

Міністерство освіти і науки України

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

На правах рукопису

ЦИХ ВІТАЛІЙ СЕРГІЙОВИЧ

УДК 621.64

**РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДУ ТА ЗАСОБУ КОНТРОЛЮ ДЕФЕКТІВ
ІЗОЛЯЦІЇ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ**

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

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

*Дей промірник дисертант
ідемпонувати за всім з
іншими примірниками,
які подали до мене.*

Науковий керівник:

Яворський Андрій Вікторович

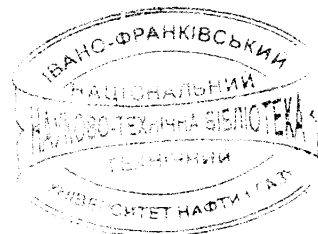
кандидат технічних наук, доцент

*Всієї ради ДГО.052.03
Великий секретар *М. Франгуя*
10.04.14р.*

Івано-Франківськ – 2014



512



ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ІЗОЛЯЦІЙНОГО ПОКРИТТЯ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ В УМОВАХ СКЛАДНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ	13
1.1 Характеристика об'єкту контролю	15
1.2 Особливості контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів в умовах технологічних об'єктів нафтогазового комплексу	22
1.3 Аналіз відомих методів та засобів контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів.....	27
1.3.1 Електромагнітний амплітудний метод контролю	34
1.3.2 Електромагнітний фазовий метод контролю	35
1.3.3 Аналіз існуючої нормативної документації	37
1.4 Характерні особливості дефектів типу відшарування ізоляційного покриття підземних трубопроводів	37
1.5 Вибір та обґрунтування напрямку досліджень.....	40
РОЗДІЛ 2 ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАСТОСУВАННЯ ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ФАЗОВОГО МЕТОДУ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ІЗОЛЯЦІЙНОГО ПОКРИТТЯ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ.....	42
2.1 Моделювання дефекту типу відшарування ізоляційного покриття в електричній схемі заміщення ділянки підземного трубопроводу.....	43
2.1.1 Еквівалентна електрична схема заміщення ділянки підземного ізольованого трубопроводу.....	46
2.1.2 Оцінювання параметрів перехідного опору в місці відшарування ізоляції.....	48
2.1.3 Вплив подвійного електричного шару на границі метал- електроліт у місцях відшарувань ізоляційного покриття....	53

2.1.4 Оцінювання ємності дефекту ізоляції при різних геометричних та електричних параметрах наявного відшарування.....	54
2.2 Оцінка взаємозв'язку зсуву фази із технічним станом ізоляційного покриття підземних трубопроводів	55
2.3 Оцінка зсуву фази сигналу за наявності наскрізних дефектів ізоляції та для бездефектних ділянок підземних трубопроводів.....	69
2.4 Процедура контролю технічного стану ізоляційного покриття на основі використання електромагнітного фазового методу	72
Висновки до розділу	74
РОЗДІЛ 3 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ	
УДОСКОНАЛЕНОГО МЕТОДУ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ	75
3.1 Розроблення експериментальної ділянки підземного трубопроводу з імітацією дефектів ізоляційного покриття.....	76
3.2 Створення штучних дефектів ізоляційного покриття типу відшарування ізоляції на підземному трубопроводі на території навчально-наукового полігону.....	79
3.3 Розроблення експериментального взірця інформаційно-вимірювальної системи для виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції підземних трубопроводів.....	84
3.4 Розроблення методики проведення експериментальних досліджень за допомогою запропонованого взірця ІВС.....	88
3.4.1 Дослідження стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів на основі електромагнітного фазового методу контролю.....	89
3.4.2 Дослідження стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів на основі електромагнітного амплітудного методу контролю.....	93

3.4.3	Методика опрацювання отриманих експериментальних результатів контролю.....	108
	Висновки до розділу.....	112
РОЗДІЛ 4 МЕТРОЛОГІЧНИЙ АНАЛІЗ ТА ПРОМИСЛОВА		
АПРОБАЦІЯ МЕТОДИКИ ВИЯВЛЕННЯ ДЕФЕКТІВ ІЗОЛЯЦІЇ		
ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ.....		
4.1	Розроблення методики контролю стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів із можливістю виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції. Розроблення проекту нормативного документу	113
4.1.1	Попередні роботи щодо аналізу досліджуваної ділянки підземного трубопроводу.....	114
4.1.2	Підготовчі роботи.....	114
4.1.3	Попереднє визначення траси та вимірювання глибини залягання досліджуваного підземного трубопроводу.....	115
4.1.4	Підготовка експериментального взірця ІВС до роботи.....	115
4.1.5	Попереднє налаштування експериментального взірця ІВС на взірцевій ділянці контролю.....	116
4.1.6	Визначення зсуву фази на досліджуваній ділянці підземного трубопроводу із сталим кроком вимірювань.....	116
4.1.7	Вимірювання амплітуди сигналу вздовж траси досліджуваного трубопроводу.....	117
4.1.8	Опрацювання та аналіз отриманих результатів з використанням спеціального програмного забезпечення....	118
4.1.9	Формування висновку проведеного контролю технічного стану ізоляційного покриття.....	118
4.1.10	Шурфування потенційно небезпечних ділянок підземного трубопроводу із виявленими дефектами ізоляційного покриття.....	119

4.2 Метрологічний аналіз розробленого методу та експериментального взірця інформаційно-вимірювальної системи для виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції підземних трубопроводів	120
4.2.1 Розрахунок невизначеності за типом А.....	121
4.2.2 Розрахунок невизначеності за типом В.....	122
4.2.2.1 Аналіз методичних складових сумарної невизначеності контролю.....	124
4.2.2.2 Аналіз інструментальних складових сумарної невизначеності контролю.....	128
4.2.3 Вірогідність контролю.....	130
4.3 Промислова апробація розробленої методики контролю та експериментального взірця ІВС.....	130
Висновки до розділу	136
ВИСНОВКИ.....	137
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	139
ДОДАТКИ.....	156

ВСТУП

Актуальність теми.

На даний час у сучасному нафтогазовому комплексі транспортування нафти, газу та нафтопродуктів здійснюється за допомогою складної розгалуженої системи трубопроводів. Значна частина таких мереж працює понад свій нормативний термін експлуатації. За таких умов проведення своєчасного та достовірного технічного діагностування трубопроводів є штатною технологічною операцією. У нафтогазовій галузі використовується значна кількість методів і засобів контролю технічного стану підземних трубопроводів. Однією з основних складових даного діагностування є контроль стану ізоляційного покриття підземних нафто-, чи газопроводів, оскільки саме пошкодження ізоляції є однією з першопричин розвитку корозійних процесів металу таких трубопровідних мереж. Особливо ускладненим є діагностування обв'язок трубопроводів в умовах складних технологічних об'єктів нафтогазового комплексу – газокompресорних, нафтоперекачувальних станцій, для яких є характерною значна кількість суміжних комунікацій та сторонніх завад.

Контроль ізоляційного покриття передбачає виявлення всіх наявних на ньому дефектів із ранжуванням їх за ступенем небезпеки. Проте таке ранжування є неможливим без чіткої ідентифікації виду дефекту, оскільки для кожного з них (наскрізний дефект або відшарування ізоляційного покриття) характерний різний ступінь загрози безпечній експлуатації підземних трубопроводів. Необхідно зазначити, що на даний час виявлення відшарувань ізоляції з поверхні землі за допомогою існуючих методів контролю стримується відсутністю інформації про параметри таких дефектів, що пов'язано з відсутністю чіткого контакту металу труби з ґрунтом у місці відшарування.

Тому актуальність дисертаційної роботи обумовлена необхідністю підвищення ефективності існуючих методів контролю технічного стану

підземних трубопроводів з метою виявлення та ідентифікації дефектів їх ізоляційного покриття з поверхні землі.

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

Дисертаційна робота виконувалася в рамках 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 МОНмолодьспорту України), науково-дослідної роботи Д-1-13-Ф «Розроблення наукових основ багатопараметрового контролю технічного стану металоконструкцій довготривалої експлуатації за фактичними значеннями фізико-механічних характеристик їх матеріалу та типом і розмірами дефектів» (№ держреєстрації 0113U001099, угода ІФНТУНГ із МОНмолодьспорту України), а також науково-дослідних робіт М420-2011 та М295-2012 «Розроблення нової технології управління ризиками геодинамічних впливів на безпечну експлуатацію трубопровідних систем» (№ держреєстрації 0111U007396 та 0112U007396 відповідно, угода ІФНТУНГ із Держінформнауки України в рамках програми міжнародного співробітництва «Дніпро» між Україною та Францією). Ці роботи виконувалися за безпосередньою участю автора як виконавця окремих розділів.

Мета роботи полягає у вирішенні важливого науково-прикладного завдання в галузі приладів і методів неруйнівного контролю – розробленні методу та засобу контролю ізоляційного покриття підземних трубопроводів для виявлення та ідентифікації типу дефекту ізоляції.

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

- проаналізувати сучасний стан та тенденції розвитку існуючих методів і технічних засобів для контролю дефектів ізоляційного покриття підземних трубопроводів;

- провести теоретичні дослідження з метою встановлення інформативних параметрів для контролю стану ізоляційного покриття

підземних трубопроводів із можливістю виявлення дефектів ізоляції типу відшарування;

- розробити експериментальний взірець інформаційно-вимірювальної системи та виконати експериментальні дослідження взаємозв'язку між запропонованими інформативними параметрами та станом ізоляційного покриття з метою оцінки їх достовірності;

- розробити комплексний метод для виявлення та ідентифікації типу дефекту ізоляційного покриття підземних трубопроводів;

- розробити, виготовити та провести промислову апробацію інформаційно-вимірювальної системи і технології контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів.

Об'єкт дослідження – процес зміни технічного стану ізоляційного покриття підземного трубопроводу.

Предмет дослідження – методи та засоби неруйнівного контролю стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів.

Методи дослідження. У дисертаційній роботі для вирішення поставлених завдань використовувалися методи теорії електромагнітних кіл з розподіленими параметрами з метою розроблення комплексного методу виявлення та ідентифікації дефектів підземних трубопроводів, методи математичного моделювання для встановлення взаємозв'язків між вибраними основними інформативними параметрами та видами дефектів ізоляції, методи фізичного моделювання різних видів дефектів ізоляційного покриття на експериментальній ділянці підземного трубопроводу з метою оцінки впливу їх геометричних та електричних параметрів на інформативний сигнал, методи конструювання та схемотехніки для розроблення експериментального взірця інформаційно-вимірювальної системи, а також методи статистичного опрацювання експериментальних результатів.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

1. Вперше отримано залежність зсуву фази електромагнітного сигналу, який створюється підключеним генератором електричних коливань та

поширюється вздовж підземного трубопроводу, від параметрів відшарування ізоляційного покриття шляхом аналізу еквівалентних схем ділянки підземного трубопроводу з дефектом ізоляції, що дало змогу розширити застосування електромагнітного фазового методу контролю.

2. Удосконалено метод виявлення дефектів ізоляції підземних трубопроводів шляхом введення параметра ідентифікації, що дає можливість розрізняти локальні дефекти за видом: наскрізні чи відшарування.

3. Набув подальшого розвитку електромагнітний амплітудний метод контролю шляхом експериментального підтвердження ефекту витікання струму, що спричинює характерні зміни вимірів струму в околі наскрізного пошкодження ізоляційного покриття підземного трубопроводу.

Положення, що виносяться на захист:

1. Метод виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних трубопроводів типу відшарування на основі використання електромагнітного фазового методу контролю.

2. Залежність характеру зміни інформативних параметрів (значення струму та питомий зсув фази) від типу дефекту ізоляції підземних трубопроводів: відшарування чи наскрізне пошкодження.

Практичне значення одержаних результатів полягає в наступному:

1. Розроблено методику, яка дає можливість виявляти та ідентифікувати дефекти ізоляційного покриття підземних трубопроводів.

2. Розроблено методику проведення контролю стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів, яка включає комплексне використання двох електромагнітних (амплітудного і фазового) методів контролю.

3. Розроблено та виготовлено експериментальний взірець інформаційно-вимірювальної системи для контролю стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів, який дає можливість реалізувати спосіб вимірювання значень амплітуди та зсуву фази сигналу змінного струму, що протікає в стінках досліджуваного трубопроводу.

4. Проведено промислову апробацію розробленої методики контролю стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів на території АІНКС ПАТ «Концерн Галнафтогаз» (акт промислової апробації від 30.05.13р.).

5. Проведено промислові випробування розробленого експериментального взірця інформаційно-вимірювальної системи для контролю стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів на території лінійної виробничо-диспетчерської станції «Броди» філії «Магістральні нафтопроводи «Дружба» ПАТ «Укртранснафта» (акт промислової апробації від 13.09.13р.), що дало змогу встановити першочерговість проведення ремонтних робіт.

6. Результати дисертаційного дослідження (методика контролю та експериментальний взірець інформаційно-вимірювальної системи для контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів) впроваджено для використання фахівцями НВФ «Зонд» у процесі проведення робіт з експертного обстеження технічного стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів (акт впровадження від 11.11.13р.).

7. Результати дисертаційного дослідження впроваджено в навчальний процес на кафедрі «Технічної діагностики та моніторингу», ІФНТУНГ (акт впровадження від 30.01.14р.).

Особистий внесок здобувача.

Основні теоретичні, розрахункові та експериментальні результати дисертаційної роботи одержані автором самостійно. У працях, опублікованих у співавторстві, здобувачеві належить: [12, 78] – аналіз відомих методів для контролю технічного стану підземних трубопроводів; [66, 77, 80, 90] – аналіз та теоретичне обґрунтування проблем контролю стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів в умовах нафтоперекачувальних станцій; [79, 87, 91, 93] – теоретичні дослідження електромагнітного фазового методу контролю з метою його застосування для виявлення дефектів ізоляційного покриття типу відшарування; [89, 92, 105, 108, 109, 110] – удосконалений підхід до ідентифікації дефектів ізоляційного покриття підземних

трубопроводів із використанням комплексу інформативних параметрів; [67] – розроблення підходу та теоретичне обґрунтування способу контролю стану ізоляційного покриття шляхом аналізу основних електричних параметрів підземного ізолюваного трубопроводу.

Апробація роботи.

Основні положення та результати дисертаційних досліджень доповідалися та обговорювалися на наступних конференціях: Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика – 2011» (м. Івано-Франківськ, 2011р.); Першій Міжнародній науково-технічній конференції пам'яті професора Володимира Поджаренка «Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах» (м. Вінниця, 2011р.); VII Міжнародній науково-технічній конференції «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта» (м. Новополоцьк, Білорусь, 2011р.); Третій науково-практичній конференції студентів і молодих учених «Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання» (м. Івано-Франківськ, 2011р.); 17-й Міжнародній науково-технічній конференції «Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів ЛЕОТЕСТ-2012» (м. Славське, 2012р.); XI Міжнародній науково-технічній конференції «Приладобудування: стан і перспективи» (Київ, 2012р.); XXVII Міжнародній конференції «Дни неразрушающего контроля, 2012» (м. Созополь, Болгарія, 2012р.); Міжнародній науково-технічній конференції «Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу» (м. Івано-Франківськ, 2012р.); 7-й Національній науково-технічній конференції і виставці «Неруйнівний контроль та технічна діагностика» (м. Київ, 2012р.); XII Міжнародній науково-технічній конференції «Приладобудування: стан і перспективи» (Київ, 2013р.); XXVII Міжнародній конференції «Дни неразрушающего контроля, 2013» (м. Созополь, Болгарія, 2013р.); Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика 2013» (м. Івано-Франківськ, 2013); III Міжнародній науково-технічній конференції «Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і

прогнозування» (м. Тернопіль, 2013); Другій Міжнародній науково-технічній конференції пам'яті професора Володимира Поджаренка «Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах» (м. Вінниця, 2013р.); 4-ій науково-практичній конференції студентів і молодих учених «Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання» (м. Івано-Франківськ, 2013р.) 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 2011-2013 р.р.

Публікації.

За результатами дисертаційних досліджень опубліковано 22 наукові роботи, з яких 9 – статті у фахових виданнях, серед них 5 статей у фахових виданнях, затверджених ДАК МОН України (у тому числі 1 одноосібна), 2 статті у іноземних виданнях, 1 стаття в іноземному електронному виданні (одноосібна), 1 стаття у реферованому фаховому виданні України (одноосібна); 12 тез матеріалів доповідей на науково-технічних конференціях (у тому числі 2 одноосібних), 1 патент України на корисну модель.

Структура та об'єм роботи.

Дисертація складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел і додатків. Дисертація викладена на 155 сторінках. Окрім того робота проілюстрована 64 рисунками, включає 7 таблиць, список використаних джерел із 130 найменувань і 8 додатків.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ІЗОЛЯЦІЙНОГО ПОКРИТТЯ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВІДІВ В УМОВАХ СКЛАДНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ

Підземні трубопроводи відіграють одну з найважливіших ролей у системі трубопровідного транспорту нашої держави. На території України сьогодні в експлуатації знаходяться понад 40 тисяч кілометрів магістральних нафто- та газопроводів. Система трубопроводів України також включає 51 нафтоперекачувальну станцію (НПС); 74 газокомпресорні станції; 91 автомобільну газонаповнювальну станцію (АГНКС), на яких в експлуатації знаходяться технологічні об'язки підземних трубопроводів (ПТ) [1-4]. Більша частина таких трубопровідних мереж використовується понад 30 років і термін їхньої служби значно перевищив нормативний рівень або наближається до нього. Під час їхньої експлуатації неодноразово відбувалися зміни у відповідній нормативній документації, у зв'язку з чим, досить часто, діючі нафтогазопроводи не відповідають сучасним вимогам в області проектування та експлуатації таких підземних комунікацій [5].

В процесі експлуатації ПТ зазнають чисельних впливів під дією різноманітних негативних чинників – як антропогенних, так і природних. Усе це призводить до виникнення аварійних ситуацій, значна частина яких несуть серйозну загрозу. Для нафтогазової промисловості така проблема є актуальною, оскільки руйнування ПТ пов'язується із порушеннями технологічних процесів, втратою транспортованого продукту, завданням значних матеріальних збитків та екологічної шкоди докільню, а в найбільш важких випадках може стати причиною виникнення пожеж, вибухів, виходу з ладу високовартісного обладнання, травмування, чи навіть загибелі людей [6].

В європейських державах та в США ведеться статистика щодо аварійності на магістральних трубопроводах, в якій відображені причини

таких аварій та наслідки, спричинені ними. В таблиці 1.1 наведена статистика щодо надзвичайних ситуацій на усіх трубопровідних системах та їхніх наслідків згідно зі звітом Міністерства транспорту США [7].

Таблиця 1.1

Статистика наслідків значних аварій на трубопровідних системах США за 2008 – 2012 роки [7]

Рік	Аварії на магістральних трубопр. із смертельними випадками		Аварії на промислових об'єктах із смертельними випадками		Аварії на магістральних трубопр. без смертельних випадків		Аварії на промислових об'єктах без смертельних випадків		Загальні фінансові втрати (US \$)
	Кількість	Відсоток	Кількість	Відсоток	Кількість	Відсоток	Кількість	Відсоток	
2008	7	87%	1	12%	41	74%	14	25%	565,389,018
2009	9	69%	4	30%	44	70%	18	29%	172,782,930
2010	12	63%	7	36%	80	76%	24	23%	1,632,685,758
2011	8	66%	4	33%	34	65%	18	34%	365,546,232
2012	9	90%	1	10%	39	70%	16	29%	189,131,659
Total	45	72%	17	27%	238	72%	90	27%	2,925,535,599

Крім того, згідно із восьмим звітом Європейської групи про дослідження аварій на газопроводах, в період з 1970 до 2010 року зафіксовано 1249 аварійних випадків, серед яких майже 20% спричинені корозійними пошкодженнями, які розвивалися внаслідок наявних дефектів ізоляційного покриття [8].

На території нашої держави така статистика відсутня, що не дає можливості судити про реальні масштаби аварійності на об'єктах нафтогазового комплексу.

Враховуючи розвиток підземного трубопровідного транспорту, а також той факт, що пошкодження ізоляційного покриття є першопричиною розвитку небезпечних корозійних процесів металу труби, на сьогодні

встановлюються все жорсткіші вимоги до стану ізоляції ПТ. Тому для дотримання поставлених вимог необхідно використовувати високопродуктивні методи оцінки технічного стану таких інженерних мереж [9].

1.1. Характеристика об'єкту контролю

Об'єктом контролю, що досліджується в роботі, є одиничний підземний ізольований металевий трубопровід, який розміщений на території газокompресорних, нафтоперекачувальних чи автомобільних газонаповнювальних станцій.

Негативна дія сторонніх чинників (фізичних, хімічних, механічних, геологічних) призводить, насамперед, до руйнування ізоляційного покриття ПТ. З метою оцінки таких чинників, а також можливих негативних наслідків, необхідно розглянути основні властивості розміщених в ґрунті трубопроводів.

Враховуючи те, що підземний металевий ізольований трубопровід є складною електрохімічною системою, доцільно виділити основні параметри трубопроводів, параметри їхнього ізоляційного покриття, а також параметри ґрунту, який оточує досліджувану комунікацію.

Основні конструктивні та електричні параметри ПТ систематизовані в [10], на основі чого складена порівняльна таблиця основних параметрів ПТ (таблиця 1.2).

