	0,08	0,2				
49	1,5	2,0	3,7	4,5	0,7	1,0	1,1	1,5	0,4	0,4	0,3	0,6	0,2	0,2	0,08	0,1				
50	1,5	1,9	3,7	4,5	0,7	0,9	1,1	1,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,2	0,2	0,08	0,1				

## Дефект "Розрив одного трубопроводу" з руйнуванням теплової та гідроізоляцій і витоком води

Вихідна напруга холостого ходу генератора 40 В

Крок по довжині установки	Результати моделі		Дані з установки		Результати моделі		Дані з установки		Результати моделі		Дані з установки		Результати моделі		Дані з установки		Результати моделі		Дані з установки	
	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки	Результати моделі	Дані з установки
1	13	23,0	12,6	21,5	6,3	11,5	6,3	11,0	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	3,0	1,6	2,6				
2	13	23,0	12,6	21,5	6,3	11,5	6,3	11,0	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	3,0	1,6	2,6				
3	13	23,0	12,6	21,5	6,3	11,5	6,3	11,0	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	3,0	1,6	2,6				
4	13	23,0	12,6	21,5	6,3	11,5	6,3	11,0	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	3,0	1,6	2,6				
5	13	23,0	12,6	21,5	6,3	11,5	6,3	11,0	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	3,0	1,6	2,4				
6	13	23,0	12,6	21,5	6,3	11,5	6,3	11,0	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	3,0	1,6	2,4				
7	13	23,0	12,6	21,5	6,3	11,5	6,3	11,0	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	3,0	1,6	2,4				
8	13	23,0	12,6	21,5	6,3	11,5	6,3	10,5	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	2,8	1,6	2,4				
9	13	23,0	12,6	21,5	6,3	11,5	6,3	10,5	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	2,8	1,6	2,4				
10	13	23,0	12,6	21,5	6,3	11,5	6,3	10,5	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	2,8	1,6	2,4				
11	13	23,0	12,6	21,5	6,3	11,5	6,3	10,5	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	2,8	1,6	2,4				
12	13	23,0	12,6	21,5	6,3	11,5	6,3	10,5	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	2,8	1,6	2,4				
13	13	23,0	12,6	21,0	6,3	11,5	6,3	10,5	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	2,8	1,6	2,4				
14	13	23,0	12,6	21,0	6,3	11,0	6,3	10,5	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	2,8	1,6	2,4				
15	13	23,0	12,6	21,0	6,3	11,0	6,3	10,5	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	2,8	1,6	2,4				
16	13	22,5	12,6	21,0	6,3	11,0	6,3	10,5	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	2,8	1,6	2,4				
17	13	22,5	12,6	21,0	6,3	11,0	6,3	10,5	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	2,8	1,6	2,4				
18	13	22,5	12,6	21,0	6,3	11,0	6,3	10,5	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	2,8	1,6	2,4				
19	13	22,5	12,6	21,0	6,3	11,0	6,3	10,5	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	2,8	1,6	2,2				
20	13	22,5	12,6	21,0	6,3	11,0	6,3	10,5	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	2,8	1,6	2,2				
21	13	22,5	12,6	21,0	6,3	11,0	6,3	10,0	3,2	6,0	3,2	5,5	1,6	2,6	1,6	2,2				
22	13	22,5	12,6	21,0	6,3	11,0	6,3	10,0	3,2	6,0	3,2	5,0	1,6	2,6	1,6	2,2				
23	13	22,5	12,6	21,0	6,3	11,0	6,3	10,0	3,2	6,0	3,2	5,0	1,6	2,6	1,6	2,2				
24	13	22,5	12,6	20,5	6,3	11,0	6,3	10,0	3,2	6,0	3,2	5,0	1,6	2,6	1,6	2,2				
25	13	22,5	12,6	20,5	6,3	11,0	6,3	10,0	3,2	5,5	3,2	5,0	1,6	2,6	1,6	2,2				
26	13	22,5	12,6	20,5	6,3	11,0	6,3	10,0	3,2	5,5	3,2	5,0	1,6	2,6	1,6	2,2				
27	13	22,5	12,6	20,5	6,3	10,5	6,3	10,0	3,2	5,5	3,2	5,0	1,6	2,6	1,6	2,2				
28	13	22,0	12,6	20,5	6,3	10,5	6,3	10,0	3,2	5,5	3,2	5,0	1,6	2,6	1,6	2,2				
29	13	22,0	12,6	20,5	6,3	10,5	6,3	10,0	3,2	5,5	3,2	5,0	1,6	2,6	1,6	2,2				
30	13	22,0	12,6	20,5	6,3	10,5	6,3	10,0	3,2	5,5	3,2	5,0	1,6	2,6	1,6	2,2				
31	13	22,0	12,6	20,5	6,3	10,5	6,3	10,0	3,2	5,5	3,2	5,0	1,6	2,6	1,6	2,2				
32	13	22,0	12,6	20,5	6,3	10,5	6,3	10,0	3,2	5,5	3,2	5,0	1,6	2,6	1,6	2,0				
33	13	22,0	12,6	20,5	6,3	10,5	6,3	10,0	3,2	5,5	3,2	5,0	1,6	2,6	1,6	2,0				
34	13	21,5	12,6	20,0	6,3	10,5	6,3	10,0	3,2	5,5	3,2	5,0	1,6	2,4	1,6	2,0				
35	13	20,0	12,6	18,0	6,3	10,0	6,3	9,5	3,2	5,5	3,2	5,0	1,6	2,4	1,6	2,0				
36	13	16,0	12,6	14,0	6,3	8,0	6,3	8,5	3,2	5,0	3,2	5,0	1,6	2,4	1,6	2,0				
37	13	12,0	12,6	10,5	6,3	5,5	6,3	6,0	3,2	3,5	3,2	4,5	1,6	2,2	1,6	1,8				
38	0,6	8,5	1,6	7,0	0,3	3,5	0,4	4,5	0,1	2,5	0,1	2,8	0,07	1,6	0,03	1,0				
39	0,6	5,5	1,6	4,5	0,3	2,0	0,4	3,5	0,1	1,5	0,1	1,6	0,07	1,0	0,03	0,5				
40	0,6	3,5	1,6	3,5	0,3	1,5	0,4	2,5	0,1	1,0	0,1	1,2	0,07	0,6	0,03	0,3				
41	0,6	3,0	1,6	3,5	0,3	1,5	0,4	1,8	0,1	0,8	0,1	0,8	0,07	0,4	0,03	0,2				
42	0,6	2,5	1,6	3,0	0,3	1,5	0,4	1,8	0,1	0,8	0,1	0,8	0,07	0,4	0,03	0,2				
43	0,6	2,5	1,6	3,0	0,3	1,0	0,4	1,4	0,1	0,6	0,1	0,6	0,07	0,4	0,03	0,2				
44	0,6	2,0	1,6	2,5	0,3	1,0	0,4	1,4	0,1	0,6	0,1	0,6	0,07	0,2	0,03	0,1				
45	0,6	2,0	1,6	2,5	0,3	1,0	0,4	1,0	0,1	0,4	0,1	0,4	0,07	0,2	0,03	0,1				
46	0,6	1,5	1,6	2,5	0,3	0,7	0,4	1,0	0,1	0,4	0,1	0,4	0,07	0,2	0,03	0,1				
47	0,6	1,5	1,6	2,0	0,3	0,7	0,4	0,8	0,1	0,2	0,1	0,2	0,07	0,1	0,03	0,1				
48	0,6	1,0	1,6	2,0	0,3	0,5	0,4	0,6	0,1	0,2	0,1	0,2	0,07	0,1	0,03	0,1				
49	0,6	1,0	1,6	1,5	0,3	0,3	0,4	0,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,07	0,1	0,03	0,0				
50	0,6	0,7	1,6	1,5	0,3	0,3	0,4	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,07	0,1	0,03	0,0				

## Додаток Ж

## Результати вимірювання акустичного тиску на поверхні ґрунту

Трубопроводи не містять дефектів																	
Акустична потужність 1 Вт										Акустична потужність 5 Вт							
Крок по довжині (установки)	Результат моделі	Дані з установок вкп	Результат моделі	Дані з установок вкп	Результат моделі	Дані з установок вкп	Результат моделі	Дані з установок вкп	Крок по довжині	Результат моделі	Дані з установок вкп	Результат моделі	Дані з установок вкп	Результат моделі	Дані з установок вкп	Результат моделі	Дані з установок вкп
	Звуковий тиск на поверхні при частоті 500 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 1000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 2000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 4000 Гц, мПа			Звуковий тиск на поверхні при частоті 500 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 1000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 2000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 4000 Гц, мПа	
1	31,0	28,5	15,0	14,5	7,60	7,0	3,8	4,5	1	69,0	66,5	34,0	31,0	17,0	15,5	8,5	8,0
2	31,0	30,5	15,0	13,5	7,60	6,0	3,8	4,0	2	69,0	65,5	34,0	31,5	17,0	15,0	8,5	7,0
3	31,0	28,5	15,0	14,0	7,60	7,0	3,8	3,0	3	69,0	66,0	34,0	30,0	17,0	13,5	8,5	8,5
4	31,0	24,5	15,0	13,5	7,60	5,0	3,8	3,5	4	69,0	62,0	34,0	32,0	17,0	14,5	8,5	7,0
5	31,0	27,5	15,0	15,0	7,60	6,0	3,8	2,5	5	69,0	65,0	34,0	31,0	17,0	16,0	8,5	6,0
6	31,0	28,0	15,0	13,0	7,60	5,5	3,8	3,0	6	69,0	64,0	34,0	29,5	17,0	15,5	8,5	7,0
7	31,0	27,0	15,0	12,0	7,60	8,0	3,8	5,0	7	69,0	65,0	34,0	29,0	17,0	13,5	8,5	8,5
8	31,0	29,0	15,0	14,0	7,60	6,0	3,8	4,0	8	69,0	66,5	34,0	30,0	17,0	13,0	8,5	7,0
9	31,0	28,5	15,0	12,5	7,60	6,5	3,8	3,5	9	69,0	69,0	34,0	30,5	17,0	14,5	8,5	9,0
10	31,0	31,5	15,0	13,5	7,60	7,5	3,8	2,5	10	69,0	63,5	34,0	31,5	17,0	16,0	8,5	7,5
11	31,0	29,5	15,0	14,5	7,60	6,0	3,8	4,0	11	69,0	64,5	34,0	29,5	17,0	14,0	8,5	8,5
12	31,0	28,0	15,0	15,0	7,60	7,5	3,8	4,5	12	69,0	66,0	34,0	31,0	17,0	13,5	8,5	7,5
13	31,0	28,5	15,0	14,0	7,60	6,5	3,8	3,0	13	69,0	64,0	34,0	32,0	17,0	14,0	8,5	6,0
14	31,0	25,0	15,0	12,5	7,60	6,0	3,8	4,5	14	69,0	62,5	34,0	30,5	17,0	15,0	8,5	7,0
15	31,0	28,0	15,0	12,0	7,60	5,5	3,8	2,5	15	69,0	66,0	34,0	29,5	17,0	13,0	8,5	6,0
16	31,0	30,0	15,0	13,5	7,60	6,5	3,8	4,0	16	69,0	64,0	34,0	30,5	17,0	13,5	8,5	7,5
17	31,0	27,5	15,0	13,0	7,60	7,0	3,8	2,0	17	69,0	64,5	34,0	29,0	17,0	15,5	8,5	8,5
18	31,0	28,5	15,0	14,5	7,60	6,5	3,8	2,5	18	69,0	65,5	34,0	30,0	17,0	14,0	8,5	7,0
19	31,0	29,0	15,0	13,0	7,60	5,0	3,8	3,5	19	69,0	67,5	34,0	29,5	17,0	15,0	8,5	8,0
20	31,0	27,0	15,0	14,0	7,60	7,0	3,8	3,0	20	69,0	64,5	34,0	31,0	17,0	16,0	8,5	7,0
21	31,0	26,5	15,0	15,0	7,60	8,0	3,8	4,5	21	69,0	65,0	34,0	32,0	17,0	14,0	8,5	6,0
22	31,0	27,5	15,0	13,5	7,60	7,0	3,8	3,5	22	69,0	66,5	34,0	31,5	17,0	15,0	8,5	7,0
23	31,0	28,5	15,0	13,0	7,60	6,0	3,8	5,0	23	69,0	64,0	34,0	30,5	17,0	13,0	8,5	6,5
24	31,0	30,5	15,0	12,0	7,60	7,5	3,8	3,5	24	69,0	65,5	34,0	31,0	17,0	14,0	8,5	9,0
25	31,0	27,0	15,0	12,5	7,60	6,5	3,8	3,0	25	69,0	68,5	34,0	29,5	17,0	13,0	8,5	8,0
26	31,0	28,0	15,0	13,0	7,60	5,0	3,8	4,0	26	69,0	65,0	34,0	31,5	17,0	15,5	8,5	6,5
27	31,0	26,0	15,0	14,0	7,60	5,5	3,8	2,0	27	69,0	66,0	34,0	30,0	17,0	14,5	8,5	8,5
28	31,0	27,5	15,0	13,0	7,60	6,0	3,8	2,5	28	69,0	65,0	34,0	31,0	17,0	13,5	8,5	7,0
29	31,0	27,0	15,0	12,0	7,60	8,0	3,8	4,5	29	69,0	64,0	34,0	29,5	17,0	14,0	8,5	7,5
30	31,0	28,0	15,0	13,5	7,60	7,0	3,8	3,5	30	69,0	64,5	34,0	31,0	17,0	15,0	8,5	6,0
31	31,0	31,0	15,0	15,5	7,60	5,5	3,8	2,5	31	69,0	67,5	34,0	30,5	17,0	13,0	8,5	7,0
32	31,0	26,5	15,0	13,5	7,60	7,0	3,8	4,0	32	69,0	66,5	34,0	29,5	17,0	14,0	8,5	8,5
33	31,0	26,0	15,0	14,5	7,60	6,0	3,8	2,0	33	69,0	64,0	34,0	32,0	17,0	15,5	8,5	6,5
34	31,0	29,0	15,0	13,5	7,60	5,0	3,8	3,0	34	69,0	62,0	34,0	31,0	17,0	14,0	8,5	7,0
35	31,0	29,5	15,0	14,0	7,60	7,0	3,8	4,5	35	69,0	66,0	34,0	29,0	17,0	16,0	8,5	9,0
36	31,0	28,0	15,0	12,5	7,60	8,0	3,8	3,5	36	69,0	65,5	34,0	29,5	17,0	13,5	8,5	8,0
37	31,0	30,0	15,0	13,5	7,60	7,0	3,8	3,0	37	69,0	64,5	34,0	31,0	17,0	15,0	8,5	7,5
38	31,0	27,0	15,0	12,0	7,60	5,5	3,8	5,0	38	69,0	65,0	34,0	32,0	17,0	15,5	8,5	6,0
39	31,0	29,0	15,0	13,0	7,60	6,5	3,8	2,5	39	69,0	63,5	34,0	31,0	17,0	14,5	8,5	7,0
40	31,0	26,0	15,0	14,0	7,60	6,0	3,8	3,5	40	69,0	64,0	34,0	31,5	17,0	13,0	8,5	8,0
41	31,0	27,4	15,0	12,5	7,60	5,5	3,8	4,0	41	69,0	65,5	34,0	29,5	17,0	13,5	8,5	6,5
42	31,0	25,0	15,0	14,5	7,60	6,5	3,8	2,0	42	69,0	61,5	34,0	31,0	17,0	15,0	8,5	8,5
43	31,0	29,0	15,0	14,0	7,60	7,0	3,8	2,5	43	69,0	66,5	34,0	31,5	17,0	13,5	8,5	6,0
44	31,0	31,4	15,0	15,0	7,60	8,0	3,8	3,0	44	69,0	64,5	34,0	30,5	17,0	16,0	8,5	7,1
45	31,0	27,0	15,0	13,0	7,60	6,5	3,8	4,0	45	69,0	69,4	34,0	32,0	17,0	15,0	8,5	6,5
46	31,0	26,0	15,0	14,0	7,60	7,0	3,8	2,5	46	69,0	65,0	34,0	31,0	17,0	13,0	8,5	8,0
47	31,0	28,5	15,0	12,5	7,60	5,5	3,8	4,0	47	69,0	66,0	34,0	30,0	17,0	14,0	8,5	9,0
48	31,0	28,0	15,0	13,5	7,60	6,0	3,8	4,5	48	69,0	65,5	34,0	31,5	17,0	15,0	8,5	7,5
49	31,0	27,0	15,0	14,0	7,60	6,0	3,8	3,5	49	69,0	64,0	34,0	30,5	17,0	14,5	8,5	7,0
50	31,0	28,5	15,0	14,5	7,60	6,5	3,8	4,0	50	69,0	65,0	34,0	31,0	17,0	15,5	8,5	8,0

## Продовження додатку Ж

Дефект "Руйнування теплової та гідроізоляції" на одному трубопроводі																	
Крок по довжині і установці	Акустична потужність 1 Вт								Акустична потужність 5 Вт								
	Результат моделі	Дані з установок	Результат моделі	Дані з установок	Результат моделі	Дані з установок	Результат моделі	Дані з установок	Крок по довжині	Результат моделі	Дані з установок	Результат моделі	Дані з установок	Результат моделі	Дані з установок		
	Звуковий тиск на поверхні при частоті 500 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 1000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 2000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 4000 Гц, мПа			Звуковий тиск на поверхні при частоті 500 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 1000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 2000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 4000 Гц, мПа	
1	31,0	28,5	15,0	14,0	7,6	5,5	3,8	3,5	1	69,0	62,0	34,0	30,5	17,0	13,0	8,5	8,0
2	31,0	29,0	15,0	15,0	7,6	6,5	3,8	4,0	2	69,0	66,0	34,0	31,5	17,0	14,0	8,5	6,5
3	31,0	28,0	15,0	13,0	7,6	7,5	3,8	2,0	3	69,0	62,5	34,0	29,5	17,0	15,5	8,5	8,5
4	31,0	25,0	15,0	14,0	7,6	6,0	3,8	2,5	4	69,0	61,5	34,0	31,0	17,0	14,0	8,5	6,0
5	31,0	24,5	15,0	12,0	7,6	5,0	3,8	4,0	5	69,0	65,0	34,0	32,0	17,0	16,0	8,5	7,1
6	31,0	26,5	15,0	12,5	7,6	7,0	3,8	3,0	6	69,0	63,5	34,0	30,5	17,0	13,5	8,5	6,5
7	31,0	30,0	15,0	12,5	7,6	8,0	3,8	2,5	7	69,0	64,0	34,0	29,5	17,0	15,0	8,5	8,0
8	31,0	28,0	15,0	14,5	7,6	7,0	3,8	4,5	8	69,0	65,5	34,0	30,5	17,0	15,5	8,5	9,0
9	31,0	27,0	15,0	13,0	7,6	6,0	3,8	3,5	9	69,0	63,9	34,0	29,0	17,0	14,5	8,5	7,5
10	31,0	30,5	15,0	12,0	7,6	7,5	3,8	2,0	10	69,0	69,5	34,0	31,5	17,0	13,0	8,5	7,0
11	31,0	31,0	15,0	13,5	7,6	6,5	3,8	4,0	11	69,0	67,0	34,0	29,5	17,0	13,5	8,5	8,5
12	31,0	28,5	15,0	15,5	7,6	5,0	3,8	2,5	12	69,0	67,5	34,0	31,0	17,0	15,0	8,5	8,0
13	31,0	27,5	15,0	13,5	7,6	5,5	3,8	3,5	13	69,0	66,0	34,0	32,0	17,0	13,5	8,5	6,5
14	31,0	25,5	15,0	14,5	7,6	7,0	3,8	5,0	14	69,0	62,0	34,0	31,5	17,0	16,0	8,5	8,5
15	31,0	24,5	15,0	13,5	7,6	8,0	3,8	3,0	15	69,0	63,5	34,0	30,5	17,0	15,0	8,5	7,5
16	31,0	30,0	15,0	14,0	7,6	5,0	3,8	4,5	16	69,0	64,0	34,0	31,0	17,0	13,0	8,5	6,0
17	31,0	27,5	15,0	12,5	7,6	6,5	3,8	2,5	17	69,0	65,0	34,0	29,5	17,0	14,0	8,5	7,0
18	31,0	28,5	15,0	13,5	7,6	5,5	3,8	4,0	18	69,0	66,0	34,0	31,5	17,0	15,0	8,5	8,5
19	31,0	29,0	15,0	12,0	7,6	6,5	3,8	2,0	19	69,0	64,0	34,0	30,0	17,0	14,5	8,5	7,0
20	31,0	27,0	15,0	13,0	7,6	7,0	3,8	2,5	20	69,0	62,5	34,0	31,0	17,0	15,5	8,5	9,0
21	31,0	26,5	15,0	14,0	7,6	8,0	3,8	3,5	21	69,0	66,0	34,0	29,5	17,0	14,0	8,5	7,5
22	31,0	27,5	15,0	12,5	7,6	6,5	3,8	3,0	22	69,0	64,0	34,0	31,0	17,0	15,0	8,5	8,5
23	31,0	28,5	15,0	14,5	7,6	7,0	3,8	4,5	23	69,0	64,5	34,0	30,5	17,0	13,5	8,5	7,5
24	31,0	30,5	15,0	14,0	7,6	5,5	3,8	3,5	24	69,0	65,5	34,0	29,5	17,0	14,5	8,5	6,0
25	31,0	27,0	15,0	15,0	7,6	6,0	3,8	5,0	25	69,0	67,5	34,0	32,0	17,0	16,0	8,5	7,0
26	31,0	28,0	15,0	13,0	7,6	5,0	3,8	3,5	26	69,0	69,5	34,0	31,0	17,0	15,5	8,5	6,0
27	31,0	28,0	15,0	14,0	7,6	6,5	3,8	3,0	27	69,0	65,0	34,0	29,0	17,0	13,5	8,5	7,5
28	31,0	27,5	15,0	12,5	7,6	7,0	3,8	4,0	28	69,0	66,5	34,0	29,5	17,0	13,0	8,5	8,5
29	31,0	27,0	15,0	13,5	7,6	8,0	3,8	2,0	29	69,0	64,0	34,0	31,0	17,0	14,5	8,5	7,0
30	31,0	28,0	15,0	14,0	7,6	7,0	3,8	2,5	30	69,0	65,5	34,0	32,0	17,0	16,0	8,5	8,0
31	31,0	31,0	15,0	14,5	7,6	6,0	3,8	4,5	31	69,0	68,5	34,0	30,5	17,0	14,0	8,5	7,0
32	31,0	26,5	15,0	13,5	7,6	7,5	3,8	3,5	32	69,0	65,0	34,0	31,5	17,0	13,5	8,5	6,0
33	31,0	35,0	15,0	15,0	7,6	7,7	3,8	4,5	33	71,0	66,0	35,3	29,5	17,5	17,2	8,7	7,0
34	35,0	63,0	17,0	22,0	8,5	14,0	4,3	7,5	34	78,0	98,0	38,5	52,0	19,0	30,0	9,4	12,0
35	50,0	135,0	25,0	54,0	12,5	26,5	6,2	13,0	35	111,5	206,0	55,5	102,0	27,5	54,0	13,6	25,0
36	135,0	213,0	67,0	96,0	33,0	48,0	16,5	21,5	36	300,5	405,0	150,0	200,0	74,5	110,0	36,5	55,6
37	260,0	310,0	129,5	150,0	64,5	73,0	32,0	38,0	37	581,0	635,0	290,0	338,0	144,0	164,0	71,0	88,0
38	412,0	370,0	205,0	173,0	102,0	88,0	50,0	43,0	38	921,0	809,0	459,0	403,0	228,0	195,0	113,0	102,0
39	260,0	305,0	129,5	154,0	64,5	76,0	32,0	37,0	39	581,0	650,0	290,0	324,0	144,0	169,5	71,0	83,0
40	135,0	209,0	67,0	80,0	33,0	47,0	16,5	23,0	40	300,5	420,0	150,0	215,0	74,5	117,0	36,5	55,0
41	50,0	100,0	25,0	43,0	12,5	29,0	6,2	13,0	41	111,5	200,0	55,5	120,0	27,5	57,0	13,6	28,0
42	35,0	57,0	17,0	20,0	8,5	13,5	4,3	7,0	42	78,0	110,0	38,5	49,0	19,0	30,5	9,4	14,5
43	31,0	40,0	15,0	14,5	7,6	7,5	3,8	4,5	43	71,0	80,0	35,3	30,0	17,5	18,0	8,7	8,5
44	31,0	30,0	15,0	13,0	7,6	6,0	3,8	2,5	44	69,0	65,5	34,0	31,5	17,0	14,0	8,5	6,5
45	31,0	30,5	15,0	14,0	7,6	5,5	3,8	3,0	45	69,0	69,5	34,0	30,0	17,0	13,0	8,5	7,0
46	31,0	28,9	15,0	12,5	7,6	7,0	3,8	4,5	46	69,0	65,0	34,0	32,0	17,0	15,5	8,5	9,0
47	31,0	25,9	15,0	15,0	7,6	8,0	3,8	3,5	47	69,0	63,5	34,0	31,0	17,0	14,5	8,5	8,0
48	31,0	28,5	15,0	13,0	7,6	7,0	3,8	3,0	48	69,0	67,5	34,0	29,5	17,0	13,5	8,5	7,5
49	31,0	28,0	15,0	12,0	7,6	5,5	3,8	5,0	49	69,0	65,0	34,0	29,0	17,0	14,0	8,5	6,0
50	31,0	29,0	15,0	13,5	7,6	6,5	3,8	3,0	50	69,0	64,5	34,0	30,0	17,0	15,0	8,5	7,0

## Дефект "Розрив одного трубопроводу" з руйнуванням теплової та гідроізоляцій і витоком води

Крок по довжині і установці	Акустична потужність 1 Вт								Крок по довжині і установці	Акустична потужність 5 Вт							
	Результат моделі	Дані з установок	Результат моделі	Дані з установок	Результат моделі	Дані з установок	Результат моделі	Дані з установок		Результат моделі	Дані з установок	Результат моделі	Дані з установок	Результат моделі	Дані з установок		
	Звуковий тиск на поверхні при частоті 500 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 1000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 2000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 4000 Гц, мПа			Звуковий тиск на поверхні при частоті 500 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 1000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 2000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 4000 Гц, мПа	
1	31,0	28,0	15,0	13,5	7,6	7,0	3,8	2,5	1	69,0	64,5	34,0	29,0	17,0	14,0	8,5	6,0
2	31,0	31,0	15,0	15,0	7,6	8,0	3,8	4,0	2	69,0	66,0	34,0	29,5	17,0	15,0	8,5	7,0
3	31,0	26,5	15,0	13,5	7,6	7,0	3,8	4,5	3	69,0	64,0	34,0	31,0	17,0	16,0	8,5	8,0
4	31,0	26,0	15,0	12,5	7,6	6,0	3,8	3,0	4	69,0	62,0	34,0	32,0	17,0	14,0	8,5	6,5
5	31,0	29,0	15,0	13,5	7,6	7,5	3,8	4,5	5	69,0	66,0	34,0	31,0	17,0	15,0	8,5	8,5
6	31,0	29,5	15,0	14,5	7,6	6,5	3,8	2,5	6	69,0	64,0	34,0	31,5	17,0	13,0	8,5	6,0
7	31,0	28,0	15,0	12,5	7,6	5,0	3,8	4,0	7	69,0	64,5	34,0	29,5	17,0	14,0	8,5	7,1
8	31,0	30,0	15,0	13,5	7,6	5,5	3,8	2,0	8	69,0	65,5	34,0	31,0	17,0	13,0	8,5	6,5
9	31,0	27,0	15,0	12,0	7,6	6,0	3,8	2,5	9	69,0	68,5	34,0	31,5	17,0	15,5	8,5	8,0
10	31,0	29,0	15,0	13,0	7,6	8,0	3,8	3,5	10	69,0	64,5	34,0	30,5	17,0	14,5	8,5	9,0
11	31,0	26,0	15,0	14,0	7,6	7,0	3,8	3,0	11	69,0	65,0	34,0	32,0	17,0	13,5	8,5	7,5
12	31,0	27,4	15,0	14,5	7,6	5,5	3,8	4,5	12	69,0	66,5	34,0	31,0	17,0	14,0	8,5	7,0
13	31,0	25,0	15,0	13,0	7,6	7,0	3,8	3,5	13	69,0	64,0	34,0	30,0	17,0	15,0	8,5	8,0
14	31,0	29,0	15,0	14,0	7,6	6,0	3,8	5,0	14	69,0	65,5	34,0	31,5	17,0	13,0	8,5	7,5
15	31,0	31,4	15,0	12,5	7,6	5,0	3,8	3,5	15	69,0	68,0	34,0	30,5	17,0	14,0	8,5	8,5
16	31,0	27,0	15,0	15,0	7,6	7,5	3,8	3,0	16	69,0	65,0	34,0	29,5	17,0	15,5	8,5	7,0
17	31,0	26,0	15,0	13,0	7,6	6,0	3,8	4,0	17	69,0	66,0	34,0	31,0	17,0	14,0	8,5	8,0
18	31,0	28,5	15,0	12,0	7,6	7,0	3,8	2,0	18	69,0	65,0	34,0	31,5	17,0	16,0	8,5	7,0
19	31,0	28,0	15,0	14,0	7,6	5,0	3,8	2,5	19	69,0	64,0	34,0	30,0	17,0	13,5	8,5	6,0
20	31,0	27,0	15,0	12,5	7,6	6,0	3,8	4,5	20	69,0	64,5	34,0	32,0	17,0	15,0	8,5	7,0
21	31,0	28,5	15,0	13,5	7,6	5,5	3,8	3,5	21	69,0	67,5	34,0	31,0	17,0	15,5	8,5	6,5
22	31,0	28,5	15,0	14,1	7,6	8,0	3,8	3,0	22	69,0	65,5	34,0	30,5	17,0	14,5	8,5	9,0
23	31,0	30,5	15,0	15,0	7,6	6,0	3,8	4,0	23	69,0	65,1	34,0	29,0	17,0	13,0	8,5	8,0
24	31,0	28,5	15,0	14,0	7,6	6,5	3,8	2,0	24	69,0	63,0	34,0	30,0	17,0	13,5	8,5	6,5
25	31,0	24,5	15,0	12,5	7,6	7,5	3,8	2,5	25	69,0	68,5	34,0	30,5	17,0	15,0	8,5	8,5
26	31,0	27,5	15,0	12,0	7,6	5,5	3,8	3,0	26	69,0	65,5	34,0	31,5	17,0	13,5	8,5	7,0
27	31,0	28,0	15,0	13,5	7,6	7,5	3,8	4,0	27	69,0	64,5	34,0	29,5	17,0	16,0	8,5	7,5
28	31,0	27,0	15,0	13,0	7,6	6,5	3,8	2,5	28	69,0	65,0	34,0	31,0	17,0	15,0	8,5	6,0
29	31,0	29,0	15,0	14,5	7,6	6,0	3,8	4,0	29	69,0	63,5	34,0	32,0	17,0	13,0	8,5	7,0
30	31,0	28,5	15,0	13,0	7,6	5,5	3,8	5,0	30	69,0	64,0	34,0	30,5	17,0	14,0	8,5	8,5
31	31,0	31,5	15,0	14,0	7,6	6,5	3,8	3,0	31	69,0	65,5	34,0	29,5	17,0	15,0	8,5	6,5
32	31,0	29,5	15,0	15,0	7,6	7,0	3,8	5,0	32	69,0	62,0	34,0	30,5	17,0	13,5	8,5	7,0
33	31,0	30,0	15,0	13,5	7,6	6,5	3,8	4,0	33	69,0	65,0	34,0	29,0	17,0	15,5	8,5	9,0
34	31,0	42,0	15,0	18,5	7,6	8,0	3,8	4,5	34	71,0	67,0	35,0	36,0	17,5	18,5	8,8	8,0
35	35,0	68,0	17,0	31,0	8,6	17,0	4,3	9,0	35	78,0	144,0	38,0	60,0	19,0	34,0	9,5	16,5
36	57,0	165,0	28,0	78,0	14,0	38,5	6,5	18,5	36	128,0	383,0	63,0	164,0	31,0	76,0	14,5	41,0
37	230,0	306,0	114,5	157,0	56,5	77,5	27,5	38,0	37	515,0	700,0	255,0	338,0	125,0	166,0	61,5	90,0
38	471,0	427,0	235,0	229,0	117,0	115,0	58,0	51,5	38	1054,0	976,0	525,0	512,0	261,0	259,0	129,0	128,0
39	230,0	270,0	114,5	145,0	56,5	78,0	27,5	36,0	39	515,0	628,0	255,0	319,0	125,0	155,0	61,5	84,0
40	57,0	130,0	28,0	62,0	14,0	38,0	6,5	17,5	40	128,0	317,0	63,0	153,0	31,0	72,5	14,5	45,0
41	35,0	62,0	17,0	29,0	8,6	16,0	4,3	9,5	41	78,0	144,0	38,0	70,0	19,0	32,0	9,5	17,5
42	31,0	45,0	15,0	19,5	7,8	7,5	3,8	5,0	42	71,0	81,0	35,0	45,0	17,5	19,0	8,8	9,5
43	31,0	33,0	15,0	14,0	7,6	5,5	3,8	4,0	43	69,0	66,0	34,0	30,0	17,0	16,0	8,5	7,0
44	31,0	28,5	15,0	15,0	7,6	8,0	3,8	2,5	44	69,0	64,0	34,0	31,0	17,0	12,5	8,5	9,0
45	31,0	30,5	15,0	13,0	7,6	6,5	3,8	4,5	45	69,0	67,9	34,0	29,5	17,0	13,0	8,5	7,5
46	31,0	27,0	15,0	14,0	7,6	7,0	3,8	2,0	46	69,0	64,0	34,0	31,0	17,0	14,5	8,5	8,5
47	31,0	28,0	15,0	12,5	7,6	5,5	3,8	4,0	47	69,0	65,5	34,0	30,5	17,0	15,0	8,5	7,5
48	31,0	26,0	15,0	13,5	7,6	8,0	3,8	3,0	48	69,0	65,0	34,0	29,5	17,0	13,0	8,5	6,0
49	31,0	27,5	15,0	14,0	7,6	6,0	3,8	5,0	49	69,0	68,0	34,0	32,0	17,0	15,0	8,5	7,0
50	31,0	27,0	15,0	14,5	7,6	6,5	3,8	2,5	50	69,0	63,5	34,0	31,0	17,0	15,5	8,5	6,0