Таблиця 1.2

Конструктивні та електричні параметри ПТ

№	Параметр	Значення параметру
1.	Зовнішній діаметр трубопроводу, D_p , мм	57, 76, 89, 108, 133, 159, 219, 245, 273, 299, 325, 377, 426, 529, 620, 720, 820, 920, 1020, 1220, 1420

2.	Товщина стінки трубопроводу, d_p , мм	3,5 ÷ 30
3.	Питомий електричний опір трубопроводу, ρ_p , мкОм·м	0,18 ÷ 0,29
4.	Магнітна проникність металу труби, μ_p	120 ÷ 300
5.	Товщина ізоляційного покриття, δ_c , мм: - бітумне - полімерне - епоксидне	3; 6; 9 0,6 ÷ 3 0,3 ÷ 0,5
6.	Початковий перехідний опір ізоляційних покриттів, R_c , кОм·м ² , - бітумне - полімерне - епоксидне	3 5 ÷ 10 50 ÷ 100
7.	Питомий електричний опір оточуючого ґрунту, ρ_s , Ом·м	0,3 ÷ 5000

В ДСТУ 4219-2003 [11], який встановлює загальні вимоги до захисту від підземної та атмосферної корозії зовнішньої поверхні сталевих трубопроводів, наведені основні чинники руйнування поверхні, до яких відносять:

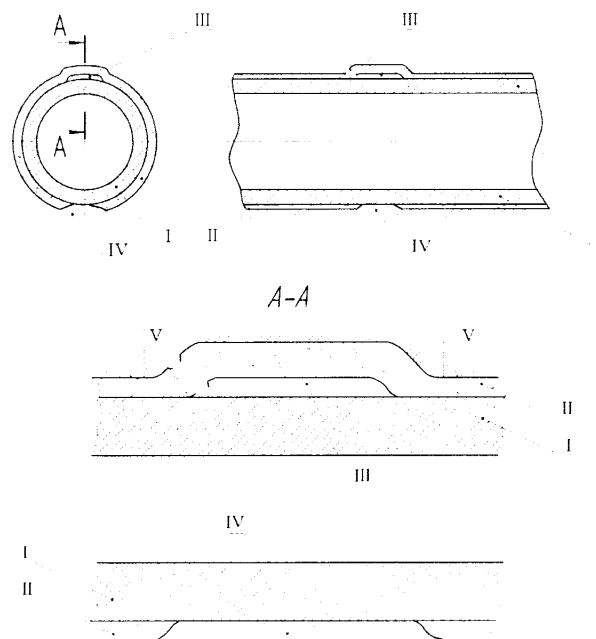
- корозійна активність середовища (ґрунтів, атмосфери, ґрунтових та інших вод) по відношенню до металу трубопроводу;
- дія блукаючих струмів;
- температура продукту, що транспортується.

З метою забезпечення захисту ПТ від корозії їх покривають спеціальними захисними покриттями. Як ізоляційні матеріали найчастіше використовуються полімерні, бітумні та епоксидні покриття. Однією з основних характеристик ізоляційних матеріалів є їхній перехідний опір (таблиця 1.2).

Під час експлуатації внаслідок дії різноманітних зовнішніх чинників стан таких покриттів може значно погіршуватися, що становить значну

загрозу подальшій безпечній експлуатації ПТ. Погіршення стану ізоляційного покриття пов'язується із виникненням дефектів ізоляції.

На сьогодні не існує єдиної класифікації усіх наявних дефектів ізоляційного покриття, однак на основі проведеного аналізу літературних джерел їх можна поділити на такі два види: наскрізні пошкодження (пов'язані із повним руйнуванням (відсутністю) ізоляційного покриття на ділянці трубопроводу) та відшарування ізоляції [12-14]. Схематичне зображення та загальний вигляд таких дефектів наведено, відповідно, на рисунках 1.1 та 1.2 [12, 13].



I – трубопровід, II – ізоляційне покриття, III – відшарування ізоляції, IV – наскрізне пошкодження ізоляції, V – напрям тиску ґрунту на ПТ

Рисунок 1.1 – Схематичне зображення ділянки (перерізу) ПТ з наявними дефектами ізоляційного покриття

Кожен з таких дефектів має різний ступінь загрози для безпечної експлуатації ПТ. Під відшарованим покриттям корозійні процеси протікають не так активно, як у випадку наскрізних дефектів, однак виявити відшарування ізоляційного покриття за допомогою сучасних підходів та методик контролю доволі складно.

512



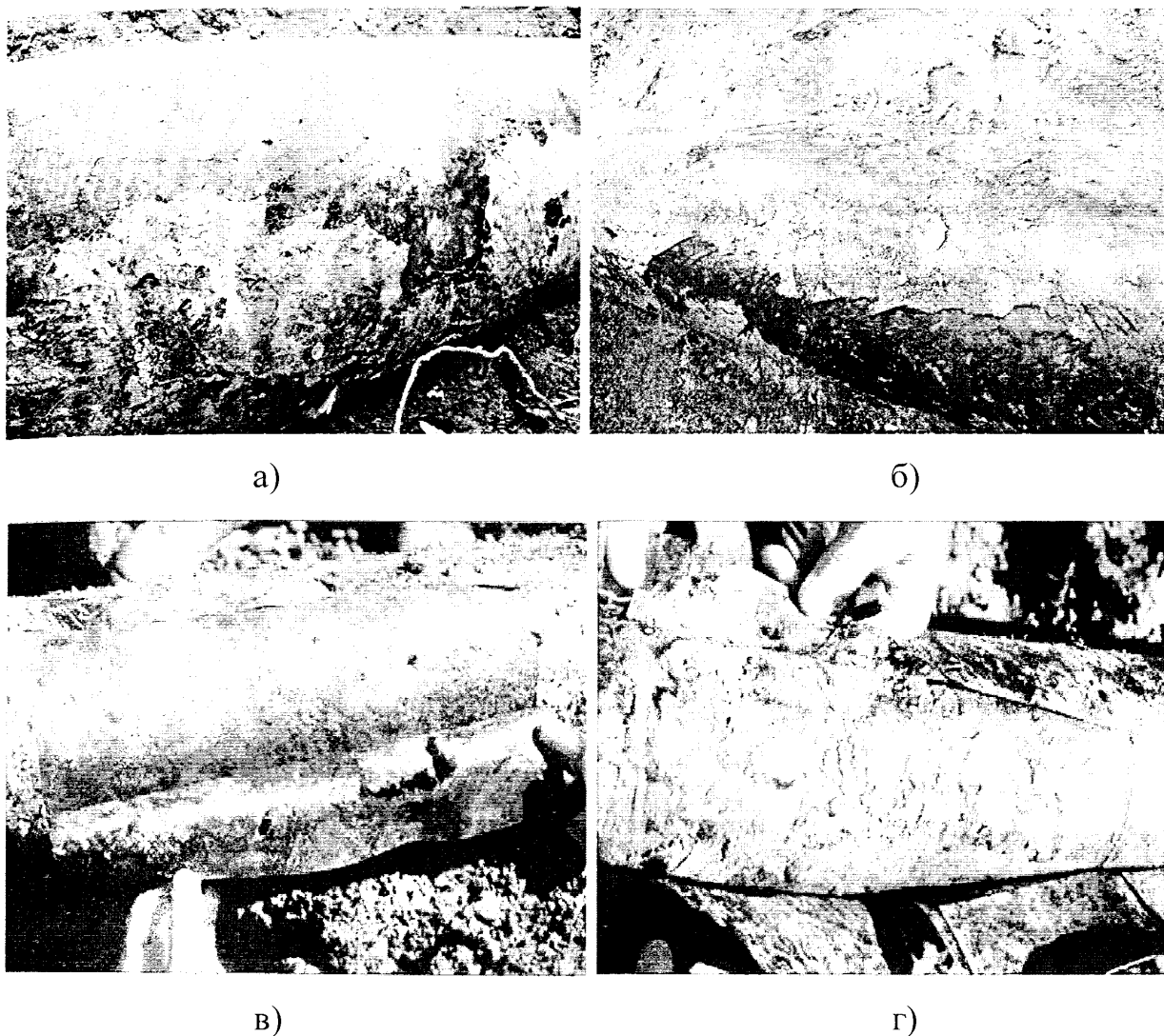


Рисунок 1.2 – Види дефектів ізоляційного покриття ПТ: а), б) – наскрізні пошкодження ізоляції; в), г) – відшарування ізоляційного покриття [12]

У праці [12] подано класифікацію основних вимог до ізоляційного покриття підземних трубопроводів, аналіз факторів, під дією яких може відшаровуватися ізоляція, а також причини розвитку корозійних процесів металу трубопроводів під відшарованим покриттям.

Основні характеристики ізоляційного покриття включають:

- високий електричний опір;
- опір хімічному впливові;
- опір водопроникності;
- прилипання ізоляційного покриття до трубопровідної сталі;

- високу механічну міцність та опір можливому пошкодженню;
- адгезію за наявності катодного впливу.

Велику небезпеку для підземних трубопроводів з плівковою ізоляцією становить катодне відшарування та щілинна підплівкова корозія, яка розвивається в зонах відшарування ізоляції. Такий вид корозії, який порівняно недавно почав розглядатися на вітчизняних трубопроводах, може призвести до дуже серйозних наслідків, оскільки існуючі традиційні електрометричні методи не дозволяють виявити ділянки трубопроводів з відшаруванням ізоляції, уражених підплівковою корозією. З використанням внутрітрубних дефектоскопів, які широко застосовуються на магістральних ділянках трубопроводів, через їх значну вартість та складність практично неможливо перевірити велику кількість магістральних чи технологічних трубопроводів. Крім того, внутрітрубна діагностика дозволяє виявляти тільки вже значно пошкоджені ділянки металу і не здатна виявляти місця із відшаруванням ізоляції та початковий етап розвитку корозійних процесів, коли стан трубопроводу не дійшов до критичного і є можливість своєчасного прийняття відповідних протикорозійних заходів. Недостатньо вивчені також умови зародження цього виду корозії і закономірності його розвитку. Із сказаного вище ясно, що існуючі методи діагностики малоефективні та носять випадковий характер при відшаруваннях ізоляційного покриття та на ранніх стадіях підплівкової корозії [13].

Відшарування ізоляційного покриття, а також, відповідно, розвиток корозійних процесів металу труби під відшарованою ізоляцією може пов'язуватися із наступними факторами [12, 13, 16].

1) Електроосмос. Однією з першопричин зародження і розвитку відшарувань та підплівкової корозії в умовах комплексного протикорозійного захисту є електроосмос. Електроосмос – це рух рідини через капіляри або пори діафрагми, в нашому випадку – ґрунту та ізоляційного покриття, під дією зовнішнього електричного поля. Дане явище виникає під дією струмів катодного захисту за завищених потенціалів і

негативно проявляється в місцях дефектних складок ізоляції або пористої ізоляції, яка втратила первісну адгезію. Ізоляція відшаровується не тільки під електроосмічним напором ґрунтової води. Причиною відшарування також є те, що обсяг продуктів корозії більше обсягу вихідних речовин, внаслідок чого можуть виникати попутні процеси, додатково підсилюючи відшарування плівкового покриття, наприклад виділення водню. Захисного струму під відшарованим покриттям для захисту металу недостатньо, тому повністю зупинити іонізацію атомів металу практично неможливо, в результаті чого починають розвиватися процеси корозії під ізоляційним покриттям в місці його відшарування. Крім того, при відключенні захисного струму ділянки металу в місцях відшарованого покриття є анодними по відношенню до ділянок, які ближче розташовані до каналів проникнення вологи, виникає так звана корозійна макрогальванопара, обумовлена диференціальною аерацією.

2) Проникнення води, абсорбція води. Зі збільшенням швидкості проникнення води буде зростати швидкість корозії під відшарованим покриттям, тим самим сприяючи втраті його адгезійних властивостей у випадку хімічного та механічного впливу.

3) Чутливість до впливу навколишнього середовища. З часом старіння, виникнення крихкості та втрата адгезії погіршують стан ізоляційного покриття, за рахунок чого збільшуються ділянки відшарованої ізоляції.

4) Опір впливу іонів. Хімічному впливу на ізоляційне покриття будуть перш за все сприяти іони водню (H^+) та іони гідроксильної групи (OH^-).

5) Пігментація плівки (пошкодження покриття внаслідок хімічної абсорбції).

6) Електричний опір, від якого залежить підсилення екранування трубопроводів від катодного захисту у випадку відшарування ізоляційного покриття.

Крім того, слід звернути увагу на те, що причинами розвитку відшарувань ізоляційного покриття можуть бути електрохімічні процеси, які

протікають на поверхні металу трубопроводу під ізоляцією (гальваніка, кислота, корозійні елементи, які з'являються в результаті мікробіологічної діяльності) [12].

Ще однією причиною відшаровування ізоляційного покриття підземних трубопроводів може бути вплив геодинамічних та геотехнічних факторів ґрунтового середовища [17-21].

На рисунку 1.3 показано відсоткове співвідношення розподілу кількості корозійних дефектів під відшарованим покриттям за типами ґрунту [16].

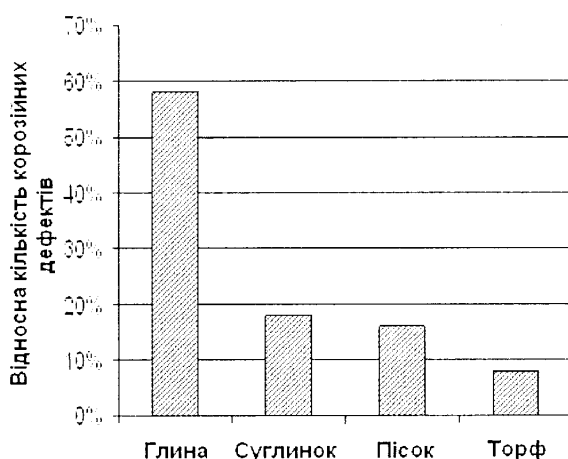


Рисунок 1.3 – Розподіл корозійних дефектів під відшарованим покриттям залежно від типу ґрунту [16]

Найбільша кількість корозійних дефектів з відшарованою ізоляцією спостерігається в глинистих ґрунтах (близько 60%). В'язкі глинисті ґрунти є важкими та липкими у вологому стані та відносно твердими – в сухому. Ефект «стягування» захисного покриття опосередковано підтверджується даними, наведеними на рисунку 1.4, згідно якого близько 60 % випадків корозії під відшарованим захисним покриттям припадають на бокові стінки труби, 30 % – на нижню частину і тільки 10 % на верхню [16].

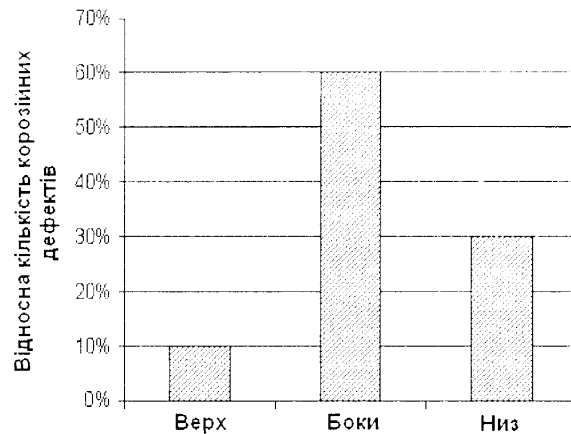


Рисунок 1.4 – Розподіл корозійних дефектів під відшарованим покриттям по периметру труби [16]

Таким чином, можна стверджувати, що дефекти ізоляційного покриття типу відшарування, які мають багато причин для виникнення, є досить небезпечними та потребують виявлення в процесі експлуатації ПТ.

Необхідність виявлення дефектів ізоляційного покриття призводить до пошуку найбільш оптимальних методів і способів контролю та технічного діагностування. Однак, досить часто виникають значні труднощі щодо проведення таких робіт.

1.2 Особливості контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів в умовах технологічних об'єктів нафтогазового комплексу

Особлива складність контролю технічного стану ізоляційного покриття пов'язана із наявністю сторонніх завад – суміжних трубопроводів чи кабельних ліній, які проходять поблизу досліджуваного трубопроводу тощо. Такі випадки характерні для трубопроводів, розміщених на технологічних об'єктах нафтогазового комплексу (ТОНГК), до яких відносимо підземні трубопроводи компресорних, газорозподільних, газовимірювальних, автомобільних газонаповнювальних та нафтоперекачувальних станцій.

Проведення контролю ПТ на території ТОНГК багато в чому залежить від наявної апіорної інформації та інформації, відображеної на планах таких об'єктів (рисунок 1.5).

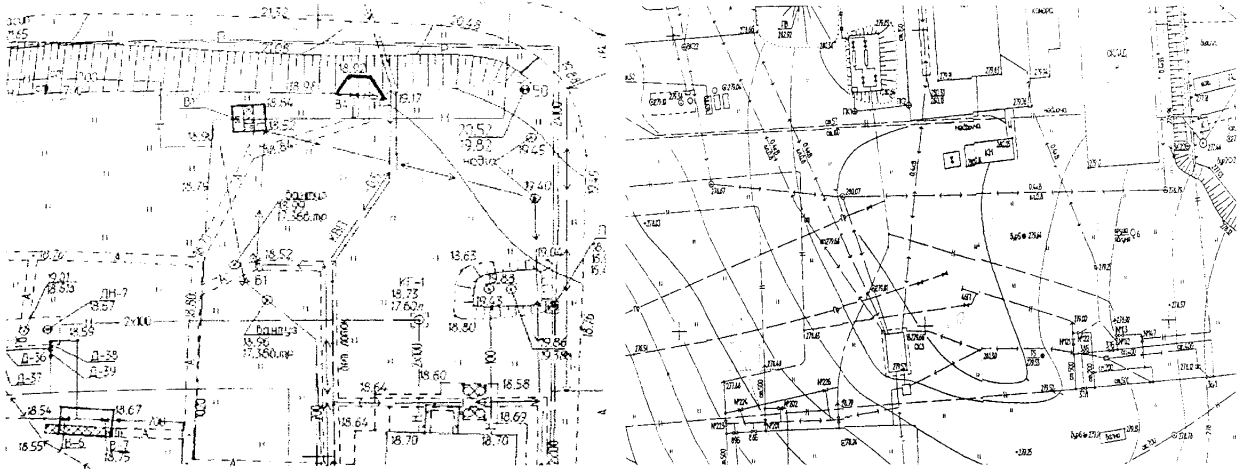


Рисунок 1.5 – Фрагменти планів розміщення комунікацій на території технологічних об'єктів нафтогазового комплексу

Проте, досить часто інформація, відображена на таких планах, не відповідає реальній ситуації на місцевості, що може дезінформувати осіб, які проводять дослідження на території даного об'єкту. Така розбіжність найчастіше пов'язується з тим, що під час експлуатації на ТОНГК відбуваються зміни в конфігурації інженерних мереж, проте ці зміни, зазвичай, своєчасно не наносяться на плани через складність та високу вартість такого процесу.

Таким чином, досить часто виникає проблема не тільки виявлення дефектів ізоляційного покриття ПТ, але і необхідності чіткого знаходження осі та глибини залягання таких трубопровідних мереж з метою подальшого шурфування потенційно небезпечних ділянок з пошкодженнями ізоляції.

Розглянемо основні проблеми, які виникають під час проведення досліджень на території ТОНГК. Насамперед, враховуючи особливості побудови таких об'єктів, на їхній території існують ділянки, на яких можливість контролю зменшується до мінімуму, або контроль є взагалі

неможливим. Крім того, також відчутним є характер розміщення досліджуваних ПТ, що може позначатися на якості інформативного сигналу.

Серед найбільш поширених ділянок ПТ на території ТОНГК, контроль яких є ускладненим, можна виділити наступні [22]:

- ділянки ПТ, розміщених під армованими бетонними плитами або бетонним перекриттями, внаслідок чого створюється екранування даної ділянки (рисунок 1.6,а);

- ділянки з різкою зміною глибини залягання досліджуваного ПТ (рисунок 1.6,б);

- повороти ПТ (рисунок 1.6,в);

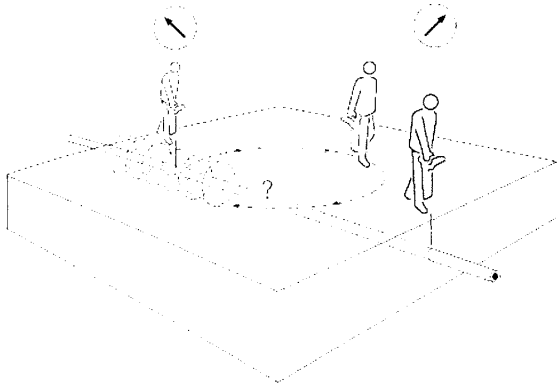
- відводи та трійники (рисунок 1.6,г).

Схематичне зображення ділянки з великою площею бетонного перекриття та її вигляд на місцевості наведено відповідно на рисунках 1.7,а та 1.7,б.

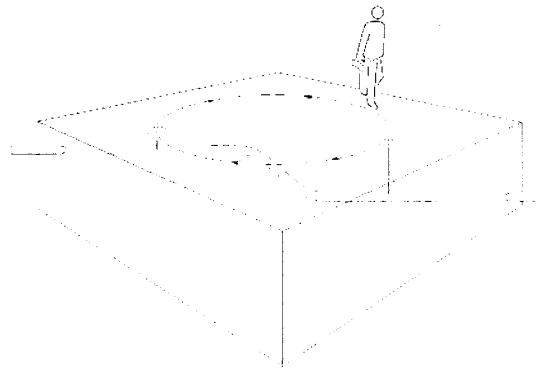
Крім того, складність контролю спостерігається в місцях з наявними паралельними трубопроводами, які проходять поряд з контрольованим.

Ще одними проблемними ділянками контролю ПТ на території ТОНГК є місця, у яких комунікації закінчуються, тобто поблизу заглушок [22]. На таких ділянках сигнал може відчуватися ще на досить великій відстані від самої заглушки за відсутності безпосередньо трубопроводу, що може бути причиною неправильного розуміння отримуваних даних. Схематичне зображення такого випадку наведено на рисунку 1.8.

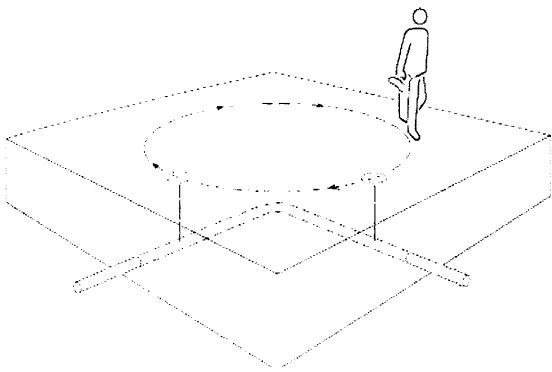
Окрім цього розміщені поряд з контрольованим ПТ підземні та наземні кабельні лінії можуть відчутно впливати на процес досліджень. Схематичне зображення такого випадку та загальний вигляд на місцевості наведено відповідно на рисунках 1.9,а та 1.9,б. Описані вище випадки також унеможливають знаходження точної глибини залягання ПТ.



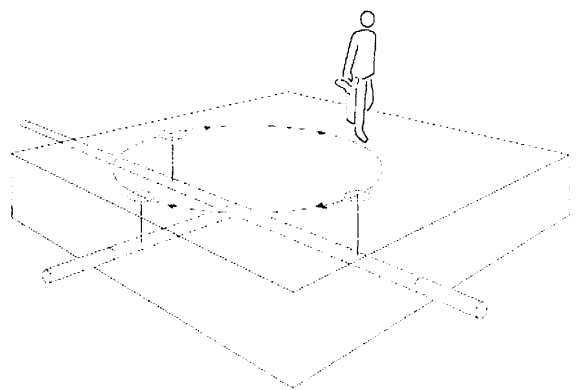
а)



б)

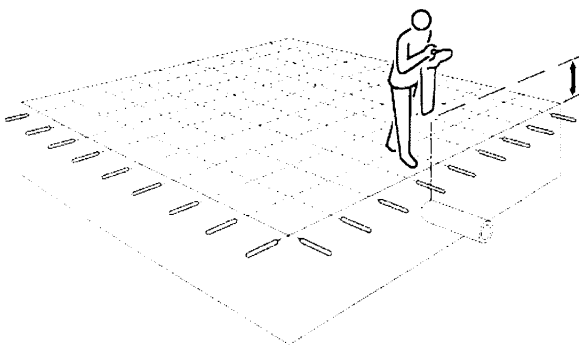


в)

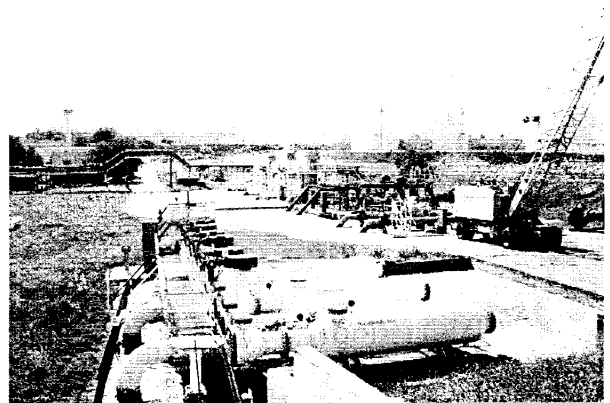


г)

Рисунок 1.6 – Схематичне зображення ділянок ПТ на території ТОНГК: а) – бетонні плити; б) – різка зміна глибини залягання; в) – повороти; г) – відводи, трійники



а)



б)

Рисунок 1.7 – Схематичне зображення (а) та вигляд на місцевості (б) ділянки з бетонним покриттям армованим «металевою сіткою», що створює ефект екранування на даній території

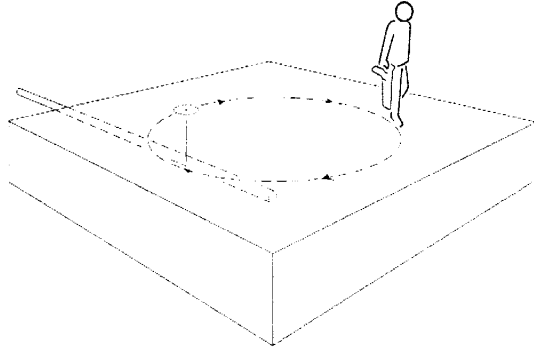


Рисунок 1.8 – Схематичне зображення ділянки із заглушкою підземного трубопроводу

Також значно ускладнити процес обстеження ізоляційного покриття ПТ може наявність великої кількості вологи на території досліджуваного об'єкту. Основні проблеми такого контролю наведено в [23, 24]. На рисунках 1.10,а та 1.10,б наведено вигляд затопленої водою досліджуваної ділянки нафтоперекачувальної станції з наявними підземними нафтопроводами на ній.

Усі подібні випадки зумовлюють необхідність пошуку оптимального підходу до контролю стану ізоляційного покриття ПТ на території ТОНГК.

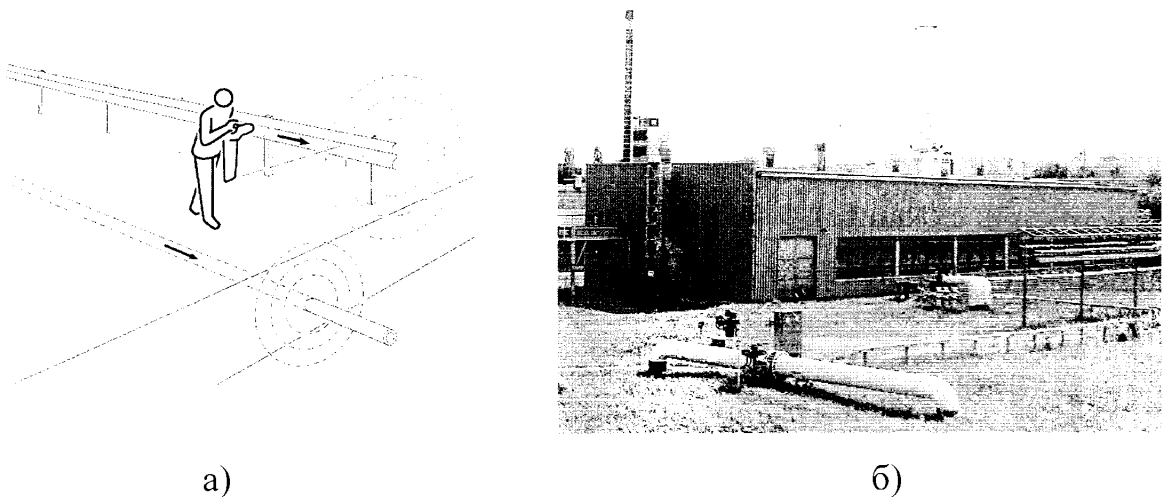


Рисунок 1.9 – Схематичне зображення (а) та загальний вигляд ділянки місцевості (б) з ПТ та кабельними лініями поблизу них

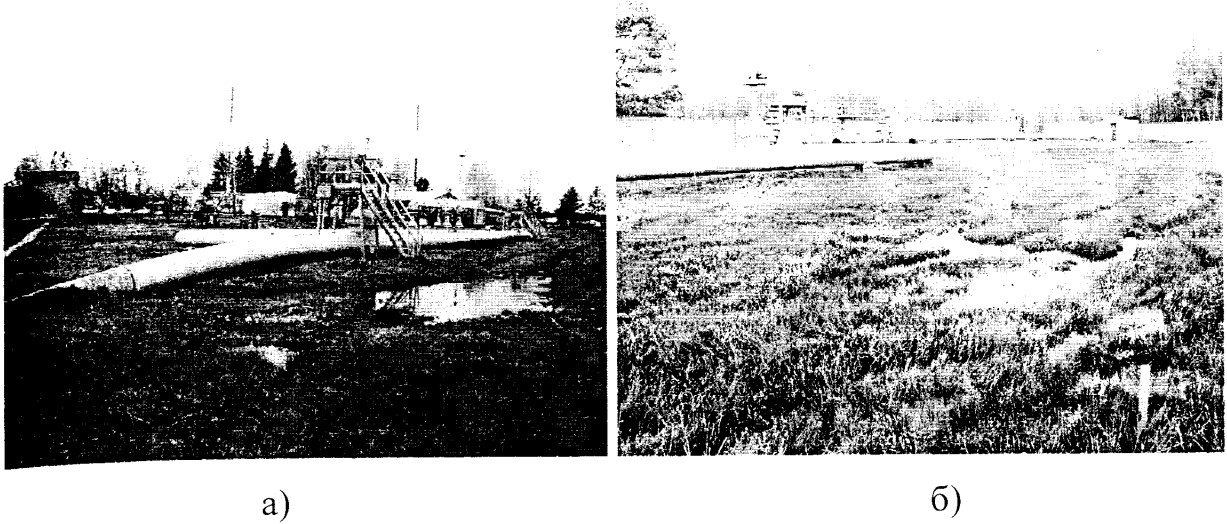


Рисунок 1.10 – Вигляд затопленої водою досліджуваної ділянки нафтоперекачувальної станції з підземними нафтопроводами на ній

1.3 Аналіз відомих методів та засобів контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів

Питаннями контролю технічного стану ізоляційного покриття ІПТ займалось і займається багато вітчизняних та закордонних дослідників і науковців, таких як Джала Р.М., Дикмарова Л.П., Кісіль І.С., Сидоров Б.В., Стрілецький Ю.Й., Яворський А.В., Вербенець Б.Я., Костів Б.В., Мухлинін С.М., Ткаленко М.А., Мартинов С.А., Гарнетт Е.Ф., Трейсі С.Д. та інших, які присвятили цій проблемі значну кількість публікацій [24-38]. Однак, в основному, їхня увага зосереджувалася на підвищенні достовірності та точності контролю технічного стану ізоляційного покриття, пов'язана із виявленням наскрізних пошкоджень ізоляції. В той же час, виявлення відшарувань ізоляційного покриття в даних роботах не розглядалося.

Вивченню питань щодо виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції типу відшарування до останнього часу приділялося досить мало уваги. В зв'язку із цим дослідження з даної проблеми в науково-технічній літературі є малочисельними.

В роботах таких вчених як Allahar K.N., Трейсі С.Д., Келлнер Дж. Д., Розенфельд І.Л., Шамшетдінова Н.К. та ін. висвітлюються питання пов'язані із відшаруванням ізоляційного покриття [12, 16, 39-44]. Однак, основна увага в них зосереджена на оцінках розвитку корозійних процесів під відшарованим покриттям, а також впливу електрохімічного захисту на зниження швидкості таких корозійних процесів, тоді як питання виявлення таких дефектів ізоляції ПТ з поверхні землі в процесі їхньої експлуатації не знайшло вирішення.

З метою оцінювання технічного стану ізоляційного покриття ПТ в процесі їхньої експлуатації на сьогодні використовуються як контактні, так і безконтактні методи контролю [9, 11, 45-51]. Однак, слід зазначити, що наявні нормативні документи України [11] регламентують застосування виключно контактних методів. У зв'язку з цим при обстеженні ізоляції на сьогодні досить часто використовуються саме такі методи контролю.

При проведенні контролю технічного стану ізоляційного покриття ПТ контактними методами передбачається, що контрольні-вимірні пристрої мають контакт з металом трубопроводу у певних точках або з ґрунтом над ними на контрольованій ділянці [52]. До таких методів насамперед належать методи визначення питомого опору ізоляційного покриття та методи вимірювання різниці потенціалів на поверхні ґрунту на ділянці досліджуваного ПТ [52, 53].

Однак, використання контактних методів має значну кількість недоліків, до яких згідно з [53] можна віднести наступні:

- трудомісткість забезпечення надійних контактів електродів з ґрунтом при високому опорі поверхні землі (наприклад, в сухих ґрунтах чи на асфальтованій території);
- обмежений радіус дії (локальний характер контролю);
- залежність сигналу від опору ґрунту (обмежене застосування на ділянках з низьким опором ґрунту – наприклад, на заболочених ділянках місцевості) та глибини залягання досліджуваного трубопроводу;

- необхідність попереднього уточнення місцезнаходження досліджуваного трубопроводу.

Враховуючи наведене, використання контактних методів контролю технічного стану ізоляційного покриття ПТ є практично неможливим при значних змінах електропровідності ґрунту. Це насамперед пов'язано із впливом похибок електричних контактних вимірювань на результати контролю такими методами [53].

Крім того, вимірювання величини різниці потенціалів трубопровід-ґрунт, включаючи методи вимірювання короткими інтервалами, не можуть бути використані для пошуку відшарованих покриттів. Це пов'язано з тим, що оскільки відшароване покриття екранує трубопровід від катодного захисту, то, відповідно, потенціал поверхні труби під таким покриттям не може бути виміряний за допомогою порівняльного електроду, розміщеного над таким трубопроводом [12].

Звідси слідує, що для контролю технічного стану ізоляційного покриття ПТ з метою виявлення дефектів ізоляції слід застосовувати безконтактні методи неруйнівного контролю.

Як відомо, з метою оцінки технічного стану ізоляційного покриття із використанням безконтактних методів неруйнівного контролю, спочатку необхідно знайти положення та глибину залягання досліджуваної комунікації.

На сьогоднішній день основним методом безконтактного визначення положення підземних електропровідних трубопроводів є індукційний (електромагнітний) метод. Такий метод заснований на реєстрації електромагнітного поля, яке виникає навколо шуканої комунікації внаслідок протікання по ній змінного електричного струму. Реєстрація такого поля ведеться оператором з поверхні землі за допомогою трасопошукового приймача. Значення напруженості електромагнітного поля по мірі віддалення від осі ПТ зменшується. Силкові лінії такого поля, які створюються комунікацією, мають вигляд концентричних кіл із центром на осі

комунікації. Таким чином, строго над віссю досліджуваного трубопроводу горизонтальна складова електромагнітного поля має максимальне значення. Використовуючи приймач, що має горизонтально розташований приймальний елемент (антену) можна переміщувати його над поверхнею землі, стежачи за показами приймача – в момент проходження над віссю шуканого ПТ приймач буде давати максимальні значення. На цьому принципі заснований так званий «метод максимуму» [22].

Вертикальна складова поля навпаки, зменшується над віссю комунікації до нуля. Використовуючи приймач з вертикальною антеною, можна реалізувати так званий метод «мінімуму» – при цьому, проходженню над віссю траси будуть відповідати мінімальні значення напруженості електромагнітного поля [22].

Оскільки мінімум зазвичай виражений більш чітко, то даний метод дозволяє локалізувати місце знаходження комунікації значно точніше (на практиці, з точністю до декількох сантиметрів), проте такий метод сильно піддається впливу завад і спотворень поля, а покази приймача на значній відстані від осі траси доволі складно інтерпретувати.

Якщо в приймачі є і вертикальна, і горизонтальна антени, то використовуючи сигнали з обох антен можна визначити з якого боку від оператора знаходиться трубопровід (праворуч або ліворуч) і приблизно визначити напрям на її вісь. Знаючи положення осі комунікації та аналізуючи зміну поля поблизу цієї області, можна визначити глибину залягання комунікації. Існує декілька геометричних методів, які дозволяють, вимірюючи напруженість поля в декількох характерних точках, оцінити глибину залягання комунікації [54-61].

Знаючи глибину залягання комунікації h і величину напруженості електромагнітного поля H_i в точці вимірювання безпосередньо над віссю ПТ за відомими залежностями можна також визначити величину струму I_i , який протікає в стінках досліджуваного трубопроводу [10, 22, 52].

$$H_i = \frac{I_i}{2\pi h}, \quad (1.1)$$

звідки

$$I_i = 2\pi h H_i. \quad (1.2)$$

Основними методами, які використовуються для визначення глибини залягання ПТ, а також для безконтактного вимірювання струму в його стінках, є паралаксний та градієнтний (рисунок 1.11) [10, 31, 55, 59, 61].



Рисунок 1.11 – Методи визначення відстані до ПТ та безконтактних вимірювань струму: а) – паралаксний; б) – градієнтний

Величина струму для трасопошукових завдань зазвичай не несе корисної інформації, проте для задач контролю технічного стану ізоляційного покриття є важлива. Крім того, це важливо у тому випадку, коли кілька комунікацій ідуть паралельно досліджуваній, і, відповідно, змінний струм від генератора, поданий в шукану комунікацію, частково наводиться на сусідні [32, 34, 52, 62-64]. При цьому, хоча величина наведеного сигналу є значно меншою, відрізнити досліджуваний трубопровід від сусіднього за величиною напруженості електромагнітного поля в ряді випадків може виявитися дуже складно. Наприклад, якщо сусідня комунікація йде ближче до поверхні землі, то сигнал від неї може бути вищим, ніж від тієї комунікації, до якої підключений генератор. У цьому випадку вимірювання величини струму дозволяє достовірніше виділити «свою» комунікацію з ряду

паралельних – величина наведеного струму зазвичай істотно нижче, ніж величина первинного струму, і такою величиною можна знехтувати [52, 62].

Для створення струму в шуканому ПТ використовуються трасопошукові генератори. Генератор безпосередньо (проводами) або індукційно (за допомогою рамок або кліщів індукційного зв'язку) підключають до шуканого трубопроводу. З генератора на трубопровід поступає сигнал змінної частоти і навколо цього трубопроводу створюється електромагнітне поле тієї ж частоти. Відповідно, з метою реєстрації сигналу, приймач також повинен бути налаштований на частоту генератора. У ряді випадків виявлення трубопроводу є можливим без використання генератора. Насамперед це може бути пов'язано з тим, що в більшості практичних випадків змінний струм у комунікації вже існує. Так, на труби, що знаходяться під катодним антикорозійним захистом, подається струм від станцій катодного захисту. Це випрямлений пульсуючий струм і його постійну складову важко виміряти на фоні магнітного поля Землі [10]. Проте такий струм одержують шляхом випрямлення мережевої напруги і він містить гармонічні складові, зокрема пульсації з частотою 100 Гц, які можна реєструвати приймачем [58]. Крім того, в землі завжди присутні так звані «блукуючі струми», які викликаються потужними електроустановками з робочим заземленням, лініями електропередач, силовими підстанціями і т. ін. Ці струми частотою 50 Гц (або кратної частоти) мають тенденцію «збиратися» на протяжних електропровідних комунікаціях, що знаходяться в землі. Крім блукаючих струмів, на протяжних підземних електропровідних комунікаціях також збираються різні перешкоди від систем теле- і радіомовлення. Частоти цих перешкод лежать в районі звукових і ближніх ультразвукових частот. Пошук комунікацій без використання генератора називається «пасивним режимом пошуку». Пасивний режим застосовується для виявлення невідомих комунікацій перед проведенням земляних робіт, при трасуванні магістральних трубопроводів і кабелів, при неможливості підключення генератора. Точність і достовірність пошуку в пасивному

режимі зазвичай є нижчою, ніж у випадку використання генераторів змінного струму із заданням вимірювального сигналу на досліджуваний трубопровід [10, 54, 58].

Одним із найбільш важливих факторів при проведенні контролю ізоляції ПТ є вибір робочої частоти [23-36, 65]. При такому виборі необхідно брати до уваги наступні фактори:

1) Чутливість магнітних антен зростає із ростом частоти. На високих частотах приймач дозволяє впевнено знаходити комунікації навіть при невисоких потужностях генератора.

2) Вісь траси більш чітко виділяється при використанні високих частот.

3) Дальність пошуку з ростом частоти зменшується. Це зв'язано з витіканнями частини струму через ємність ізоляції досліджуваного трубопроводу. Наприклад, при використанні частот в декілька десятків кілогерц дальність пошуку може знаходитися в межах кількох сотень метрів, тоді як при низьких робочих частотах (близько 100 Гц) контроль ізоляції можливий на значних відстанях від підключеного джерела струму (декілька кілометрів).

4) Високі частоти мають властивість більше наводитися на сусідні комунікації та протяжні металеві об'єкти (кабелі, арматура, металеві паркани і т. ін.).

5) У випадку індукційного підключення ефективність передачі струму в досліджуваний трубопровід зростає з ростом частоти.

6) Значний вплив можуть мати промислові частоти частотою 50 Гц на робочу (кратну промисловій).

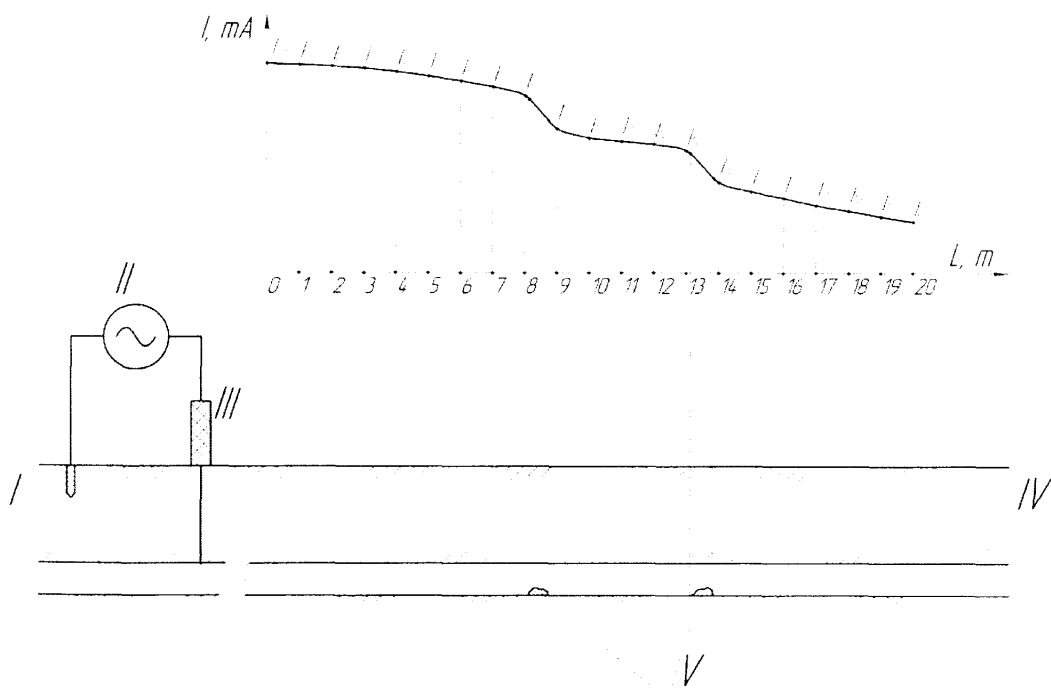
7) Також важливою умовою є необхідність вибору тієї робочої частоти, для якої був би характерний якомога менший рівень фонових завад.