## Дефект "Руйнування гідроізоляції" на одному трубопроводі

Крок по довжині	Акустична потужність 1 Вт								Крок по довжині	Акустична потужність 5 Вт							
	Результат моделі	Дані з установи	Результат моделі	Дані з установи	Результат моделі	Дані з установи	Результат моделі	Дані з установи		Результат моделі	Дані з установи	Результат моделі	Дані з установи	Результат моделі	Дані з установи		
	Звуковий тиск на поверхні при частоті 500 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 1000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 2000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 4000 Гц, мПа			Звуковий тиск на поверхні при частоті 500 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 1000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 2000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 4000 Гц, мПа	
1	31,0	28,5	15,0	13,0	7,6	8,0	3,8	4,5	1	69,0	64,5	34,0	31,5	17,0	14,5	8,5	8,5
2	31,0	27,1	15,0	14,0	7,6	7,0	3,8	3,0	2	69,0	65,0	34,0	30,0	17,0	15,5	8,5	8,0
3	31,0	30,0	15,0	13,0	7,6	6,0	3,8	5,0	3	69,0	63,5	34,0	31,0	17,0	13,0	8,5	6,0
4	31,0	26,0	15,0	12,0	7,6	7,5	3,8	2,5	4	69,0	64,0	34,0	29,0	17,0	13,5	8,5	8,0
5	31,0	27,5	15,0	13,5	7,6	6,5	3,8	4,5	5	69,0	62,0	34,0	30,5	17,0	15,0	8,5	6,5
6	31,0	26,0	15,0	15,0	7,6	5,0	3,8	4,0	6	69,0	64,5	34,0	31,5	17,0	13,5	8,5	9,0
7	31,0	29,0	15,0	13,5	7,6	5,5	3,8	2,0	7	69,0	66,5	34,0	29,0	17,0	16,0	8,5	8,0
8	31,0	29,0	15,0	14,5	7,6	6,0	3,8	2,5	8	69,0	64,5	34,0	29,5	17,0	15,0	8,5	6,0
9	31,0	29,5	15,0	13,5	7,6	8,0	3,8	4,5	9	69,0	66,0	34,0	31,0	17,0	13,0	8,5	8,5
10	31,0	31,5	15,0	14,0	7,6	7,0	3,8	3,5	10	69,0	69,5	34,0	32,0	17,0	14,0	8,5	6,5
11	31,0	29,5	15,0	12,5	7,6	5,5	3,8	2,5	11	69,0	66,0	34,0	31,0	17,0	15,5	8,5	8,0
12	31,0	30,0	15,0	13,5	7,6	7,0	3,8	4,0	12	69,0	66,5	34,0	31,5	17,0	14,0	8,5	6,0
13	31,0	26,9	15,0	12,0	7,6	6,0	3,8	2,0	13	69,0	64,0	34,0	29,5	17,0	15,5	8,5	7,0
14	31,0	24,5	15,0	13,0	7,6	5,0	3,8	3,0	14	69,0	65,0	34,0	31,0	17,0	16,0	8,5	8,5
15	31,0	28,5	15,0	14,0	7,6	7,0	3,8	4,5	15	69,0	62,5	34,0	31,5	17,0	13,5	8,5	6,0
16	31,0	30,0	15,0	12,5	7,6	8,0	3,8	3,0	16	69,0	64,5	34,0	30,5	17,0	14,5	8,5	7,0
17	31,0	27,5	15,0	14,5	7,6	7,0	3,8	3,5	17	69,0	66,0	34,0	32,0	17,0	13,0	8,5	9,0
18	31,0	30,5	15,0	14,0	7,6	5,5	3,8	2,5	18	69,0	64,0	34,0	31,0	17,0	16,0	8,5	7,0
19	31,0	27,5	15,0	15,0	7,6	6,5	3,8	4,0	19	69,0	62,5	34,0	30,0	17,0	14,0	8,5	8,0
20	31,0	27,0	15,0	13,0	7,6	6,0	3,8	4,5	20	69,0	68,0	34,0	31,5	17,0	13,5	8,5	6,0
21	31,0	29,0	15,0	14,0	7,6	5,5	3,8	3,0	21	69,0	64,0	34,0	30,5	17,0	15,5	8,5	7,0
22	31,0	27,5	15,0	12,5	7,6	6,5	3,8	4,5	22	69,0	64,5	34,0	32,0	17,0	13,0	8,5	8,0
23	31,0	28,5	15,0	13,5	7,6	7,0	3,8	2,5	23	69,0	65,5	34,0	30,5	17,0	15,0	8,5	6,5
24	31,0	32,0	15,0	14,0	7,6	8,0	3,8	4,0	24	69,0	67,5	34,0	29,0	17,0	14,0	8,5	8,5
25	31,0	27,0	15,0	15,0	7,6	6,5	3,8	2,0	25	69,0	69,0	34,0	30,5	17,0	16,0	8,5	6,0
26	31,0	28,0	15,0	14,5	7,6	7,0	3,8	2,5	26	69,0	65,0	34,0	29,5	17,0	14,5	8,5	7,5
27	31,0	26,0	15,0	12,0	7,6	5,5	3,8	4,0	27	69,0	66,5	34,0	31,0	17,0	15,5	8,5	6,5
28	31,0	27,5	15,0	14,0	7,6	6,0	3,8	2,5	28	69,0	64,0	34,0	32,0	17,0	13,0	8,5	8,0
29	31,0	27,0	15,0	13,5	7,6	6,0	3,8	4,5	29	69,0	65,5	34,0	31,5	17,0	13,5	8,5	9,0
30	31,0	28,0	15,0	15,0	7,6	6,5	3,8	3,0	30	69,0	68,5	34,0	30,5	17,0	15,5	8,5	6,0
31	31,0	24,9	15,0	13,0	7,6	7,5	3,8	3,5	31	69,0	65,0	34,0	31,0	17,0	14,0	8,5	8,0
32	31,0	26,5	15,0	12,0	7,6	6,0	3,8	4,9	32	69,0	66,0	34,0	29,5	17,0	16,0	8,5	7,0
33	31,0	26,0	15,0	14,0	7,6	9,5	3,8	2,5	33	69,0	74,0	34,0	35,0	17,0	15,0	8,5	8,4
34	31,0	34,5	15,0	18,0	7,6	11,0	3,8	3,0	34	69,0	71,5	34,0	38,5	17,0	19,5	8,5	10,0
35	31,0	34,0	15,0	16,0	7,6	10,0	3,8	5,0	35	70,0	88,0	35,0	37,5	17,5	19,0	8,5	9,0
36	33,0	45,0	16,3	22,5	8,4	12,5	4,1	6,0	36	74,0	86,0	37,0	40,0	18,5	23,5	9,0	12,5
37	43,0	46,0	21,2	22,0	11,0	12,0	5,4	5,0	37	96,5	112,5	48,0	54,0	24,0	24,0	11,7	11,5
38	59,0	53,0	29,0	25,0	15,0	13,5	7,3	6,5	38	132,0	118,0	66,0	60,5	33,0	27,7	16,0	13,4
39	43,0	44,0	21,2	22,5	11,0	11,0	5,4	5,0	39	96,5	109,5	48,0	58,0	24,0	22,0	11,7	10,5
40	33,0	46,0	16,3	23,0	8,4	11,5	4,1	6,5	40	74,0	93,0	37,0	54,0	18,5	24,5	9,0	12,0
41	31,0	33,0	15,0	18,0	7,6	9,0	3,8	4,5	41	70,0	89,5	35,0	42,5	17,5	22,0	8,5	11,0
42	31,0	35,1	15,0	19,1	7,6	9,5	3,8	5,0	42	69,0	70,0	34,0	40,0	17,0	17,0	8,5	8,5
43	31,0	29,0	15,0	14,5	7,6	6,5	3,8	4,0	43	69,0	72,0	34,0	35,0	17,0	18,5	8,5	7,0
44	31,0	31,4	15,0	13,0	7,6	6,0	3,8	3,0	44	69,0	65,0	34,0	36,0	17,0	13,5	8,5	9,0
45	31,0	27,0	15,0	14,0	7,6	8,0	3,8	4,0	45	69,0	65,5	34,0	30,5	17,0	14,0	8,5	6,5
46	31,0	26,0	15,0	15,0	7,6	6,5	3,8	2,0	46	69,0	69,0	34,0	29,5	17,0	15,5	8,5	7,5
47	31,0	27,0	15,0	13,0	7,6	7,0	3,8	4,5	47	69,0	64,0	34,0	31,0	17,0	16,1	8,5	6,0
48	31,0	29,0	15,0	14,0	7,6	6,5	3,8	2,5	48	69,0	65,0	34,0	32,0	17,0	13,5	8,5	8,6
49	31,0	27,0	15,0	12,0	7,6	5,0	3,8	3,0	49	69,0	68,0	34,0	30,5	17,0	15,5	8,5	7,6
50	31,0	28,5	15,0	12,5	7,6	7,0	3,8	5,0	50	69,0	67,5	34,0	29,5	17,0	15,0	8,5	7,0

## Закінчення додатку Ж

Дефект "Мігруюча вода" в одному трубопроводі																		
Крок по довжині   установка	Акустична потужність 1 Вт								Крок по довжині   установка	Акустична потужність 5 Вт								
	Результат-ти моделі	Дані з установки	Результат-ти моделі	Дані з установки	Результат-ти моделі	Дані з установки	Результат-ти моделі	Дані з установки		Результат-ти моделі	Дані з установки	Результат-ти моделі	Дані з установки	Результат-ти моделі	Дані з установки			
	Звуковий тиск на поверхні при частоті 500 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 1000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 2000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 4000 Гц, мПа			Звуковий тиск на поверхні при частоті 500 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 1000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 2000 Гц, мПа		Звуковий тиск на поверхні при частоті 4000 Гц, мПа		
1	31,0	30,0	15,0	12,5	7,6	5,5	3,8	2,5	1	69,0	65,5	34,0	31,5	17,0	14,5	8,5	6,0	
2	31,0	28,5	15,0	13,5	7,6	7,5	3,8	4,0	2	69,0	66,0	34,0	30,5	17,0	13,5	8,5	7,0	
3	31,0	28,0	15,0	14,5	7,6	6,5	3,8	2,0	3	69,0	63,0	34,0	31,0	17,0	14,0	8,5	8,0	
4	31,0	25,5	15,0	13,0	7,6	8,0	3,8	2,5	4	69,0	62,0	34,0	29,5	17,0	15,0	8,5	6,5	
5	31,0	28,0	15,0	15,0	7,6	6,5	3,8	4,5	5	69,0	64,0	34,0	32,0	17,0	13,0	8,5	8,5	
6	31,0	27,5	15,0	12,5	7,6	7,0	3,8	3,0	6	69,0	64,0	34,0	30,0	17,0	14,0	8,5	6,0	
7	31,0	29,0	15,0	12,0	7,6	5,5	3,8	4,5	7	69,0	67,5	34,0	31,0	17,0	15,5	8,5	8,0	
8	31,0	29,0	15,0	13,5	7,6	5,0	3,8	3,5	8	69,0	66,5	34,0	29,0	17,0	14,0	8,5	6,5	
9	31,0	31,5	15,0	13,0	7,6	7,0	3,8	5,0	9	69,0	69,0	34,0	31,5	17,0	16,0	8,5	8,0	
10	31,0	29,0	15,0	14,5	7,6	5,5	3,8	3,5	10	69,0	66,5	34,0	30,5	17,0	13,5	8,5	9,0	
11	31,0	28,5	15,0	13,0	7,6	7,5	3,8	2,5	11	69,0	61,0	34,0	29,5	17,0	15,0	8,5	6,0	
12	31,0	26,5	15,0	14,0	7,6	8,0	3,8	4,0	12	69,0	66,0	34,0	32,0	17,0	15,5	8,5	8,5	
13	31,0	27,5	15,0	15,0	7,6	5,5	3,8	2,0	13	69,0	67,0	34,0	31,0	17,0	14,5	8,5	6,4	
14	31,0	28,5	15,0	13,5	7,6	6,9	3,8	2,5	14	69,0	62,5	34,0	29,0	17,0	13,0	8,5	9,0	
15	31,0	24,5	15,0	13,0	7,6	5,0	3,8	4,5	15	69,0	68,0	34,0	29,5	17,0	13,5	8,5	6,0	
16	31,0	26,0	15,0	12,0	7,6	8,0	3,8	3,5	16	69,0	64,0	34,0	31,0	17,0	15,0	8,5	7,5	
17	31,0	27,0	15,0	15,0	7,6	7,0	3,8	2,5	17	69,0	64,5	34,0	32,0	17,0	13,5	8,5	9,0	
18	31,0	25,2	15,0	13,0	7,6	5,5	3,8	5,0	18	69,0	63,0	34,0	31,0	17,0	16,0	8,5	6,0	
19	31,0	27,0	15,0	14,0	7,6	7,0	3,8	4,0	19	69,0	67,5	34,0	31,5	17,0	15,0	8,5	7,0	
20	31,0	30,0	15,0	12,5	7,6	6,0	3,8	3,0	20	69,0	64,5	34,0	29,5	17,0	13,0	8,5	8,5	
21	31,0	29,0	15,0	13,5	7,6	5,0	3,8	4,0	21	69,0	65,0	34,0	31,0	17,0	14,0	8,5	7,0	
22	31,0	27,0	15,0	14,0	7,6	7,0	3,8	2,0	22	69,0	66,5	34,0	31,5	17,0	15,0	8,5	9,0	
23	31,0	26,0	15,0	15,0	7,6	8,0	3,8	3,0	23	69,0	63,0	34,0	30,5	17,0	14,0	8,5	6,5	
24	31,0	29,5	15,0	14,5	7,6	7,0	3,8	5,0	24	69,0	64,0	34,0	32,0	17,0	15,5	8,5	8,5	
25	31,0	31,0	15,0	13,0	7,6	5,5	3,8	3,0	25	69,0	68,5	34,0	31,0	17,0	13,0	8,5	7,5	
26	31,0	28,5	15,0	14,0	7,6	6,5	3,8	4,5	26	69,0	70,0	34,0	30,0	17,0	15,0	8,5	6,0	
27	31,0	28,5	15,0	13,5	7,6	6,0	3,8	2,0	27	69,0	66,0	34,0	31,5	17,0	13,5	8,5	8,0	
28	31,0	27,5	15,0	15,0	7,6	7,0	3,8	4,5	28	69,0	65,0	34,0	30,5	17,0	14,5	8,5	6,0	
29	31,0	30,5	15,0	13,0	7,6	6,0	3,8	3,5	29	69,0	62,5	34,0	31,0	17,0	16,0	8,5	7,5	
30	31,0	28,5	15,0	12,0	7,6	7,5	3,8	2,5	30	69,0	69,0	34,0	29,0	17,0	13,5	8,5	9,0	
31	31,0	26,5	15,0	14,5	7,6	5,5	3,8	5,0	31	69,0	68,0	34,0	32,5	17,0	15,5	8,5	7,0	
32	31,0	29,5	15,0	13,0	7,6	7,5	3,8	2,5	32	69,0	63,5	34,0	33,5	17,0	14,0	8,5	6,0	
33	31,0	31,5	15,0	14,0	7,6	8,0	3,8	3,5	33	69,0	71,5	34,0	32,0	17,0	15,0	8,5	8,5	
34	31,0	29,5	15,0	16,5	7,6	6,5	3,8	4,5	34	70,0	67,5	34,5	37,0	17,3	17,0	8,5	6,0	
35	32,5	34,5	16,6	16,5	7,9	8,5	4,0	3,0	35	72,5	79,0	36,3	37,0	17,8	15,5	8,9	9,0	
36	36,0	34,0	18,4	18,5	8,8	8,0	4,5	4,5	36	80,0	76,0	40,0	40,5	19,6	18,5	9,8	7,5	
37	39,5	36,5	20,0	17,0	9,5	7,5	4,8	3,0	37	88,0	78,5	44,0	40,0	21,5	17,0	10,8	9,5	
38	42,0	37,0	21,0	19,5	10,0	9,0	5,1	4,3	38	92,0	84,0	46,0	42,5	23,0	20,5	11,0	10,0	
39	39,5	34,0	20,0	19,5	9,5	8,5	4,8	2,5	39	88,0	82,0	44,0	38,5	21,5	18,0	10,8	7,0	
40	36,0	36,0	18,4	17,5	8,8	7,0	4,5	4,5	40	80,0	73,0	40,0	39,5	19,6	19,0	9,8	9,5	
41	32,5	33,5	16,6	18,0	7,9	8,5	4,0	5,0	41	72,5	76,5	36,3	38,5	17,8	16,0	8,9	8,5	
42	31,0	33,0	15,0	15,5	7,6	6,5	3,8	3,0	42	70,0	71,0	34,5	32,5	17,3	18,0	8,5	6,5	
43	31,0	34,5	15,0	16,5	7,6	8,0	3,8	4,5	43	69,0	73,0	34,0	35,0	17,0	14,0	8,5	8,5	
44	31,0	29,5	15,0	13,5	7,6	7,0	3,8	2,5	44	69,0	64,5	34,0	29,5	17,0	15,5	8,5	7,0	
45	31,0	31,0	15,0	14,5	7,6	5,0	3,8	3,0	45	69,0	67,5	34,0	30,5	17,0	16,0	8,5	6,0	
46	31,0	29,0	15,0	14,0	7,6	7,0	3,8	4,4	46	69,0	67,5	34,0	29,0	17,0	13,5	8,5	8,0	
47	31,0	28,0	15,0	11,9	7,6	6,5	3,8	2,0	47	69,0	70,0	34,0	30,0	17,0	15,5	8,5	9,0	
48	31,0	25,5	15,0	12,5	7,6	8,0	3,8	5,0	48	69,0	63,5	34,0	29,5	17,0	13,0	8,5	6,5	
49	31,0	27,6	15,0	14,5	7,6	7,0	3,8	3,0	49	69,0	67,0	34,0	30,5	17,0	15,0	8,5	8,0	
50	31,0	29,0	15,0	14,0	7,6	6,0	3,8	4,5	50	69,0	65,0	34,0	30,0	17,0	15,5	8,5	7,5	



Продовження додатку И

Дефект "Розрив одного трубопроводу" з руйнуванням теплової та гідрологічної і шитою води

К-сть	Акустична пошукість 1 Вт			Акустична пошукість 1 Вт			Акустична пошукість 1 Вт			Акустична пошукість 1 Вт			Акустична пошукість 1 Вт			Акустична пошукість 1 Вт			Акустична пошукість 1 Вт							
	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність		
1	4710	442,0	841,0	225,0	220,0	455,8	117,0	101,0	256,0	46,9	55,6	31,9	1054,0	988,0	2425,6	525,0	512,0	169,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
2	4710	432,0	521,0	235,0	214,0	455,8	117,0	106,0	144,0	46,9	58,0	30,3	1054,0	985,0	2425,6	525,0	510,0	225,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
3	4710	439,0	1024,0	455,8	235,0	228,0	117,0	106,0	256,0	46,9	58,0	64,0	1054,0	1111,0	2425,6	525,0	477,0	204,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
4	4710	446,0	625,0	455,8	235,0	224,0	117,0	115,0	40,0	46,9	58,0	61,0	1054,0	1021,0	2425,6	525,0	529,0	161,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
5	4710	456,0	9,0	455,8	235,0	239,0	117,0	112,0	49,0	46,9	58,0	60,2	1054,0	1054,0	2425,6	525,0	486,0	152,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
6	4710	468,0	9,0	455,8	235,0	243,0	117,0	112,0	49,0	46,9	58,0	61,0	1054,0	1026,0	2425,6	525,0	475,0	250,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
7	4710	466,0	225,0	455,8	235,0	241,0	117,0	116,0	1,0	46,9	58,0	55,2	1054,0	1040,0	2425,6	525,0	466,0	348,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
8	4710	459,0	144,0	455,8	235,0	228,0	117,0	119,0	4,0	46,9	58,0	52,8	1054,0	1000,0	2425,6	525,0	498,0	729,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
9	4710	451,0	400,0	455,8	235,0	210,0	117,0	125,0	64,0	46,9	58,0	55,0	1054,0	1033,0	2425,6	525,0	486,0	729,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
10	4710	469,0	4,0	455,8	235,0	223,0	117,0	123,0	36,0	46,9	58,0	55,2	1054,0	1053,0	2425,6	525,0	498,0	729,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
11	4710	460,0	4,0	455,8	235,0	220,0	117,0	105,0	144,0	46,9	58,0	58,0	1054,0	977,0	2425,6	525,0	524,0	1,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
12	4710	469,0	4,0	455,8	235,0	216,0	117,0	106,0	121,0	46,9	58,0	54,0	1054,0	985,0	2425,6	525,0	538,0	169,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
13	4710	469,0	4,0	455,8	235,0	205,0	117,0	100,0	289,0	46,9	58,0	50,0	1054,0	960,0	2425,6	525,0	480,0	2025,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
14	4710	442,0	841,0	455,8	235,0	216,0	117,0	117,0	0,0	46,9	58,0	50,0	1054,0	960,0	2425,6	525,0	495,0	25,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
15	4710	443,0	784,0	455,8	235,0	225,0	117,0	119,0	4,0	46,9	58,0	51,6	1054,0	951,0	2425,6	525,0	482,0	1849,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
16	4710	427,0	1936,0	455,8	235,0	235,0	117,0	110,0	49,0	46,9	58,0	52,8	1054,0	940,0	2425,6	525,0	486,0	1521,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
17	4710	439,0	1024,0	455,8	235,0	227,0	117,0	111,0	110,0	46,9	58,0	55,6	1054,0	940,0	2425,6	525,0	486,0	1521,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
18	4710	439,0	109,0	455,8	235,0	225,0	117,0	100,0	289,0	46,9	58,0	50,0	1054,0	950,0	2425,6	525,0	486,0	1521,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
19	4710	439,0	1024,0	455,8	235,0	228,0	117,0	102,0	225,0	46,9	58,0	54,3	1054,0	920,0	2425,6	525,0	486,0	1521,0	647,7	261,0	246,0	225,0	200,7	129,0	100,0	841,0
20	4710	449,0	1260,0	5116,3	224,30	4100,0	2389,8	110,15	217,0	938,4	54,25	257,3	1004,75	12846,70	48171,3	499,55	2119,0	12846,70	48171,3	499,55	2119,0	12846,70	48171,3	499,55	2119,0	12846,70

Критерій фільтра розривів табл. Крітерій фільтра розривів табл. Крітерій фільтра розривів табл. Крітерій фільтра розривів табл. Крітерій фільтра розривів табл.  
 k1=19 k2=1 0,32 4,40 k1=19 k2=1 0,16 4,40 k1=19 k2=1 0,47 4,40 k1=19 k2=1 0,29 4,40 k1=19 k2=1 0,25 4,40  
 Невиявленість, % = 5,00 Невиявленість, % = 6,36 Невиявленість, % = 5,17 Невиявленість, % = 5,37 Невиявленість, % = 7,37

Дефект "Руйнування теплової та гідрологічної" на одному трубопроводі

К-сть	Акустична пошукість 1 Вт			Акустична пошукість 1 Вт			Акустична пошукість 1 Вт			Акустична пошукість 1 Вт			Акустична пошукість 1 Вт			Акустична пошукість 1 Вт			Акустична пошукість 1 Вт							
	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність	Результат та-ти моделі	Дані з устатку вим	Адекватність		
1	4120	398,0	196,0	318,6	205,0	198,0	49,0	134,6	102,0	83,0	81,0	22,6	50,0	921,0	900,0	2425,6	459,0	436,0	481,8	228,0	241,0	169,0	108,2	113,0	136,0	529,0
2	4120	395,0	729,0	318,6	205,0	185,0	81,0	134,6	102,0	87,0	22,6	26,0	50,0	921,0	895,0	2425,6	459,0	440,0	481,8	228,0	241,0	169,0	108,2	113,0	135,0	529,0
3	4120	379,0	189,0	318,6	205,0	196,0	81,0	134,6	102,0	83,0	81,0	22,6	50,0	921,0	895,0	2425,6	459,0	439,0	481,8	228,0	241,0	169,0	108,2	113,0	135,0	529,0
4	4120	395,0	289,0	318,6	205,0	187,0	324,0	134,6	102,0	80,0	16,0	22,6	50,0	921,0	879,0	2425,6	459,0	426,0	481,8	228,0	241,0	169,0	108,2	113,0	135,0	529,0
5	4120	369,0	1849,0	318,6	205,0	175,0	841,0	134,6	102,0	84,0	324,0	22,6	50,0	921,0	860,0	2425,6	459,0	440,0	481,8	228,0	241,0	169,0	108,2	113,0	135,0	529,0
6	4120	379,0	1089,0	318,6	205,0	186,0	361,0	134,6	102,0	80,0	484,0	22,6	50,0	921,0	889,0	2425,6	459,0	454,0	481,8	228,0	246,0	400,0	108,2	113,0	136,0	529,0
7	4120	410,0	4,0	318,6	205,0	215,0	100,0	134,6	102,0	82,0	40,0	22,6	50,0	921,0	889,0	2425,6	459,0	415,0	481,8	228,0	246,0	400,0	108,2	113,0	136,0	529,0
8	4120	406,0	36,0	318,6	205,0	210,0	25,0	134,6	102,0	87,0	22,6	50,0	921,0	899,0	2425,6	459,0	419,0	481,8	228,0	246,0	400,0	108,2	113,0	136,0	529,0	
9	4120	398,0	169,0	318,6	205,0	190,0	225,0	134,6	102,0	89,0	169,0	22,6	50,0	921,0	870,0	2425,6	459,0	459,0	481,8	228,0	246,0	400,0	108,2	113,0	135,0	529,0
10	4120	412,0	4,0	318,6	205,0	175,0	900,0	134,6	102,0	92,0	100,0	22,6	50,0	921,0	870,0	2425,6	459,0	459,0	481,8	228,0	246,0	400,0	108,2	113,0	135,0	529,0
11	4120	400,0	144,0	318,6	205,0	195,0	100,0	134,6	102,0	126,0	169,0	22,6	50,0	921,0	910,0	2425,6	459,0	459,0	481,8	228,0	246,0	400,0	108,2	113,0	136,0	529,0
12	4120	399,0	169,0	318,6	205,0	196,0	361,0	134,6	102,0	113,0	121,0	22,6	50,0	921,0	889,0	2425,6	459,0	459,0	481,8	228,0	246,0	400,0	108,2	113,0	136,0	529,0
13	4120	412,0	4,0	318,6	205,0	175,0	900,0	134,6	102,0	93,0	100,0	22,6	50,0	921,0	870,0	2425,6	459,0	459,0	481,8	228,0	246,0	400,0	108,2	113,0	135,0	529,0
14	4120	389,0	169,0	318,6	205,0	196,0	361,0	134,6	102,0	104,0	4,0	22,6	50,0	921,0	870,0	2425,6	459,0	459,0	481,8	228,0	246,0	400,0	108,2	113,0	136,0	529,0
15	4120	410,0	4,0	318,6	205,0	195,0	100,0	134,6	102,0	104,0	1,0	22,6	50,0	921,0	884,0	2425,6	459,0	459,0	481,8	228,0	246,0	400,0	108,2	113,0	136,0	529,0
16	4120	401,0	12,0	318,6	205,0	195,0	100,0	134,6	102,0	100,0	1,0	22,6	50,0	921,0	884,0	2425,6	459,0	459,0	481,8	228,0	246,0	400,0	108,2	113,0	136,0	529,0
17	4120	389,0	169,0	318,6	205,0	203,0	4,0	134,6	102,0	88,0	196,0	22,														