Далі коротко описані безконтактні електромагнітні методи контролю стану ізоляційного покриття ПТ.

1.3.1 Електромагнітний амплітудний метод контролю

Електромагнітний амплітудний метод контролю базується на вимірюванні значення струму в стінках контрольованого підземного трубопроводу та зміни цієї величини (затухання) по мірі віддалення від підключеного генератора вхідного сигналу (рисунок 1.12).

Даний метод контролю реалізований у багатьох технічних засобах, таких як «БІТ-3», «БІТ-К», «КІ-1», «БІТ-КВП», «БКІТ-2», «БВС» (Україна), «АНПИ-А», «ІПК-01», «ІПІТ-2», «ПККИ-200», «Універсал-911», «ПОИСК-210Д-2», «Абрис» (Росія), “С-Scan” (Німеччина), SR-60 (США) [10, 45, 49, 66-78]. Варто відзначити, що більшість із наведених засобів в основному орієнтовані на контроль лінійних ділянок магістральних трубопроводів. Крім того, усі наведені засоби вимірювання амплітуди струму не дають можливості виявляти дефекти ізоляційного покриття типу відшарування.



I – заземлення; II – генератор; III – контрольньо-вимірювальна колонка; IV – досліджуваний трубопровід; V – наскрізні дефекти ізоляційного покриття

Рисунок 1.12 – Вимірювання значень струму в стінках досліджуваного підземного трубопроводу за допомогою амплітудного методу контролю

Затухання струмового сигналу у випадку використання електромагнітного амплітудного методу контролю можна зафіксувати за наявності витікання струму в ґрунт, що спостерігається в місцях контакту металу труби з ґрунтом у наскрізних дефектах ізоляційного покриття. У випадку відшарування ізоляційного покриття отвори в ізоляції, через які електроліт просочується до тіла труби, часто є незначними, що ускладнює виявлення змін струму в трубопроводі [79].

Сучасні методи, а також аналіз безконтактних вимірювань струмів та їх використання для контролю протикорозійного захисту підземних трубопроводів описані в науково-технічних публікаціях [10, 55, 58, 60, 61].

1.3.2 Електромагнітний фазовий метод контролю

Іншим неруйнівним безконтактним електромагнітним методом контролю ізоляції ПТ є фазовий.

В основу електромагнітного фазового методу [10, 56, 80-83] контролю покладено те, що трубопровід представлений довгою лінією [10], яка характеризується розподіленою електричною ємністю, обумовленою наявністю ізоляції, та розподіленою індуктивністю, яка слабо залежить від параметрів трубопроводу. По мірі віддалення від підключеного до трубопроводу генератора змінного струму збільшується затримка розповсюдження сигналу та змінюється зсув фази. Швидкість зміни фази залежить від товщини і стану ізоляційного покриття, що дозволяє робити висновки про його стан. У місцях наскрізних дефектів (еквівалент опору, замкнутого на ґрунт) чи місцях потоншення ізоляції (еквівалент великої електричної ємності, замкнутої на землю) фаза зазнає різкого стрибка.

Для визначення різниці фаз слід використовувати опорний сигнал, отримуваний від генератора, або працювати на декількох частотах одночасно, використовуючи одну з них як опорну [21, 54, 56, 80-83].

На даний час для вимірювання зсуву фаз між двома змінними періодичними коливаннями використовують фазометри [84]. Серед них найбільшого поширення набули цифрові, до яких згідно з [84] відносимо: фазометри співставлення; цифрові миттєвого зсуву фаз; з помножувачем частоти; з ноніусним помножувачем часового інтервалу; цифровий середнього зсуву фаз; широкодіапазонний середнього зсуву фаз із вбудованим мікропроцесором; періодичного порівняння для вимірювання середнього зсуву фаз; з перетворювачем частоти.

Однак застосування наведених технічних засобів до вимірювання зсуву фаз між опорним та вимірювальним сигналом у випадку обстеження стану ізоляції ПТ є недоцільним у зв'язку із необхідністю безпосереднього контакту із струмопровідною комунікацією в точках контролю.

Слід відмітити, що на сьогодні фазовий метод безконтактного контролю на теренах СНД реалізований в апаратурі контролю підземних кабельних ліній виробництва російської компанії «Связьприбор» [80]: «Поиск-310Д-2М» та «Поиск-410».

В європейських державах та у США існують розробки технічних засобів (компанія Radiodetection, Seba Dynatronіс та ін.), в яких для контролю ізоляційного покриття кабельних мереж реалізований електромагнітний фазовий метод контролю [81-83, 85, 86].

Однак наведені технічні засоби [80-83] в основному призначені для контролю лінійних частин магістральних трубопроводів. Слід також відзначити, що для такого контролю використовують значний рознос між точками вимірювання зсуву фази, що не може бути застосовано до ділянок малої довжини, розміщених на території нафтоперекачувальних чи газокompресорних станцій.

Крім того, в літературі [21, 54, 81-83, 85, 86] не дано аналізу фізичних чи технічних основ щодо можливості виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних трубопроводів типу відшарування.

1.3.3 Аналіз існуючої нормативної документації

Аналіз існуючої нормативної документації [11, 87-92] свідчить, що для контролю ізоляційного покриття підземних трубопроводів, в тому числі для контролю ізоляції на території складних ТОНГК в Україні регламентоване проведення тільки контактних методів [11, 87, 88].

Для переважної більшості сучасних технічних засобів безконтактного контролю стану ізоляційного покриття підземних мереж в програмному забезпеченні закладені саме основи електромагнітного амплітудного методу контролю. Крім того, такі ж залежності описані в єдиному на теренах СНД нормативному документі Російської Федерації ВРД 39-1.10-026-2001 [9], який регламентує застосування безконтактних засобів для обстеження ізоляційного покриття підземних трубопроводів [26].

Необхідно також відмітити, що існуючі нормативні документи щодо оцінки стану ізоляційних покриттів регламентують використання сталого кроку між точками вимірювань величини струмового сигналу: не менше 10 метрів для протяжних ділянок і не менше 1 метра для коротких ділянок [9].

У науково-технічній літературі [58, 60] пропонується використовувати крок, при якому різниця вимірів струму більша, ніж похибка вимірювань струму. Інтервали між вимірами струму вибирають залежно від швидкості зміни (зникання) струму вздовж трубопроводу, що, в основному, залежить від стану ізоляції. Найменший інтервал має бути таким, щоб зміна струму на ньому перевищувала похибку визначення цієї зміни струму. При малих змінах струму вздовж трубопроводу (з доброю ізоляцією) інтервал збільшують. Для деталізації у випадку великих змін струму (для уточнення місць та меж ділянок із пошкодженою ізоляцією) інтервал зменшують до значень порядку глибини залягання трубопроводу [59, 60].

1.4 Характерні особливості дефектів типу відшарування ізоляційного покриття підземних трубопроводів

На сьогодні дефекти ізоляційного покриття типу відшарування ізоляції несуть суттєву загрозу безпечній експлуатації трубопровідних мереж. Несвочасне виявлення таких дефектів спричиняє активне протікання корозійних процесів під відшарованою ізоляцією.

Результати шурфувань на території складних ТОНГК, внаслідок яких були виявлені відшарування ізоляційного покриття наведені на рисунках 1.13 – 1.15 [93].

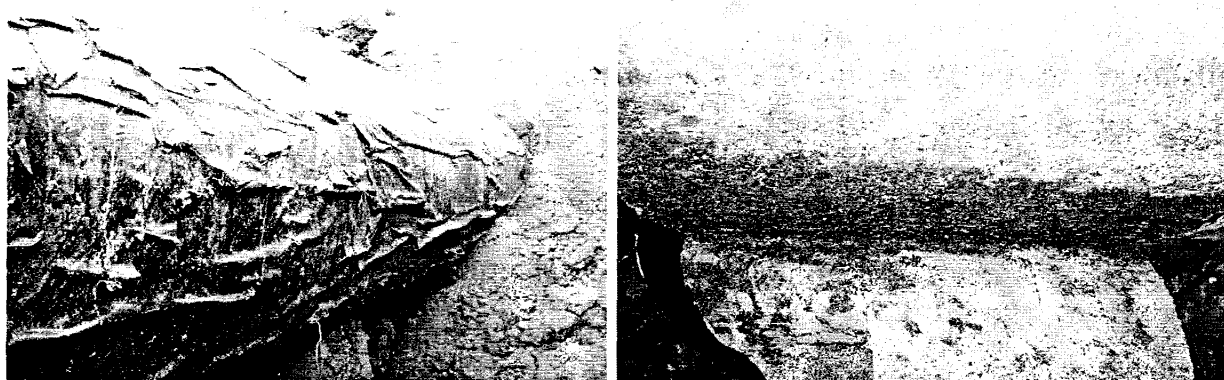


Рисунок 1.13 – Приклади відшарувань ізоляційного покриття на території компресорної станції КС-1 «Луганськ»

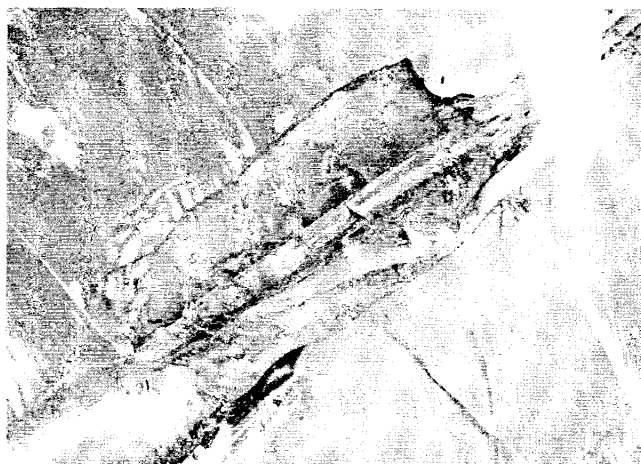


Рисунок 1.14 – Приклад відшарувань ізоляційного покриття на компресорній станції КС «Росоп»

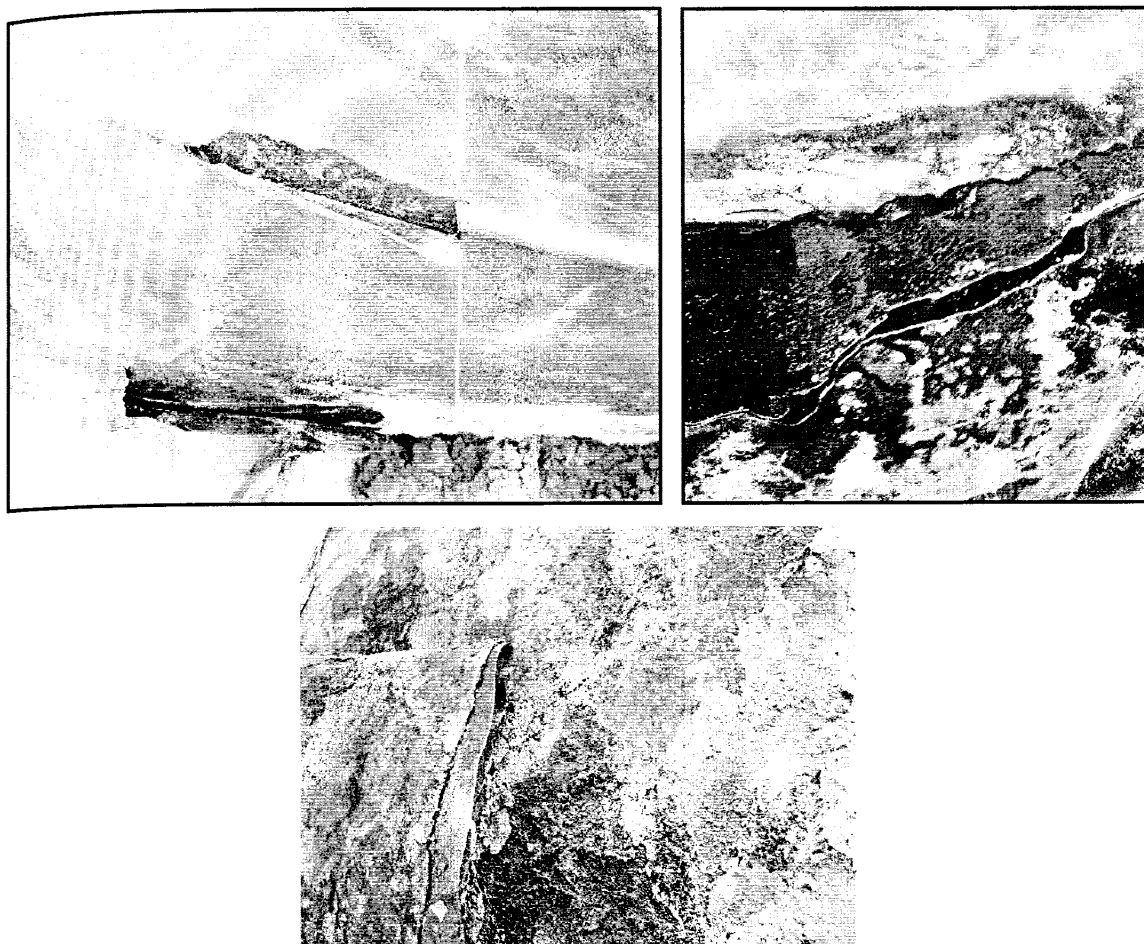


Рисунок 1.15 – Приклад відшарувань ізоляційного покриття на магістральному газопроводі Курськ-Київ

Як видно з наведених рисунків, площа відшарування плівкового покриття на вибраних ділянках ПТ є достатньо значною, що свідчить про велику площу таких дефектів ізоляції.

Слід звернути увагу на те, що здатність відшаровуватися є найбільш характерною саме для плівкового ізоляційного покриття. В той же час, наприклад, на бітумному покритті можуть утворюватися тріщини або така ізоляція може кришитися (рисунок 1.16) [93].

Враховуючи, що для більшості ПТ (70-75 % від загальної кількості) використовується саме плівкова ізоляція [10], то питання своєчасного пошуку відшарувань ізоляційного покриття та, відповідно, раннього моніторингу корозійно небезпечних ділянок таких трубопроводів є надзвичайно актуальною на сьогодні.

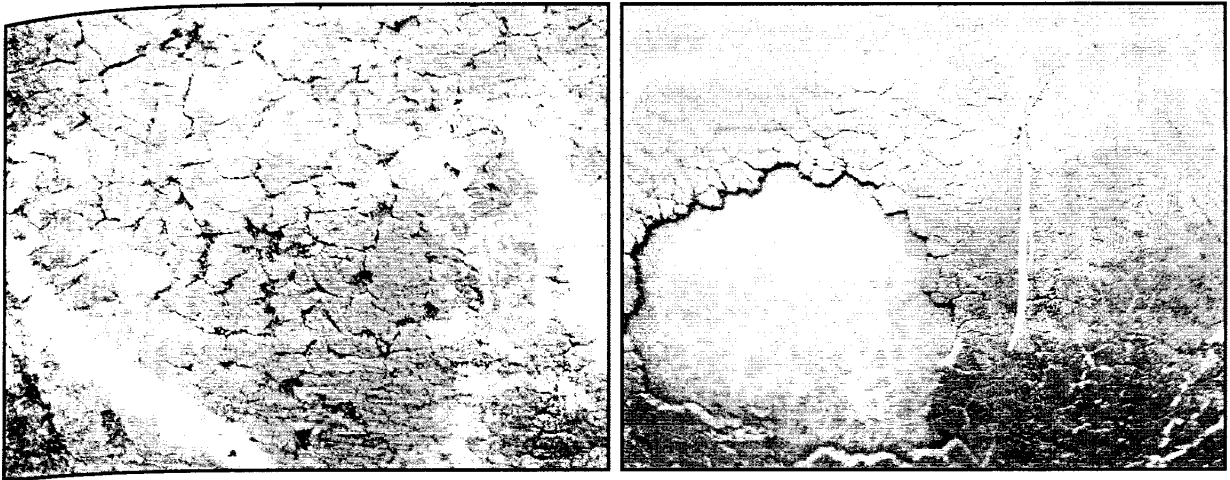


Рисунок 1.16 – Руйнування бітумного ізоляційного покриття на магістральному газопроводі «Південний Промінь»

Як було відзначено раніше, у випадку наявності відшарувань ізоляційного покриття неможливо зафіксувати значні затушення значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу. Це насамперед пов'язано із відсутністю чіткого контакту між металом труби та ґрунтовим електролітом в місці такого дефекту. Виявити такі пошкоджені ділянки можна тільки у випадку підняття ґрунтових вод вище рівня залягання досліджуваного підземного трубопроводу та, відповідно, вище наявного дефекту [15].

1.5 Вибір та обґрунтування напрямку досліджень

Проведений аналіз існуючих методів та технічних засобів для контролю технічного стану ізоляційного покриття ПТ показав, що:

- 1) сучасні методи неруйнівного контролю дозволяють з достатньою точністю виявляти наскрізні пошкодження ізоляційного покриття ПТ, в той же час виявлення дефектів ізоляції типу відшарування є значно утрудненим;
- 2) значні труднощі при проведенні контролю технічного стану ізоляційного покриття ПТ можуть виникати на ділянках, які розміщуються на території ТОНГК;

3) на даний час не існує єдиної методики чи підходу до ідентифікації за видами дефектів ізоляційного покриття ПТ з поверхні землі;

4) до найбільш перспективних методів контролю слід віднести електромагнітні амплітудний та фазовий методи.

Таким чином, метою роботи є удосконалення електромагнітних методів контролю та ідентифікації виду дефекту ізоляційного покриття ПТ (наскрізний дефект або відшарування ізоляції) на основі застосування комплексу вимірювальних величин – значення змін струму в стінках досліджуваного трубопроводу та питомої зміни зсуву фази цього струму.

Основними завданнями дисертаційної роботи є:

1) розроблення теоретичних основ щодо удосконалення електромагнітного фазового методу контролю з метою встановлення аналітичних залежностей зміни зсуву фази у випадку наявності дефектів ізоляційного покриття типу наскрізного пошкодження та відшарування;

2) розроблення експериментального взірця інформаційно-вимірювальної системи (ІВС) із можливістю реалізації в ньому електромагнітного амплітудного і фазового методів контролю та проведення експериментальних досліджень на спеціальному навчально-науковому полігоні;

3) розроблення методики контролю технічного стану ізоляційного покриття ПТ на території ТОНГК;

4) проведення промислової апробації розробленої методики та експериментального взірця ІВС для контролю стану ізоляційного покриття ПТ.

Основні наукові результати проведеного аналізу, поданого в розділі, опубліковані в працях автора [15, 79, 94-97].

РОЗДІЛ 2

ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАСТОСУВАННЯ ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ФАЗОВОГО МЕТОДУ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ІЗОЛЯЦІЙНОГО ПОКРИТТЯ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

З метою розроблення удосконаленої методики контролю технічного стану ізоляційного покриття ПТ із можливістю виявлення дефектів ізоляції типу відшарування, а також з метою підвищення достовірності такого контролю, необхідно провести теоретичні дослідження щодо обґрунтування вибору основного інформативного параметру, який визначатиме наявність таких дефектів ізоляції.

Для цього необхідно розглянути характерні особливості зміни параметрів ізоляційного покриття у випадку виникнення дефектів ПТ типу відшарування ізоляції.

Як було відзначено раніше, у випадку наявності відшарувань ізоляційного покриття неможливо зафіксувати значні затухання величини струму в стінках досліджуваного трубопроводу. Це насамперед пов'язано із відсутністю чіткого контакту між металом труби та ґрунтовим електролітом в місці такого дефекту. Виявити такі пошкоджені ділянки можна тільки у випадку підняття ґрунтових вод вище рівня залягання досліджуваного ПТ та, відповідно, вище наявного дефекту [15].

Враховуючи, що внаслідок виникнення відшарувань ізоляційного покриття змінюються електричні характеристики ізоляції, а також те, що зсув фази виникає за рахунок зміни електричних параметрів розміщеного в ґрунті ізольованого трубопроводу, доцільно розглянути для удосконалення саме електромагнітний фазовий метод контролю.

Для досягнення поставленої мети проведено комплекс теоретичних досліджень щодо оцінки взаємозв'язку зсуву фази із технічним станом

ізоляційного покриття ПТ, а також безпосередньо оцінено вплив відшарування ізоляції на зміну даного інформативного параметру. З цією метою, розглянуто ділянку підземного ізольованого трубопроводу із дефектом ізоляційного покриття на основі оцінювання його електричних параметрів.