**Продовження додатку И**

**Дефект "мігруюча вода" в одному трубопроводі**

К-сть	Акустична потужність, 1 Вт			Акустична потужність, 1 Вт			Акустична потужність, 1 Вт			Акустична потужність, 1 Вт			Акустична потужність, 1 Вт			Акустична потужність, 1 Вт			Акустична потужність, 1 Вт												
	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі									
1	42,0	40,0	4,0	4,2	21,0	19,5	2,3	0,7	10,0	9,0	1,0	0,4	5,1	6,6	2,3	0,0	92,0	88,0	43,0	9,0	8,7	23,0	21,0	4,0	1,6	11,0	13,0	4,0	0,5		
2	42,0	41,0	1,0	4,2	21,0	20,6	0,2	0,7	10,0	11,0	1,0	0,4	5,1	6,6	2,3	0,0	92,0	89,0	42,0	9,0	8,7	23,0	20,0	3,0	1,6	11,0	12,0	1,0	0,5		
3	42,0	42,0	0,0	4,2	21,0	20,3	0,5	0,7	10,0	10,0	0,0	0,4	5,1	6,6	2,9	0,0	92,0	87,0	45,0	9,0	8,7	23,0	19,0	4,0	1,6	11,0	13,0	0,0	0,5		
4	42,0	40,0	4,0	4,2	21,0	22,0	1,0	0,4	10,0	9,0	1,0	0,4	5,1	7,0	3,6	0,0	92,0	99,0	40,0	9,0	8,7	23,0	18,0	2,0	1,6	11,0	13,0	16,0	0,5		
5	42,0	38,0	16,0	4,2	21,0	21,5	0,3	0,7	10,0	7,0	9,0	0,4	5,1	5,9	0,6	0,0	92,0	86,0	46,0	9,0	8,7	23,0	21,0	4,0	1,6	11,0	14,0	9,0	0,5		
6	42,0	36,0	36,0	4,2	21,0	20,9	0,0	0,7	10,0	8,0	4,0	0,4	5,1	6,2	3,2	0,0	92,0	85,0	47,0	9,0	8,7	23,0	23,0	0,0	1,6	11,0	10,0	4,0	0,5		
7	42,0	38,0	16,0	4,2	21,0	19,5	2,3	0,7	10,0	9,0	1,0	0,4	5,1	6,6	2,3	0,0	92,0	84,0	48,0	9,0	8,7	23,0	25,0	4,0	1,6	11,0	9,0	4,0	0,5		
8	42,0	37,0	25,0	4,2	21,0	19,2	2,3	0,7	10,0	9,0	1,0	0,4	5,1	5,9	0,3	0,0	92,0	84,0	49,0	9,0	8,7	23,0	20,0	9,0	1,6	11,0	8,0	9,0	0,5		
9	42,0	42,0	0,0	4,2	21,0	19,2	2,3	0,7	10,0	8,0	4,0	0,4	5,1	4,2	0,8	0,0	92,0	79,0	52,0	4,0	8,7	23,0	21,0	4,0	1,6	11,0	9,0	4,0	0,5		
10	42,0	43,0	1,0	4,2	21,0	20,0	0,2	0,7	10,0	7,0	9,0	0,4	5,1	4,6	0,3	0,0	92,0	75,0	56,0	4,0	8,7	23,0	26,0	9,0	1,6	11,0	10,0	1,0	0,5		
11	42,0	44,0	4,0	4,2	21,0	20,0	1,0	0,7	10,0	8,0	4,0	0,4	5,1	4,8	0,1	0,0	92,0	71,0	60,0	4,0	8,7	23,0	27,0	16,0	1,6	11,0	11,0	0,0	0,5		
12	42,0	39,0	16,0	4,2	21,0	23,0	4,0	0,7	10,0	9,0	1,0	0,4	5,1	6,0	0,8	0,0	92,0	68,0	57,0	4,0	8,7	23,0	24,0	1,0	1,6	11,0	9,0	4,0	0,5		
13	42,0	41,0	1,0	4,2	21,0	22,5	2,3	0,7	10,0	9,0	1,0	0,4	5,1	5,8	0,5	0,0	92,0	65,0	60,0	4,0	8,7	23,0	20,0	9,0	1,6	11,0	11,0	0,0	0,5		
14	42,0	41,0	0,0	4,2	21,0	18,6	3,8	0,7	10,0	13,0	9,0	0,4	5,1	6,2	1,2	0,0	92,0	94,0	40,0	9,0	8,7	23,0	17,0	36,0	1,6	11,0	10,0	0,0	0,5		
15	42,0	42,0	0,0	4,2	21,0	22,1	1,2	0,7	10,0	10,0	0,0	0,4	5,1	6,8	2,9	0,0	92,0	92,0	42,0	9,0	8,7	23,0	19,0	16,0	1,6	11,0	10,0	0,0	0,5		
16	42,0	40,0	4,0	4,2	21,0	20,5	1,0	0,7	10,0	11,0	1,0	0,4	5,1	6,5	2,0	0,0	92,0	90,0	43,0	9,0	8,7	23,0	17,0	36,0	1,6	11,0	10,0	0,0	0,5		
17	42,0	45,0	9,0	4,2	21,0	18,5	6,3	0,7	10,0	11,0	1,0	0,4	5,1	3,9	1,4	0,0	92,0	91,0	41,0	9,0	8,7	23,0	25,0	4,0	1,6	11,0	8,0	9,0	0,5		
18	42,0	37,0	25,0	4,2	21,0	18,1	8,4	0,7	10,0	12,0	4,0	0,4	5,1	3,7	2,0	0,0	92,0	89,0	43,0	9,0	8,7	23,0	25,0	4,0	1,6	11,0	9,0	4,0	0,5		
19	42,0	39,0	9,0	4,2	21,0	17,5	12,3	0,7	10,0	9,0	1,0	0,4	5,1	6,0	0,8	0,0	92,0	88,0	44,0	9,0	8,7	23,0	25,0	4,0	1,6	11,0	7,0	16,0	0,5		
20	42,0	37,0	25,0	4,2	21,0	18,5	6,3	0,7	10,0	9,0	1,0	0,4	5,1	3,5	2,6	0,0	92,0	84,0	49,0	9,0	8,7	23,0	29,0	36,0	1,6	11,0	12,0	1,0	0,5		
		39,95	205,0	84,0		20,14	59,5	15,0		9,40	54,0	7,2		5,32	29,7	1,0		86,88	1834,6	524,3	43,05	429,0	174,1	21,75	267,0	31,3	10,30	94,0	9,8		
	Критерій Фішера	12,1	28,0	3,5	5,0	3,2	2,4	0,3	Критерій Фішера	107,9	174,8	25,2	58,0	17,0	10,4	Критерій Фішера	25,2	58,0	17,0	10,4	Критерій Фішера	25,2	58,0	17,0	10,4	Критерій Фішера	25,2	58,0	17,0	10,4	
	k1=19	k2=1	0,43	4,40	k1=19	k2=1	0,62	4,40	k1=19	k2=1	0,43	4,40	k1=19	k2=1	0,51	4,40	k1=19	k2=1	0,43	4,40	k1=19	k2=1	0,51	4,40	k1=19	k2=1	0,51	4,40	k1=19	k2=1	0,51
	Невизначеність, %	=	5,41	Невизначеність, %	=	4,53	Невизначеність, %	=	6,73	Невизначеність, %	=	4,36	Невизначеність, %	=	6,21	Невизначеність, %	=	7,22	Невизначеність, %	=	6,06	Невизначеність, %	=	5,55	Невизначеність, %	=	4,40	Невизначеність, %	=	6,65	

**Дефект "руйнування піролізид" на одному трубопроводі**

К-сть	Акустична потужність, 1 Вт			Акустична потужність, 1 Вт			Акустична потужність, 1 Вт			Акустична потужність, 1 Вт			Акустична потужність, 1 Вт			Акустична потужність, 1 Вт			Акустична потужність, 1 Вт											
	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі	Результат та-ти установа моделі	Дані з установа вимі								
1	59,0	53,0	36,0	8,4	29,0	25,0	16,0	2,0	15,0	13,0	4,0	0,6	7,3	6,5	0,6	0,2	132,0	126,0	64,0	6,0	11,2	33,0	31,0	4,0	2,7	16,0	14,0	4,0	0,9	
2	59,0	54,0	23,0	8,4	29,0	26,0	9,0	2,0	15,0	12,0	9,0	0,6	7,3	6,5	0,6	0,2	132,0	128,0	66,0	6,0	11,2	33,0	33,0	0,0	2,7	16,0	15,0	1,0	0,9	
3	59,0	56,0	31,0	8,4	29,0	28,0	1,0	2,0	15,0	11,0	16,0	0,6	7,3	6,5	0,6	0,2	132,0	136,0	66,0	6,0	11,2	33,0	32,0	1,0	2,7	16,0	16,0	0,0	0,9	
4	59,0	55,0	36,0	8,4	29,0	27,0	4,0	2,0	15,0	16,0	1,0	0,6	7,3	7,6	0,1	0,2	132,0	142,0	106,0	36,6	66,0	48,0	32,0	36,0	9,0	2,7	16,0	18,0	4,0	0,9
5	59,0	60,0	1,0	8,4	29,0	32,0	9,0	2,0	15,0	14,0	1,0	0,6	7,3	7,4	0,0	0,2	132,0	128,0	66,0	6,0	11,2	33,0	35,0	4,0	2,7	16,0	14,0	4,0	0,9	
6	59,0	50,0	81,0	8,4	29,0	33,0	16,0	2,0	15,0	14,0	1,0	0,6	7,3	7,4	0,0	0,2	132,0	115,0	289,0	36,6	66,0	59,0	49,0	49,0	2,7	16,0	15,0	0,0	0,9	
7	59,0	51,0	4,0	8,4	29,0	35,0	36,0	2,0	15,0	13,0	4,0	0,6	7,3	8,0	0,5	0,2	132,0	110,0	484,0	36,6	66,0	50,0	40,0	49,0	2,7	16,0	16,0	0,0	0,9	
8	59,0	52,0	9,0	8,4	29,0	34,0	25,0	2,0	15,0	10,0	25,0	0,6	7,3	8,4	1,2	0,2	132,0	114,0	324,0	36,6	66,0	58,0	36,0	9,0	2,7	16,0	16,0	0,0	0,9	
9	59,0	48,0	121,0	8,4	29,0	28,0	4,0	2,0	15,0	11,0	16,0	0,6	7,3	8,4	1,2	0,2	132,0	140,0	64,0	6,0	11,2	33,0	36,0	9,0	2,7	16,0	16,0	0,0	0,9	
10	59,0	64,0	25,0	8,4	29,0	25,0	16,0	2,0	15,0	14,0	1,0	0,6	7,3	9,0	2,9	0,2	132,0	135,0	9,0	36,6	66,0	71,0	25,0	2,7	16,0	16,0	4,0	0,9		
11	59,0	58,0	1,0	8,4	29,0	29,0	0,0	2,0	15,0	19,0	1,0	0,6	7,3	8,4	1,2	0,2	132,0	125,0	49,0	36,6	66,0	72,0	36,0	4,0	2,7	16,0	11,0	25,0	0,9	
12	59,0	56,0	9,0	8,4	29,0	24,0	25,0	2,0	15,0	18,0	9,0	0,6	7,3	8,6	1,7	0,2	132,0	129,0	9,0	36,6	66,0	65,0	31,0	4,0	2,7	16,0	14,0	4,0	0,9	
13	59,0	54,0	25,0	8,4	29,0	21,0	64,0	2,0	15,0	16,0	25,0	0,6	7,3	8,1	1,6	0,2	132,0	134,0	44,0	36,6	66,0	65,0	31,0	4,0	2,7	16,0	12,0	16,0	0,9	
14	59,0	56,0	9,0	8,4	29,0	21,0	64,0	2,0	15,0	16,0	25,0	0,6	7,3	8,1	1,6	0,2	132,0	145,0	169,0											





Продовження додатку И

Дефект "Міграція води" в одному трубопроводі

Table with 12 columns: Result (Date, Temperature, Adequacy), Data (Temperature, Adequacy), and Adequacy. Includes sub-headers for 'Температура води в підловою трубопроводі + 60 С' and 'Температура води в зворотному трубопроводі + 60 С'.

Summary table for 'Дефект "Міграція води" в одному трубопроводі' with columns: Result (Date, Temperature, Adequacy), Data (Temperature, Adequacy), and Adequacy. Includes criteria for k1=17, k2=3, and k1=15, k2=5.

Трубопроводи не містять дефектів

Table with 12 columns: Result (Date, Temperature, Adequacy), Data (Temperature, Adequacy), and Adequacy. Includes sub-headers for 'Вихідна напруга холостого ходу генератора 40 В' and 'Температура води в підловою трубопроводі + 60 С'.

Summary table for 'Трубопроводи не містять дефектів' with columns: Result (Date, Temperature, Adequacy), Data (Temperature, Adequacy), and Adequacy. Includes criteria for k1=17, k2=3, and k1=15, k2=5.





## Додаток К

## Ідентифікація видів дефектів за допомогою розробленого програмного забезпечення на прикладі дефекту виду «розрив»

**Вхідні дані**

Відстань від початку трубопроводу, м

L1=5

**Геометричні параметри теплотраси, м**

радіус трубопроводу

r1=0.0135

товщина теплоізоляції

k2=0.01

товщина гідроізоляції

h3=0.001

товщина піщаної засипки

h4=0.05

товщина ґрунтової засипки

h5=0.15

відстань між осями трубопроводів

b=0.12

**Акустичні параметри**

Потужність акустичного збудження, Вт

p0=5

Кут ходу акустичного променя

fi=π/2

Частота акустичного збудження, Гц

f=500

      **Температурні параметри**

Температура теплоносія подавального

трубопроводу, С

t0=60

Температура теплоносія зворотного трубопроводу,

С

t00=50

Температура ґрунту на осі залягання, С

t5=3

      **Електромагнітні параметри**

Частота, Гц

ff=2000

Вихідна напруга генератора, В

EE=40

Питомий опір ізоляції трубопроводу, Ом/м

ro\_iz=10^12

Питомий опір ґрунту, Ом/м (сухого= 60,

ro\_g=60

Відносна діелектрична проникність ізоляції

epsilon\_iz0=2

Опір генератора, Ом

R\_gen=10

Індуктивність генератора, Гн

L\_gen=0.2

Опір елемента безпеки, Ом

R\_b=3

Індуктивність елемента безпеки, Гн

L\_b=0.02

      **Параметри ППУ**

Коефіцієнт теплопровідності ППУ, Вт/(м\*К)

k2=0.03

Вологість ППУ

W2=0.04

Початкова густина ППУ, кг/м' (=60)

ro02=60

**Параметри ґрунту**

Вологість піску

W4=0.06

Вологість глини

W5=0.06

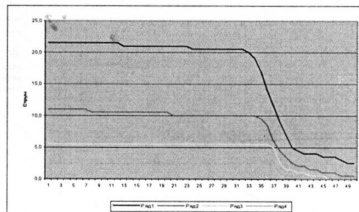
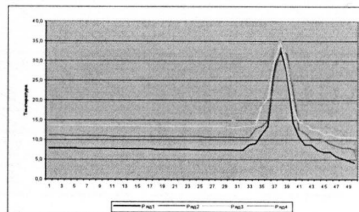
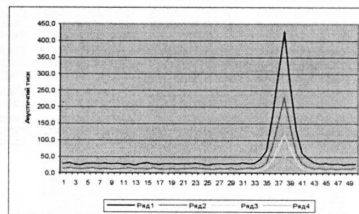
**Дані**

Втрата теплоносія

Теплові втрати

## Значення вимірних інформативних параметрів вздовж ділянки контролю

Режими експл		Потужність збудження, 1				Температура теплоносі				50 43				Елемент безпореактивний			
Інформативні параметри	Акустичний тиск, мПа				Температура, град. С				Струм заникання, мА								
	500	1000	2000	4000	3	6	9	12	2500	5000	10000	20000					
1	28,0	13,5	7,0	2,5	7,9	11,1	13,6	14,6	21,5	11,0	5,5	2,5					
2	31,0	15,0	8,0	4,0	7,9	11,1	13,6	14,6	21,5	11,0	5,5	2,5					
3	26,5	13,5	7,0	4,5	7,9	11,1	13,6	14,6	21,5	11,0	5,5	2,5					
4	26,0	12,5	6,0	3,0	7,9	11,0	13,6	14,6	21,5	11,0	5,5	2,5					
5	29,0	13,5	7,5	4,5	7,9	11,0	13,6	14,6	21,5	11,0	5,5	2,5					
6	29,5	14,5	6,5	2,5	7,8	11,0	13,6	14,6	21,5	11,0	5,5	2,5					
7	28,0	12,5	5,0	4,0	7,8	11,0	13,6	14,6	21,5	11,0	5,5	2,5					
8	30,0	13,5	5,5	2,0	7,8	11,0	13,5	14,6	21,5	10,5	5,5	2,5					
9	27,0	12,0	6,0	2,5	7,8	11,0	13,5	14,6	21,5	10,5	5,5	2,5					
10	29,0	13,0	8,0	3,5	7,8	11,0	13,5	14,6	21,5	10,5	5,5	2,5					
11	28,0	14,0	7,0	3,0	7,8	10,9	13,5	14,5	21,5	10,5	5,5	2,5					
12	27,4	14,5	5,5	4,5	7,7	10,9	13,5	14,5	21,5	10,5	5,5	2,5					
13	25,0	13,0	7,0	3,5	7,7	10,9	13,5	14,5	21,0	10,5	5,5	2,5					
14	29,0	14,0	6,0	5,0	7,7	10,9	13,5	14,5	21,0	10,5	5,5	2,5					
15	31,4	12,5	5,0	3,5	7,7	10,9	13,5	14,5	21,0	10,5	5,5	2,5					
16	27,0	15,0	7,5	3,0	7,7	10,9	13,4	14,5	21,0	10,5	5,5	2,5					
17	26,0	13,0	6,0	4,0	7,7	10,9	13,4	14,5	21,0	10,5	5,5	2,5					
18	28,5	12,0	7,0	2,0	7,6	10,8	13,4	14,5	21,0	10,5	5,5	2,5					
19	28,0	14,0	5,0	2,5	7,6	10,8	13,4	14,5	21,0	10,5	5,5	2,5					
20	27,0	12,5	6,0	4,5	7,6	10,8	13,4	14,5	21,0	10,5	5,5	2,5					
21	28,5	13,5	5,5	3,5	7,6	10,8	13,4	14,5	21,0	10,5	5,5	2,5					
22	28,5	14,1	8,0	3,0	7,6	10,8	13,4	14,4	21,0	10,5	5,5	2,5					
23	30,5	15,0	6,0	4,0	7,6	10,8	13,4	14,4	21,0	10,5	5,5	2,5					
24	28,5	14,0	6,5	2,0	7,5	10,8	13,3	14,4	20,5	10,5	5,5	2,5					
25	24,5	12,5	7,5	2,5	7,5	10,8	13,3	14,4	20,5	10,5	5,5	2,5					
26	27,5	12,0	5,5	3,0	7,5	10,7	13,3	14,4	20,5	10,5	5,5	2,5					
27	28,0	13,5	7,5	4,0	7,5	10,7	13,3	14,4	20,5	10,5	5,5	2,5					
28	27,0	13,0	6,5	2,5	7,5	10,7	13,3	14,4	20,5	10,5	5,5	2,5					
29	29,0	14,5	6,0	4,0	7,5	10,7	13,3	14,4	20,5	10,5	5,5	2,5					
30	28,5	13,0	5,5	5,0	7,5	10,7	13,2	14,7	20,5	10,5	5,5	2,5					
31	31,5	14,0	6,5	3,0	7,4	10,6	13,2	15,2	20,5	10,5	5,5	2,5					
32	29,5	15,0	7,0	5,0	7,4	10,6	13,3	15,2	20,5	10,5	5,5	2,5					
33	30,0	13,5	6,5	4,0	8,7	10,6	13,3	15,2	20,0	10,5	5,5	2,5					
34	42,0	18,5	8,0	4,5	9,0	12,8	13,7	17,3	19,0	10,0	5,5	2,5					
35	68,0	31,0	17,0	9,0	11,3	13,3	18,6	18,9	17,0	9,5	5,5	2,5					
36	165,0	78,0	38,5	18,5	13,4	15,0	20,6	24,1	14,0	8,5	5,5	2,5					
37	306,0	157,0	77,5	38,0	28,3	26,8	29,6	33,8	11,5	6,0	5,0	2,5					
38	427,0	229,0	115,0	51,5	32,6	33,3	35,1	35,5	9,0	4,5	2,5	1,0					
39	270,0	145,0	78,0	36,0	27,2	31,6	28,1	30,0	7,0	3,5	1,5	0,5					
40	130,0	62,0	38,0	17,5	14,3	22,8	18,0	24,2	5,0	2,5	1,5	0,5					
41	62,0	29,0	16,0	9,5	10,7	12,5	14,5	15,8	4,5	2,0	1,0	0,0					
42	45,0	19,5	7,5	5,0	8,7	11,7	14,1	13,9	4,0	2,0	1,0	0,0					
43	33,0	14,0	5,5	4,0	8,7	10,2	12,7	13,8	4,0	1,5	0,5	0,0					
44	28,5	15,0	8,0	2,5	7,4	10,2	12,5	13,1	4,0	1,5	0,5	0,0					
45	30,5	13,0	6,5	4,5	6,9	10,0	11,3	13,5	3,5	1,0	0,5	0,0					
46	27,0	14,0	7,0	2,0	6,9	9,0	11,5	13,0	3,5	1,0	0,0	0,0					
47	28,0	12,5	5,5	4,0	5,8	8,4	10,8	12,9	3,5	1,0	0,0	0,0					
48	26,0	13,5	8,0	3,0	5,3	8,0	10,6	12,1	3,0	0,5	0,0	0,0					
49	27,5	14,0	6,0	5,0	4,8	8,0	10,6	11,9	2,5	0,5	0,0	0,0					
50	27,0	14,5	6,5	2,5	4,2	7,5	10,5	11,7	2,5	0,5	0,0	0,0					
	427,0	229,0	115,0	51,5	32,6	33,3	35,1	35,5	2,5	0,5	0,0	0,0					



Режими експл		Потужність збудження, 5				Температура теплоносі				60 50				Елемент безпореактивний			
Інформативні параметри	Акустичний тиск, мПа				Температура, град. С				Струм заникання, мА								
	500	1000	2000	4000	3	6	9	12	2500	5000	10000	20000					
1	64,5	29,0	14,0	6,0	9,0	11,3	12,4	14,4	23,0	11,5	6,0	3,0					
2	66,0	29,5	15,0	7,0	9,0	11,3	12,4	14,4	23,0	11,5	6,0	3,0					
3	64,0	31,0	16,0	8,0	9,0	11,3	12,4	14,4	23,0	11,5	6,0	3,0					
4	62,0	32,0	14,0	6,5	9,0	11,2	12,4	14,4	23,0	11,5	6,0	3,0					
5	66,0	31,0	15,0	8,5	8,9	11,2	12,4	14,4	23,0	11,5	6,0	3,0					
6	64,0	31,5	13,0	6,0	8,9	11,2	12,3	14,4	23,0	11,5	6,0	3,0					
7	64,5	29,5	14,0	7,1	8,9	11,2	12,3	14,4	23,0	11,5	6,0	3,0					
8	65,5	31,0	13,0	6,5	8,9	11,2	12,3	14,4	23,0	11,5	6,0	3,0					
9	68,5	31,5	15,5	8,0	8,9	11,2	12,3	14,3	23,0	11,5	6,0	3,0					
10	64,5	30,5	14,5	9,0	8,8	11,2	12,3	14,3	23,0	11,5	6,0	3,0					
11	65,0	32,0	13,5	7,5	8,8	11,1	12,3	14,3	23,0	11,5	6,0	3,0					
12	66,5	31,0	14,0	7,0	8,8	11,1	12,3	14,3	23,0	11,5	6,0	3,0					
13	64,0	30,0	15,0	8,0	8,8	11,1	12,3	14,3	23,0	11,5	6,0	3,0					
14	65,5	31,5	13,0	7,5	8,8	11,1	12,3	14,3	23,0	11,0	6,0	3,0					
15	68,0	30,5	14,0	8,5	8,8	11,1	12,2	14,3	23,0	11,0	6,0	3,0					
16	65,0	29,5	15,5	7,0	8,7	11,1	12,2	14,3	22,5	11,0	6,0	3,0					
17	66,0	31,0	14,0	8,0	8,7	11,1	12,2	14,3	22,5	11,0	6,0	3,0					
18	65,0	31,5	16,0	7,0	8,7	11,0	12,2	14,3	22,5	11,0	6,0	3,0					
19	64,0	30,0	13,5	6,0	8,7	11,0	12,2	14,2	22,5	11,0	6,0	3,0					
20	64,5	32,0	15,0	7,0	8,7	11,0	12,2	14,2	22,5	11,0	6,0	3,0					
21	67,5	31,0	15,5	6,5	8,7	11,0	12,2	14,2	22,5	11,0	6,0	3,0					
22	65,5	30,5	14,5	9,0	8,6	11,0	12,2	14,2	22,5	11,0	6,0	3,0					
23	85,1	29,0	13,0	8,0	8,6	11,0	12,2	14,2	22,5	11,0	6,0	3,0					
24	63,0	30,0	13,5	6,5	8,6	11,0	12,2	14,2	22,5	11,0	6,0	3,0					
25	68,5	30,5	15,0	8,5	8,6	11,0	12,1	14,2	22,5	11,0	5,5	3,0					
26	65,5	31,5	13,5	7,0	8,6	10,9	12,1	14,2	22,5	11,0	5,5	3,0					
27	64,5	29,5	16,0	7,5	8,6	10,9	12,1	14,2	22,5	10,5	5,5	3,0					
28	65,0	31,0	15,0	6,0	8,6	10,9	12,1	14,1	22,0	10,5	5,5	3,0					
29	63,5	32,0	13,0	7,0	8,5	10,9	12,1	14,1	22,0	10,5	5,5	3,0					
30	64,0	30,5	14,0	8,5	8,5	10,9	12,2	14,2	22,0	10,5	5,5	3,0					
31	65,5	29,5	15,0	6,5	8,5	10,9	12,2	14,4	22,0	10,5	5,5	3,0					
32	62,0	30,5	13,5	7,0	8,5	10,9	12,2	15,0	22,0	10,5	5,5	3,0					
33	65,0	29,0	15,5	9,0	10,0	12,2	13,5	16,6	22,0	10,5	5,5	3,0					
34	67,0	36,0	18,5	8,0	14,5	12,7	17,1	19,3	21,5	10,0	5,5	3,0					
35	144,0	60,0	34,0	16,5	17,6	14,6	19,2	25,1	20,0	9,5	5,5	3,0					
36	383,0	164,0	76,0	41,0	20,4	22,4	27,5	33,0	16,0	8,0	5,5	3,0					
37	700,0	338,0	166,0	90,0	29,3	35,5	37,7	38,8	12,0	6,0	4,5	3,0					
38	976,0	512,0	259,0	128,0	38,5	40,0	40,8	42,7	8,5	4,0	2,5	1,5					
39	628,0	319,0	155,0	84,0	26,8	33,5	36,2	39,9	5,5	3,0	2,0	1,0					
40	317,0	153,0	72,5	45,0	18,9	22,0	29,7	32,1	3,5	2,5	2,0	1,0					
41	144,0	70,0	32,0	17,5	12,6	15,3	17,3	25,6	3,0	2,5	2,0	1,0					
42	81,0	45,0	19,0	9,5	9,2	12,5	15,9	23,1	3,0	2,0	1,5	1,0					
43	66,0	30,0	16,0	7,0	8,1	11,7	13,0	16,5	2,5	2,0	1,5	0,5					
44	64,0	31,0	12,5	9,0	7,8	10,4	11,3	14,7	2,5	1,5	1,0	0,5					
45	67,9	29,5	13,0	7,5	6,5	9,7	11,2	14,4	2,5	1,5	1,0	0,5					
46	64,0	31,0	14,5	8,5	6,4	9,4	10,2	13,1	2,0	1,5	1,0	0,0					
47	65,5	30,5	15,0	7,5	6,3	9,3	10,4	13,1	2,0	1,0	0,5	0,0					



## Продовження додатку К

Значення інформативних параметрів, отримані на основі розрахунків за математичними моделями

Режими експлуатації		Потужність збудження, Вт				Температура теплоносія, град. °				Елемент безпеки: реактивний			
Інформативні параметри		Акустичний тиск, мПа				Температура, град. С				Струм заникання, мА			
Вид дефекту		500	1000	2000	4000	3	6	9	12	2500	5000	10000	20000
1	Розрив	471,5	235,1	116,9	57,9	30,6	31,7	32,8	33,9	1,603	0,431	0,112	0,029
2	Руйнування ізоляції	412,3	205,6	102,3	50,6	21,0	22,9	24,8	26,7	3,714	1,106	0,306	0,081
3	Руйнування парозіолозації	59,1	29,5	14,7	7,3	8,9	11,5	14,1	16,7	11,531	5,696	2,717	1,151
4	Мігруюча вода	41,3	20,6	10,3	5,1	14,1	16,4	18,7	21,0	11,531	5,696	2,717	1,151
5	Бездефектна ділянка	30,8	15,4	7,7	3,8	7,1	9,8	12,6	15,3	11,531	5,696	2,717	1,151