2.1 Моделювання дефекту типу відшарування ізоляційного покриття в електричній схемі заміщення ділянки підземного трубопроводу

Згідно аналізу літературних джерел та практичного досвіду можна виділити два основні варіанти відшарувань ізоляційного покриття [44]: звичайне відшарування ізоляції (так зване «чисте» відшарування) та відшарування ізоляції з електролітичним шаром. Такий електролітичний шар може бути пов'язаним як і з відшаруванням металу трубопроводу, так і з наявністю корозійно активних речовин під ізоляційним покриттям (тобто, в цьому випадку маємо активний розвиток корозійних процесів, що становить суттєву загрозу). Відшарування ізоляції з електролітичним шаром зазвичай є наслідком першого варіанту відшарування.

Доцільно розглянути модель такого дефекту та оцінити його вплив на електричні характеристики ізоляційного покриття ПТ.

На рисунках 2.1 та 2.2 наведено схематичне зображення відшарувань ізоляційного покриття від металевого трубопроводу: випадок звичайного («чистого») відшарування та відшарування ізоляції з електролітичним шаром, відповідно.

Крім того, варто відзначити можливі види відшарування ізоляції відносно периметру трубопроводу. До таких видів можна віднести «площинні» та «циліндричні» відшарування ізоляційного покриття.

«Площинні» відшарування характеризуються тим, що утворюються шляхом незначного впливу ґрунтового середовища на ізоляційне покриття, внаслідок чого відбувається здупання ізоляції на невеликій за площею, однак

на протяжній по відстані ділянці. На рисунку 2.3 наведено вигляд фізичної моделі «площинного» відшарування.

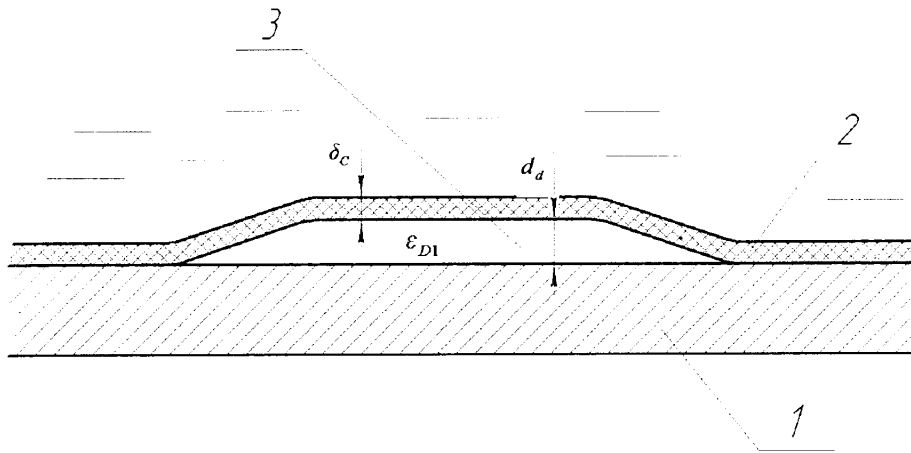


Рисунок 2.1 – Схематичне зображення «чистого» відшарування ізоляційного покриття від металу труби: 1 – метал, 2 – ізоляційне покриття, 3 – «чисте» відшарування, d_d – товщина відшарування ізоляції, δ_c – товщина ізоляційного покриття, ϵ_{D1} – діелектрична проникність середовища в місці відшарування (повітря)

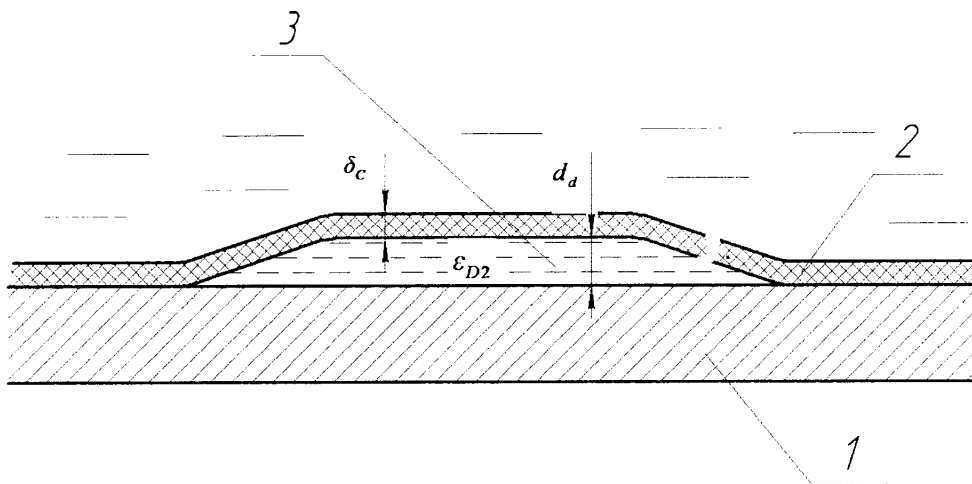
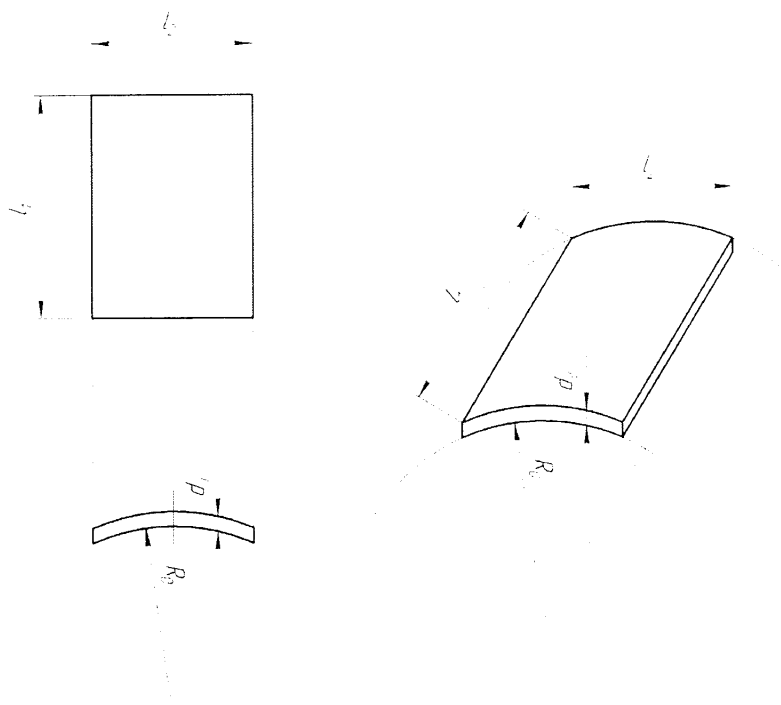


Рисунок 2.2 – Схематичне зображення відшарування ізоляційного покриття з електролітичним шаром: 1 – метал, 2 – ізоляційне покриття, 3 – відшарування, d_d – товщина відшарування ізоляції, δ_c – товщина ізоляційного покриття, ϵ_{D2} – діелектрична проникність середовища в місці відшарування (грунт, вода)



l_1, l_2 – геометричні параметри відшарування (ширина та довжина, відповідно); d_0 – товщина відшарування ізоляції; R_0 – радіус кривизни відшарування (внутрішній радіус трубопроводу)

Рисунок 2.3 – Схематичне зображення фізичної моделі відшарування ізоляційного покриття

«Циліндричне» відшарування характеризується наявністю відклесного ізоляційного покриття на більшій частині окружності ПТ. Ізоляція в такому випадку може мати контакт з металом трубопроводу, однак її основні захисні властивості будуть втрачені. Такий варіант відшарування також можна описати як наявність значної кількості «площинних» відшарувань по всій окружності ПТ на певній ділянці.

Таким чином необхідно оцінити вплив наявності таких дефектів на параметри ізоляційного покриття.

Теоретичні основи, які використовуються при розробці методики з інтегральної оцінки технічного стану ізоляційного покриття ПТ на змінному струмі полягають в тому, що трубопровід подається у вигляді коаксіальної

електричної лінії з витокami струму в ізоляційному покритті. При цьому внутрішнім провідником такої коаксіальної лінії є труба, а зовнішнім провідником – оточуючий ґрунт.

В [26] наведені основи застосування електромагнітного фазового методу для контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів. На відміну від амплітудного, використання такого методу дозволяє виявляти високоомні пошкодження ізоляційного покриття.

Враховуючи положення, викладені в [26, 98], можна стверджувати, що величина фази та її зміна під час проведення вимірювань не залежить від величини амплітуди прийнятого сигналу, а залежить від електричних параметрів досліджуваного ПТ, електричних параметрів його ізоляційного покриття для заданої частоти сигналу та параметрів оточуючого ґрунтового середовища.

З метою вирішення поставленої проблеми – пошуку місць відшарувань ізоляційного покриття підземних трубопроводів – необхідно більш детально розглянути електричні параметри розміщеного в ґрунті досліджуваного трубопроводу, а також природу дефектів ізоляційного покриття типу відшарування.

2.1.1 Еквівалентна електрична схема заміщення ділянки підземного ізольованого трубопроводу

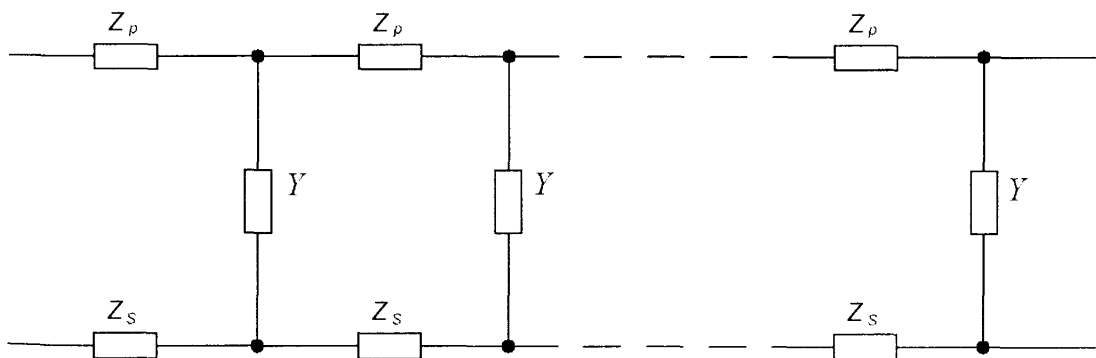
На даний час з метою оцінки зміни електричних параметрів підземного ізольованого трубопроводу у випадку наявності дефектів ізоляції розглядають електродинамічні моделі ділянки трубопроводів [10, 24, 99], а також еквівалентні електричні схеми заміщення [10, 98, 100].

Враховуючи, що ПТ можна розглядати як однорідну систему із розподіленими параметрами у випадку протікання по ньому змінного струму, то ділянку такого трубопроводу можна представити у вигляді еквівалентної електричної схеми заміщення. З метою оцінки впливу електричних

параметрів на зміну величини фази спершу необхідно представити еквівалентну схему заміщення ділянки ізолюваного підземного трубопроводу у вигляді однорідної лінії з наступними розподіленими параметрами (рисунок 2.4) [10, 35, 53, 98, 100, 101]:

- поздовжній опір трубопроводу Z_p ;
- поздовжній опір ґрунту вздовж трубопроводу Z_s ;
- поперечна провідність трубопровідної лінії Y , визначеними для якої є параметри ізоляційного покриття, електричної ємності між трубопроводом і ґрунтом та зовнішньої індуктивності, що визначається магнітним потоком між трубопроводом та ґрунтом; ці параметри описуються перехідним опором $Z_c = Y^{-1}$.

Для встановлення можливостей використання електромагнітного фазового методу контролю для виявлення відшарувань ізоляційного покриття необхідно провести детальний аналіз кожного із розподілених параметрів еквівалентної схеми, зображеної на рисунку 2.4, який повинен включати розділення цих параметрів на активні та реактивні складові.



Z_p – поздовжній опір трубопроводу; Z_s – поздовжній опір ґрунту вздовж трубопроводу; Y – поперечна провідність

Рисунок 2.4 – Еквівалентна схема ізолюваного підземного трубопроводу, як лінії з розподіленими параметрами

2.1.2 Оцінювання параметрів перехідного опору в місці відшарування ізоляції

Розглянемо ділянку ПТ із двома видами відшарувань ізоляційного покриття. Для цього оцінимо електричні параметри перехідного опору в місці таких дефектів.

Для «чистого» відшарування (рисунок 2.1) доцільно розглянути плоский конденсатор, між обкладками якого є два шари діелектриків (ізоляційне покриття та безпосередньо відшарування) з діелектричними проникностями ϵ (відносна діелектрична проникність ізоляційного покриття) та ϵ_{D1} (відносна діелектрична проникність середовища (відшарування) між металом трубопроводу та ізоляційним покриттям). Схема такого конденсатора наведена на рисунку 2.5.

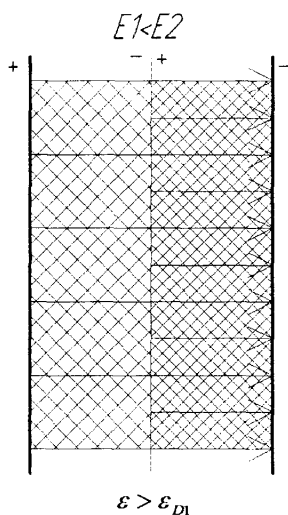


Рисунок 2.5 – Схема конденсатора з двома шарами різнорідних діелектриків

Значення і напрям вектора напруженості електричного поля на межі поділу діелектриків змінюються тим більше, чим більше відрізняються їхні діелектричні проникності [102].

На основі теореми Гауса напишемо вирази для електричного зміщення в діелектриках (для рисунку 2.5) [102]:

$$\varepsilon_0 \cdot \varepsilon \cdot E_1 S = D_1 S = Q_0 = \sigma S \quad (2.1)$$

$$\varepsilon_0 \cdot \varepsilon_{D1} \cdot E_2 S = D_2 S = Q_0 = \sigma S \quad (2.2)$$

де ε – відносна діелектрична проникність ізоляційного покриття; ε_{D1} – відносна діелектрична проникність середовища (відшарування) між металом трубопроводу та ізоляційним покриттям; E_1 , E_2 – напруженості електричного поля на границі двох діелектриків; D_1 , D_2 – електричне зміщення в двох діелектриках; Q_0 – заряд конденсатора; σ – поверхнева густина заряду обкладок конденсатора; S – площа обкладок конденсатора.

Як видно, при напрямі поля, перпендикулярному до площини поділу діелектриків, електричне зміщення в обох діелектриках однакове: чисельно воно дорівнює поверхневій густині заряду обкладок конденсатора:

$$D_1 = D_2 = \sigma \quad (2.3)$$

Напруженість поля в обох діелектриках неоднакова [102]:

$$\varepsilon_0 \varepsilon E_1 = \varepsilon_0 \varepsilon_{D1} E_2 \quad (2.4)$$

або

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{\varepsilon_{D1}}{\varepsilon} \quad (2.5)$$

Напруженість поля більша в діелектрику з меншою діелектричною проникністю.

Стрибкоподібна зміна напруженості поля на межі поділу двох діелектриків, які мають різні діелектричні проникності, фізично пояснюється тим, що внаслідок різної поляризації діелектриків на межі утворюється надлишковий зв'язаний заряд, густиною [102]:

$$\sigma_{зв.} = P_2 - P_1 \quad (2.6)$$

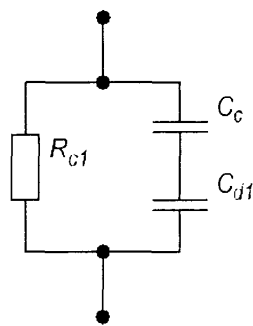
де P_1 , P_2 – поляризація діелектриків.

Це призводить до посилення поля в одному діелектрику і послаблення в іншому.

Наявність заряду на межі поділу діелектриків дає підставу вважати, що конденсатор з двома або кількома шарами складено з двох або кількох конденсаторів [102].

Таким чином, ділянку перехідного опору із наявним відшаруванням ізоляційного покриття можна розглядати як послідовне з'єднання двох конденсаторів. В нашому випадку варто додатково ввести параметр ємності відшарування (дана ємність фізично утворюється між металом трубопроводу та відшарованим покриттям).

Отже, враховуючи наявність також активної складової перехідного опору – опору ізоляційного покриття, ланка перехідного опору труба – земля матиме вигляд, наведений на рисунку 2.6.



R_{c1} , C_c – опір та ємність ізоляційного покриття в місці дефекту;

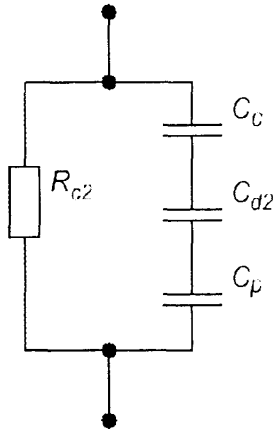
C_{d1} – ємність відшарування ізоляції

Рисунок 2.6 – Ланка перехідного опору труба – земля в електричній схемі заміщення ділянки ПТ у випадку наявності «чистого» відшарування ізоляційного покриття

Розглянемо інший варіант відшарування ізоляційного покриття, наведений на рисунку 2.2. У випадку наявності додаткового електролітичного шару в місці відшарування потрібно розглядати випадок із наявністю невеликих отворів у ізоляційному покритті, через які можуть проникати корозійно активні речовини.

В цьому випадку, доцільно розглядати ділянку, в якій міститься не тільки дефект відшарування, але і ділянку поблизу наявного дефекту. Також

необхідно врахувати наявність додаткового шару на границі метал-електроліт (в місці контакту корозійного середовища з металом труби під відшарованою ізоляцією). Відповідно до цього, схема ланки перехідного опору в місці відшарування матиме вигляд, наведений на рисунку 2.7.



R_{c2} , C_c – опір та ємність ізоляційного покриття в місці дефекту;

C_{d2} – ємність відшарування ізоляції;

C_p – поляризаційна ємність на границі метал – шар електроліту

Рисунок 2.7 – Ланка перехідного опору труба – земля в електричній схемі заміщення ділянки ПТ у випадку наявності відшарування ізоляційного покриття з електролітичним шаром

Розглянемо електричні параметри, наведені в ланках перехідного опору (рисунки 2.6 та 2.7).

В схемі, наведеній на рисунку 2.7, маємо параметр опору ізоляційного покриття в місці дефекту, який складається з трьох послідовних опорів: опір ізоляції, опір електролітичного шару під відшарованим покриттям та опір поляризації на границі метал труби – електролітичний шар. Враховуючи те, що останні два опори у порівнянні з опором ізоляції є незначними, то, в нашому випадку, ними можна знехтувати.

Для отримання єдиної схеми ланки заміщення для різних видів відшарувань доцільно використати єдиний параметр ємності дефекту C_D ,

який залежно від виду відшарування описуватиметься наступними залежностями:

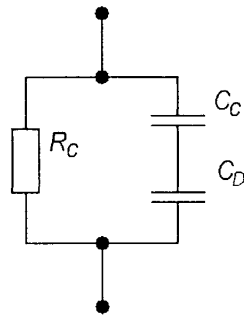
$$C_D = C_{d1} \quad (2.7)$$

або

$$C_D = \frac{C_{d2} \cdot C_P}{C_{d2} + C_P} \quad (2.8)$$

відповідно для «чистого» відшарування (рисунок 2.6, залежність 2.7) та для відшарування з електролітичним шаром (рисунок 2.7, залежність 2.8).

Таким чином, ланка перехідного опору при наявності відшарування ізоляції матиме вигляд, наведений на рисунку 2.8.



R_C , C_C – опір та ємність ізоляційного покриття;

C_D – ємність відшарування ізоляції

Рисунок 2.8 – Ланка перехідного опору труба – земля в електричній схемі заміщення ділянки підземного трубопроводу у випадку наявності відшарування ізоляційного покриття

З метою оцінювання параметра ємності відшарування доцільно розглянути два варіанти дефекту в місці відшарованої ізоляції, а саме: «площинне» та «циліндричне» відшарування. Відповідно до наявного виду відшарування можна оцінювати параметр його ємності.

Таким чином, можна зробити висновок, що ємність відшарування ізоляції можна наближено представити як ємність плоского конденсатора з відстанню між електродами рівною відстані між металом трубопроводу і шаром ізоляційного покриття (у випадку «площинного» відшарування).

Таким чином, для розрахунку параметра C_{di} , $i=1,2$, використовуємо наступну рівність:

$$C_{di} = \frac{\varepsilon_{di} \varepsilon_0 S_{di}}{d_{di}}, \quad (2.9)$$

де ε_{di} – відносна діелектрична проникність середовища (між металом трубопроводу та ізоляційним покриттям); $\varepsilon_0 = 8.85 \cdot 10^{-12}$, Ф/м – електрична постійна; S_{di} – площа відшарованого покриття, м² (з урахуванням радіусу кривизни – радіусу трубопроводу); d_{di} – відстань між металом трубопроводу та відшарованим покриттям (товщина відшарування), м.

Рівність (2.9) буде справедливою для «плоских» повздовжніх відшарувань ізоляційного покриття. У випадку ж наявності відшарування по всьому периметру трубопроводу («циліндричного»), ємність такого дефекту можна описати як ємність циліндричного конденсатора:

$$C_{di} = \frac{2\pi\varepsilon_{di}\varepsilon_0 l}{\ln(D_c / D)} \quad (2.10),$$

де l – довжина «циліндричного» відшарування, м; D – зовнішній діаметр досліджуваного підземного трубопроводу, м; D_c – діаметр циліндра – трубопроводу з відшарованим ізоляційним покриттям, м.

Таким чином, з використанням формул (2.9) та (2.10) можна описати параметр ємності дефекту в місці відшарування ізоляційного покриття ПГ.