Режими експлуатації		Потужність збудження, Вт				Температура теплоносія, град. °				Елемент безпеки: активний			
Інформативні параметри		Акустичний тиск, мПа				Температура, град. С				Струм заникання, мА			
Вид дефекту		500	1000	2000	4000	3	6	9	12	2500	5000	10000	20000
1	Розрив	1054,2	525,7	261,5	129,4	36,0	37,1	38,2	39,3	0,551	0,277	0,139	0,070
2	Руйнування ізоляції	921,9	459,8	228,7	113,1	25,0	26,9	28,8	30,7	1,458	0,742	0,375	0,188
3	Руйнування парозіолозації	132,1	65,9	32,8	16,2	10,1	12,6	15,2	17,8	9,555	5,360	2,801	1,381
4	Мігруюча вода	92,4	46,1	22,9	11,4	16,5	18,8	21,1	23,4	9,555	5,360	2,801	1,381
5	Бездефектна ділянка	68,9	34,4	17,1	8,5	7,9	10,6	13,4	16,1	9,555	5,360	2,801	1,381

## Розрахунок меж на основі математичного моделювання

Вид дефекту	Акустичний тиск при першому режимі, мПа							
	500		1000		2000		4000	
	від	до	від	до	від	до	від	до
Розрив	441,9	501,0	220,4	249,9	109,6	124,3	54,2	61,5
Руйнування ізоляції	235,7	441,9	117,5	220,4	58,5	109,6	28,9	54,2
Руйнування парозіолозації	50,2	235,7	25,0	117,5	12,6	58,5	6,2	28,9
Мігруюча вода	36,1	50,2	18,0	25,0	9,0	12,6	4,4	6,2
Бездефектна ділянка	25,6	36,1	12,8	18,0	6,3	9,0	3,1	4,4

Вид дефекту	Акустичний тиск при другому режимі, мПа							
	500		1000		2000		4000	
	від	до	від	до	від	до	від	до
Розрив	988,1	1120,4	492,8	558,7	245,1	277,9	121,3	137,5
Руйнування ізоляції	527,0	988,1	262,8	492,8	130,7	245,1	64,7	121,3
Руйнування парозіолозації	112,3	527,0	56,0	262,8	27,9	130,7	13,8	64,7
Мігруюча вода	80,7	112,3	40,2	56,0	20,0	27,9	9,9	13,8
Бездефектна ділянка	57,2	80,7	28,5	40,2	14,2	20,0	7,0	9,9

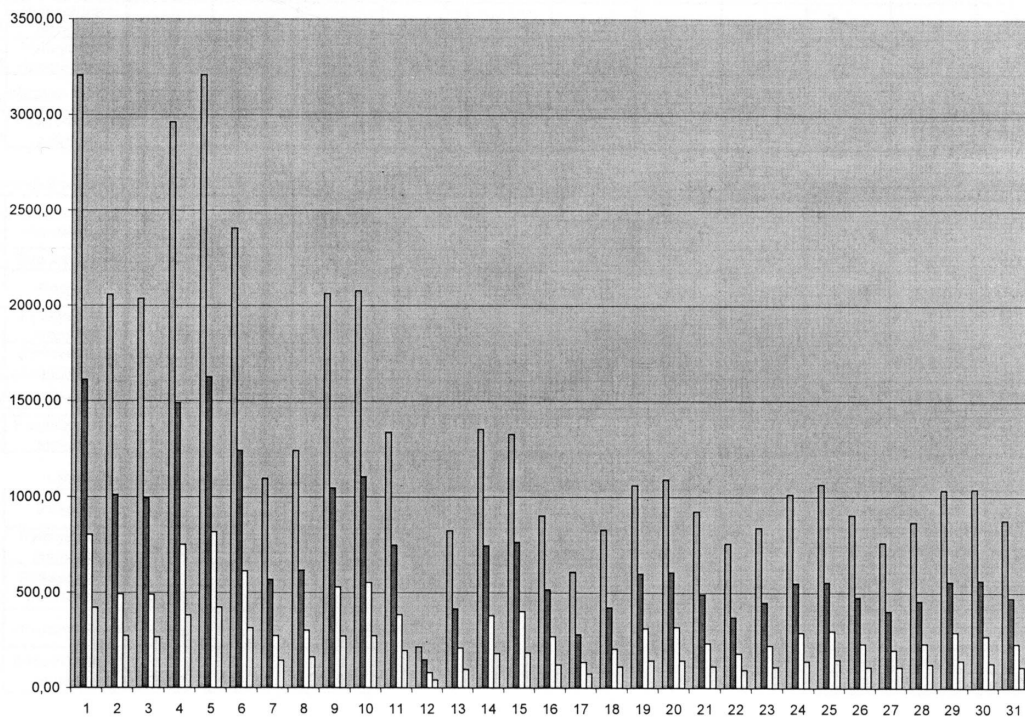
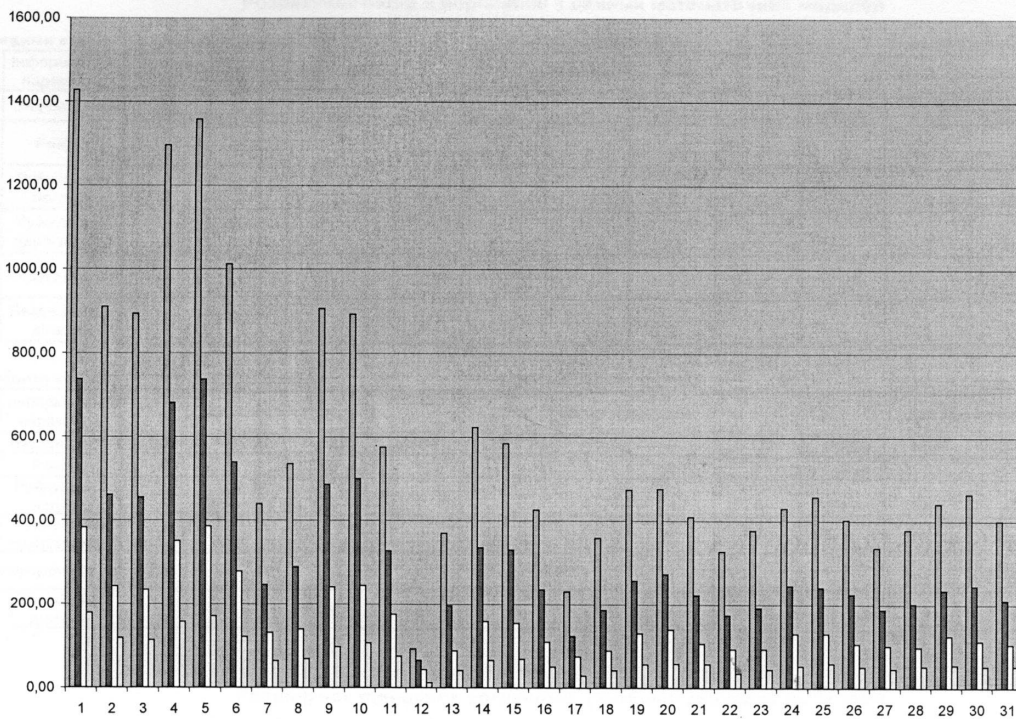
Вид дефекту	Температура при першому режимі, град. С							
	3		6		9		12	
	від	до	від	до	від	до	від	до
Розрив	25,8	35,4	27,3	36,1	28,8	36,8	30,3	37,5
Руйнування ізоляції	17,6	25,8	19,7	27,3	21,8	28,8	23,9	30,3
Руйнування парозіолозації	8,0	11,5	10,7	14,0	13,3	16,4	16,0	18,8
Мігруюча вода	11,5	17,6	14,0	19,7	16,4	21,8	18,8	23,9
Бездефектна ділянка	6,2	8,0	9,0	10,7	11,8	13,3	14,6	16,0

Вид дефекту	Температура при другому режимі, град. С							
	3		6		9		12	
	від	до	від	до	від	до	від	до
Розрив	30,5	41,5	32,0	42,2	33,5	42,8	35,0	43,5
Руйнування ізоляції	20,7	30,5	22,8	32,0	24,9	33,5	27,0	35,0
Руйнування парозіолозації	9,0	13,3	11,6	15,7	14,3	18,2	17,0	20,8
Мігруюча вода	13,3	20,7	15,7	22,8	18,2	24,9	20,8	27,0
Бездефектна ділянка	6,9	9,0	9,6	11,6	12,4	14,3	15,2	17,0

Вид дефекту	Струм заникання при першому режимі, мА							
	2500		5000		10000		20000	
	від	до	від	до	від	до	від	до
Розрив	0,000	2,659	0,000	0,768	0,000	0,209	0,000	0,055
Руйнування ізоляції	2,659	7,823	0,768	3,401	0,209	1,511	0,055	0,616
Руйнування парозіолозації	7,823	15,440	3,401	7,990	1,511	3,922	0,616	1,686
Мігруюча вода	7,823	15,440	3,401	7,990	1,511	3,922	0,616	1,686
Бездефектна ділянка	7,823	15,440	3,401	7,990	1,511	3,922	0,616	1,686

Вид дефекту	Струм заникання при другому режимі, мА							
	2500		5000		10000		20000	
	від	до	від	до	від	до	від	до
Розрив	0,000	1,004	0,000	0,510	0,000	0,257	0,000	0,129
Руйнування ізоляції	1,004	5,507	0,510	3,051	0,257	1,588	0,129	0,785
Руйнування парозіолозації	5,507	13,604	3,051	13,604	1,588	4,014	0,785	1,978
Мігруюча вода	5,507	13,604	3,051	13,604	1,588	4,014	0,785	1,978
Бездефектна ділянка	5,507	13,604	3,051	13,604	1,588	4,014	0,785	1,978

Продовження додатку К



## Продовження додатку К

## Розрахунок балів в порівнянні з даними математичних моделей

Режими експлуатації		Потужність збудження, Вт				Температура теплоносія, град. С				Елемент безпеки: реактивний			
Інформативні параметри	Вид дефекту	500	1000	2000	4000	3	6	9	12	2500	5000	10000	20000
1	Розрив	4	5	5	4	5	5	5	5	5	5	5	5
2	Руйнування ізоляцій	5	4	4	5	4	4	4	4	4	4	0	0
3	Руйнування гідроізоляції	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	0	0
4	Мігруюча вода	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	0	0
5	Бездефектна ділянка	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	0	0

Режими експлуатації		Потужність збудження, Вт				Температура теплоносія, град. С				Елемент безпеки: активний			
Інформативні параметри	Вид дефекту	500	1000	2000	4000	3	6	9	12	2500	5000	10000	20000
1	Розрив	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
2	Руйнування ізоляцій	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	0
3	Руйнування гідроізоляції	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
4	Мігруюча вода	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
5	Бездефектна ділянка	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0

## Розрахунок відносних показників (виміряні значення як базові)

Режими експлуатації		Потужність збудження, Вт				Температура теплоносія, град. С				Елемент безпеки: реактивний			
Інформативні параметри	Вид дефекту	500	1000	2000	4000	3	6	9	12	2500	5000	10000	20000
1	Розрив	1,10	1,03	1,02	1,12	0,94	0,95	0,93	0,95	1,56	1,16	0,00	0,00
2	Руйнування ізоляцій	0,97	0,90	0,89	0,98	0,64	0,69	0,71	0,75	0,67	0,45	0,00	0,00
3	Руйнування гідроізоляції	0,14	0,13	0,13	0,14	0,27	0,35	0,40	0,47	0,22	0,09	0,00	0,00
4	Мігруюча вода	0,10	0,09	0,09	0,10	0,43	0,49	0,53	0,59	0,22	0,09	0,00	0,00
5	Бездефектна ділянка	0,07	0,07	0,07	0,07	0,22	0,30	0,36	0,43	0,22	0,09	0,00	0,00

Режими експлуатації		Потужність збудження, Вт				Температура теплоносія, град. С				Елемент безпеки: активний			
Інформативні параметри	Вид дефекту	500	1000	2000	4000	3	6	9	12	2500	5000	10000	20000
1	Розрив	1,08	1,03	1,01	1,01	0,93	0,93	0,94	0,92	1,82	1,80	0,00	0,00
2	Руйнування ізоляцій	0,94	0,90	0,88	0,88	0,65	0,67	0,71	0,72	0,69	0,67	0,00	0,00
3	Руйнування гідроізоляції	0,14	0,13	0,13	0,13	0,26	0,32	0,37	0,42	0,10	0,09	0,00	0,00
4	Мігруюча вода	0,09	0,09	0,09	0,09	0,43	0,47	0,52	0,55	0,10	0,09	0,00	0,00
5	Бездефектна ділянка	0,07	0,07	0,07	0,07	0,21	0,27	0,33	0,38	0,10	0,09	0,00	0,00

## Узагальнені відносні показники

Розрив	<b>1,05</b>	<b>0,94</b>	<b>0,79</b>
Руйнування ізоляцій	<b>0,92</b>	<b>0,69</b>	<b>0,31</b>
Руйнування гідроізоляції	<b>0,13</b>	<b>0,36</b>	<b>0,06</b>
Мігруюча вода	<b>0,09</b>	<b>0,50</b>	<b>0,06</b>
Бездефектна ділянка	<b>0,07</b>	<b>0,31</b>	<b>0,06</b>

## Коефіцієнти вагомості по

Акустичний тиск	<b>0,39</b>
Температура	<b>0,36</b>
Струм заникання	<b>0,25</b>

## Комплексні показники

Розрив	<b>0,94</b>
Руйнування ізоляцій	<b>0,72</b>
Руйнування гідроізоляції	<b>0,19</b>
Мігруюча вода	<b>0,23</b>
Бездефектна ділянка	<b>0,15</b>

Загальна кількість	
Розрив	<b>117</b>
Руйнування ізоляцій	<b>83</b>
Руйнування гідроізоляції	<b>23</b>
Мігруюча вода	<b>23</b>
Бездефектна ділянка	<b>23</b>

Додаткові бали	
Розрив	<b>5</b>
Руйнування ізоляцій	<b>0</b>
Руйнування гідроізоляції	<b>0</b>
Мігруюча вода	<b>0</b>
Бездефектна ділянка	<b>0</b>

Проценти видів дефекту	
Розрив	<b>98</b>
Руйнування ізоляцій	<b>66</b>
Руйнування гідроізоляції	<b>18</b>
Мігруюча вода	<b>18</b>
Бездефектна ділянка	<b>18</b>

Продовження додатку К

ЗАТВЕРДЖЕНО

Керівник підприємства

/ПІБ/

підпис

"\_\_\_\_\_"  
20\_\_ р.

Протокол неруйнівного контролю № \_\_\_\_\_

"\_\_\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

1. Найменування об'єкта контролю: ділянка теплотраси
2. Перелік технічних засобів: інформаційно-вимірювальна система для контролю підземних теплових мереж
3. Назва та номер документа, за яким проводиться контроль: \_\_\_\_\_  
СОУ "Мережі теплові підземні з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції. Контроль технічного стану"
4. Умови контролю: проведення експериментів на установці для дослідження двохтрубної підземної теплової мережі
5. Паспортні дані об'єкта контролю:

<u>радіус трубопроводу</u>	<u>0,0135</u>	<u>м</u>
<u>товщина теплоізоляції</u>	<u>0,01</u>	<u>м</u>
<u>товщина гідроізоляції</u>	<u>0,001</u>	<u>м</u>
<u>товщина піщаної засипки</u>	<u>0,05</u>	<u>м</u>
<u>товщина ґрунтової засипки</u>	<u>0,15</u>	<u>м</u>
<u>відстань між осями трубопроводів</u>	<u>0,15</u>	<u>м</u>
<u>довжина ділянки контролю</u>	<u>5</u>	<u>м</u>

6. Експлуатаційні характеристики:

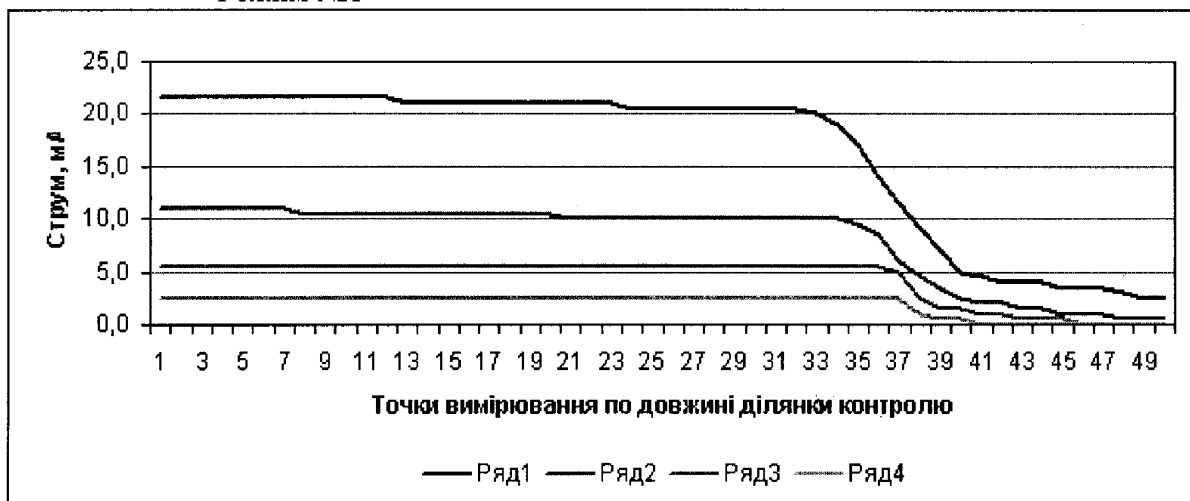
<u>втрати теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	_____	<u>м<sup>3</sup></u>
<u>втрата теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	_____	<u>м<sup>3</sup></u>
<u>температура теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	_____	<u>°C</u>
<u>температура теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	_____	<u>°C</u>
<u>температура навколишнього середовища</u>	_____	<u>°C</u>
<u>теплові втрати в подавальному трубопроводі</u>	_____	<u>кКал</u>
<u>теплові втрати в зворотному трубопроводі</u>	_____	<u>кКал</u>



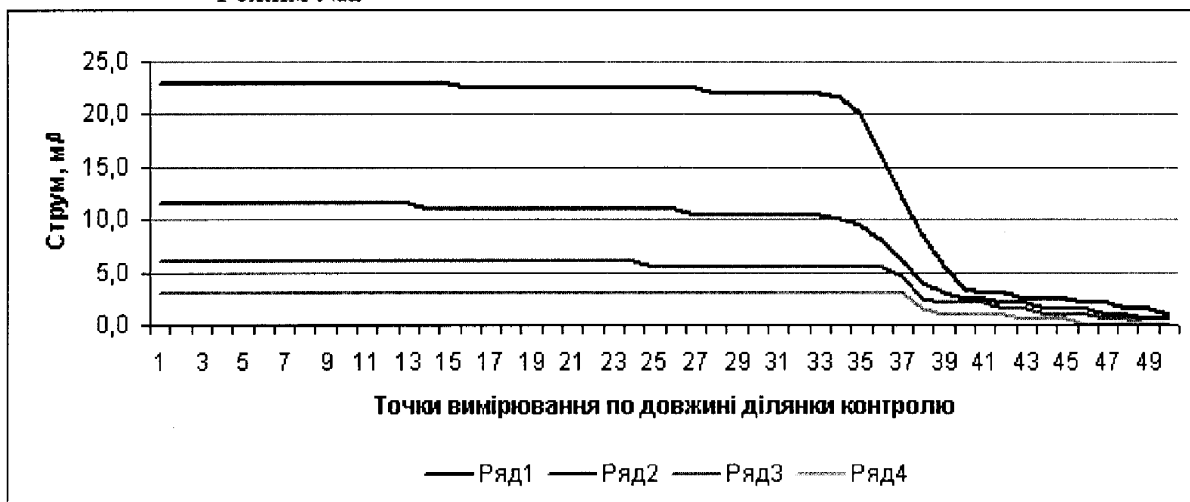
## Результати контролю

### 1. Електромагнітні вимірювання

Режим №1



Режим №2



### Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

Режим №1

Елемент безпеки: реактивний

Струм зникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000	10000	20000
2,5	0,5	0,0	0,0

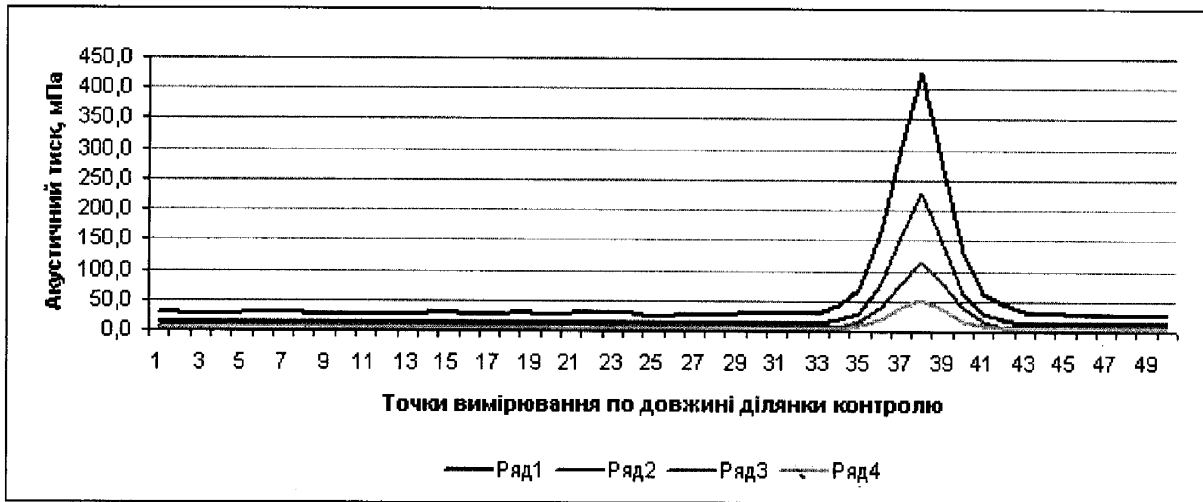
Режим №2

Елемент безпеки: активний

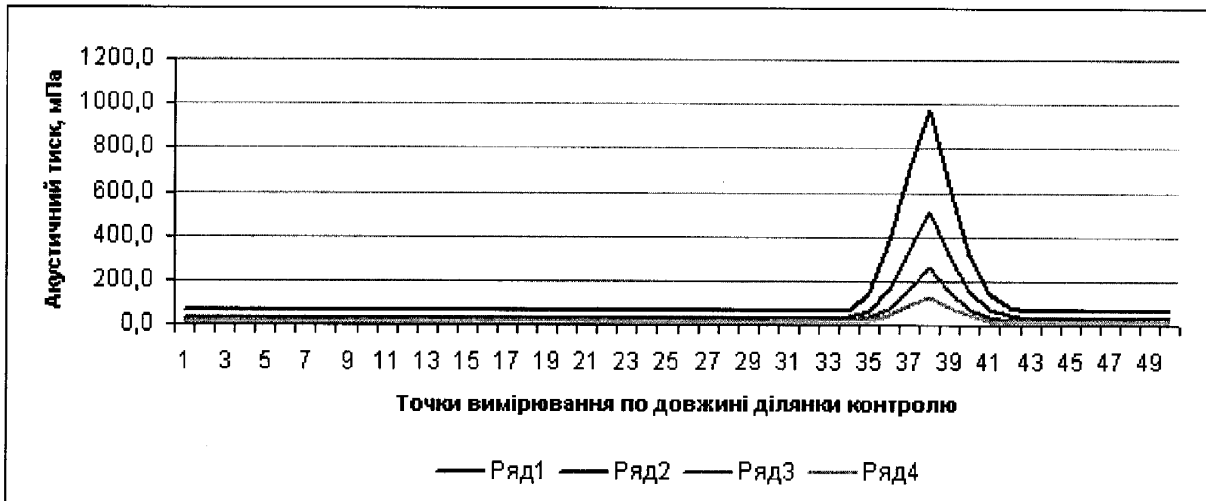
Струм зникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000	10000	20000
1,0	0,5	0,0	0,0

## 2. Акустичні вимірювання

Режим №1



Режим №2



## Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

Режим №1

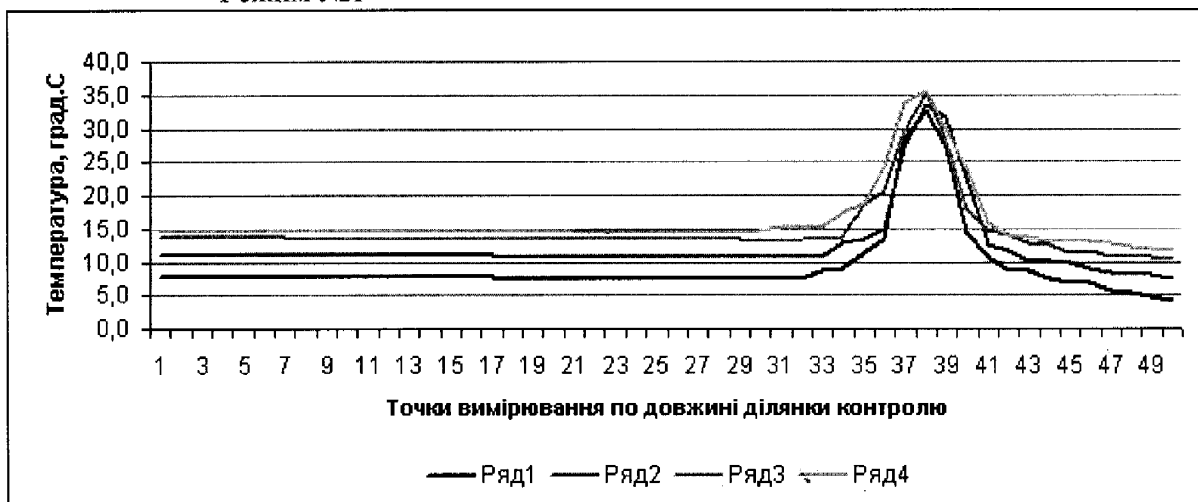
Потужність збудження, Вт				1
Акустичний тиск, мПа				
при частоті акустичного збудження				
500	1000	2000	4000	
427,0	229,0	115,0	51,5	

Режим №2

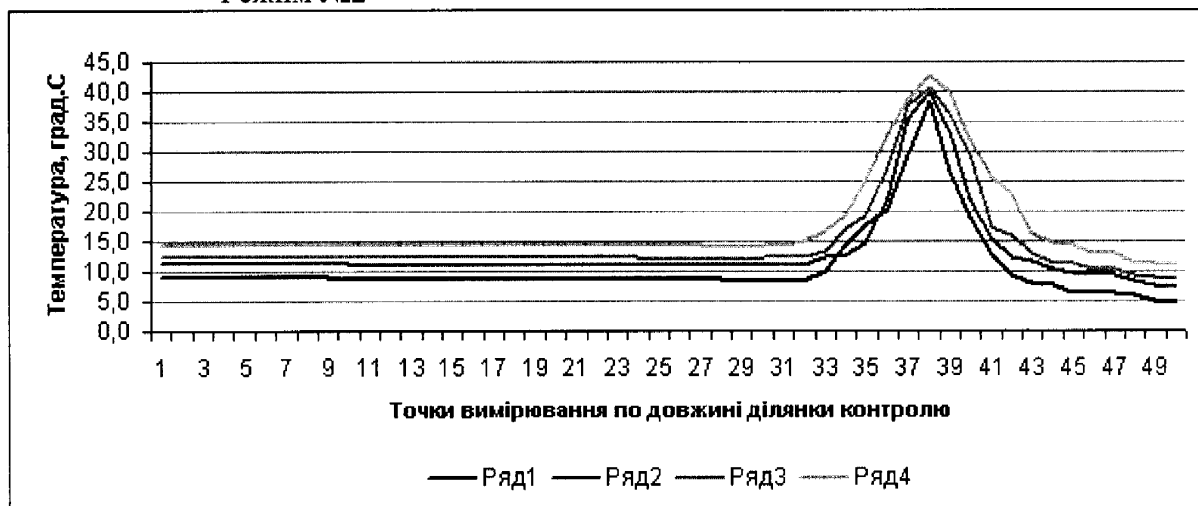
Потужність збудження, Вт				5
Акустичний тиск, мПа				
при частоті акустичного збудження				
500	1000	2000	4000	
976,0	512,0	259,0	128,0	

## 3. Температурні вимірювання

Режим №1



Режим №2



## Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

Режим №1 50  
Температура теплоносія, град. С 43

Температура, °С			
при температурі н.с.			
3	6	9	12
32,6	33,3	35,1	35,5

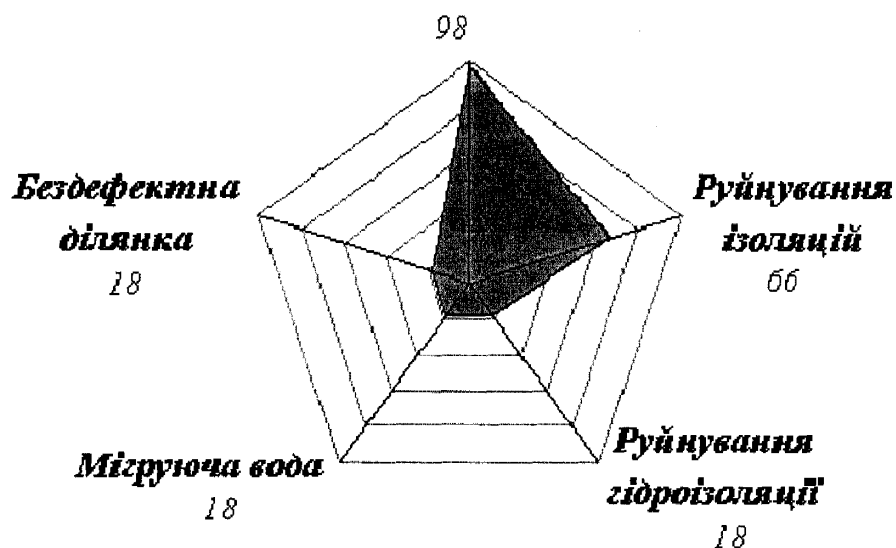
Режим №2 60  
Температура теплоносія, град. С 50

Температура, °С			
при температурі н.с.			
3	6	9	12
38,5	40,0	40,8	42,7

## Висновки

Проценти видів дефекту	
Розрив	98
Руйнування ізоляцій	66
Руйнування гідроізоляції	18
Мігруюча вода	18
Бездефектна ділянка	18

**Ідентифікація виду дефекту**  
**Розрив**



За результатами неруйнівного контролю виявлено  
дефект виду "розрив"  
Місцезнаходження дефекту - 38 точка вимірювання.

П.І.Б. та посади фахівців, які провели контроль

## Додаток Л

## 1. Розрахунок котушки індуктивності

Навантаженням магнітної антени є попередній підсилювач. Еквівалентна схема магнітної антени зображена на рис.Л.1. Тут  $L$  - індуктивність котушки,  $r$  - активний опір котушки,  $C$  - шунтуюча ємність,  $R$  - вхідний опір попереднього підсилювача.

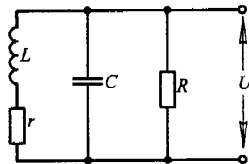


Рис. Л.1. Еквівалентна схема магнітної антени

Магнітна антена вважається високочастотною тоді, коли  $r/R \ll 1$ . Для конструктивних розрахунків важливим є взаємозв'язок між напругою на виході магнітної антени (котушки) і напруженістю магнітного поля над трубопроводом:

$$U = \frac{\mu_0 \cdot \mu \cdot S \cdot w \cdot (2 \cdot \pi \cdot f)^2 \cdot R \cdot L \cdot H}{r \cdot R + (2 \cdot \pi \cdot f)^2 \cdot L^2}, \quad (\text{Л.1})$$

де  $\mu_0$  - магнітна стала;  $\mu$  - магнітна проникність осердя;  $S$  - площа середнього витка котушки;  $w$  - кількість витків проводу;  $H$  - напруженість магнітного поля;  $f$  - частота магнітного поля.

Оптимальна індуктивність котушки розраховується за залежністю:

$$L = \sqrt{3 \cdot r \cdot R} / 2 \cdot \pi \cdot f. \quad (\text{Л.2})$$

Активний опір і індуктивність магнітної антени, виходячи з конструктивних параметрів, визначаються з виразу:

$$r = m^4 \cdot \rho \cdot w \cdot D_c / d^4, \quad (\text{Л.3})$$

де  $m \approx 1,5$  - коефіцієнт, що враховує діелектричні втрати;  $d$  - діаметр провідника з якого виконана намотка котушки;  $\rho$  - питомий опір матеріалу провідника;  $D_c$  - середній діаметр намотки.

Індуктивність котушки знаходиться як:

$$L = \frac{1}{2} \cdot k \cdot w^2 \cdot D_c \cdot \left( \ln 8 \frac{D_c}{d} - 1,75 \right), \quad (\text{Л.4})$$

де  $k$  - коефіцієнт, що враховує ступінь взаємного зв'язку витків котушки, при щільній намотці, який залежить в основному від діаметра провідника. Для кільцевих котушок  $D_c \gg l$ . При діаметрі провідника  $d < 1$  мм коефіцієнт  $k$  рівний 0,45.

Налаштування магнітної антени здійснюється шляхом підбору ємності:

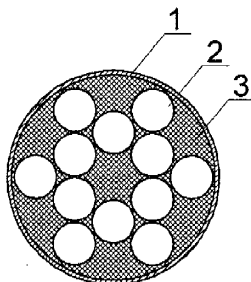
$$C = 1/L \cdot (2 \cdot \pi \cdot f)^2. \quad (\text{Л.5})$$

З наведеного отримано такі значення напруг для котушки з осердям з фериту 600НН, довжиною 200 мм, діаметром 10 мм і кількістю витків 2600, намотаної проводом ПЭВ-2 діаметром 0,25 мм:

$U$ , В	0,08	0,04	0,02	0,01
$f$ , кГц	2,5	5	10	20

## 2. Розрахунок трубчастого мікрофона

Враховуючи, що в ІВС застосовується 4 частоти контролю, мінімальна кількість трубок в мікрофоні – 4. Однак, внаслідок незначної зміни частот контролю під впливом температури та напруги живлення доцільно застосувати по 3 трубки (одна – на центральну частоту, друга на частоту, нижчу за центральну, третя – вища за центральну). Спосіб розміщення трубок у штанзі ІВС наведено на рис.Л.2.



1 – поліетиленова штанга, 2 – трубка, 3 – звукопоглинаючий матеріал  
Рис.Л.2 Розміщення трубок трубчастого мікрофона в штанзі ІВС.

Довжина трубок розраховується з виразу:

$$L = \frac{330}{2 \cdot f}, \quad (\text{Л.6})$$

де  $f$  - частота акустичних коливань, Гц.

Характеристика направленості знаходиться з формули:

$$R(\theta) = \frac{\sin n \cdot x}{n \cdot \sin x}, \quad (\text{Л.7})$$

$$x = \frac{\pi \cdot d}{\lambda} \cdot (1 - \cos \theta) = \frac{2 \cdot \pi \cdot d}{\lambda} \cdot \sin^2 \frac{\theta}{2}, \quad (\text{Л.8})$$

де  $n$  - кількість трубок, шт.;

$d$  - відстань між найближчими за розміром трубками, м;

$\theta$  - кут, під яким падає акустична хвиля відносно осі, °;

$\lambda$  - довжина звукової хвилі, м;

$$\lambda = \frac{c}{f}, \quad (\text{Л.9})$$

де  $c$  - швидкість звуку в повітрі, м/с;

Розраховані за виразом (1) довжини трубок становлять:

	Номер трубки											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$L$ , мм	340	330	320	170	165	160	85	83	81	42	41	40
$f$ , Гц	485	500	515	970	1000	1030	1950	2000	2050	3900	4000	4100

Індекс направленості мікрофона, розрахований за виразами (2) – (4) становить 8 дБ.

Додаток М

Проект методики (СОУ) проведення контролю технічного стану підземних теплових мереж з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції

Проект

**СТАНДАРТ ОРГАНІЗАЦІЇ УКРАЇНИ**

---

**МЕРЕЖІ ТЕПЛОВІ ПІДЗЕМНІ З ТРУБОПРОВОДАМИ В  
ПІНОПОЛІУРЕТАНОВІЙ ІЗОЛЯЦІЇ  
КОНТРОЛЬ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ.  
МЕТОДИКА**

СОУ

---

Івано-Франківськ  
ІФНТУНГ  
2012

**ПЕРЕДМОВА**

**1 РОЗРОБЛЕНО:** Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

**РОЗРОБНИКИ:**

**2 ВНЕСЕНО:**

**3 ПОГОДЖЕНО:**

Технічний комітет стандартизації ТК 78 „Технічна діагностика та неруйнівний контроль”

**4 ПРИЙНЯТО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ** Наказом

**5 УВЕДЕНО ВПЕРШЕ**



## ЗМІСТ

1	Сфера застосування	4
2	Нормативні посилання	4
3	Терміни та визначення понять, позначки та скорочення	5
4	Загальні положення	6
5	Вимоги до організацій та персоналу, які здійснюють контроль технічного стану	6
6	Вимоги охорони праці під час проведення робіт з контролю технічного стану	6
7	Аналіз технічної та оперативної документації щодо об'єкту контролю	7
8	Вимоги до апаратури	7
9	Обсяг та види контролю	8
10	Методика контролю технічного стану	8
10.1	Загальні положення	8
10.2	Візуальний огляд	8
10.3	Методика контролю технічного стану за допомогою інформаційно-виміральної системи	9
11	Оброблення результатів контролю	11
12	Визначення технічного стану	12
13	Оформлення результатів контролю	13
	Додаток А Апаратура, рекомендована для використання під час проведення неруйнівного контролю	15
	Додаток Б Форма протоколу результатів контролю	16
	Бібліографія	21

---

**СТАНДАРТ ОРГАНІЗАЦІЇ УКРАЇНИ**

---

**МЕРЕЖІ ТЕПЛОВІ ПІДЗЕМНІ З ТРУБОПРОВОДАМИ В  
ПІНОПОЛІУРЕТАНОВІЙ ІЗОЛЯЦІЇ.****КОНТРОЛЬ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ****Методика****СЕТИ ТЕПЛОВЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ С ТРУБОПРОВОДАМИ В  
ПЕНОПОЛИУРЕТАНОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ.****КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ****Методика**

---

Чинний від \_\_\_\_\_

**1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ**

**1.1** Цей стандарт охоплює контролювання технічного стану підземних теплових мереж (їх лінійної частини), прокладених безканальним способом, з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції, якими транспортують гарячу воду з робочою температурою не більше 200 °С і робочим тиском не більше 2,5 МПа від вихідної запірної арматури колекторів джерел теплової енергії (зовнішніх стін джерел теплової енергії) до вхідної запірної арматури (вузлів вводів) споживачів.

**1.2** Цей стандарт установлює порядок проведення контролю технічного стану підземних теплових мереж прокладених безканальним способом з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції як в опалювальний, так і в неопалювальний періоди.

**1.3** Цей стандарт призначений для спеціалістів організацій, що здійснюють контроль за фактичним технічним станом підземних теплових мереж в комунальному господарстві.

**2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ**

У цьому стандарті є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУ 1.1-2001 Національна стандартизація. Стандартизація та суміжні види діяльності. Терміни та визначення основних понять

ДСТУ 2389-94 Технічне діагностування та контроль технічного стану. Терміни та визначення

ДСТУ 2860 Надійність техніки. Терміни та визначення

ДСТУ 2865-94 Контроль неруйнівний. Терміни та визначення

ДСТУ ISO/IEC 17020-2001 Загальні критерії щодо діяльності органів різного типу, що здійснюють інспектування

ДСТУ ISO/IEC 17025-2001 Загальні вимоги до компетентності випробувальних та калібрувальних лабораторій

ДСТУ EN 473-2001 Неруйнівний контроль. Кваліфікація й сертифікація персоналу в галузі неруйнівного контролю

ДБН В.2.5-39:2008 Теплові мережі

ДНАОП 0.00-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів

ДНАОП 0.00-1.27-97 Правила атестації фахівців неруйнівного контролю

НПАОП 0.00-1.11-98 Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари і гарячої води

### 3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ, ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

**3.1** В цьому стандарті використані такі терміни за ДСТУ 2389:

- **об'єкт контролю технічного стану** – виріб та (або) його складові частини, які підлягають контролю;

- **технічний стан** – стан, який характеризується в певний момент часу, за певних умов зовнішнього середовища значеннями параметрів, установлених технічною документацією на об'єкт;

- **контроль (технічного стану)** – перевірення відповідності значень параметрів об'єкта вимогам технічної документації та визначення на цій основі одного із заданих видів технічного стану в даний момент часу.

**3.2** В цьому стандарті використані такі терміни за ДСТУ 2865:

- **неруйнівний контроль** – контроль якості продукції, за якого не повинна бути порушена придатність щодо застосування із повним збереженням з самого початку закладених функцій;

- **метод неруйнівного контролю** – правила застосування певних прийомів та засобів випробувань, за якими не повинна бути порушена придатність об'єкта щодо застосування;

- **методика неруйнівного контролю** – організаційно-технічний документ, який встановлює порядок та правила неруйнівного контролю об'єкта;

- **засіб неруйнівного контролю** – технічний пристрій, речовина та (чи) матеріал для проведення неруйнівного контролю;

- **візуальний контроль** – органолептичний контроль, що здійснюється органами зору;

- **акустичний неруйнівний контроль** – неруйнівний контроль, що ґрунтується на застосуванні пружних коливань, які збуджуються чи виникають в об'єкті контролю;

- **вихрострумний неруйнівний контроль** – неруйнівний контроль, що ґрунтується на аналізі взаємодії зовнішнього електромагнітного поля з електромагнітним полем вихрових струмів, які наводяться в об'єкті контролю;

- **електричний неруйнівний контроль** - неруйнівний контроль, що ґрунтується на реєстрації параметрів електричного поля, яке взаємодіє з об'єктом контролю чи виникає в об'єкті контролю внаслідок зовнішнього впливу;

- **тепловий неруйнівний контроль** - неруйнівний контроль, що ґрунтується на реєстрації температурних полів об'єкта контролю.

**3.3** У цьому стандарті застосовано терміни згідно з ДСТУ 2860:

- **дефект** - кожна окрема невідповідність об'єкта встановленим вимогам;

- **пошкодження** - подія, яка полягає у порушенні справного стану об'єкта, коли зберігається його працездатність.

**3.4** В цьому стандарті використані такі терміни за ДСТУ 1.1:

- **протокол випробування (контролю)** - документ, що містить результати випробувань (контролю) та іншу інформацію стосовно них.

**3.5** В цьому стандарті використані такі терміни за НПАОП 0.00-1.11:

- **теплові мережі** - трубопроводи, що призначені для транспортування пари або гарячої води до споживачів тепла і назад в системах теплопостачання.

**3.6** У цьому стандарті застосовано такі скорочення:

ППУ – пінополіуретан.

#### **4 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ**

**4.1** Для контролю технічного стану підземних теплових мереж прокладених безканальним способом з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції в цьому стандарті застосовують акустичний та електромагнітний методи контролю, проте також можна використовувати інші методи (наприклад, тепловий контроль за температури навколишнього середовища нижче 10° С; електричний контроль як підтверджуючий в неопалювальний період чи/або за плюсової температури навколишнього зовнішнього середовища та низькій вологості).

**4.2** Акустичний та електромагнітний методи контролю застосовують після проведення попереднього візуального огляду ділянки тепломережі та за умови наявності доступу до трубопроводів теплової мережі в теплових камерах.

#### **5 ВИМОГИ ДО ОРГАНІЗАЦІЙ ТА ПЕРСОНАЛУ, ЯКІ ЗДІЙСНЮЮТЬ КОНТРОЛЬ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ**

**5.1** Право виконання робіт з неруйнівного контролю та оцінки фактичного технічного стану сталевих конструкцій мають організації (лабораторії), які акредитовані на технічну компетентність згідно з ДСТУ ISO/IEC 17025 та ДСТУ ISO/IEC 17020 і мають дозвіл Держгірпромнагляду України на право проведення вказаних робіт.

**5.2** Проводити неруйнівний контроль та оцінку фактичного технічного стану підземних теплових мереж мають право, як правило, фахівці (оператори) не нижче другого рівня, атестовані згідно з ДСТУ EN 473, ДНАОП 0.00-1.27, як по методах, що застосовуються, так і по технічній діагностиці. Кваліфікація фахівця та право на проведення певного виду контролю повинні підтверджуватись діючими посвідченнями встановленого зрізця.

**5.3** Право надання висновку за результатами визначення технічного стану теплової мережі надано фахівцям з неруйнівного контролю та технічної діагностики, атестованим за другим або третім рівнем кваліфікації в установленому порядку.

**5.4** До виконання робіт з неруйнівного контролю допускають фахівців першого рівня кваліфікації під керівництвом фахівця більш високого рівня кваліфікації.

**5.5** Оператори повинні досконало володіти апаратурою та обладнанням, яке використовують для контролю, а також знати технічні вимоги до об'єкта контролю та паспортні дані на нього.

**5.6** Оператори повинні мати кваліфікаційну групу з електробезпеки не нижче третьої згідно з вимогами ДНАОП 0.00-1.21.

#### **6 ВИМОГИ ОХОРОНИ ПРАЦІ ПІД ЧАС ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ З КОНТРОЛЕМ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ**

**6.1** Оператори, що здійснюють контроль технічного стану підземних теплових мереж, повинні регулярно проходити інструктажі з охорони праці, пожежної та електробезпеки і здавати іспити згідно з ДНАОП 0.00-1.21 та НПАОП 0.00-1.11-98.

**6.2** Апаратура, яку використовують для проведення контролю технічного стану підземних теплових мереж, повинна відповідати вимогам чинних стандартів та нормативних документів з охорони праці. Перед використанням апаратури необхідно вивчити вказівки з її безпечної експлуатації.

**6.3** Перед підключенням апаратури до зовнішньої мережі живлення треба перевірити надійність заземлення та цілісність силових кабелів. Підключення (відключення) і заземлення апаратури на місці проведення контролю треба здійснювати з дозволу чергового електрика і в його присутності. Кабелі живлення та заземлення треба розміщувати так, щоб виключити можливість їх пошкодження.

**6.4** Фахівці, що здійснюють контролювання теплотрас, повинні виконувати всі розпорядження особи, відповідальної за охорону праці на місці проведення робіт.

**6.5** Фахівці повинні кожний раз проходити інструктаж з охорони праці на робочому місці на підприємстві, де буде проводитись неруйнівний контроль.

**6.6** Робочий одяг фахівців повинен відповідати вимогам норм і правил безпеки.

**6.7** Для уникнення можливості ураження споживачів тепла застосовується засіб, який забезпечує швидкодіючий захист струмонесучих частин (трубопроводів) шляхом їх закорочення на землю при виникненні небезпечної напруги. До таких засобів відносяться, наприклад, коробки з'єднувальні універсальні, які виконано відповідно до вимог «Правил техніки безпеки при експлуатації електрообладнання до 1000 В». В КСУМ-20 встановлюється напруга спрацювання захисту 12 В.

**6.8** КСУМ-20 приєднується в кінці ділянки контролю паралельно елементу безпеки між заземлювачем і трубопроводом. При перевищенні напруги на елементі безпеки допустимого рівня (12 В) захист КСУМ-20 закорочує трубопровід на землю, викликаючи спрацювання блоку захисту генераторного вузла, який припиняє подачу струму в трубопровід.

## **7 АНАЛІЗ ТЕХНІЧНОЇ ТА ОПЕРАТИВНОЇ ДОКУМЕНТАЦІЇ**

**7.1** Цей стандарт визначає перелік технічної та оперативної інформації про об'єкт контролю, яка повинна бути зібрана перед проведенням контролю. До неї відносяться:

- паспорт обладнання, що включає відомості про трубопроводи;
- карта прокладання теплотраси;
- інформація про термін експлуатації об'єкта;
- відомості про аварії та відмови обладнання;
- результати усіх інших попередніх діагностичних обстежень об'єктів, якщо вони проводилися;
- сертифікати на вироби (труби, елементи металоконструкцій тощо) та матеріали, з яких вони виготовлені.

**7.2** Інформація, необхідна для визначення ділянок на теплотрасі, на яких треба здійснювати контроль технічного стану. В першу чергу контролюванню підлягають ділянки, на яких зафіксовано відхилення втрат тепла та теплоносія від значень вказаних в нормативній документації ДБН В.2.5-39:2008.

## **8 ВИМОГИ ДО АПАРАТУРИ**

**8.1** Апаратура та засоби вимірювальної техніки, що використовують під час проведення контролю технічного стану підземної теплової мережі, повинна знаходитись під метрологічним контролем. Її придатність до використання повинна підтверджуватись свідоцтвами про метрологічну атестацію або повірку.

**8.2** Перелік апаратури, рекомендованої для проведення контролю наведений в додатку А.

**8.3** Перед початком роботи працездатність та точність вимірювання засобів повинна бути перевірена на зразках для настроювання або іншими методами відповідно до експлуатаційної документації на неї.

**8.4** В процесі проведення контролю збіжність результатів вимірювань підлягає періодичній перевірці на зразках для настроювання - через певне число вимірів або через певний час роботи апаратури (як правило, кожних чотири години), а також:

- після заміни функціональних блоків;
- після зміни типорозміру об'єкта контролю;
- у випадках, коли покази апаратури викликають сумніви;
- після виникнення ситуацій, які можуть впливати на точність показів.

## **9 ОБСЯГ ТА ВИДИ КОНТРОЛЮ**

**9.1** Контроль технічного стану підземних теплових мереж проводять з метою виявлення пошкоджень і передбачає проведення:

- візуального огляду;
- електромагнітного контролю;
- акустичного контролю;
- теплового контролю.

**9.2** В залежності від умов або терміну експлуатації, на вимогу Власника контрольованого об'єкту чи наглядових органів, за неоднозначних результатів обстеження можуть передбачати додаткові види контролю.

## **10 МЕТОДИКА КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ**

### **10.1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ**

**10.1.1** Метою проведення контролю технічного стану теплової мережі є:

- виявлення пошкоджень теплової та гідроізоляцій чи наявності витіку теплоносія;
- визначення місцезнаходження дефектів;
- класифікації дефектів за видами.

**10.1.2** Конкретизація виявлених видів дефектів здійснюють під час шурфування теплової мережі.

**10.1.3** Методи акустичного, електромагнітного та теплового контролів застосовують як комплексні методи контролю технічного стану трубопроводів теплових мереж, що дозволяє виявити причини, які знижують надійність експлуатації трубопроводів, а також більш об'єктивно визначити об'єми і терміни проведення ремонтних робіт.

**10.1.4** Здійснюють попередні роботи, які включають:

- аналіз проектної і технічної документації;
- визначення місця доступу до теплової мережі у теплових камерах;
- визначення об'єму робіт в кожній точці доступу на реальній теплотрасі;
- проведення контроль фактичного місцепролягання трубопроводу та суміжних комунікацій за допомогою трасошукача (додаток А);
- в точках доступу здійснення підготовки трубопроводу для встановлення засобів контролю.

## 10.2 ВІЗУАЛЬНИЙ ОГЛЯД

**10.2.1** Для контролю стану устаткування теплових мереж і теплової ізоляції, режимів їх роботи регулярно за графіком проводять обхід теплопроводів і теплових пунктів.

**10.2.2** Обхід виконують за графіком, затвердженим особою, відповідальною за теплове господарство, у віданні якої перебувають теплові мережі, залежно від типу устаткування та його стану, але не рідше одного разу на тиждень протягом опалювального сезону і 1 раз на місяць в міжопалювальний період. Результати огляду заносять в журнал дефектів теплових мереж. Контроль можна здійснювати дистанційними методами.

**10.2.3** Під час обходу теплової мережі і огляду підземних камер персонал забезпечують набором необхідних інструментів, пристосувань, освітлювальних приладів, газоаналізатором вибухозахищеного типу.

**10.2.4** Для контролю гідравлічного і температурного режимів теплових мереж необхідно під час планових обходів перевіряти тиск і температуру у вузлових точках мережі за показами манометрів і термометрів.

**10.2.5** Під час експлуатації теплових мереж витік теплоносія не повинен перевищувати норму, яка становить 0,25 % середньорічного об'єму води в тепловій мережі і приєднаних до неї системах теплоспоживання в годину, незалежно від схеми їх приєднання.

**10.2.6** Для контролю за станом підземних теплопроводів треба періодично проводити планові шурфування на тепловій мережі. На нових ділянках мережі шурфування починають з третього року експлуатації.

**10.2.7** Зовнішній огляд в процесі експлуатації трубопроводів здійснюють шляхом візуального огляду поверхні ґрунту над тепломережею. Танення снігу, зволожений ґрунт, вихід води на поверхню ґрунту свідчить про наявність дефекту, що підлягає негайному усуненню.

## 10.3 МЕТОДИКА КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЗА ДОПОМОГОЮ ІНФОРМАЦІЙНО-ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ

**10.3.1** Технологічна схема контролю підземних трубопроводів в ППУ ізоляції безканальної прокладки з використанням розробленої ІВС наведена на рис. 10.1. Контроль технічного стану підземних тепломереж проводиться за наступною послідовністю.

**10.3.2** Визначення досліджуваної ділянки трубопроводу, яка знаходиться між двома тепловими камерами.

**10.3.3** Вивчення технічної документації.

Після вивчення технічної документацію на досліджувану ділянку заносяться паспортні дані тепломережі (геометричні параметри трубопроводів, глибину їх залягання, температуру в подавальному та зворотному трубопроводі) у відповідні закладки розробленого програмного забезпечення на ноутбучі.

**10.3.4** Внесення даних із замірних пунктів.

Додатково в закладки програмного забезпечення вносяться зафіксовані у замірних пунктах понаднормові теплові втрати і втрати теплоносія.

**10.3.5** Вимірювання температури навколишнього середовища та вологості ґрунту.

Каналом вимірювання температури ІВС, який працює незалежно, перед проведенням контролю визначається температура навколишнього середовища в районі контролю, яка також вноситься в закладки програмного забезпечення. Вологість при поверхневому шару ґрунту вимірюється вологоміром.

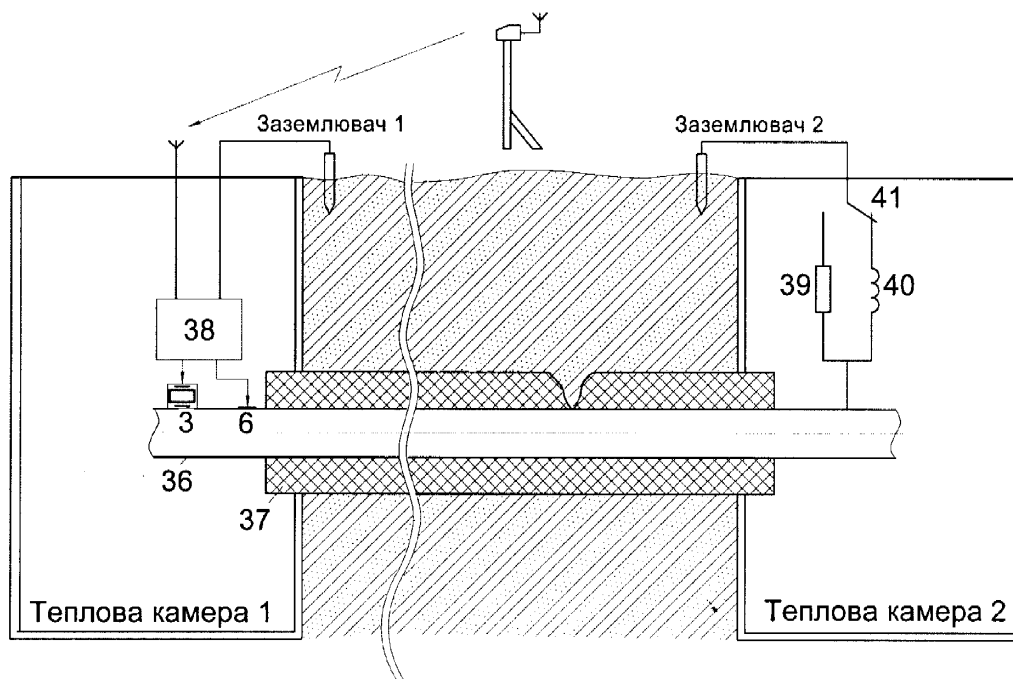


Рис. 10.1. Технологічна схема контролю підземних трубопроводів

**10.3.6** Приєднання блоків генераторного вузла до досліджуваного трубопроводу в тепловій камері 1.

В тепловій камері 1 до тіла металевого трубопроводу 36 з ППУ-ізоляцією 37 приєднуються клема 6 та п'єзоелемент 3 генераторного вузла 38, який разом з автономним джерелом живлення постійного струму на 12 В розміщується у вологонепроникному корпусі. Другий вихід перетворювача постійної напруги генераторного вузла 38 приєднується до заземлювача 1. Приймальна антена генераторного вузла 38 частково виноситься за межі теплової камери 1, після чого вона закривається люком для зменшення акустичного шуму від працюючого п'єзоперетворювача 3.

**10.3.7** Приєднання вузла безпеки до досліджуваного трубопроводу в тепловій камері 2.

У тепловій камері 2 встановлюється вузол безпеки - прецизійний резистор 39 та індуктивність 40, які одними зі своїх виводів приєднуються безпосередньо до тіла металевого трубопроводу 36. Другі виводи елементів 39 і 40 мають змогу по-черзі приєднуватись до заземлювача 2 за допомогою перемикача 41.

**10.3.8** Пошук траси трубопроводу та встановлення точок контролю.

Першим режимом роботи ІВС є режим пошуку траси трубопроводу та визначення глибини його залягання. Цей режим застосовується для уточнення місця і глибини залягання трубопроводів, а також для встановлення точок контролю з визначеним фіксованим кроком (як правило, 1 м).

Для роботи в режимі пошуку траси перемикач 41 у тепловій камері 2 переводиться в положення, коли до заземлювача 2 приєднується резистор 39. У блоці вибору режиму роботи 7 (рис. 4.1, б) вимірювального вузла встановлюється режим "Пошук траси", при цьому в блоці керування генератором 8 встановлюється пошукова частота 1477 Гц, а вузькосмуговий фільтр 23 налаштовується на цю ж частоту. Блок вибору режиму вимірювань 7 подає сигнал на передавальний пристрій 10 для формування кодової послідовності про тип режиму роботи генераторного вузла, а після цього передає в ефір пошукову частоту у формі сигналу прямокутної форми типу «меандр».



Приймальний пристрій 1 (рис. 4.1, а) генераторного вузла приймає кодову послідовність, яка активує блок вибору режиму роботи 4, що вмикає перетворювач постійної напруги 5. Після цього сигнал від приймального пристрою 1 з пошуковою частотою поступає на перетворювач постійної напруги 5, звідки за допомогою клеми 6 подається на трубопровід. Підземний трубопровід намагнічується змінним струмом генератора і його поле перевипромінювання індукуює у приймальній магнітній антені 20 (рис. 4.1, б) вимірювального вузла сигнал змінної напруги, який подається на вхід підсилювача 21, розгалужувач сигналу 22, фільтр 23, а з розгалужувача сигналу 24 – на підсилювач потужності 25 з навушниками 26 та на амплітудний випростовувач 27 з індикатором 28.

Оператор з вимірювальним вузлом в руках рухається вздовж траси досліджуваного трубопроводу, визначаючи його вісь за максимумом чи мінімумом сигналу та встановлюючи глибину залягання за показами індикатора 28. В процесі досліджень встановлюються точки контролю вздовж осі трубопроводу з певним фіксованим кроком.

#### **10.3.9** Вимірювання температури вздовж траси трубопроводу.

При вимірюванні температури при поверхневого шару ґрунту над віссю теплопроводу термодавач поміщається на повну глибину у просвердлений в кожній точці вимірювання отвір. Після встановлення фіксованого значення температури на цифровому термометрі натисканням кнопки “Запис Т” клавіатури управління 33 мікропроцесорний модуль 32 записує результати вимірювання в модуль пам’яті 35. Далі необхідно перейти на наступну точку контролю і процес вимірювань повторити.

#### **10.3.10** Вимірювання струму зникання на резистивному навантаженні.

На блоці вибору режиму роботи 7 (рис. 4.1, б) вимірювального вузла в вибирається режим “Визначення струму зникання”. В блоці керування генератором 8 встановлюється перша частота контролю 2500 Гц, на яку також налаштовується вузькосмуговий фільтр 23. Блок вибору режиму вимірювань 7 подає сигнал на передавальний пристрій 10 для формування кодової послідовності про тип режиму роботи генераторного вузла, після чого пристрій 10 передає в ефір частоту контролю.

Оператор, рухаючись з вимірювальним блоком в руках від теплової камери 1 до камери 2, записує результати вимірювання струму зникання з резистивним навантаженням за максимумом сигналу у кожній точці контролю, натискаючи кнопку “Запис R” клавіатури управління 33. Запис проводиться послідовно на всіх частотах контролю шляхом їх почергового встановлення на блоці керування генератором 8.

#### **10.3.11** Вимірювання струму зникання на індуктивному навантаженні.

Перед проведенням вимірювань необхідно перемикач 40 у тепловій камері 2 перевести в положення, коли до заземлювача 2 приєднується індуктивність 39.