2.1.3 Вплив подвійного електричного шару на границі метал-електроліт у місцях відшарувань ізоляційного покриття

Подвійний електричний шар на границі метал-електроліт, який характеризується поляризаційним опором та поляризаційною ємністю утворюється у випадку наявності безпосереднього контакту між металом трубопроводу та електролітичним шаром ґрунту чи іншого електролітичного середовища [103].

Тому для двох варіантів відшарувань можна привести наступні положення:

- при «чистому» відшаруванні – поляризаційні електричні параметри відсутні, оскільки відсутній подвійний електролітичний шар внаслідок відсутності чіткого контакту металу трубопроводу із електролітом;
- у випадку відшарування з електролітичним шаром – матимемо додаткову поляризаційну ємність, яка включатиме ємність подвійного електричного шару на границі метал-електроліт [103].

2.1.4 Оцінювання ємності дефекту ізоляції при різних геометричних та електричних параметрах наявного відшарування

З метою оцінювання основного параметру – ємності дефекту C_D – необхідно промодельювати вплив геометричних параметрів та параметрів наявного додаткового електролітичного шару згідно із залежностями (2.7) – (2.10).

Для випадку площинного або циліндричного «чистого» відшарування ємність дефекту буде відповідно рівною:

$$C_D = \frac{\varepsilon_{d1} \varepsilon_0 S_d}{d_d} \quad (2.9a)$$

або

$$C_D = \frac{2\pi \varepsilon_{d1} \varepsilon_0 l}{\ln(D_c / D)} \quad (2.10a)$$

Підставляючи в дані залежності геометричні параметри відшарування можна отримати значення ємності такого дефекту.

Частину результатів розрахунку ємності дефекту (для «чистого» відшарування) наведено в додатку А.

Для випадку площинного або циліндричного відшарування із наявним електролітичним шаром ємність дефекту обчислюватиметься згідно

$$C_D = \frac{\varepsilon_{d2}\varepsilon_0 S_d C_p}{\frac{d_d}{\varepsilon_{d2}\varepsilon_0 S_d} + C_p} = \frac{\varepsilon_{d2}\varepsilon_0 S_d C_p}{\varepsilon_{d2}\varepsilon_0 S_d + d_d C_p} \quad (2.96)$$

або

$$C_D = \frac{\frac{2\pi\varepsilon_{d2}\varepsilon_0 l C_p}{\ln(D_c / D)}}{\frac{2\pi\varepsilon_{d2}\varepsilon_0 l}{\ln(D_c / D)} + C_p} = \frac{2\pi\varepsilon_{d2}\varepsilon_0 l C_p}{2\pi\varepsilon_{d2}\varepsilon_0 l + C_p \ln(D_c / D)} \quad (2.106)$$

Поляризаційна ємність розраховуватиметься згідно:

$$C_p = C_2 S,$$

де S – площа дефекту ізоляції, який контактує з металом труби; C_2 – питома ємність подвійного електричного шару на границі метал-електроліт [103].

Частину результатів розрахунку ємності дефекту (для відшарування з електролітичним шаром) наведено в додатку А.

2.2 Оцінка взаємозв'язку зсуву фази із технічним станом ізоляційного покриття підземних трубопроводів

Розглянемо випадок відшарування ізоляції із наявністю корозійно активних речовин під ізоляційним покриттям, що становить значну загрозу для металу трубопроводу та є першопричиною активного розвитку корозійних процесів, а також випадок наявного «чистого» відшарування.

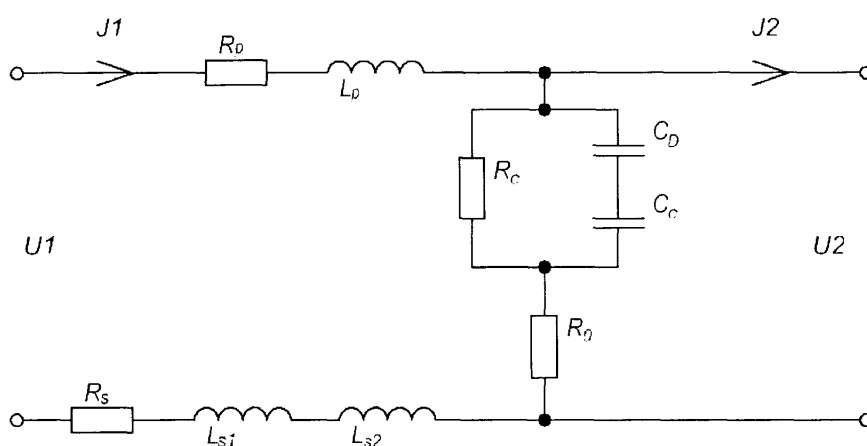
На рисунку 2.9 наведена спрощена еквівалентна електрична схема заміщення ділянки ПТ із відшаруванням ізоляції, яка відрізняється тим, що в даному випадку ми представляємо контрольовану ділянку у вигляді повздовжніх опорів та поперечної провідності із додатковим врахуванням параметрів оточуючого досліджуваній трубопроводі ґрунту.

Повздовжні параметри схеми, наведеної на рисунку 2.9, враховуючи розрахунки, наведені в [98, 100, 104], описуються наступними математичними залежностями:

$$R_T = R_p + R_S + R_0; \quad (2.11)$$

$$L_T = L_p + L_{S1} + L_{S2}; \quad (2.12)$$

де R_p – активний опір трубопроводу, Ом/м; R_S – активний опір ґрунту, Ом/м; R_0 – опір розтіканню струмів в ґрунт з досліджуваного трубопроводу, Ом/м; L_p – індуктивність трубопроводу, Гн/м; L_{S1} – внутрішня індуктивність ґрунту як провідника, який оточує досліджуваний трубопровід, Гн/м; L_{S2} – зовнішня індуктивність трубопроводу, Гн/м.



$U1$ – вхідна напруга; $U2$ – вихідна напруга; $J1$ – вхідний струм; $J2$ – вихідний струм; R_p , L_p – відповідно, повздовжні опір та індуктивність трубопроводу; R_s – повздовжній опір ґрунту; L_{S1} – внутрішня індуктивність ґрунту як провідника, який оточує досліджуваний трубопровід; L_{S2} – зовнішня індуктивність трубопроводу; R_c , C_c – відповідно, перехідні опір та ємність (параметри ізоляційного покриття); C_D – ємність відшарування ізоляції

Рисунок 2.9 – Електрична схема заміщення ділянки підземного трубопроводу із відшаруванням ізоляційного покриття

Розглянемо більш детально кожен із повздовжніх складових загального електричного опору досліджуваного підземного трубопроводу, використаних

в формулах (2.11) та (2.12). Для цього застосуємо методику розрахунку, наведену в [10, 46, 98, 100, 104].

Активний опір трубопроводу R_p буде розраховуватися згідно формули (2.13) з врахуванням параметру проникнення змінних струмів у метал, тоді як величина індуктивності трубопроводу L_p буде описуватися відношенням внутрішнього магнітного потоку (всередині металу трубопроводу) до величини струму, який протікає по цьому трубопроводу та розраховуватиметься згідно формули (2.14) [53, 100, 105].

$$R_p = \frac{1}{2\pi r_p \sigma_p \Delta}; \quad (2.13)$$

$$L_p = \frac{1}{2\pi r_p \sigma_p \Delta \omega}; \quad (2.14)$$

де r_p – зовнішній радіус досліджуваного підземного трубопроводу, м; σ_p – питома електропровідність металу трубопроводу, Ом/м; Δ – глибина проникнення змінного струму в метал трубопроводу, м; ω – кругова частота змінного струму генератора, рад/с.

Залежності для глибини проникнення змінного струму в метал досліджуваного трубопроводу залежно від частоти змінного струму генератора f можна розрахувати за відомим питомим опором металу труби [10] або знайти за допомогою апроксимації експериментальних результатів, наведених в [98]. Отримано наступну залежність (коефіцієнт кореляції становить 0,99):

$$\Delta = \frac{13,25}{\sqrt{f}}. \quad (2.15)$$

Як видно із залежностей (2.13) ÷ (2.15), основним параметром, який визначатиме зміну активного опору та індуктивності трубопроводу у випадку однорідності його металу, буде частота змінного струму, що подається від генератора.

Далі розглянемо інші повздовжні параметри із формул (2.11) та (2.12).

Активна складова опору втрат в ґрунті R_s залежить від магнітної проникності ґрунту та частоти змінного струму і згідно [98] розраховується так:

$$R_s = \frac{\mu_s \pi f}{4}, \quad (2.16)$$

де μ_s – магнітна проникність ґрунту, Гн/м. Враховуючи, що для більшості ґрунтів відносна магнітна проникність практично рівна одиниці, то в даному випадку активну складову опору втрат в ґрунті можна записати у вигляді:

$$R_s = 10^{-7} \pi^2 f. \quad (2.17)$$

При $\mu_s = \mu_0 = 4\pi 10^{-7}$ Гн/м.

Внутрішню індуктивність ґрунту L_{s1} , як провідника, який оточує трубопровід, згідно з [10, 53, 100] визначаємо за формулою:

$$L_{s1} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot (5.98 - \ln r_A \sqrt{f / \rho_s}), \quad (2.18)$$

де $r_A = r_p + \delta_c$; ρ_s – питомий опір ґрунту, який оточує досліджуваний трубопровід, Ом·м; δ_c – товщина ізоляційного покриття, м.

Зовнішня індуктивність L_{s2} , як електричний параметр коаксіальної лінії, утвореної між трубопроводом та оточуючим ґрунтом, враховуючи [98, 100] буде розраховуватися згідно наступної рівності:

$$L_{s2} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{1.85}{\sqrt{\frac{4\pi f r_p h}{\rho_c}}} \right), \quad (2.19)$$

де ρ_c – питомий опір ізоляційного матеріалу трубопроводу, Ом/м;

$h = \frac{1.85}{\sqrt{\omega \mu_s \sigma_s}}$ – еквівалентна глибина залягання зосередженого прямолінійного

струму в ґрунті, м; σ_s – питома електропровідність ґрунту, Ом/м.

З формули (2.19) можна бачити, що із збільшенням частоти змінного струму величина зовнішньої індуктивності трубопроводу зменшується.

Значення опору розтікання струму з трубопроводу як з протяжного заземлювача R_0 розраховуємо за формулою Зунде [98]:

$$R_0 = \frac{\rho_s}{\pi} \ln \left(\frac{1,12}{\gamma \sqrt{2r_p h}} \right), \quad (2.20)$$

де ρ_s – питомий опір ґрунту, Ом*м; γ – модуль постійної розповсюдження струму у трубопроводі, м⁻¹.

Таким чином, підставляючи значення із формул (2.13) ÷ (2.20) у початкові формули (2.11) та (2.12), можна знайти значення повздовжніх електричних параметрів розміщеного в ґрунті трубопроводу.

Наступним кроком є оцінка перехідних параметрів досліджуваного трубопроводу, які включають активний опір та ємність ізоляційного покриття R_c та C_c , відповідно. Крім того, особливої уваги потребує оцінка додаткового параметру, а саме ємності відшарування C_D , яка фізично створюється між металом трубопроводу та відшарованим ізоляційним покриттям, наведена в п. 2.1.

Значення активного опору ізоляції, розраховується так [10, 100]:

$$R_c = 0,6 \frac{\rho_c}{\pi} \ln \left(\frac{r_A}{r_p} \right). \quad (2.21)$$

Ємнісна складова реактивного опору ізоляційного покриття підземного трубопроводу, враховуючи [98, 100], знаходимо з рівності:

$$C_c = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon l}{\ln \left(\frac{r_A}{r_p} \right)}, \quad (2.22)$$

де $\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – електрична постійна; ϵ – відносна діелектрична проникність середовища (ізоляційного покриття); l – погонна довжина трубопроводу, м (для розрахунків зручно прийняти $l=1$ м).

У процесі експлуатації підземних трубопроводів погіршення стану ізоляційного покриття може проявлятися у потоншенні ізоляції без її повного

руйнування чи відшаровування. Даний параметр (потоншення ізоляції) також слід враховувати при оцінці параметрів опору та ємності ізоляційного покриття.

На рисунках 2.10 та 2.11 показано графіки зміни опору та ємності ізоляційного покриття при різних товщинах ізоляції (в даному випадку розрахунки проведено для трубопроводів діаметрами 620 мм, 820 мм, та 1020 мм із плівковою ізоляцією початковою товщиною 3 мм).

Ємність відшарування ізоляційного покриття, описується наведеними в п. 2.1 рівностями (2.9) або (2.10) залежно від виду відшарування.

З метою оцінювання впливу електричних параметрів на інформативний параметр зсуву фази розглянемо як допоміжну (проміжну) еквівалентну електричну схему моделі труби із відшарованим ізоляційним покриттям для змінного струму (рисунок 2.12). В цій моделі, на відміну від наведеної в праці [98], додатково враховуємо опір розтіканню струму R_0 та ємність відшарування ізоляції C_D .

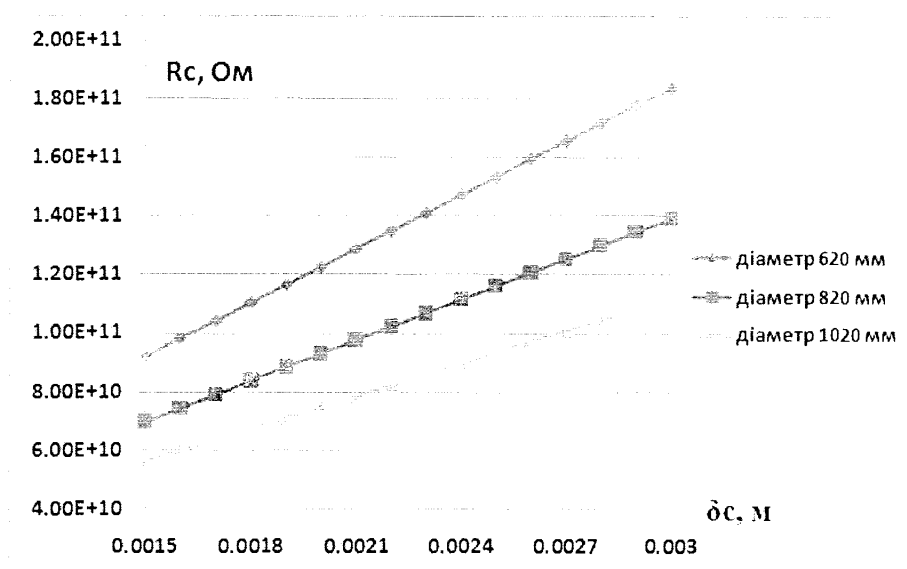


Рисунок 2.10 – Графічні залежності зміни опору ізоляційного покриття трубопроводу від зміни товщини ізоляції для трубопроводів трьох різних діаметрів

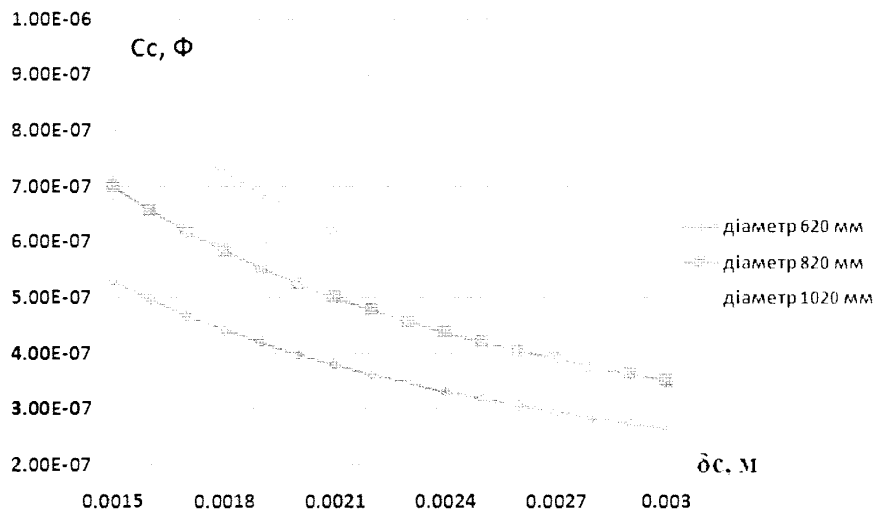
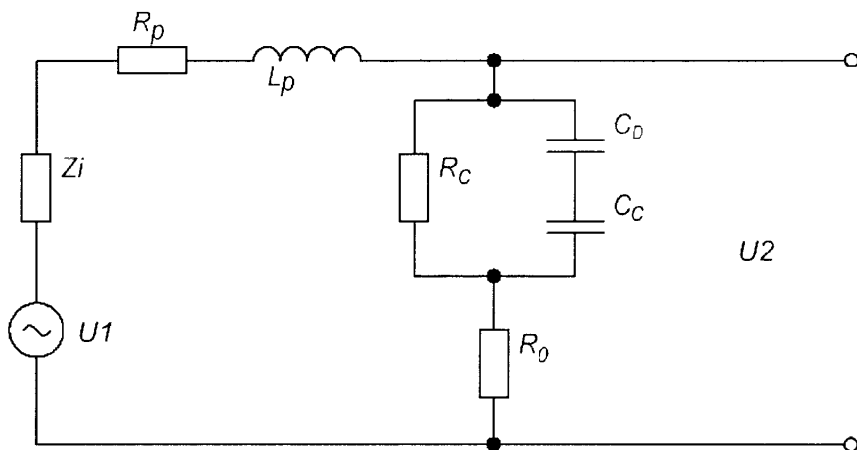


Рисунок 2.11 – Графічні залежності зміни ємності ізоляційного покриття трубопроводу від зміни товщини ізоляції для трубопроводів трьох різних діаметрів



Z_i – вхідний опір генератора, який задається його технічними характеристиками, Ом; U_1 – вхідна напруга, мВ; U_2 – вихідна напруга, мВ

Рисунок 2.12 – Електрична схема труби із відшарованим ізоляційним покриттям (для змінного струму)

Визначимо якою буде значення вихідної напруги U_2 за наявності відшарування, тобто на виході еквівалентної схеми, поданої на рисунку 2.12.

Для цього запишемо рівняння вихідної напруги та вхідного струму з використанням операторного методу із початковими умовами:

$$U_2(0) = 0; \quad (2.23)$$

$$I_1(0) = 0; \quad (2.24)$$

$$U_1 = I_1 \cdot Z_i + I_1 \cdot R_p + j\omega \cdot L_p \cdot I_1 + U_2; \quad (2.25)$$

$$I_1 = \frac{U_2}{Z_1} = \frac{1}{R_c + j\omega \left(\frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D} \right)} U_2; \quad (2.26)$$

$$j\omega \left(\frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D} \right) R_0 + \frac{R_0}{R_c} + 1$$

де

$$Z_1 = \frac{R_c \cdot \frac{C_c + C_D}{j\omega \cdot C_c \cdot C_D}}{R_c + \frac{C_c + C_D}{j\omega \cdot C_c \cdot C_D}} + R_0 = \frac{1 + \frac{R_0}{R_c} + j\omega \cdot \frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D} R_0}{\frac{1}{R_c} + j\omega \cdot \frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D}}; \quad (2.27)$$

R_c та C_c приведені до одиниці довжини трубопроводу;

I_1 – вхідний струм, мА.

Підставивши значення вхідного струму в (2.25), отримаємо вираз для вихідної напруги в операторній формі при початкових умовах (2.22, 2.23):

$$U_2 = U_1 \frac{1 + \frac{R_0}{R_c} + j\omega \cdot \frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D} R_0}{(j\omega)^2 \cdot L_p \cdot \frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D} + j\omega \cdot \sqrt{L_p \cdot \frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D}} \cdot \left(\frac{1}{R_c} \sqrt{\frac{L_p(C_c + C_D)}{C_c \cdot C_D}} + \sqrt{\frac{C_c \cdot C_D}{L_p(C_c + C_D)}} \cdot m_1 \right) + \frac{m_1}{R_c} + 1}; \quad (2.28)$$

де

$$m_1 = Z_i + R_p + R_0. \quad (2.29)$$

Введемо наступні позначення із врахуванням [98]:

$$m = \frac{Z_i + R_p + R_0}{R_c} + 1; \quad (2.30)$$

$$\rho = \sqrt{\frac{L_p(C_c + C_D)}{C_c \cdot C_D}}; \quad (2.31)$$

$$t_1 = \sqrt{\frac{L_p \cdot C_c \cdot C_D}{m \cdot (C_c + C_D)}}; \quad (2.32)$$

$$U2_s = \frac{U1}{m} = U1 \frac{R_c}{Z_i + R_p + R_0 + R_c}; \quad (2.33)$$

$$\alpha = \frac{1}{2\sqrt{m}} \left(\frac{\rho}{R_c} + \frac{R_c}{\rho} (m-1) \right); \quad (2.34)$$

де

ρ – хвильовий опір лінії, Ом;

t_1 – час затримки проходження сигналу від входу до виходу, с;

$U2_s$ – встановлена напруга на виході, мВ;

α – затухання в лінії.

Таким чином, враховуючи (2.30) – (2.34), рівність (2.28) прийме наступний вигляд:

$$U2 = U2_s \frac{1 + \frac{R_0}{R_c} + j\omega \cdot \frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D} R_0}{(j\omega \cdot t_1)^2 + 2\alpha(j\omega \cdot t_1) + 1}. \quad (2.35)$$

З рівності (2.35) можна знайти вихідну напругу досліджуваного сигналу, його затухання, а також затримку відносно вхідного із врахуванням або без врахування внутрішнього опору генератора Z_i .

Розраховуючи час затримки сигналу згідно з формулою (2.30), за відомим співвідношенням

$$\varphi = 2\pi f t_1, \quad (2.36)$$

визначаємо зсув фази вихідного сигналу за наявності відшарування ізоляційного покриття відносно вхідного:

$$\varphi = 2\pi f \sqrt{\frac{R_c L_p C_c C_D}{(Z_i + R_p + R_0 + R_c)(C_c + C_D)}}, \quad (2.37)$$

де f – робоча частота, Гц; φ – зсув фази вихідного сигналу відносно вхідного, рад.