Вимірювання струму зникання з індуктивним навантаженням здійснюється аналогічно до вищенаведеного в п.8. Запис даних проводиться при натисканні кнопки “Запис L” клавіатури управління 33.

#### **10.3.12** Вимірювання акустичного тиску.

На блоці вибору режиму роботи 7 вимірювального вузла вибирається режим “Визначення акустичного тиску”. При цьому в блоці керування генератором 8 встановлюється перша пошукова частота 500 Гц, на яку налаштовується вузькосмуговий фільтр 17. Блок вибору режиму вимірювань 7 подає сигнал на передавальний пристрій 10 для формування кодової послідовності про тип режиму роботи генераторного вузла, який після цього передає в ефір частоту контролю. Приймач 1 генераторного вузла активує блок вибору режиму роботи 4, який вмикає підсилювач потужності 2. Після цього на підсилювач потужності з приймача 1 подається частота контролю, яка надходить на п’езовипромінювач 3. П’езовипромінювач 3 створює акустичний тиск на металевий трубопровід, який поширює його як довгий звуковід на значну відстань.

Оператор здійснює вимірювання і запис акустичного тиску над трубопроводом в точках контролю за максимумом показів індикатора 19, натискаючи кнопку “Запис Р”.

### **10.3.13** Зчитування даних з блоку пам’яті.

По закінченні досліджень вимірювальний вузол вимикається, блок пам’яті виймається з нього і встановлюється в ноутбук для перенесення вимірних інформативних параметрів у відповідну закладку програмного забезпечення.

## **11 ОБРОБЛЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ КОНТРОЛЮ**

**11.1** Виміряні результати інформативних параметрів, записані на флеш-пам’ять, використовуються для подальшого їх оброблення з метою ідентифікації виявлених дефектів.

**11.2** Метод ідентифікації призначений для прогнозування певного виду дефекту на основі опрацювання інформативних параметрів електромагнітного, акустичного та теплового контролю, вимірних вздовж ділянки контролю у визначених точках з заданим кроком. Для підвищення достовірності ідентифікації вимірювання проводяться при різних параметрах режиму вимірювання.

**11.3** Ідентифікація виду дефекту здійснюється за допомогою програмного забезпечення шляхом розрахунку комплексного впливу вимірних інформативних параметрів при різних режимах вимірювання.

**11.4** Алгоритм розрахунку комплексного параметру та формування висновку про вид дефекту реалізовано в середовищі Microsoft Excel.

**11.5** Першим етапом обробки вимірних інформативних параметрів з метою ідентифікації виду дефекту є вивчення технічної документації на об’єкт контролю. За даними, наведеними в паспорті теплової мережі, заповнюється перша закладка «Вхідні дані» розробленого програмного забезпечення, куди вказуються геометричні параметри та режими експлуатування тепломережі, а також вводяться дані про теплові втрати, температури теплоносія в подавальному та зворотному трубопроводах, отримані із замірного пункту.

**11.6** На другому етапі здійснюється перенесення всіх вимірних інформативних параметрів (струму заникання, акустичного тиску, температури) при різних режимах вимірювання в програмне середовище. Таким чином формується закладка «Інформативні параметри», де визначаються значення інформативних параметрів у найімовірніших місцях дефекту та будуються графічні залежності інформативних параметрів вздовж ділянки контролю.

**11.7** Наступні етапи програмного забезпечення виконуються самостійно без участі фахівця, що дає можливість усунути суб’єктивний фактор при формуванні висновку за результатами контролю (Додаток Б).

**11.8** Останнім етапом розробленого програмного забезпечення є формування висновку за результатами контролю. У висновку відображається інформація про об’єкт контролю, засоби контролю, нормативні документи, фахівців, які проводили контроль, експлуатаційні характеристики ділянки контролю, а також самі результати контролю.

Результати контролю згруповані по методах контролю і представляють собою графічні залежності всіх вимірних інформативних параметрів вздовж ділянки контролю та табличні значення параметрів в місцях найімовірніших дефектів. Також наводяться результати розрахунків комплексного параметру на основі проведеної бальної оцінки для всіх видів дефектів та будується пелюсткова діаграма, яка дає можливість чисельно і наглядно оцінити найімовірніший вид дефекту.

**11.9** Як підсумок проведених досліджень формується висновок про наявність чи відсутність виявлених дефектів, що характеризує технічний стан досліджуваного об'єкта контролю.

## **12 ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ**

**12.1** Контроль технічного стану діючих трубопроводів теплових мереж проводять з метою визначення поточного фактичного стану трубопроводів і можливості, доцільності, умов та терміну їх подальшої експлуатації.

**12.2** Визначення технічного стану полягає у вирішенні задачі прогнозування граничного стану та залишкового ресурсу з метою встановлення терміну безвідмовної роботи в заданих умовах.

**12.3** Експертну оцінку проводять на основі комплексного діагностування технічного стану підземних теплових мереж, що передбачає:

- постійний моніторинг технічного стану теплопроводів;
- ведення, аналітичне та статистичне оброблення бази даних аварійних ситуацій.

**12.4** Проведення експертної оцінки ґрунтується на аналізі даних, що містять:

- термін експлуатації трубопроводу;
- дані технічного паспорту на трубопровід, враховуючи спосіб прокладання, тип теплоізоляції;
- чинники, що дію впливають на термін служби трубопроводу (наявність ґрунтових вод, сусідніх комунікацій, електрозахист трубопроводів тощо);
- відомості про аварії, що відбувались на конкретній тепловій мережі;
- результати візуального та інструментального контролю в точках доступу в місцях шурфування;
- проведення обстеження ділянок трубопроводів із застосуванням засобів та методів неруйнівного контролю з метою локалізації критичних з точки зору аварійності ділянок трубопроводів.

**12.5** На підставі проведеного аналізу, як правило, необхідно проводити розрахунок обладнання на міцність. Вибір того чи іншого методу розрахунку проводять спеціалісти, які виконують обстеження.

**12.6** Результати контролю технічного стану оформляють у вигляді Технічного висновку на кожен ділянку трубопроводів теплової мережі.

## **13 ОФОРМЛЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ КОНТРОЛЮ**

**13.1** Результати неруйнівного контролю трубопроводів теплової мережі повинні бути оформлені відповідними документами і внесені в облікові документи, які ведуться на підприємстві, де здійснюють контроль, та на підприємстві, яке здійснювало контроль.

**13.2** Оброблення отриманих результатів виконують на комп'ютері за допомогою спеціально розробленого програмного забезпечення.

**13.3** На основі виконаних обстежень видають рекомендації з визначення місць пошкоджених ділянок та обсягів першочергових ремонтних робіт.

**13.4** Результати неруйнівного контролю повинні бути оформлені згідно з формами, наданими у додатку Б ("Протокол неруйнівного контролю") на кожен ділянку трубопроводів теплової мережі. Під час проведення додаткових видів контролю результати повинні бути оформлені відповідними протоколами.

**13.5** Протокол контролю обов'язково повинен містити:

- ідентифікаційні дані про об'єкт контролю (тип, заводський або інший номер, тощо);

- дані про організацію та спеціалістів, які здійснили контроль (рівень кваліфікації, номер посвідчення, прізвище);

- дані про види, методи та обсяги проведення контролю, а також про прилади і апаратуру, які застосовують під час контролю, з зазначенням дати їх повірки або метрологічної атестації.

У випадку наявності дефектів в протоколі повинна бути детальна інформація про виявлені дефекти з зазначенням їх місцезнаходження. Протокол може бути доповнений схемами, ескізами, та іншими необхідними матеріалами.

**13.6** Технічний висновок обов'язково повинен містити:

- підставу для надання технічного висновку;
- результати обстеження та контролю технічного стану;
- дату наступної перевірки.

До технічного висновку треба додавати звіт, в якому наводять детальний опис комплексу виконаних робіт та відповідні розрахунки на міцність (якщо такі проводились).

Технічний висновок підписує технічний експерт, керівник робіт з неруйнівного контролю і представник організації, яка експлуатує обладнання.

**13.7** Всі документи за результатами контролю технічного на кожну ділянку трубопроводів теплової мережі повинні бути оформлені в двох примірниках: один примірник знаходиться у власника обладнання, другий - зберігається в організації, яка проводила контроль.

**ДОДАТОК А**  
**(довідковий)**

**Апаратура, рекомендована для використання під час проведення контролю  
технічного стану підземних теплових мереж**

**А.1** Пристрій для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж

**Примітка.** Зазначені методики можуть бути реалізовані за допомогою інших приладів та установок з характеристиками, не гіршими, ніж у наведеного в переліку обладнання.

**ДОДАТОК Б**  
**(обов'язковий)**  
**Форма протоколу оформлення результатів контролю**

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Керівник підприємства

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
ЛПБ/  
\_\_\_\_\_  
підпис  
" \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Протокол неруйнівного контролю № \_\_\_\_\_,  
" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

1. Найменування об'єкта контролю: ділянка теплотраси
2. Перелік технічних засобів: інформаційно-вимірювальна система для контролю підземних теплових мереж
3. Назва та номер документа, за яким проводиться контроль: СОУ "Мережі теплові підземні з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції. Контроль технічного стану"
4. Умови контролю: проведення експериментів на установці для дослідження двохтрубної підземної теплової мережі
5. Паспортні дані об'єкта контролю:

<u>радіус трубопроводу</u>	_____ м
<u>товщина теплоізоляції</u>	_____ м
<u>товщина гідроізоляції</u>	_____ м
<u>товщина піщаної засипки</u>	_____ м
<u>товщина ґрунтової засипки</u>	_____ м
<u>відстань між осями трубопроводів</u>	_____ м
<u>довжина ділянки контролю</u>	_____ м

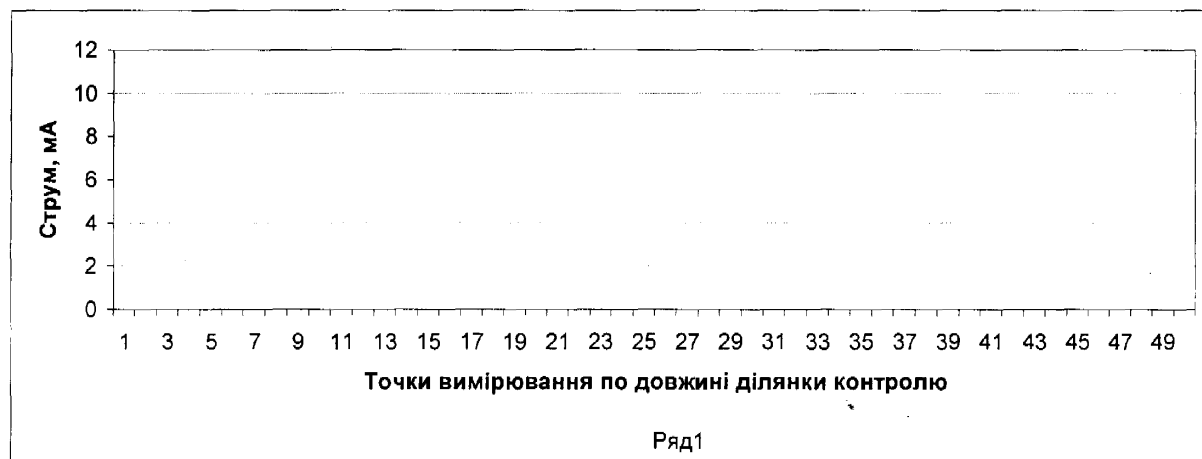
6. Експлуатаційні характеристики:

<u>втрати теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	_____ м <sup>3</sup>
<u>втрата теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	_____ м <sup>3</sup>
<u>температура теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	_____ °С
<u>температура теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	_____ °С
<u>температура навколишнього середовища</u>	_____ °С
<u>теплові втрати в подавальному трубопроводі</u>	_____ кКал
<u>теплові втрати в зворотному трубопроводі</u>	_____ кКал

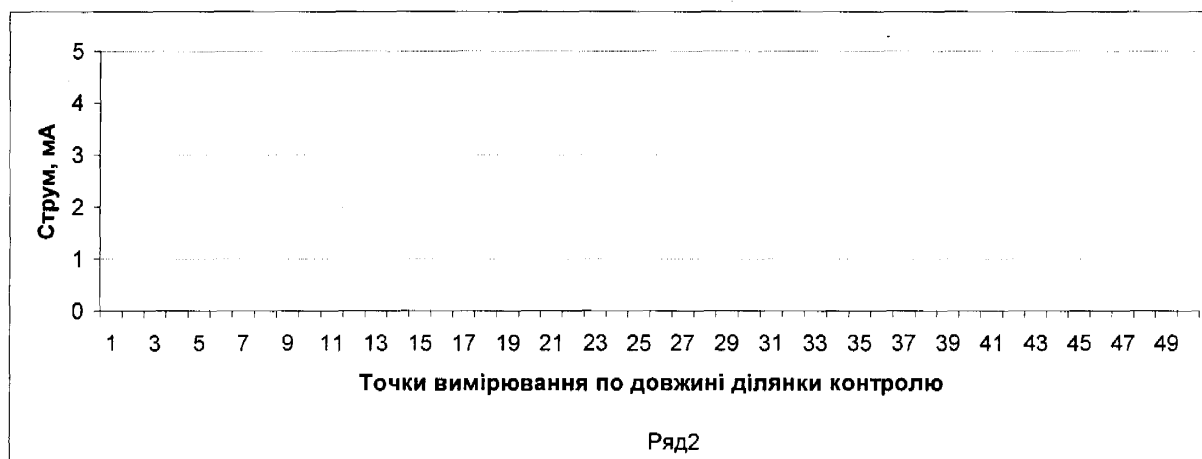
## Результати контролю

### 1. Електромагнітні вимірювання

Режим №1



Режим №2



### Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

Режим №1

Елемент безпеки: реактивний

Струм зникання, мА			
при частоті струму			

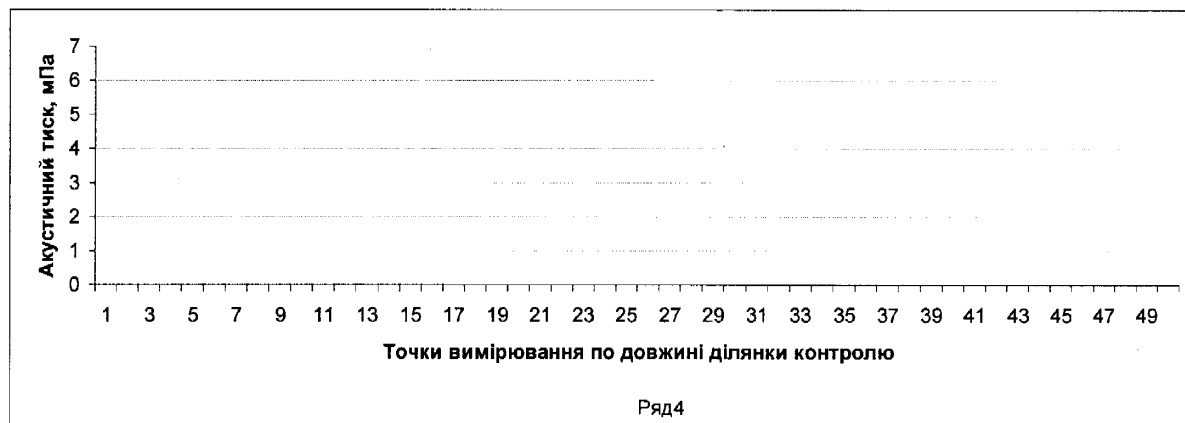
Режим №2

Елемент безпеки: активний

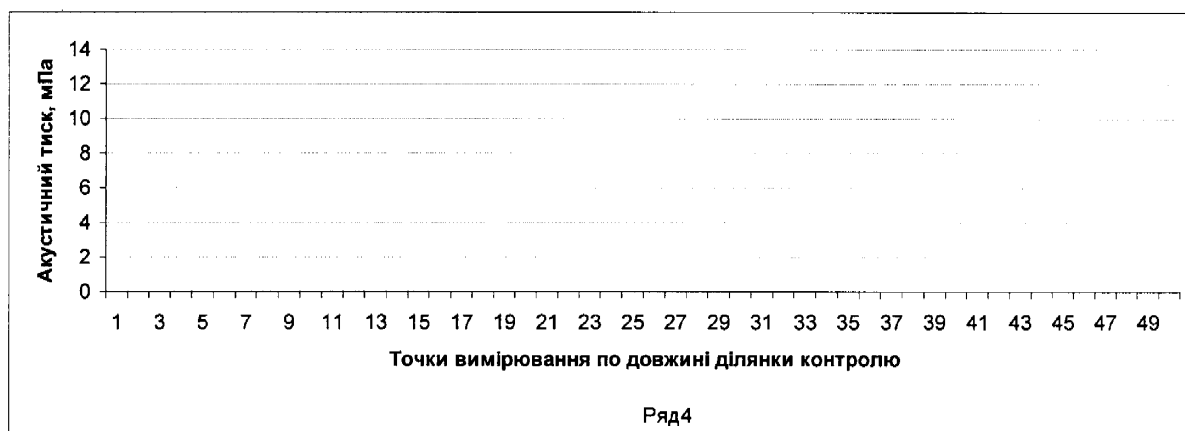
Струм зникання, мА			
при частоті струму			

## 2. Акустичні вимірювання

Режим №1



Режим №2



## Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

Режим №1

Потужність збудження, Вт

Акустичний тиск, мПа			
при частоті акустичного збудження			

Режим №2

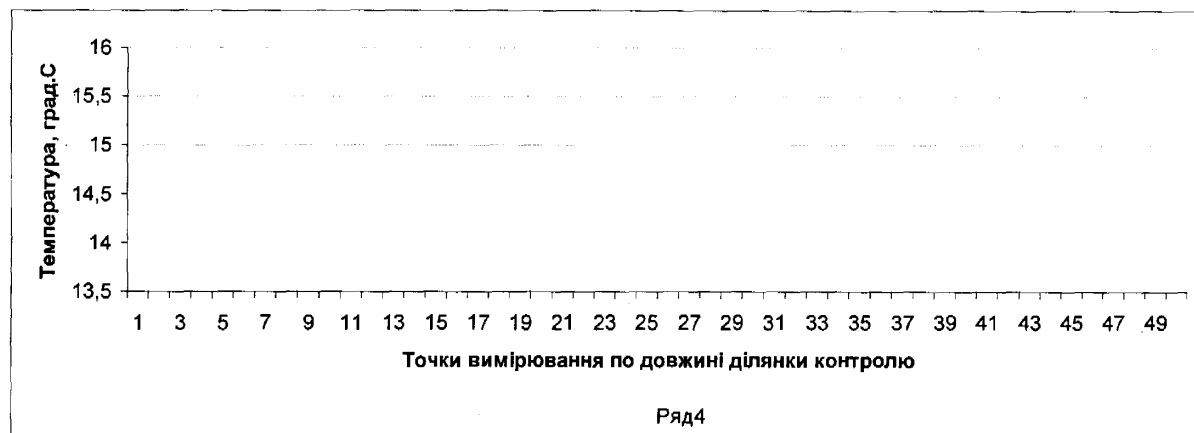
Потужність збудження, Вт

Акустичний тиск, мПа			
при частоті акустичного збудження			

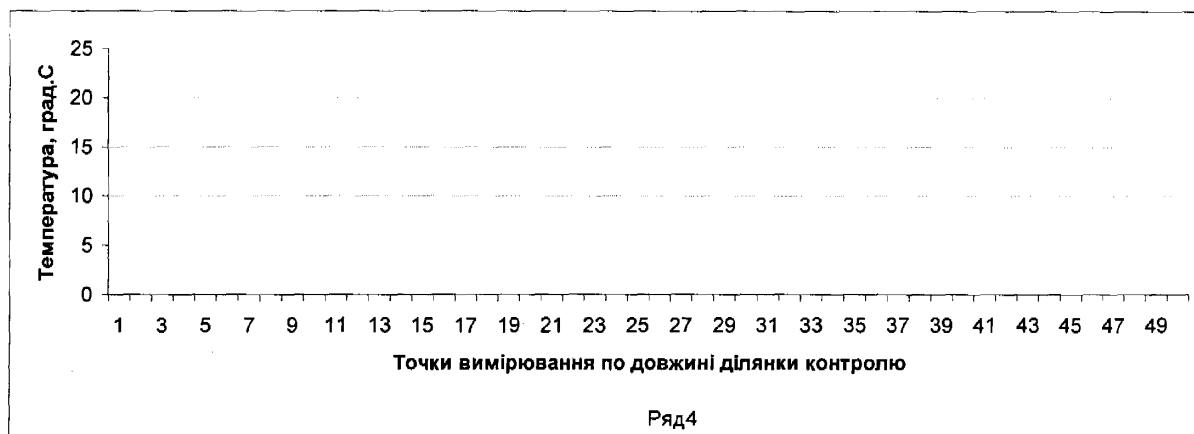


## 3. Температурні вимірювання

Режим №1



Режим №2



## Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

Режим №1

Температура теплоносія, град. С \_\_\_\_\_

Температура, °С			
при температурі н.с.			

Режим №2

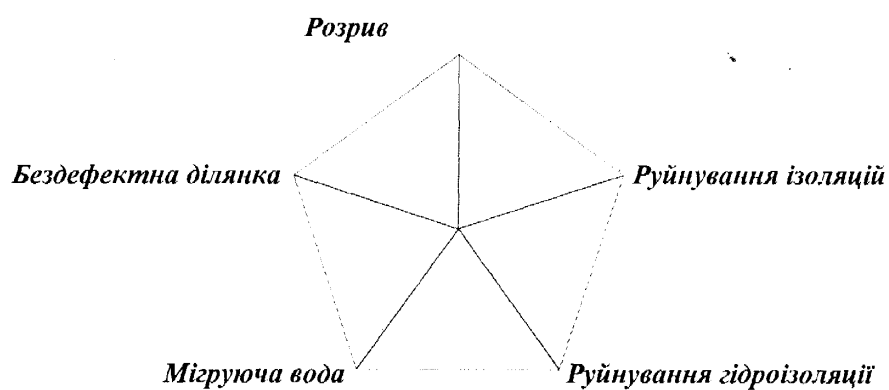
Температура теплоносія, град. С \_\_\_\_\_

Температура, °С			
при температурі н.с.			

### Висновки

Проценти видів дефекту	
Розрив	
Руйнування ізоляцій	
Руйнування гідроізоляції	
Мігруюча вода	
Бездефектна ділянка	

#### Ідентифікація виду дефекту



За результатами неруйнівного контролю виявлено  
дефект виду " \_\_\_\_\_ "  
Місцезнаходження дефекту - \_\_\_\_\_

П.І.Б. та посади фахівців, які провели контроль

**Бібліографія**

1. Пат. 72203 Україна, МПК F17D 5/02. Пристрій для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж / заявники і патентовласники Ващишак І.Р., Ващишак С.П., Карпаш О.М., Райтер П.М., Яворський А.В. – u201201088; заявл. 02.02.2012; опуб. 10.08.2012. – 9 с.

УДК 697.34

**Ключові слова:** методика, тепла мережа, дефект, контроль, інформаційно-вимірвальна система. пінополіуретанова ізоляція.

## Додаток Н

## Акт промислової апробації ІВС

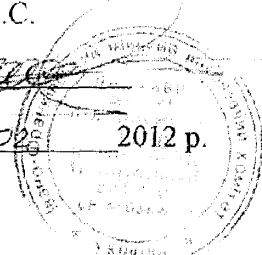
на об'єктах ТзОВ ДМП "Івано-Франківськ-теплокомуненерго"

## ЗАТВЕРДЖУЮ

Заступник головного інженера  
ДМП «Івано-Франківськ-  
теплокомуненерго»

п. Руцак В.С.

*(Handwritten signature)*  
" 20 " 02 2012 р.



## АКТ

**промислової апробації інформаційно-вимірювальної системи для  
виявлення дефектів у попередньо ізольованих трубопроводах підземних  
теплових мереж**

## Робоча група у складі:

## голови:

Третьяка І.М. – начальника теплового району «Пасічна» ДМП «Івано-Франківськтеплокомуненерго»

## та членів робочої групи:

1. Мельника І.С. – заст. нач. тепл. р-ну «Пасічна» ДМП «Івано-Франківськ-теплокомуненерго»,
2. Саламахи А.С. – майстра тепл. р-ну «Пасічна» ДМП «Івано-Франківськ-теплокомуненерго»,
3. Ващишак І.Р. – аспірантки кафедри технічної діагностики та моніторингу ІФНТУНГ,
4. Яворського А.В. - доцента кафедри технічної діагностики та моніторингу ІФНТУНГ,
5. Рибіцького І.В. – завідувача лабораторії енергоаудиту, технічного експерта з будівель, споруд і інженерних мереж, доцента кафедри технічної діагностики та моніторингу ІФНТУНГ.

склала цей акт про таке:

- 1) 17.02.2012 р. робоча група здійснила апробацію інформаційно-вимірювальної системи для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж у відповідності з запропонованою методикою досліджень.
- 2) Робочій групі були надані:
  - результати попередніх експериментальних досліджень, проведені на дослідній установці для контролю технічного стану підземних теплових мереж;
  - методика контролю технічного стану підземних теплових мереж з попередньо ізольованими трубопроводами;

- інформаційно-вимірювальна система для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж (рис. 1).

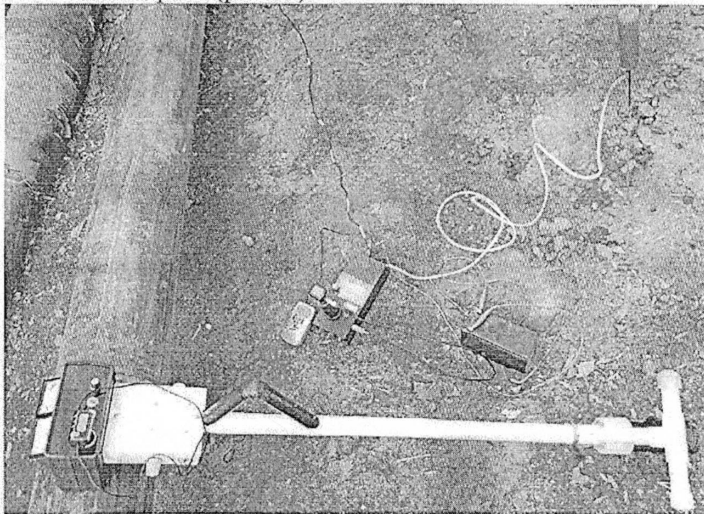


Рис.1 - ІВС для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж

- 3) Робоча група розглянула методику контролю технічного стану підземних теплових мереж з попередньо ізольованими трубопроводами та результати попередніх експериментальних досліджень і погодилася провести промислову апробацію інформаційно-вимірювальної системи.
- 4) Робоча група провела апробацію інформаційно-вимірювальної системи для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж в м. Івано-Франківську в тепловому районі «Пасічна» ДМП «Івано-Франківськ-теплокомуненерго».
- 5) Дослідження проводились на трьох ділянках підземних теплових мереж безканалльної прокладки з попередньо ізольованими трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції:
  - котельня по вул. Тролейбусна, 40 – тепла камера №3 (ділянка довжиною 149 м, умовний діаметр трубопроводів 2x400 мм);
  - УПТ по вул. Хіміків, 4 - тепла камера №27 (ділянка довжиною 108 м, умовний діаметр трубопроводів 2x150 мм);
  - УПТ по вул. Целевича, 1 - тепла камера №16 (ділянка довжиною 66 м, умовний діаметр трубопроводів 2x150 мм).
- 6) Дослідження проводились з метою виявлення дефектів у підземних теплових мережах з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції розробленою інформаційно-вимірювальною системою.
- 7) У відповідності з представленою методикою на кожній ділянці підземної тепломережі проводився акустичний, електромагнітний та тепловий контроль трубопроводів і здійснювався аналіз отриманих результатів.
- 8) Дослідження проводились у світлу пору доби з 10.00 до 16.00 при температурі навколишнього повітря від  $-5^{\circ}\text{C}$  до  $+2^{\circ}\text{C}$ .
- 9) В ході проведення промислової апробації було отримано результати, наведені в протоколах 1, 2 та 3.

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Керівник підприємства

\_\_\_\_\_  
/ПІБ/

підпис

" \_\_\_\_ "  
20 \_\_\_\_ р.

Протокол неруйнівного контролю №1

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ р.

1. Найменування об'єкта контролю: ділянка теплотраси "котельня по вул. Тролейбусна, 40 – тепла камера №3"
2. Перелік технічних засобів: інформаційно-вимірювальна система для контролю підземних теплових мереж
3. Назва та номер документа, за яким проводиться контроль: СОУ "Мережі теплові підземні з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції. Контроль технічного стану"
4. Умови контролю: проведення експериментів на установці для дослідження двохтрубної підземної теплової мережі
5. Паспортні дані об'єкта контролю:

<u>радіус трубопроводу</u>	<u>0,2 м</u>
<u>товщина теплоізоляції</u>	<u>0,08 м</u>
<u>товщина гідроізоляції</u>	<u>0,008 м</u>
<u>товщина піщаної засипки</u>	<u>0,2 м</u>
<u>товщина ґрунтової засипки</u>	<u>1,5 м</u>
<u>відстань між осями</u>	
<u>трубопроводів</u>	<u>0,5 м</u>
<u>довжина ділянки контролю</u>	<u>149 м</u>

6. Експлуатаційні характеристики:

<u>втрати теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	-	<u>м<sup>3</sup></u>
<u>втрата теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	-	<u>м<sup>3</sup></u>
<u>температура теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	70	<u>°C</u>
<u>температура теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	52	<u>°C</u>
<u>температура навколишнього середовища</u>	від -5 до 2	<u>°C</u>
<u>теплові втрати в подавальному трубопроводі</u>	22	<u>Вт/м</u>
<u>теплові втрати в зворотному трубопроводі</u>	-	<u>Вт/м</u>

**Результати контролю**  
Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

1. Електромагнітні вимірювання

Режим №1				Режим №2			
Елемент безпеки: реактивний				Елемент безпеки: активний			
Струм заникання, мА				Струм заникання, мА			
при частоті струму				при частоті струму			
2500	5000	10000	20000	2500	5000	10000	20000
27,0	11,0	3,0	1,0	28,0	15,0	6,0	7,0

2. Акустичні вимірювання

Режим №1				Режим №2			
Потужність збудження, Вт 30				Потужність збудження, Вт 20			
Акустичний тиск, мПа				Акустичний тиск, мПа			
при частоті акустичного збудження				при частоті акустичного збудження			
500	1000	2000	4000	500	1000	2000	4000
149,0	78,0	34,0	18,0	119,0	63,0	25,0	10,0

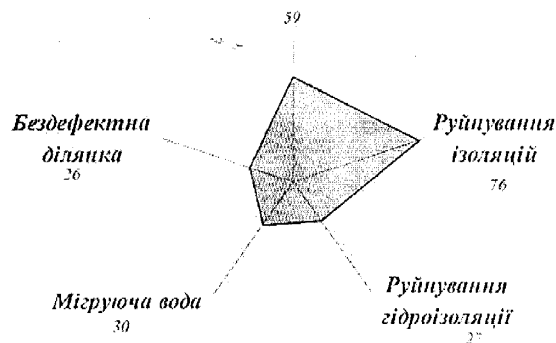
3. Температурні вимірювання

Температура, °С			
при температурі н.с.			
-5	-3	0	2
-0,3	1,0	2,0	3,5

**Висновки**

Ідентифікація виду дефекту

*Розрив*



За результатами неруйнівного контролю виявлено  
дефект виду "руйнування тепло- та гідроізоляцій"  
Місцезнаходження дефекту - 25 м від початкової точки вимірювання  
(Теплова камера №3)

П.І.Б. та посади фахівців, які провели контроль

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Керівник підприємства

\_\_\_\_\_  
/ПІБ/

\_\_\_\_\_  
підпис

\_\_\_\_\_  
" 20 \_\_\_\_ р.

Протокол неруйнівного контролю №2

\_\_\_\_\_  
" \_\_\_\_ " 20 \_\_\_\_ р.

1. Найменування об'єкта контролю: ділянка теплотраси "УПТ по вул. Хіміків, 4 - тепла камера №27 "
2. Перелік технічних засобів: інформаційно-вимірвальна система для контролю підземних теплових мереж
3. Назва та номер документа, за яким проводиться контроль: СОУ "Мережі теплові підземні з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції. Контроль технічного стану"
4. Умови контролю: проведення експериментів на установці для дослідження двохтрубної підземної теплової мережі
5. Паспортні дані об'єкта контролю:

<u>радіус трубопроводу</u>	<u>0,075</u> м
<u>товщина теплоізоляції</u>	<u>0,05</u> м
<u>товщина гідроізоляції</u>	<u>0,005</u> м
<u>товщина піщаної засипки</u>	<u>0,2</u> м
<u>товщина ґрунтової засипки</u>	<u>1</u> м
<u>відстань між осями трубопроводів</u>	<u>0,45</u> м
<u>довжина ділянки контролю</u>	<u>108</u> м

6. Експлуатаційні характеристики:

<u>втрати теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	-	$\frac{M^3}{h}$
<u>втрата теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	+	$\frac{M^3}{h}$
<u>температура теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	58	°C
<u>температура теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	53	°C
<u>температура навколишнього середовища</u>	від -5 до 2	°C
<u>теплові втрати в подавальному трубопроводі</u>	-	Вт/м
<u>теплові втрати в зворотному трубопроводі</u>	128	Вт/м



**Результати контролю**  
Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

1. Електромагнітні вимірювання

Режим №1				Режим №2			
Елемент безпеки: реактивний				Елемент безпеки: активний			
Струм заникання, мА				Струм заникання, мА			
при частоті струму				при частоті струму			
2500	5000	10000	20000	2500	5000	10000	20000
14,0	6,0	2,0	0,0	20,0	8,0	5,0	2,0

2. Акустичні вимірювання

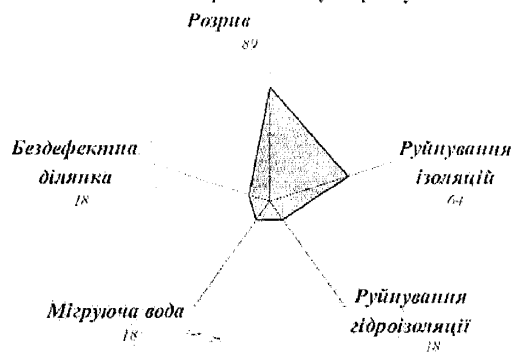
Режим №1				Режим №2			
Потужність збудження, Вт 30				Потужність збудження, Вт 20			
Акустичний тиск, мПа				Акустичний тиск, мПа			
при частоті акустичного збудження				при частоті акустичного збудження			
500	1000	2000	4000	500	1000	2000	4000
470,0	240,0	100,0	49,0	358,0	170,0	93,0	36,0

3. Температурні вимірювання

Температура, °C			
при температурі н.с.			
-5	0	1	2
2,3	5,5	6,1	6,7

**Висновки**

Ідентифікація виду дефекту



За результатами неруйнівного контролю виявлено  
дефект виду "розрив трубопроводу"  
Місцезнаходження дефекту - 89 м від початкової точки вимірювання  
(Теплова камера №27)

П.І.Б. та посади фахівців, які провели контроль

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Керівник підприємства

\_\_\_\_\_  
/ПІБ/

\_\_\_\_\_  
підпис

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_  
20 \_\_\_\_ р.

Протокол перуїнівного контролю №3

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ р.

1. Найменування об'єкта контролю: ділянка теплотраги "УПТ по вул. Целевича, 1 - тепла камера №16 "
2. Перелік технічних засобів: інформаційно-вимірювальна система для контролю підземних теплових мереж
3. Назва та номер документа, за яким проводиться контроль: \_\_\_\_\_  
СОУ "Мережі теплові підземні з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції. Контроль технічного стану"
4. Умови контролю: проведення експериментів на установці для дослідження двохтрубної підземної теплової мережі
5. Паспортні дані об'єкта контролю:

<u>радіус трубопроводу</u>	<u>0,075</u>	<u>м</u>
<u>товщина теплоізоляції</u>	<u>0,05</u>	<u>м</u>
<u>товщина гідроізоляції</u>	<u>0,005</u>	<u>м</u>
<u>товщина піщаної засипки</u>	<u>0,2</u>	<u>м</u>
<u>товщина ґрунтової засипки</u>	<u>1</u>	<u>м</u>
<u>відстань між осями</u>		
<u>трубопроводів</u>	<u>0,45</u>	<u>м</u>
<u>довжина ділянки контролю</u>	<u>66</u>	<u>м</u>

6. Експлуатаційні характеристики:

<u>втрати теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	-	<u>м<sup>3</sup></u>
<u>втрата теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	-	<u>м<sup>3</sup></u>
<u>температура теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	60	<u>°C</u>
<u>температура теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	54	<u>°C</u>
<u>температура навколишнього середовища</u>	від -5 до 2	<u>°C</u>
<u>теплові втрати в подавальному трубопроводі</u>	58	<u>Вт/м</u>
<u>теплові втрати в зворотному трубопроводі</u>	-	<u>Вт/м</u>

**Результати контролю**  
Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

1. Електромагнітні вимірювання

Режим №1

Елемент безпеки: реактивний

Струм зникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000	10000	20000
24,0	8,0	4,0	0,0

Режим №2

Елемент безпеки: активний

Струм зникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000	10000	20000
28,0	11,0	5,0	2,0

2. Акустичні вимірювання

Режим №1

Потужність збудження, Вт 30

Акустичний тиск, мПа			
при частоті акустичного збудження			
500	1000	2000	4000
407,0	186,0	74,0	40,0

Режим №2

Потужність збудження, Вт 20

Акустичний тиск, мПа			
при частоті акустичного збудження			
500	1000	2000	4000
315,0	162,0	79,0	25,0

3. Температурні вимірювання

Температура, °С			
при температурі н.с.			
-5	-2	0	1
-1,1	2,3	3,8	4,3

**Висновки**

Ідентифікація виду дефекту

*Розрив*  
62

*Бездефектна ділянка*  
25

*Руйнування ізоляції*  
82

*Мігруюча вода*  
28

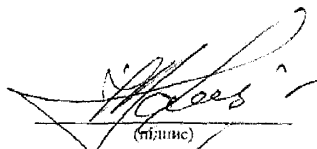
*Руйнування гідроізоляції*  
25

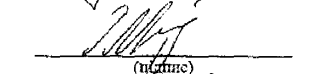
За результатами неруйнівного контролю виявлено дефект виду "руйнування тепло- та гідроізоляції"  
Місцезнаходження дефекту - 31 м від початкової точки вимірювання (Теплова камера №16)

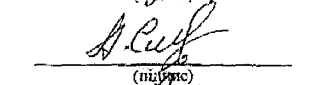
П.І.Б. та посади фахівців, які провели контроль

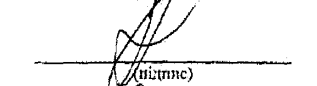
- 10) Після проведення промислової апробації інформаційно-вимірювальної системи було здійснено шурфування в місцях імовірних дефектів і підтверджено їхню наявність візуально.
- 11) Робочою групою виявлено такі недоліки інформаційно-вимірювальної системи:
- значний час налаштування передавального та приймального блоків на робочі смуги частот;
  - значний рівень акустичного шуму при роботі генератора;
  - велика кількість комунікацій, необхідна для забезпечення роботи інформаційно-вимірювальної системи;
  - значна кількість засобів індикації (3 штуки) на приймачі, що ускладнює користування ним.
- 12) Робоча група пропонує:
- усунути виявлені у процесі промислової апробації недоліки;
  - спростити управління вузлами інформаційно-вимірювальної системи;
  - ввести до складу інформаційно-вимірювальної системи вузол GPS (системи глобального позиціонування) для побудови карти розміщення трубопроводів та координат дефектів.
- 13) Робоча група встановила, що інформаційно-вимірювальна система для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж успішно пройшла промислову апробацію та з врахуванням виявлених недоліків може бути використана для контролю технічного стану підземних теплових мереж з попередньо ізольованими трубопроводами в умовах міста.

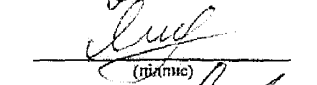
Члени робочої  
групи


  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

І.М. Третяк

(ініціали, прізвище)

І.С. Мельник

(ініціали, прізвище)

А.С. Саламаха

(ініціали, прізвище)

І.Р. Ващишак

(ініціали, прізвище)

А.В. Яворський

(ініціали, прізвище)

І.В. Рибіцький

## Додаток П

## Акт промислової апробації ІВС

на об'єктах КП "Водотеплосервіс" на території міста Калущ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер  
КП «Водотеплосервіс»  
Іванів І.Б.

АКТ

промислової апробації інформаційно-вимірювальної системи для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж в умовах КП «Водотеплосервіс», м.Калущ

## Комісія у складі:

голови:

Іванів І.Б. – головного інженера КП «Водотеплосервіс»

і членів комісії:

- 1 Фабуляка Б.С. – начальника дільниці з ремонту та експлуатації котельень КП «Водотеплосервіс»;
- 2 Литвина Я.Є. – начальника дільниці з ремонту та експлуатації теплових мереж та ЦТП КП «Водотеплосервіс»;
- 3 Ващишак І.Р. – аспірантки кафедри технічної діагностики та моніторингу ІФНТУНГ;
- 4 Яворського А.В. – канд. техн. наук, доцента кафедри технічної діагностики та моніторингу ІФНТУНГ;
- 5 Ващишака С.П. – канд. техн. наук, доцента кафедри інформаційно-вимірювальної техніки ІФНТУНГ.

Склала цей акт про таке:

1. 22.02.2012 р. комісія провела випробування інформаційно-вимірювальної системи (ІВС) для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж згідно із представленою методикою.

2. Комісії були надані:

- результати вимірювань, проведених на дослідній установці для контролю технічного стану підземних теплових мереж;
- ІВС для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж;
- методика контролю технічного стану підземних теплових мереж безканальної прокладки з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції.

3. Комісія розглянула результати попередніх вимірювань на дослідній установці та представлену методику контролю і погодилася провести промислову апробацію ІВС.

4. Комісія провела апробацію ІВС для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж на об'єктах КП «Водотеплосервіс» на території міста Калуш.

5. Дослідження проводились на трьох ділянках підземних теплових мереж безканальної прокладки з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції:

- котельня по вул.Винниченка – житловий будинок по вул.Винниченка 1 (довжина ділянки 120 м, умовний діаметр трубопроводів 130 мм, температура теплоносія  $+68^{\circ}\text{C}$  в подаючому трубопроводі,  $+53^{\circ}\text{C}$  в зворотному);

- тепла камера №8 – ЦТП 1-49 (довжина ділянки 170 м, умовний діаметр трубопроводів 150 мм, температура теплоносія  $+69^{\circ}\text{C}$  в подаючому трубопроводі,  $+50^{\circ}\text{C}$  в зворотному);

- житловий будинок №1 по вул. Малицької - житловий будинок №3 по вул. Малицької (довжина ділянки 60 м, умовний діаметр трубопроводів 150 мм, температура теплоносія  $+65^{\circ}\text{C}$  в подаючому трубопроводі,  $+51^{\circ}\text{C}$  в зворотному).

6. Контроль проводився з метою виявлення дефектів у підземних теплових мережах розробленою ІВС (рис.1).

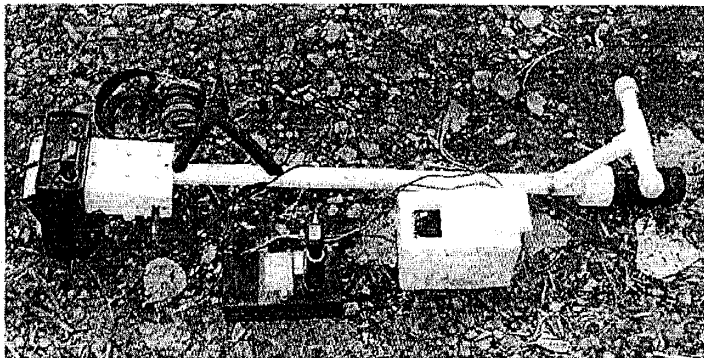


Рисунок 1 – Інформаційно-вимірювальна система для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж

7. Згідно з представленою методикою контролю на кожній ділянці проводилися вимірювання тепловим, акустичним та електромагнітним методами, після чого відразу здійснювався аналіз отриманих даних.

8. В ході проведення випробувань було отримано результати по кожному з методів контролю, наведені в протоколах контролю 1 - 3.

Температура навколишнього середовища в процесі вимірювань змінювалась від  $-6^{\circ}\text{C}$  до  $-2^{\circ}\text{C}$ . Час проведення вимірювань  $10^{00}$ - $17^{00}$ .

9. Достовірність результатів контролю перевірялась наступним шурфуванням у трьох виявлених місцях імовірного існування дефектів трубопроводів (таблиця 1). Результати шурфування підтвердили наявність виявлених ІВС дефектів.

Таблиця 1 – Результати визначення розмірів виявлених ІВС дефектів

Ділянка контролю	Виявлений вид дефекту за допомогою ІВС	Довжина дефектної ділянки, м	Реальний вид дефекту за результатами шурфування	Довжина дефектної ділянки за результатами шурфування, м
Котельня по вул. Винниченка – ж/б по вул. Винниченка 1	Мігруюча вода в зворотному трубопроводі	6,5	Мігруюча вода	5,90
Теплова камера №8 – ЦТП 1-49	Пошкодження гідроізоляції в подавальному трубопроводі	0,75	Пошкодження теплової та гідроізоляції	0,65
	Пошкодження теплової та гідроізоляції в зворотному трубопроводі	2,35	Пошкодження теплової та гідроізоляції	2,10
ж/б №1 по вул. Малицької – ж/б №3 по вул. Малицької	Дефекти не виявлені	-	Дефекти не виявлені	-

Результати апробації дають змогу стверджувати про можливість розробленої ІВС виявляти дефекти у трубопроводах підземних теплових мереж та ідентифікувати їх вид.

10. Комісією відзначені такі недоліки:

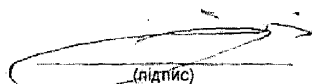
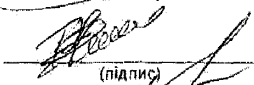
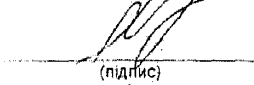

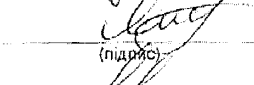
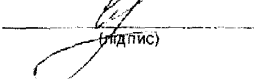
- значний час на підключення вузлів генератора та елемента безпеки до трубопроводу у тепловій камері;
- недостатня герметичність генератора;
- складний процес проведення досліджень.

11. Комісія пропонує:

- усунути виявлені в процесі апробації недоліки;
- здійснити повну герметизацію генератора та приймача ІВС;
- автоматизувати процес налаштування приймально-передавальних пристроїв.

12. Комісією встановлено, що ІВС для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж успішно пройшла промислову апробацію і з урахуванням виявлених недоліків може бути застосована для контролю технічного стану підземних теплових мереж безканальної прокладки з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції в опалювальний період.

Члени Комісії

	Іванів І.Б. (ініціали, прізвище)
	Фабуляк Б.С. (ініціали, прізвище)
	Литвин Я.Є. (ініціали, прізвище)
	Ващишак І.Р. (ініціали, прізвище)
	Яворський А.В. (ініціали, прізвище)
	Ващишак С.П. (ініціали, прізвище)



### Протокол неруйнівного контролю №1

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

1. Найменування об'єкта контролю: ділянка теплотраси - котельня по вул.Винниченка - житловий будинок по вул.Винниченка 1
2. Перелік технічних засобів: інформаційно-вимірювальна система для контролю підземних теплових мереж
3. Назва та номер документа, за яким проводиться контроль: СОУ "Мережі теплові підземні з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції. Контроль технічного стану"
4. Умови контролю: проведення експериментів на установці для дослідження двохтрубної підземної теплової мережі
5. Паспортні дані об'єкта контролю:

<u>радіус трубопроводу</u>	<u>0,0625 м</u>
<u>товщина теплоізоляції</u>	<u>0,05 м</u>
<u>товщина гідроізоляції</u>	<u>0,005 м</u>
<u>товщина піщаної засипки</u>	<u>0,2 м</u>
<u>товщина ґрунтової засипки</u>	<u>0,8 м</u>
<u>відстань між осями трубопроводів</u>	<u>0,425 м</u>
<u>довжина ділянки контролю</u>	<u>120 м</u>

#### 6. Експлуатаційні характеристики:

<u>втрати теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	_____	-	$\text{м}^3$
<u>втрата теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	_____	-	$\text{м}^3$
<u>температура теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	_____	68	$^{\circ}\text{C}$
<u>температура теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	_____	53	$^{\circ}\text{C}$
<u>температура навколишнього середовища</u>	_____	-6	$^{\circ}\text{C}$
<u>теплові втрати в подавальному трубопроводі</u>	_____	-	$\text{Вт/м}$
<u>теплові втрати в зворотному трубопроводі</u>	_____	-	$\text{Вт/м}$

### Результати контролю

#### Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту Подавального трубопроводу                      Зворотного трубопроводу

#### 1. Електромагнітні вимірювання

Режим №1

Елемент безпеки: реактивний			
Струм заникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000		
18,0	4,0		

Режим №1

Елемент безпеки: реактивний			
Струм заникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000		
17,0	4,0		

Режим №2

Елемент безпеки: активний			
Струм заникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000		
20,0	14,0		

Режим №2

Елемент безпеки: активний			
Струм заникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000		
21,0	5,0		

## 2. Акустичні вимірювання

Режим №1

Потужність збудження, Вт 30			
Акустичний тиск, мПа			
при частоті акустичного збудження			
500	1000	2000	4000
38,0	21,0	8,0	4,0

Режим №1

Потужність збудження, Вт 30			
Акустичний тиск, мПа			
при частоті акустичного збудження			
500	1000	2000	4000
42,0	26,0	13,0	8,0

## 3. Температурні вимірювання

Режим №1

Температура, °С			
при температурі н.с.			
-6	-3		
-5,0	-1,8		

Режим №1

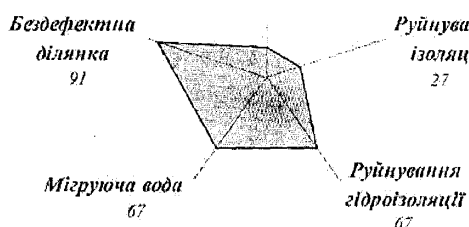
Температура, °С			
при температурі н.с.			
-6	-2		
-4,8	0,0		

## 4. Результати проведеної ідентифікації виду дефекту

Ідентифікація виду дефекту

Розрив

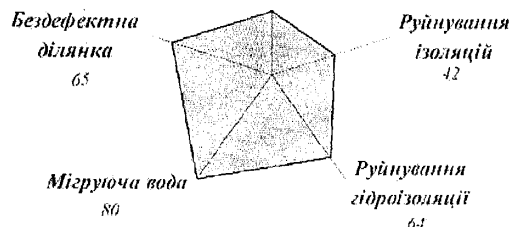
24



Ідентифікація виду дефекту

Розрив

40



За результатами неруйнівного контролю  
в подавальному трубопроводі дефектів не виявлено,  
в зворотному трубопроводі виявлено дефект виду «мігруюча вода»  
на відстані 23 м від ж/б №1

П.І.Б. та посади фахівців, які провели контроль

### Протокол перуїнівного контролю №2

" " 20 р.

1. Найменування об'єкта контролю: ділянка теплотраси - теплова камера №8 – ЦТП 1-49
2. Перелік технічних засобів: інформаційно-вимірювальна система для контролю підземних теплових мереж
3. Назва та номер документа, за яким проводиться контроль: СОУ "Мережі теплові підземні з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції. Контроль технічного стану"
4. Умови контролю: проведення експериментів на установці для дослідження двоштрубної підземної теплової мережі
5. Паспортні дані об'єкта контролю:

<u>радіус трубопроводу</u>	<u>0,075 м</u>
<u>товщина теплоізоляції</u>	<u>0,05 м</u>
<u>товщина гідроізоляції</u>	<u>0,005 м</u>
<u>товщина піщаної засипки</u>	<u>0,2 м</u>
<u>товщина ґрунтової засипки</u>	<u>1,2 м</u>
<u>відстань між осями трубопроводів</u>	<u>0,45 м</u>
<u>довжина ділянки контролю</u>	<u>170 м</u>

#### 6. Експлуатаційні характеристики:

<u>втрати теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	-	$\text{м}^3$
<u>втрата теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	-	$\text{м}^3$
<u>температура теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	69	$^{\circ}\text{C}$
<u>температура теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	50	$^{\circ}\text{C}$
<u>температура навколишнього середовища</u>	-6	$^{\circ}\text{C}$
<u>теплові втрати в подавальному трубопроводі</u>	-	$\text{Вт/м}$
<u>теплові втрати в зворотному трубопроводі</u>	-	$\text{Вт/м}$

### Результати контролю

#### Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту Подавального трубопроводу                      Зворотного трубопроводу

##### 1. Електромагнітні вимірювання

Режим №1			
Елемент безпеки: реактивний			
Струм заникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000	10000	
16,0	5,0	2,0	

Режим №1			
Елемент безпеки: реактивний			
Струм заникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000	10000	
11,0	5,0	1,0	

Режим №2

Елемент безпеки: активний

Струм заникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000	10000	
18,0	10,0	4,0	

Режим №2

Елемент безпеки: активний

Струм заникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000	10000	
14,0	8,0	2,0	

## 2. Акустичні вимірювання

Режим №1

Потужність збудження, Вт 30

Акустичний тиск, мПа			
при частоті акустичного збудження			
500	1000	2000	4000
200,0	86,0	40,0	15,0

Режим №1

Потужність збудження, Вт 30

Акустичний тиск, мПа			
при частоті акустичного збудження			
500	1000	2000	4000
230,0	126,0	65,0	34,0

## 3. Температурні вимірювання

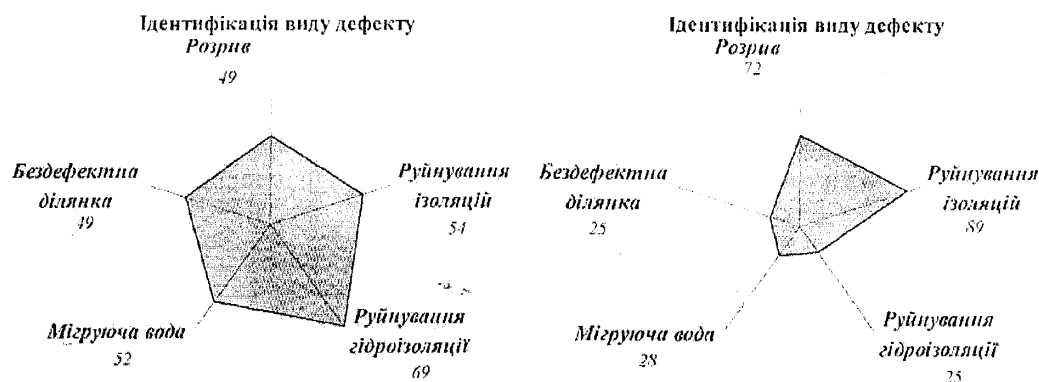
Режим №1

Температура, °С			
при температурі н.с.			
-6	-3		
-2,0	0,5		

Режим №1

Температура, °С			
при температурі н.с.			
-6	-3		
-1,0	1,0		

## 4. Результати проведеної ідентифікації виду дефекту



За результатами першорядного контролю в подавальному трубопроводі виявлено дефект виду «руйнування гідроізоляції» на відстані 62 м від теплової камери №8, в зворотному трубопроводі виявлено дефект виду «руйнування теплової та гідроізоляції» на відстані 63 м від теплової камери №8.

П.І.Б. та посади фахівців, які провели контроль

### Протокол неруйнівного контролю №3

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

1. Найменування об'єкта контролю: ділянка теплотраси - ж/б №1 по вул. Малицької – ж/б №3 по вул. Малицької
2. Перелік технічних засобів: інформаційно-вимірювальна система для контролю підземних теплових мереж
3. Назва та номер документа, за яким проводиться контроль: СОУ "Мережі теплові підземні з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції. Контроль технічного стану"
4. Умови контролю: проведення експериментів на установці для дослідження двохтрубної підземної теплової мережі
5. Паспортні дані об'єкта контролю:

<u>радіус трубопроводу</u>	<u>0,075 м</u>
<u>товщина теплоізоляції</u>	<u>0,05 м</u>
<u>товщина гідроізоляції</u>	<u>0,005 м</u>
<u>товщина піщаної засипки</u>	<u>0,2 м</u>
<u>товщина ґрунтової засипки</u>	<u>1,2 м</u>
<u>відстань між осями трубопроводів</u>	<u>0,45 м</u>
<u>довжина ділянки контролю</u>	<u>60 м</u>

#### 6. Експлуатаційні характеристики:

<u>втрати теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	<u>_____</u>	<u>-</u>	<u>м<sup>3</sup></u>
<u>втрата теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	<u>_____</u>	<u>-</u>	<u>м<sup>3</sup></u>
<u>температура теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	<u>65</u>	<u>°C</u>	
<u>температура теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	<u>51</u>	<u>°C</u>	
<u>температура навколишнього середовища</u>	<u>-6</u>	<u>°C</u>	
<u>теплові втрати в подавальному трубопроводі</u>	<u>_____</u>	<u>-</u>	<u>Вт/м</u>
<u>теплові втрати в зворотному трубопроводі</u>	<u>_____</u>	<u>-</u>	<u>Вт/м</u>

### Результати контролю

#### Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту Подавального трубопроводу                      Зворотного трубопроводу

#### 1. Електромагнітні вимірювання

Режим №1

Елемент безпеки: реактивний

Струм заникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000	10000	20000
20,0	10,0	4,0	0,0

Режим №1

Елемент безпеки: реактивний

Струм заникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000	10000	20000
18,0	11,0	5,0	0,0

Режим №2

Елемент безпеки: активний			
Струм заникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000	10000	20000
23,0	8,0	3,0	0,0

Режим №2

Елемент безпеки: активний			
Струм заникання, мА			
при частоті струму			
2500	5000	10000	20000
22,0	9,0	3,0	0,0

## 2. Акустичні вимірювання

Режим №1

Потужність збудження, Вт 30			
Акустичний тиск, мПа			
при частоті акустичного збудження			
500	1000	2000	4000
25,0	13,0	6,0	3,0

Режим №1

Потужність збудження, Вт 30			
Акустичний тиск, мПа			
при частоті акустичного збудження			
500	1000	2000	4000
28,0	15,0	8,0	3,0

## 3. Температурні вимірювання

Режим №1

Температура, °С			
при температурі н.с.			
-6	-3		
-5,1	-2,2		

Режим №1

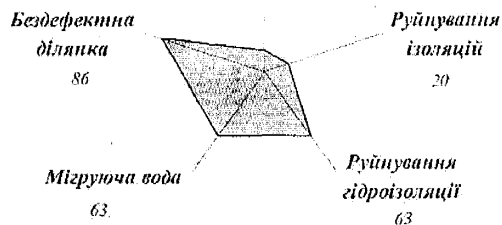
Температура, °С			
при температурі н.с.			
-6	-3	0	0
-5,0	-2,2	0,0	0,0

## 4. Результати проведеної ідентифікації виду дефекту

Ідентифікація виду дефекту

Розрив

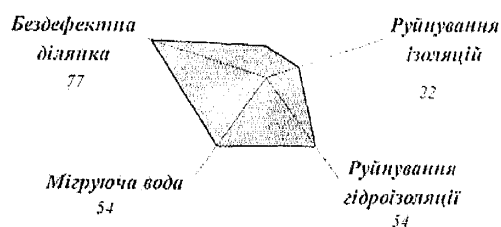
17



Ідентифікація виду дефекту

Розрив

20



За результатами неруйнівного контролю  
в подавальному трубопроводі дефектів не виявлено,  
в зворотному трубопроводі дефектів не виявлено.

П.І.Б. та посади фахівців, які провели контроль

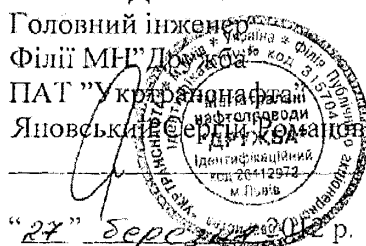
## Додаток Р

## Акт промислової апробації ІВС

на об'єктах нафтоперекачувальної станції "Куровичі" філії "Магістральні  
нафтопроводи "Дружба" ВАТ "Укртранснафта"

## ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер  
Філії МН "Дружба"  
ПАТ "Укртранснафта"  
Яшовський Сергій Романович

  
"27" березня 2012 р.