В цій аналітичній моделі (2.37), на відміну від наведеної в праці [98], додатково враховуємо опір розтіканню струму R_0 та ємність відшарування ізоляції C_D .

Враховуючи, що $R_c \gg R_p$, то (2.37) можна спростити, знехтувавши активним опором металу трубопроводу, як складовою загального опору досліджуваного трубопроводу. Таким чином, аналітичну модель залежності зсуву фази у випадку наявності відшарування ізоляційного покриття досліджуваного ПТ можна записати у наступному вигляді:

$$\varphi = 2\pi f \sqrt{\frac{R_c L_p C_c C_D}{(Z_i + R_0 + R_c)(C_c + C_D)}}, \quad (2.38)$$

На рисунку 2.13 наведені графіки залежності зсуву фази сигналу при різних ємностях відшарування ізоляційного покриття та при використанні робочої частоти 33 кГц, отримані на основі рівності (2.38). Розрахунок питомого зсуву фази проведений за допомогою програмного забезпечення Ms Excel.

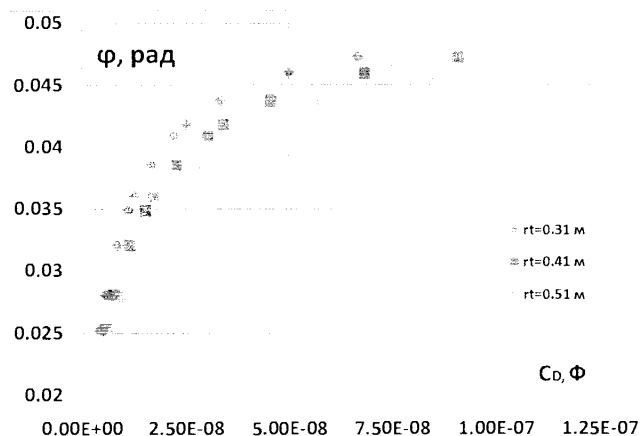
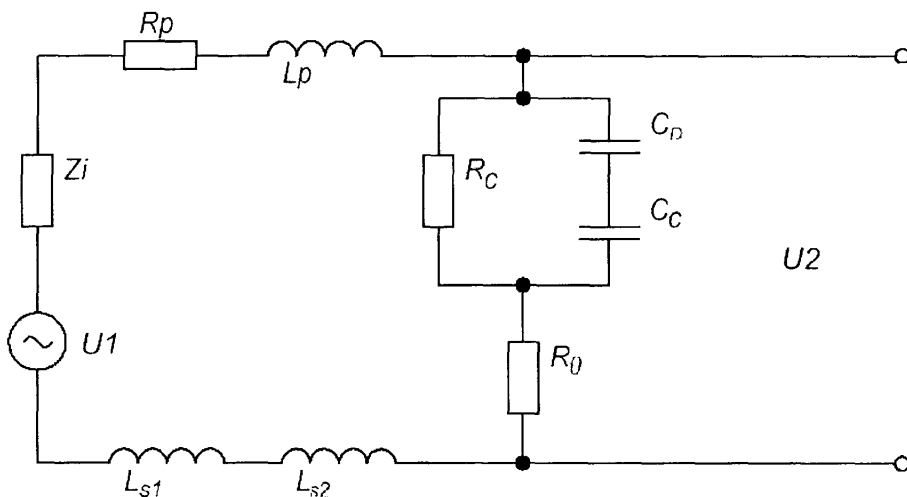


Рисунок 2.13 – Теоретичні результати зміни зсуву фази вимірюваного сигналу для трубопроводів діаметрами 620, 820 та 1020 мм при використанні робочої частоти 33 кГц та при різних значеннях ємності відшарування ізоляції

Далі в формулу (2.38) потрібно ввести індуктивні параметри ґрунтового середовища, в якому розміщується досліджуваний трубопровід (з

метою врахування впливу різного роду ґрунтів на інформативний сигнал). Для цього в еквівалентну електричну схему (рисунок 2.12) вводимо індуктивні параметри ґрунту: індуктивність ґрунту L_{s1} , як провідника, який оточує трубопровід, та зовнішня індуктивність L_{s2} , як електричний параметр коаксіальної лінії, утвореної між трубопроводом та оточуючим ґрунтом.

Визначимо якою буде значення вихідної напруги U_2 із врахуванням параметрів оточуючого досліджуваній трубопровід ґрунту. Відповідна еквівалентна електрична схема заміщення наведена на рисунку 2.14.



Z_i – вхідний опір генератора, який задається його технічними характеристиками, Ом; U_1 – вхідна напруга, мВ; U_2 – вихідна напруга, мВ
Рисунок 2.14 – Еквівалентна електрична схема ділянки розміщеного в ґрунті трубопроводу із відшарованим ізоляційним покриттям

На основі (2.23) – (2.27) запишемо наступне рівняння вихідної напруги та вхідного струму з використанням операторного методу із початковими умовами (2.22, 2.23):

$$U_1 = I_1 \cdot Z_i + I_1 \cdot R_p + j\omega \cdot L_p \cdot I_1 + j\omega \cdot L_{s1} \cdot I_1 + j\omega \cdot L_{s2} \cdot I_1 + U_2; \quad (2.39)$$

$$I_1 = \frac{U_2}{Z_1} = \frac{1}{R_c + j\omega \left(\frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D} \right)} U_2; \quad (2.40)$$

$$j\omega \left(\frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D} \right) R_0 + \frac{R_0}{R_c} + 1$$

де

$$Z_1 = \frac{R_c \cdot \frac{C_c + C_D}{j\omega \cdot C_c \cdot C_D}}{R_c + \frac{C_c + C_D}{j\omega \cdot C_c \cdot C_D}} + R_0 = \frac{1 + \frac{R_0}{R_c} + j\omega \cdot \frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D} R_0}{1 + j\omega \cdot \frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D}}; \quad (2.41)$$

R_c та C_c приведені до одиниці довжини трубопроводу;

I_1 – вхідний струм, мА.

Підставивши значення вхідного струму в (2.39), отримаємо вираз для вихідної напруги в операторній формі при початкових умовах (2.22, 2.23):

$$U_2 = U_1 \frac{1 + \frac{R_0}{R_c} + j\omega \cdot \frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D} R_0}{(j\omega)^2 \cdot L_\Sigma \cdot \frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D} + j\omega \cdot \sqrt{L_\Sigma \cdot \frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D}} \cdot \left(\frac{1}{R_c} \sqrt{\frac{L_\Sigma (C_c + C_D)}{C_c \cdot C_D}} + \sqrt{\frac{C_c \cdot C_D}{L_\Sigma (C_c + C_D)}} \cdot m_1 \right) + \frac{m_1}{R_c} + 1}; \quad (2.42)$$

де

$$L_\Sigma = L_p + L_{S1} + L_{S2} \quad (2.43)$$

$$m_1 = Z_i + R_p + R_0. \quad (2.44)$$

Використаємо введені позначення у (2.30) – (2.34), а також запишемо наступні:

$$\rho_\Sigma = \sqrt{\frac{L_\Sigma (C_c + C_D)}{C_c \cdot C_D}}; \quad (2.45)$$

$$t_{1\Sigma} = \sqrt{\frac{L_\Sigma \cdot C_c \cdot C_D}{m \cdot (C_c + C_D)}}; \quad (2.46)$$

$$U_{2s} = \frac{U_1}{m} = U_1 \frac{R_c}{Z_i + R_p + R_0 + R_c}; \quad (2.47)$$

$$\alpha_\Sigma = \frac{1}{2\sqrt{m}} \left(\frac{\rho_\Sigma}{R_c} + \frac{R_c}{\rho} (m-1) \right); \quad (2.48)$$

де

ρ_{Σ} – хвильовий опір лінії, Ом;

$t_{1\Sigma}$ – час затримки проходження сигналу від входу до виходу, с;

$U2_{\Sigma}$ – встановлена напруга на виході, мВ;

α_{Σ} – затухання в лінії.

Таким чином, враховуючи (2.45) – (2.48), рівність (2.42) прийме наступний вигляд:

$$U2 = U2_{\Sigma} \frac{1 + \frac{R_0}{R_c} + j\omega \cdot \frac{C_c \cdot C_D}{C_c + C_D} R_0}{(j\omega \cdot t_1)^2 + 2\alpha(j\omega \cdot t_1) + 1} \quad (2.49)$$

З рівності (2.49) можна знайти вихідну напругу досліджуваного сигналу, його затухання, а також затримку відносно вхідного із врахуванням або без врахування внутрішнього опору генератора Z_i .

Розраховуючи час затримки сигналу згідно з формулою (2.48), за відомим співвідношенням

$$\varphi = 2\pi f t_{1\Sigma}, \quad (2.50)$$

визначасмо зсув фази вихідного сигналу за наявності відшарування ізоляційного покриття відносно вхідного із врахуванням індуктивних параметрів ґрунту, в якому розміщений трубопровід:

$$\varphi = 2\pi f \sqrt{\frac{R_c(L_p + L_{S1} + L_{S2})C_c C_D}{(Z_i + R_0 + R_c)(C_c + C_D)}}, \quad (2.51)$$

де R_0 – опір розтіканню струмів в ґрунт з досліджуваного трубопроводу, Ом/м; R_c – погонний опір ізоляційного покриття, Ом/м; L_{S1} – внутрішня індуктивність ґрунту як провідника, який оточує досліджуваний трубопровід, Гн/м; L_{S2} – зовнішня індуктивність трубопроводу, Гн/м.

На основі рівності (2.51) побудовані графіки залежності зсуву фази вимірювального сигналу на різних робочих частотах від різних типів ґрунтів та при різних величинах відшарування ізоляційного покриття. Частина отриманих залежностей наведена на рисунках 2.15 та 2.16.

В додатку А наведено частину таблиць з розрахунками та частина отриманих результатів для відшарувань різної ємності.

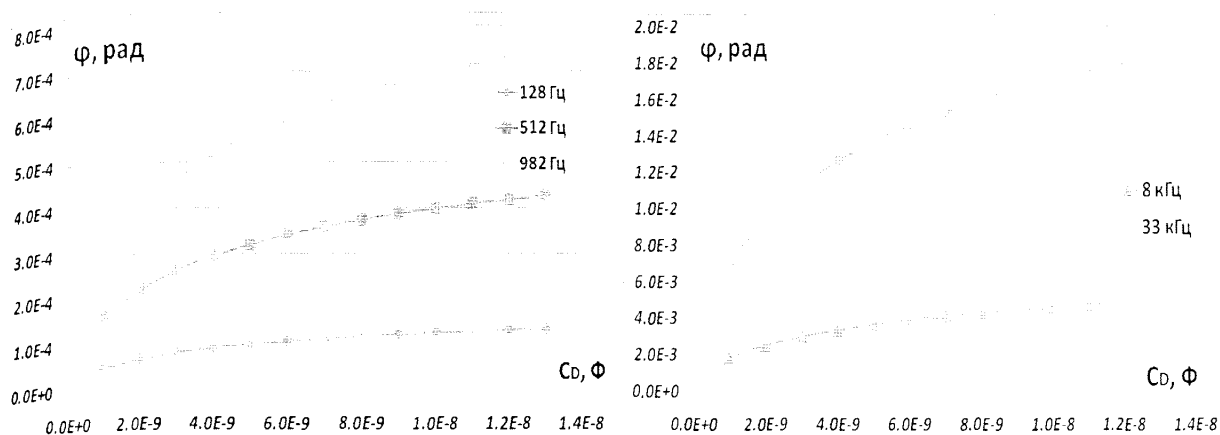


Рисунок 2.15 – Залежності зміни зсуву фази φ від ємності відшарування ізоляційного покриття C_D за умови використання різних робочих частот (тип ґрунту – суглинок)

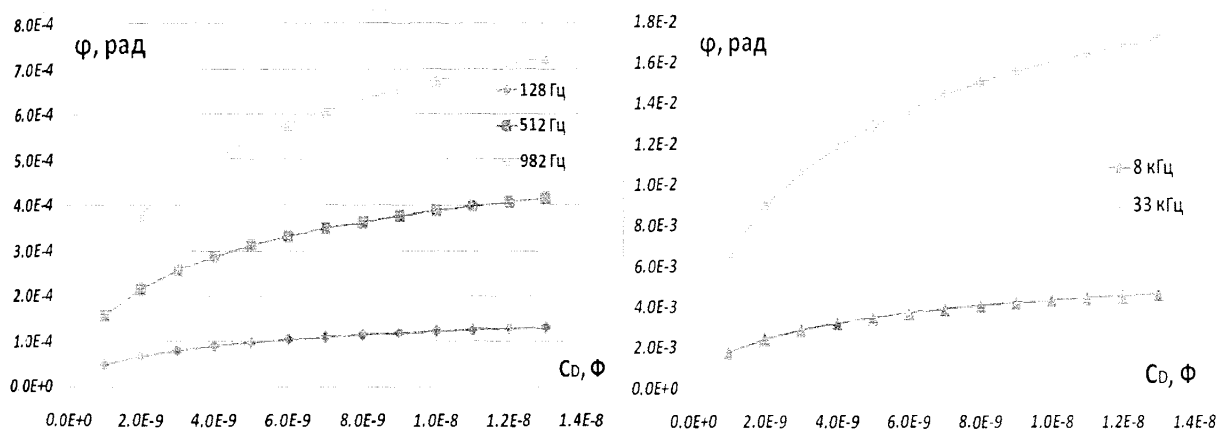
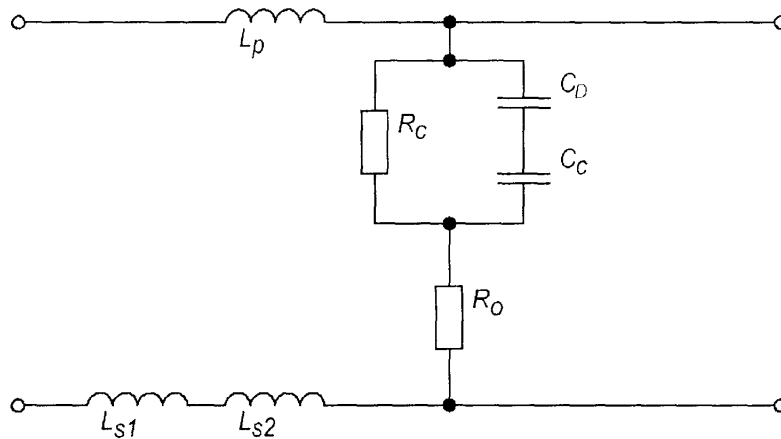


Рисунок 2.16 – Залежності зміни зсуву фази φ від ємності відшарування ізоляційного покриття C_D за умови використання різних робочих частот (тип ґрунту – пісок)

Отже, підставляючи значення електричних параметрів з наведених вище формул в удосконалену аналітичну модель, представлену формулою 2.51, можна побудувати графічні залежності зміни зсуву фази для трубопроводів різного діаметру із врахуванням параметрів оточуючого ґрунту та параметрів ізоляційного покриття (при наявності відшарувань).

Таким чином, із врахуванням наведеного вище, можна побудувати спрощену розрахункову еквівалентну електричну схему заміщення ділянки

підземного трубопроводу із відшаруванням ізоляційного покриття (рисунки 2.17) шляхом вилучення із відомої схеми резистивних параметрів ґрунту та металу трубопроводу, які не здійснюють відчутного впливу на зміну зсуву фази вимірюваного сигналу, та додаткового введення (в ролі параметра дефекту) ємності відшарування ізоляції.



R_0 – опір розтіканню струмів в ґрунт з досліджуваного трубопроводу L_p – погонна індуктивність трубопроводу; L_{s1} – внутрішня індуктивність ґрунту як провідника, який оточує досліджуваний трубопровід; L_{s2} – зовнішня індуктивність трубопроводу; R_c , C_c – відповідно, перехідні опір та ємність (параметри ізоляційного покриття); C_D – ємність дефекту ізоляційного покриття (ємність відшарування ізоляції)

Рисунки 2.17 – Електрична схема заміщення ділянки підземного трубопроводу із відшаруванням ізоляційного покриття для електромагнітного фазового методу контролю

2.3 Оцінка зсуву фази сигналу за наявності наскрізних дефектів ізоляції та для бездефектних ділянок підземних трубопроводів

Оцінювання зсуву фази вимірювального сигналу на ділянках підземних трубопроводів із наскрізними дефектами ізоляційного покриття проводимо із

використанням наведеної в [26] залежності, у якій додатково враховуємо параметри оточуючого ґрунтового середовища (індуктивність ґрунту L_{S1} , як провідника, який оточує трубопровід, та зовнішня індуктивність L_{S2} , як електричний параметр коаксіальної лінії, утвореної між трубопроводом та оточуючим ґрунтом):

$$\varphi = 2\pi f \sqrt{\frac{R_N C_N (L_p + L_{S1} + L_{S2})}{Z_l + R_p + R_s + R_E + R_N}} \quad (2.52)$$

де R_N , C_N – відповідно, поляризаційний опір та поляризаційна ємність подвійного електричного шару на границі метал-електроліт; R_E – активний опір ґрунтового електроліту в наскрізному дефекті ізоляційного покриття (описується через провідність в місці наявного наскрізного дефекту ізоляції).

Поляризаційні опір та ємність описуються згідно з наступними формулами [100]:

$$R_N = \frac{nS}{\rho_N}, \quad (2.53)$$

$$C_N = C_2 S n, \quad (2.54)$$

де S – площа наскрізного дефекту ізоляції; n – кількість дефектів на вибрану одиницю довжини трубопроводу; ρ_N – питомий поляризаційний опір в дефектах ізоляції; C_2 – питома ємність подвійного електричного шару на границі метал-електроліт [103].

Опір ґрунтового електроліту в місці наскрізного дефекту можна описати із врахуванням провідності дефекту. Із врахуванням залежностей, наведених в [99], провідність дефекту описуватиметься згідно наступною залежністю:

$$R_E = \frac{2S\sqrt{\pi S}}{S + 2\delta_c\sqrt{\pi S}} \quad (2.55)$$

У випадку бездефектної ділянки підземного нафтогазопроводу матимемо незмінний зсув фази вздовж усієї досліджуваної ділянки при незмінних параметрах трубопроводу та оточуючого ґрунтового середовища.

На рисунку 2.18 наведені графіки зміни зсуву фази на бездефектних ділянках підземних трубопроводів різного діаметру при використанні робочих частот від 100 Гц до 33 кГц.

Як видно з рисунку 2.18, значення зсуву фази для бездефектних ділянок є значно меншими у порівнянні з зсувом фази, який виникає у випадку наявності дефектів ізоляційного покриття типу відшарування (рисунки 2.17).

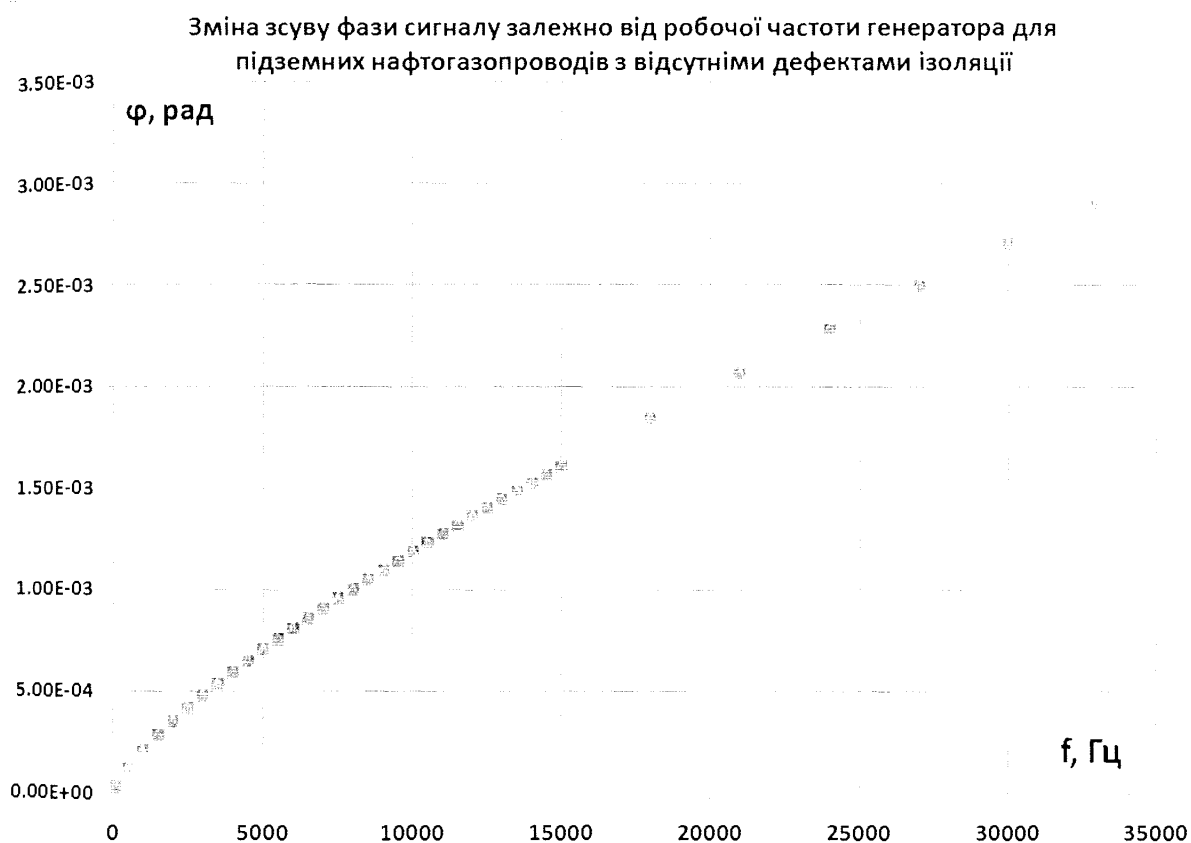


Рисунок 2.18 – Зміна зсуву фази для бездефектних ділянок підземних трубопроводів залежно від робочої частоти генератора

Слід відмітити, що при зростанні робочої частоти зміна величини зсуву фази між ділянками із наявними дефектами ізоляції у порівнянні із бездефектними буде також зростати. Згідно з цим можна судити щодо підвищення чутливості методу із зростанням частоти, на якій проводяться вимірювання.