## АКТ

промислової апробації інформаційно-вимірювальної системи для  
виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж

## Робоча група в складі:

голови – Басараба Романа Миколайовича – головного механіка Філії  
МН "Дружба" ПАТ "Укртранснафта"

## і членів робочої групи:

1 Кочубая Ігоря Зіновійовича – пачальника механотехнологічної ділянки НПС  
"Куровичі",

2 Ващишак Ірини Романівни – аспірантки кафедри Технічної діагностики та  
моніторингу Івано-Франківського національного технічного університету  
нафти і газу,

3 Райтера Петра Миколайовича – к.т.п, доцента кафедри Технічної діагностики  
та моніторингу Івано-Франківського національного технічного університету  
нафти і газу,

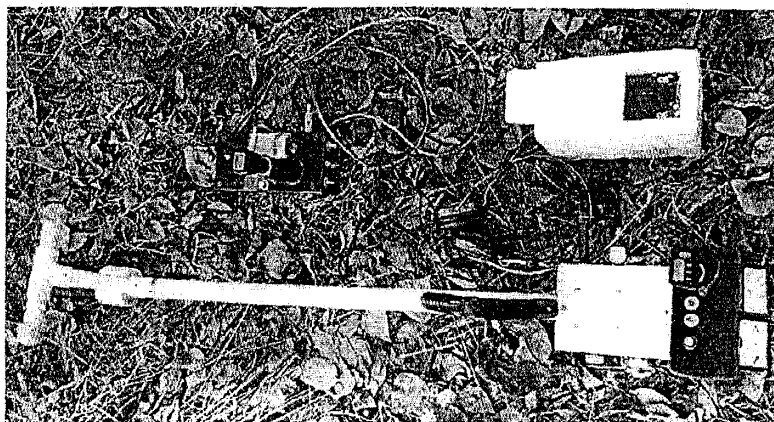
4 Баб'яка Ярослава Михайловича – провідного інженера випробувально-  
діагностичного центру Науково-виробничої фірми "Зонд" (І рівень LT  
посвідчення №19739, II рівень VT посвідчення №22132)

склала цей акт про таке:

1 01.03.2012 р. робоча група здійснила апробацію інформаційно-вимірювальної  
системи для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж  
згідно із запропонованою методикою.

2 Робочій групі були надані:

- результати попередніх експериментальних досліджень на дослідній установці  
для контролю технічного стану підземної теплової мережі;
- методика контролю технічного стану підземних теплових мереж;
- інформаційно-вимірювальна система для виявлення дефектів у трубопроводах  
підземних теплових мереж (рисунок 1).



**Рисунок 1** - Інформаційно-вимірювальна система для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж

3 Робоча група розглянула методику контролю технічного стану і результати попередніх експериментальних досліджень та погодилася проводити промислову апробацію.

4 Робоча група провела апробацію інформаційно-вимірювальної системи для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж на нафтоперекачувальній станції "Куровичі" філії "Магістральні нафтопроводи "Дружба" ВАТ "Укртранснафта".

5 Дослідження проводились на трьох ділянках підземних теплопроводів безканальної прокладки з ППУ ізоляцією:

- котельня – цех №2 (довжина ділянки 86 м, умовний діаметр трубопроводів 150 мм),

- котельня – адміністративний корпус (довжина ділянки 53 м, умовний діаметр трубопроводів 250 мм,);

- котельня – пожежна насосна (довжина ділянки 209 м, умовний діаметр трубопроводів 150 мм,).

6 Контроль проводився з метою виявлення дефектів у підземних теплових мережах розробленою інформаційно-вимірювальною системою.

7 Відповідно до методики контролю технічного стану на кожній ділянці трубопроводів проводилися дослідження теплових, акустичних та електромагнітних полів і здійснювався детальний їх аналіз.

8 В ході проведення випробувань було отримано наступні результати (Протоколи контролю №№1-3). Температура навколишнього середовища становила -3°C.



## Продовження додатку Р

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Керівник підприємства

\_\_\_\_\_  
/ПІБ/

\_\_\_\_\_  
підпис

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_  
20 \_\_\_\_ р.

Протокол первинного контролю №1

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ р.

1. Найменування об'єкта контролю: ділянка теплопункту-«котельня – цех №2»
2. Перелік технічних засобів: інформаційно-вимірювальна система для контролю підземних теплових мереж
3. Назва та номер документа, за яким проводиться контроль: СОУ "Мережі теплові підземні з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції. Контроль технічного стану"
4. Умови контролю: проведення експериментів на установці для дослідження двохтрубної підземної теплової мережі
5. Паспортні дані об'єкта контролю:

<u>радіус трубопроводу</u>	<u>0,075</u> м
<u>товщина теплоізоляції</u>	<u>0,05</u> м
<u>товщина гідроізоляції</u>	<u>0,005</u> м
<u>товщина піщаної засипки</u>	<u>0,2</u> м
<u>товщина ґрунтової засипки</u>	<u>0,8</u> м
<u>відстань між осями трубопроводів</u>	<u>0,45</u> м
<u>довжина ділянки контролю</u>	<u>86</u> м

6. Експлуатаційні характеристики:

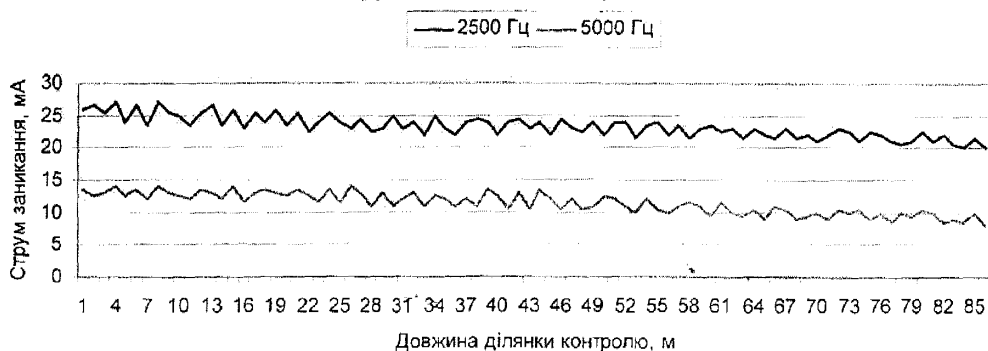
<u>втрати теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	_____	М <sup>3</sup>
<u>втрата теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	_____	М <sup>3</sup>
<u>температура теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	<u>90</u>	°С
<u>температура теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	<u>75</u>	°С
<u>температура навколишнього середовища</u>	<u>-3</u>	°С
<u>теплові втрати в подавальному трубопроводі</u>	_____	Вт/м
<u>теплові втрати в зворотному трубопроводі</u>	_____	Вт/м

## Результати контролю

## 1. Електромагнітні вимірювання

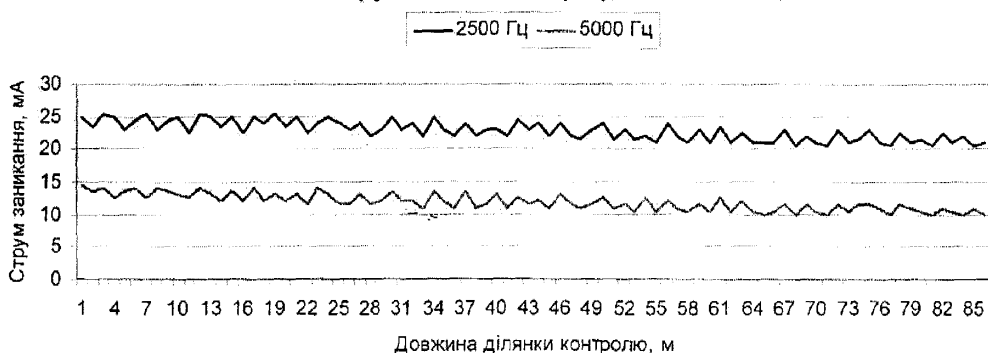
Режим №1

## Струм заникання при різних частотах



Режим №2

## Струм заникання при різних частотах



## Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

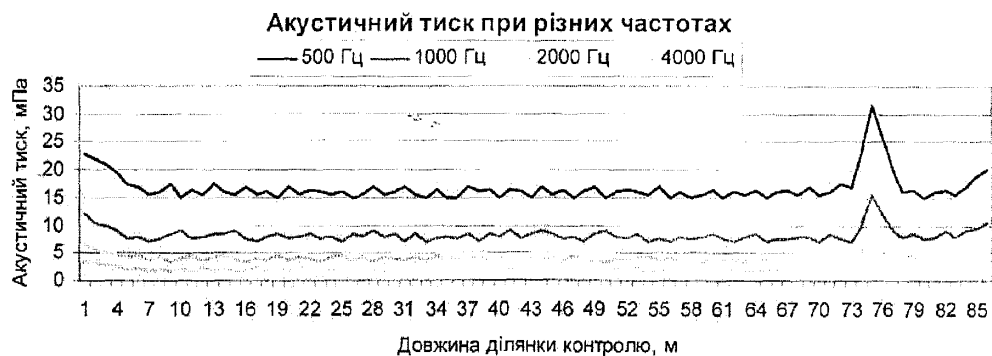
Режим №1

Елемент безпеки: реактивний			
Струм заникання, мА			
при частоті струму, Гц			
2500	5000		
25,0	11,0		

Режим №2

Елемент безпеки: активний			
Струм заникання, мА			
при частоті струму, Гц			
2500	5000		
24,0	10,0		

## 2. Акустичні вимірювання



Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

Потужність збудження, Вт	30			
Акустичний тиск, мПа				
при частоті акустичного збудження, Гц				
	500	1000	2000	4000
	31,5	15,5	8,0	5,0

## 3. Температурні вимірювання

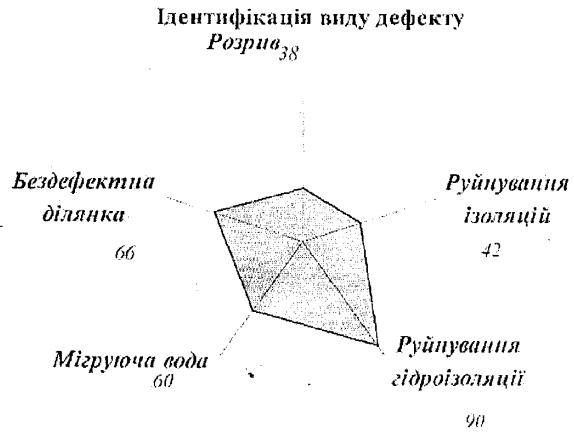


Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

Температура теплоносія, °С	90/75			
Температура, °С				
при температурі н.с.				
	-3			
	-1,5			

## Висновки

Проценти видів дефекту	
Розрив	38
Руйнування ізоляцій	42
Руйнування гідроізоляції	90
Мігруюча вода	60
Бездефектна ділянка	66



За результатами неруйнівного контролю виявлено дефект виду "руйнування гідроізоляції" на відстані 75 м від котельні

П.І.Б. та посади фахівців, які провели контроль

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Керівник підприємства

ПІБ/

підпис

" " 20\_\_ р.

Протокол неруйнівного контролю №2

" " 20\_\_ р.

1. Найменування об'єкта контролю: ділянка теплотраси- «котельня – адміністративний корпус»
2. Перелік технічних засобів: інформаційно-вимірювальна система для контролю підземних теплових мереж
3. Назва та номер документа, за яким проводиться контроль: СОУ "Мережі теплові підземні з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції. Контроль технічного стану"
4. Умови контролю: проведення експериментів на установці для дослідження двотрубної підземної теплової мережі
5. Паспортні дані об'єкта контролю:

<u>радіус трубопроводу</u>	<u>0,125 м</u>
<u>товщина теплоізоляції</u>	<u>0,075 м</u>
<u>товщина гідроізоляції</u>	<u>0,005 м</u>
<u>товщина піщаної засипки</u>	<u>0,2 м</u>
<u>товщина ґрунтової засипки</u>	<u>1,2 м</u>
<u>відстань між осями</u>	
<u>трубопроводів</u>	<u>0,6 м</u>
<u>довжина ділянки контролю</u>	<u>53 м</u>

6. Експлуатаційні характеристики:

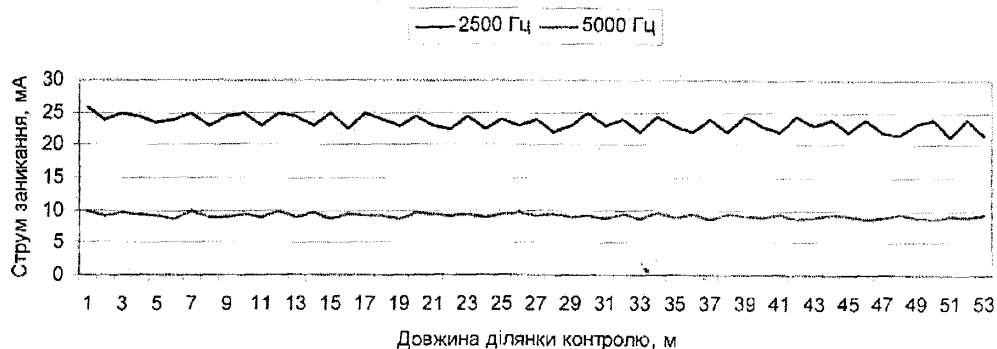
<u>втрати теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	<u>_____ м<sup>3</sup></u>
<u>втрата теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	<u>_____ м<sup>3</sup></u>
<u>температура теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	<u>90 °C</u>
<u>температура теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	<u>60 °C</u>
<u>температура навколишнього середовища</u>	<u>-3 °C</u>
<u>теплові втрати в подавальному трубопроводі</u>	<u>_____ Вт/м</u>
<u>теплові втрати в зворотному трубопроводі</u>	<u>_____ Вт/м</u>

### Результати контролю

#### 1. Електромагнітні вимірювання

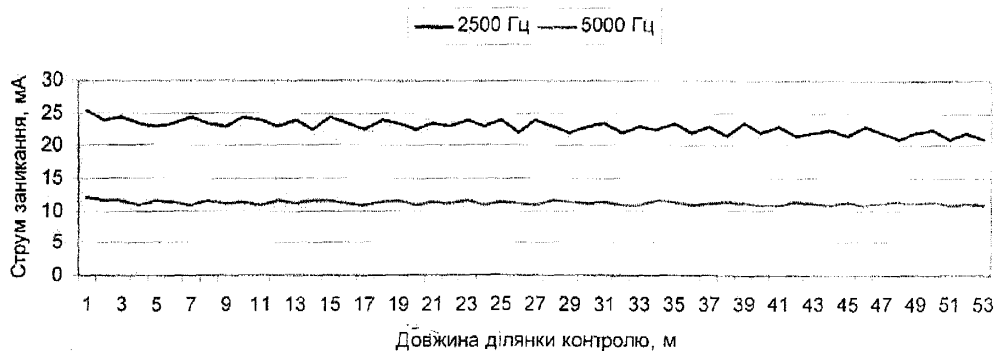
Режим №1

#### Струм заникання при різних частотах



Режим №2

#### Струм заникання при різних частотах



#### Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

Режим №1

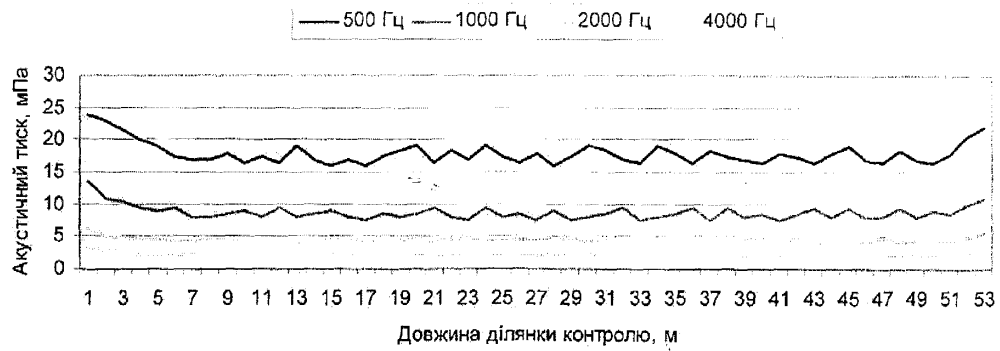
Елемент безпеки: реактивний			
Струм заникання, мА			
при частоті струму, Гц			
2500	5000		
21,4	8,6		

Режим №2

Елемент безпеки: активний			
Струм заникання, мА			
при частоті струму, Гц			
2500	5000		
21,0	10,8		

## 2. Акустичні вимірювання

Акустичний тиск при різних частотах



Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

Потужність збудження, Вт		30	
Акустичний тиск, мПа			
при частоті акустичного збудження, Гц			
500	1000	2000	4000
24	13,5	6,4	3,4

## 3. Температурні вимірювання

— Температура в приповерхневому шарі ґрунту

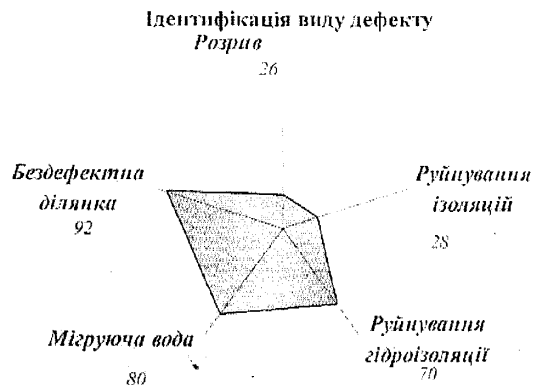


Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

Температура теплоносія, °С		90/60	
Температура, °С			
при температурі н.с.			
-3			
3,2			

## Висновки

Проценти видів дефекту	
Розрив	26
Руйнування ізоляцій	28
Руйнування гідроізоляції	70
Мігруюча вода	80
Бездефектна ділянка	92



За результатами перуїпівного контролю  
дефектів не виявлено

П.І.Б. та посади фахівців, які провели контроль



ЗАТВЕРДЖЕНО  
Керівник підприємства

\_\_\_\_\_  
ЛПБ/

\_\_\_\_\_  
підпис

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_  
20 \_\_\_\_ р.

Протокол первинного контролю №3

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ р.

1. Найменування об'єкта контролю: ділянка теплотраси- «котельня – пожежезна насосна»
2. Перелік технічних засобів: інформаційно-вимірювальна система для контролю підземних теплових мереж
3. Назва та номер документа, за яким проводиться контроль: \_\_\_\_\_  
СОУ "Мережі теплові підземні з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції. Контроль технічного стану"
4. Умови контролю: проведення експериментів на установці для дослідження двоштрубної підземної теплової мережі
5. Паспортні дані об'єкта контролю:

<u>радіус трубопроводу</u>	<u>0,125 м</u>
<u>товщина теплоізоляції</u>	<u>0,075 м</u>
<u>товщина гідроізоляції</u>	<u>0,005 м</u>
<u>товщина піщаної засипки</u>	<u>0,2 м</u>
<u>товщина ґрунтової засипки</u>	<u>1,2 м</u>
<u>відстань між осями трубопроводів</u>	<u>0,6 м</u>
<u>довжина ділянки контролю</u>	<u>209 м</u>

6. Експлуатаційні характеристики:

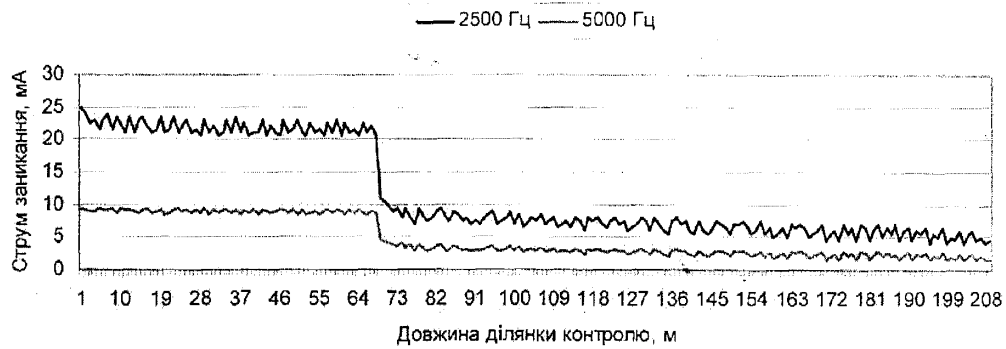
<u>втрати теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	_____	<u>м<sup>3</sup></u>
<u>втрата теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	_____	<u>м<sup>3</sup></u>
<u>температура теплоносія в подавальному трубопроводі</u>	<u>90</u>	<u>°C</u>
<u>температура теплоносія в зворотному трубопроводі</u>	<u>60</u>	<u>°C</u>
<u>температура навколишнього середовища</u>	<u>-3</u>	<u>°C</u>
<u>теплові втрати в подавальному трубопроводі</u>	<u>149</u>	<u>Вт/м</u>
<u>теплові втрати в зворотному трубопроводі</u>	<u>-</u>	<u>Вт/м</u>

### Результати контролю

#### І. Електромагнітні вимірювання

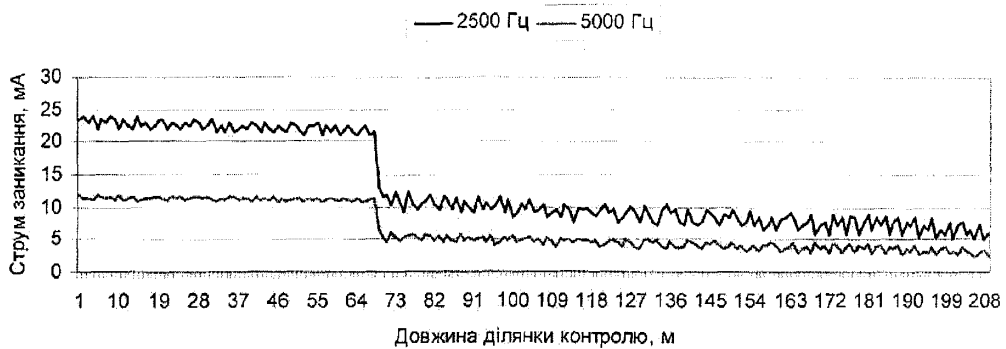
Режим №1

#### Струм заникання при різних частотах



Режим №2

#### Струм заникання при різних частотах



#### Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

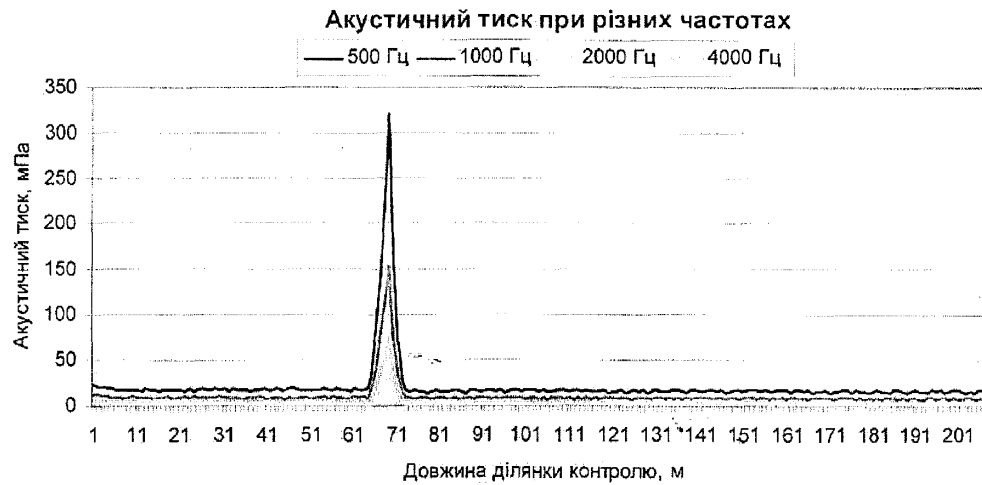
Режим №1

Елемент безпеки: реактивний			
Струм заникання, мА			
при частоті струму Гц			
2500	5000		
11,0	4,5		

Режим №2

Елемент безпеки: активний			
Струм заникання, мА			
при частоті струму Гц			
2500	5000		
13,0	6,5		

## 2. Акустичні вимірювання



## Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

Потужність збудження, Вт				30
Акустичний тиск, мПа				
при частоті акустичного збудження, Гц				
500	1000	2000	4000	
321,0	152,0	74,0	34,5	

## 3. Температурні вимірювання

## Температура в приповерхневому шарі ґрунту

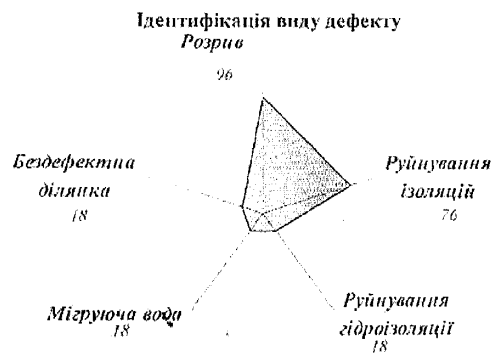


## Інформативні параметри у місці ймовірного дефекту

Температура теплоносія, °С				90/60
Температура, °С				
при температурі н.с.				
-3				
4				

## Висновки

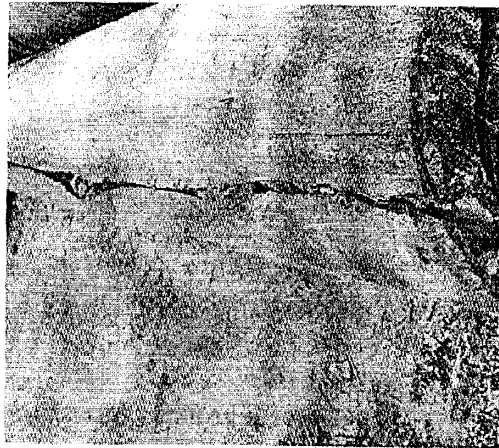
Проценти видів дефекту	
Розрив	96
Руйнування ізоляцій	76
Руйнування гідроізоляції	18
Мігруюча вода	18
Бездефектна ділянка	18



За результатами неруйнівного контролю виявлено дефект виду "розрив трубопроводу" на відстані 69 м від котельні

П.І.Б. та посади фахівців, які провели контроль

Після проведення шурфування було підтверджено існування виявлених за допомогою інформаційно-виміральної системи дефектів (рис. 2).



а) пошкодження гідроізоляції



б) розрив

Рисунок 2 – Шурфування у місцях виявлених дефектів

9 Робочою групою відзначені такі недоліки:

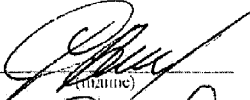

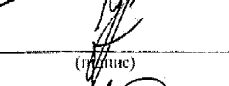

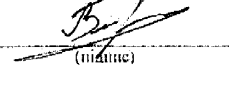
- 1) збої в роботі цифрового рідкокристалічного індикатора при низькій температурі навколишнього середовища;
- 2) значна кількість органів управління на приймачі, що ускладнює його використання;
- 3) неможливість виявлення дефектів у трубопроводах з мінераловатного ізоляцією;
- 4) приймач інформаційно-вимірювальної системи є доволі громіздким.

10 Робоча група пропонує:

- а) усунути виявлені в процесі апробації недоліки;
- б) оснастити приймач автоматичним сигналізатором дефектів;
- в) спростити керування приймачем інформаційно-вимірювальної системи.


11 Робоча група встановила, що інформаційно-вимірювальна система для виявлення дефектів у трубопроводах підземних теплових мереж успішно пройшла промислову апробацію та з урахуванням вказаних недоліків може бути використана для контролю технічного стану підземних теплових мереж у виробничих умовах.

Члени робочої групи

 (підпис)	Р.М. Басараб (ініціал, прізвище)
 (підпис)	І.З. Кочубай (ініціал, прізвище)
 (підпис)	І.Р. Ващишак (ініціал, прізвище)
 (підпис)	П.М. Райтер (ініціал, прізвище)
 (підпис)	Я.М. Баб'як (ініціал, прізвище)

## Додаток С

## Акт впровадження результатів дисертаційного дослідження


**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
 Директор НВФ "Зонд"  
 Цюцяк І.І.  
 \_\_\_\_\_  
 " \_\_\_\_\_ 2012 р.

**АКТ № \_\_\_\_\_**  
**впровадження результатів дисертаційної роботи**  
**аспірантки кафедри технічної діагностики та моніторингу**  
**Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу**  
**Ващишак Ірини Романівни**  
**на тему:**  
**“Удосконалення методів безконтактного контролю**  
**стану підземних теплових мереж”**  
**на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю**  
**05.11.13 - Прилади і методи контролю та визначення складу речовин**

Комісія у складі:

**голови – Тацаковича Назарія Любомировича – к.т.н, заступника директора Науково-виробничої фірми "Зонд"**

**і членів комісії:**

1 **Власійчука Івана Михайловича – начальника випробувального центру Науково-виробничої фірми "Зонд", (II рівень УТ посвідчення № 19568, II рівень VT посвідчення № 21988)**


2 **Нестерака Андрія Богдановича – начальника випробувально-діагностичного центру об'єктів котлонагляду Науково-виробничої фірми "Зонд", (II рівень УТ посвідчення № 19478, II рівень VT посвідчення № 21686)**


3 **Баб'яка Ярослава Михайловича – провідного інженера випробувально-діагностичного центру Науково-виробничої фірми "Зонд" (II рівень LT посвідчення №19739, II рівень VT посвідчення №22132)**

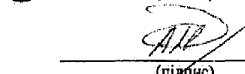
цим Актом засвідчує, що результати дисертаційного дослідження (інформаційно-вимірювальна система для контролю підземних теплових мереж і методика проведення контролю) Ващишак Ірини Романівни на тему “Удосконалення методів безконтактного контролю стану підземних теплових мереж” використані фахівцями НВФ "Зонд" при проведенні робіт по експертному обстеженню технологічного обладнання і трубопроводів на території нафтоперекачувальної станції “Куровичі” філії "Магістральні нафтопроводи "Дружба" ВАТ "Укртранснафта" за договором 350НК/ 2009.

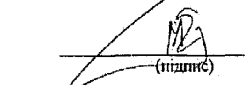
В подальшому планується застосування результатів дисертаційного дослідження Ващишак І. Р. фахівцями НВФ "Зонд" при дослідженні об'єктів нафтогазового комплексу, які мають підземні теплові мережі з трубопроводами в пінополіуретановій ізоляції.

Комісія:

  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

Н.Л. Тацакович

\_\_\_\_\_  
(ініціали, прізвище)

І.М. Власійчук

\_\_\_\_\_  
(ініціали, прізвище)

А.Б. Несерак

\_\_\_\_\_  
(ініціали, прізвище)

Я.М. Баб'як

\_\_\_\_\_  
(ініціали, прізвище)



d453