При зростанні площі i , відповідно, ємності відшарувань ізоляційного покриття значення зсуву фази також зростатимуть. Мінімально можливе відшарування ізоляції (ємність та відповідна площа такого дефекту), яке можна зареєструвати згідно із запропонованим методом залежатиме від технічних можливостей пристрою реєстрації зсуву фази (залежно від його чутливості) та від можливості візуального сприйняття оператором отримуваних даних.

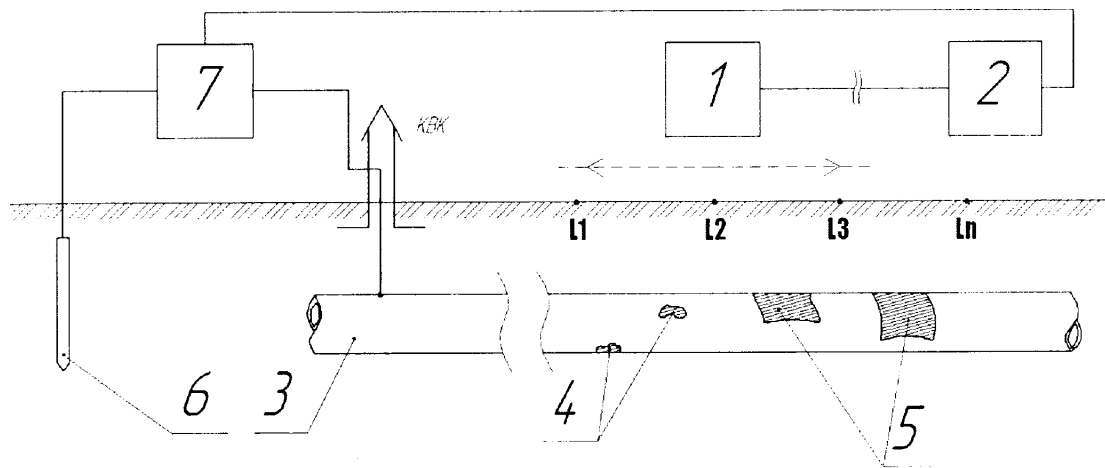
Таким чином, на основі проведених теоретичних досліджень отримана аналітична модель зсуву фази вимірювального сигналу залежно від ємності відшарування ізоляційного покриття підземних трубопроводів, що дозволяє стверджувати про доцільність застосування електромагнітного фазового методу контролю з метою виявлення відшарувань ізоляції.

2.4 Процедура контролю технічного стану ізоляційного покриття на основі використання електромагнітного фазового методу

З метою реалізації електромагнітного фазового методу запропонована удосконалена схема контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів, які знаходяться на території складних ТОНГК, наведена на рисунку 2.19.

Суть запропонованого удосконалення полягає в наступному. Мультичастотний генератор 7 через контрольно-вимірювальну колонку (КВК) підключається до досліджуваного підземного трубопроводу 3 і до заземлювача 6. Генератором змінного струму 7 створюється контрольний сигнал, який змінюється під час протікання вздовж трубопроводу. Такі зміни проявляються у вигляді затримки розповсюдження сигналу, що залежать від електричних параметрів розміщеного в ґрунті підземного трубопроводу. Вимірювання сигналу відбувається в точках $L_1, L_2, L_3, \dots, L_n$ зі сталим кроком за допомогою переносного вимірювального пристрою 1 при русі оператора вздовж осі досліджуваної комунікації. При проходженні місць

наскрізних дефектів ізоляційного покриття 4 або місць відшарувань ізоляції 5 відбувається різкий стрибок зсуву фази. Реєстрація отриманого переносним вимірювальним пристроєм 1 сигналу відбувається візуально за допомогою двоканального цифрового осцилографа 2, на один з входів якого подається опрацьований сигнал з досліджуваного підземного трубопроводу. На інший вхід осцилографа 2 подається опорний сигнал з генератора 7 з метою оцінки зсуву фази отриманого сигналу відносно опорного. У місцях значного питомого зсуву фази найбільш імовірно знаходження дефектів ізоляційного покриття.



1 – переносний вимірювальний пристрій, 2 – двоканальний осцилограф; 3 – досліджуваний трубопровід; 4 – наскрізні дефекти ізоляції; 5 – відшарування ізоляційного покриття; 6 – заземлювач; 7 – мультичастотний генератор;

КВК – контрольно-вимірювальна колонка; $L1, L2, L3, \dots, Ln$ – точки вимірювань

Рисунок 2.19 – Схема контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів

Враховуючи той факт, що при проведенні контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів на території складних ТОНГК не усі необхідні параметри щодо ізоляційного покриття та оточуючого трубопровід ґрунту є відомими, виникає необхідність попереднього дослідження та оцінювання зміни інформативного параметру

(зсуву фази сигналу) на ділянці трубопроводу із відомими геометричними та електричними характеристиками, які повинні з високою ймовірністю відповідати характеристикам розміщення контрольованого підземного трубопроводу.

Таким чином виникає необхідність вибору взірцевої ділянки із відомими характеристиками розміщеного в ґрунті трубопроводу (такі ділянки повинні бути наявні на складних ТОНГК згідно із вимогами нормативної документації).

Основні наукові результати розділу опубліковані в працях [104, 106-113].

Висновки до розділу.

Одержані шляхом теоретичних досліджень результати щодо удосконалення електромагнітного фазового методу контролю можна звести до наступних висновків:

1) проаналізовано особливості дефекту ізоляційного покриття типу відшарування ізоляції та його вплив на зміну електричних характеристик підземного ізольованого трубопроводу;

2) оцінено ємність відшарування ізоляційного покриття в еквівалентній електричній схемі заміщення ділянки підземного трубопроводу;

3) обґрунтовано вибір зміни зсуву фази як інформативного параметру з метою виявлення дефектів ізоляційного покриття типу відшарування;

4) теоретично обґрунтовано доцільність використання електромагнітного фазового методу контролю для виявлення відшарувань ізоляційного покриття підземних трубопроводів шляхом встановлення взаємозв'язку між зміною зсуву фази вимірюваного сигналу та параметрами ізоляційного покриття підземних трубопроводів.

РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ УДОСКОНАЛЕНОГО МЕТОДУ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Проведення експериментальних досліджень на діючих об'єктах нафтогазового комплексу з метою перевірки отриманих теоретичних результатів є досить складним, довготривалим та трудомістким процесом. Насамперед це пов'язано з тим, що наперед невідомо про місця та характер наявних дефектів ізоляційного покриття підземних трубопроводів на території таких об'єктів. Тому для оцінки адекватності отриманих експериментальних результатів та з метою перевірки точності проведеного контролю необхідним є обов'язкове шурфування визначених потенційно небезпечних ділянок, що вимагає значного часу, зусиль та матеріального забезпечення. Крім того, проведення ґрунтових робіт на території складних ТОНГК потребує спеціальних дозволів та додаткових технічних засобів.

У зв'язку з цим, з метою проведення експериментальних досліджень в ролі об'єкта контролю було обрано спеціальний навчально-науковий полігон, який знаходиться на території навчально-наукового центру кафедри «Технічної діагностики та моніторингу», ІФНТУНГ.

Експерименти проводилися з метою перевірки отриманих теоретичних результатів, а також з метою оцінювання можливостей щодо ідентифікації наявного виду дефекту ізоляційного покриття підземних трубопроводів із використанням двох інформативних параметрів контролю – питомої зміни зсуву фази та питомої зміни значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу.

З метою проведення експериментальних досліджень розроблено експериментальний взірець інформаційно-вимірювальної системи (ІВС) та методику контролю технічного стану ізоляційного покриття в умовах складних ТОНГК.

3.1 Розроблення експериментальної ділянки підземного трубопроводу з імітацією дефектів ізоляційного покриття

На території навчально-наукового центру кафедри «Технічної діагностики та моніторингу» ІФНТУНГ створений навчально-науковий полігон для технічного діагностування підземних комунікацій, вигляд якого наведений на рисунку 3.1,а (технічний опис полігону наведено в додатку Б).

На полігоні закладено підземний металевий ізольований трубопровід з наступними технічними характеристиками: прямолінійний металевий трубопровід довжиною 30 м, діаметром 57 мм, товщина стінок трубопроводу – 3.5 мм; ізоляція трубопроводу бітумна, товщиною 9 мм.

Глибина залягання даного трубопроводу є відомою, визначеною в процесі його закладання, і коливається в межах від 0.51 до 0.70 м по усій довжині ділянки. Це дає змогу правильно враховувати вплив зміни даного параметру при проведенні експериментальних досліджень та оцінюванні значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу.

Для підключення та подання вимірювального сигналу на металевий трубопровід на навчально-науковому полігоні розміщено контрольнo-вимірювальну колонку (КВК), через яку присутній безпосередній контакт з металом труби (рисунок 3.1,б).

Крім того, на полігоні розміщені наступні суміжні комунікації:

- пластиковий трубопровід;
- кабельна лінія.

При закладанні підземного металевого трубопроводу в ґрунт на ньому були створені штучні наскрізні дефекти ізоляційного покриття. Процес закладання трубопроводу на полігоні та створення таких дефектів наведено на рисунках 3.2 та 3.3 відповідно.

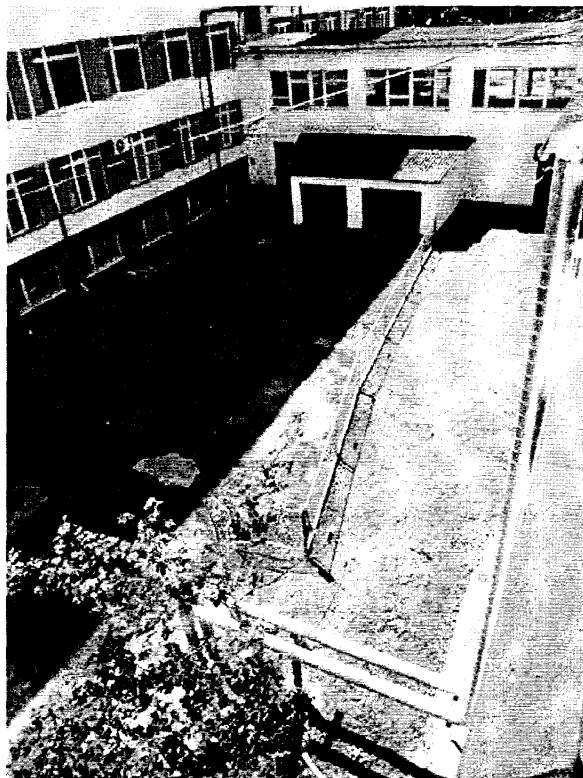


Рисунок 3.1 – Навчально-науковий полігон кафедри «Технічної діагностики та моніторингу», ІФНТУНГ

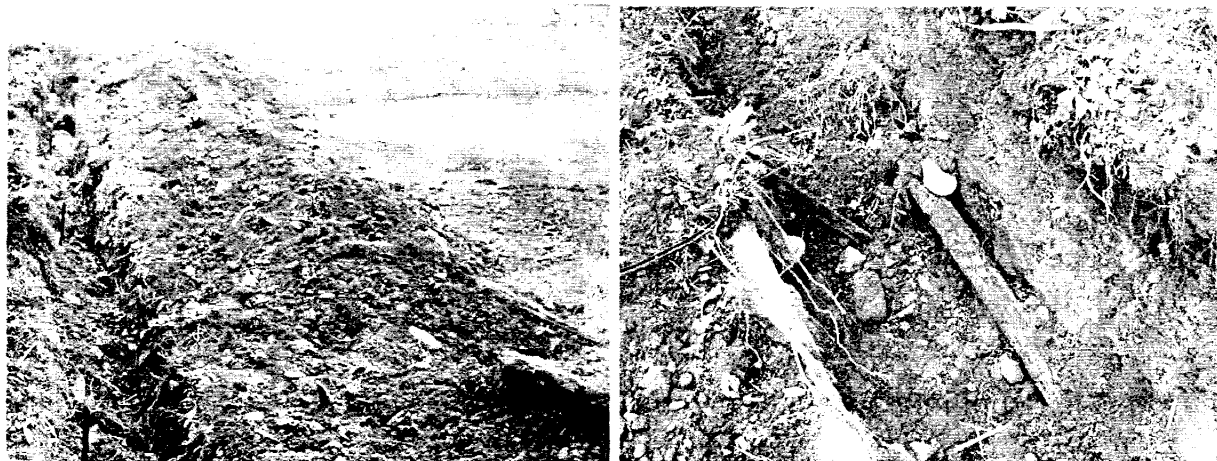


Рисунок 3.2 – Процес закладання підземного трубопроводу в ґрунт на навчально-науковому полігоні

Схематичне зображення створених на закладеному трубопроводі наскрізних дефектів ізоляційного покриття із вказанням їхніх геометричних параметрів наведено на рисунку 3.4.

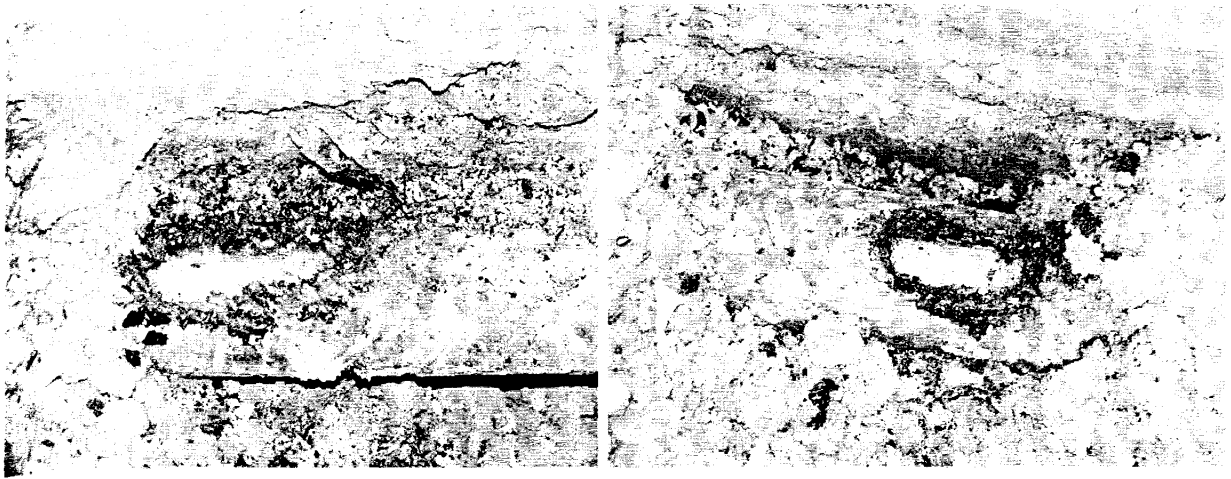
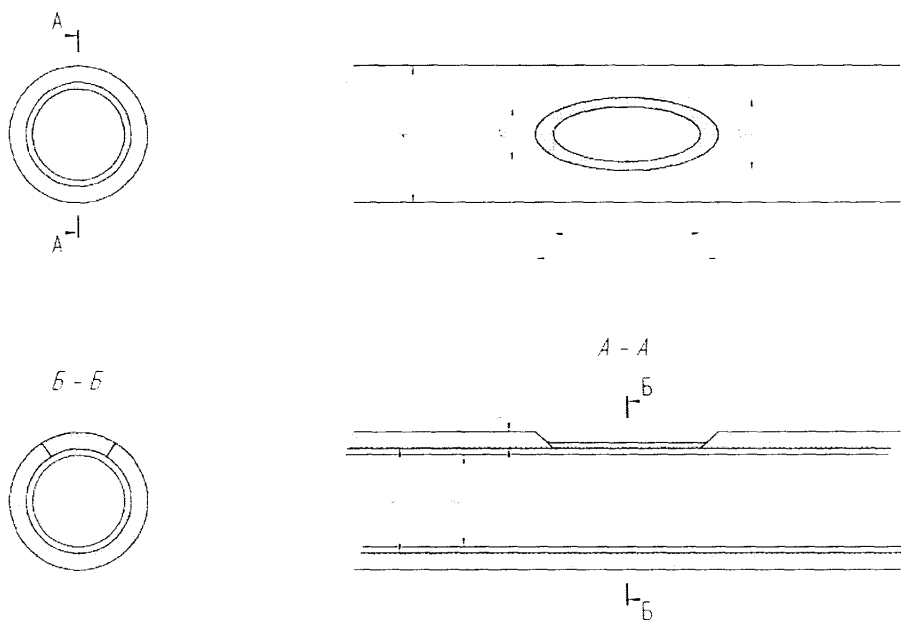


Рисунок 3.3 – Вигляд створених наскрізних дефектів ізоляційного покриття



Параметр	Значення, мм
<i>B</i>	50
<i>D</i>	57
<i>K</i>	75
<i>m</i>	80
<i>l</i>	100
<i>t1</i>	30
<i>t2</i>	40
<i>S</i>	9

Рисунок 3.4 – Схематичне зображення створеного наскрізного дефекту ізоляційного покриття на підземному трубопроводі, розміщеному на навчально-науковому полігоні

3.2 Створення штучних дефектів ізоляційного покриття типу відшарування ізоляції на підземному трубопроводі на території навчально-наукового полігону

З метою перевірки отриманих в розділі 2 теоретичних результатів щодо впливу відшарувань ізоляційного покриття на інформативний параметр контролю – зміна зсуву фази, а також із метою проведення комплексних експериментальних досліджень технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів було обрано ділянку підземного трубопроводу, розміщеного на навчально-науковому полігоні, довжиною 20 м. З метою експериментального оцінювання впливу дефектів ізоляції типу відшарування, створено дані дефекти на розміщеному на навчально-науковому полігоні підземному трубопроводі.

Для цього на території навчально-наукового полігону спочатку визначено та промарковано вісь пролягання наявного підземного трубопроводу. Маркування траси проводилося на ділянці довжиною 20 метрів з кроком 1 метр (рисунок 3.5).

Наступним кроком був вибір ділянки для проведення шурфувань з метою створення штучних дефектів типу відшарування ізоляційного покриття. Вибір ділянки проводився на основі наявної інформації щодо уже створених наскрізних дефектів раніше.

В результаті, для шурфування була обрана ділянка довжиною 2 м, між восьмим та десятим метром контрольованого підземного трубопроводу. Процес шурфування на вибраній ділянці наведено на рисунках 3.6.

Створення штучних дефектів ізоляційного покриття типу відшарування проводилося шляхом механічного створення додаткової смуги між металом трубопроводу та ізоляцією. Для цього було проведено наступне:

- часткове зняття існуючої бітумної ізоляції;

- заповнення утвореного простору «емнісного відшарування» матеріалом із відомою діелектричною проникністю (для одного із дефектів використано папір, а простір іншого частково заповнений ґрунтовим електролітом);

- накладання плівкової полімерної ізоляції товщиною 3 мм поверх створених дефектів: в одному випадку створено «чисте» відшарування без отворів та, відповідно, без можливості контакту з ґрунтом, а в іншому – створено відшарування з додатковим електричним шаром та з невеликим отвором з метою імітації можливостей проникнення корозійно активних речовин в місці даного дефекту.

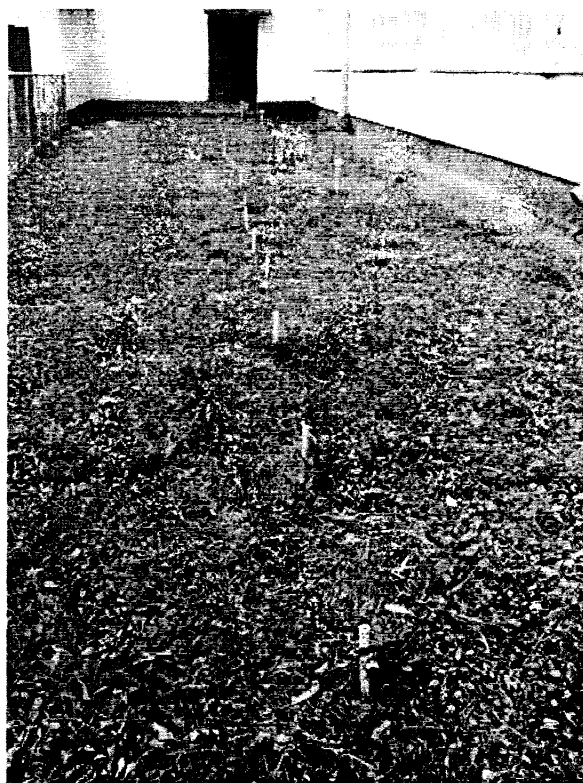


Рисунок 3.5 – Вигляд навчально-наукового полігону з промаркованою трасою розміщеного на ньому підземного трубопроводу

Загальний вигляд створення відшарування ізоляції з частковим шаром ґрунтового електроліту під покриттям наведено на рисунку 3.7. Схематичне зображення даного дефекту із вказаними геометричними характеристиками наведено на рисунку 3.8.

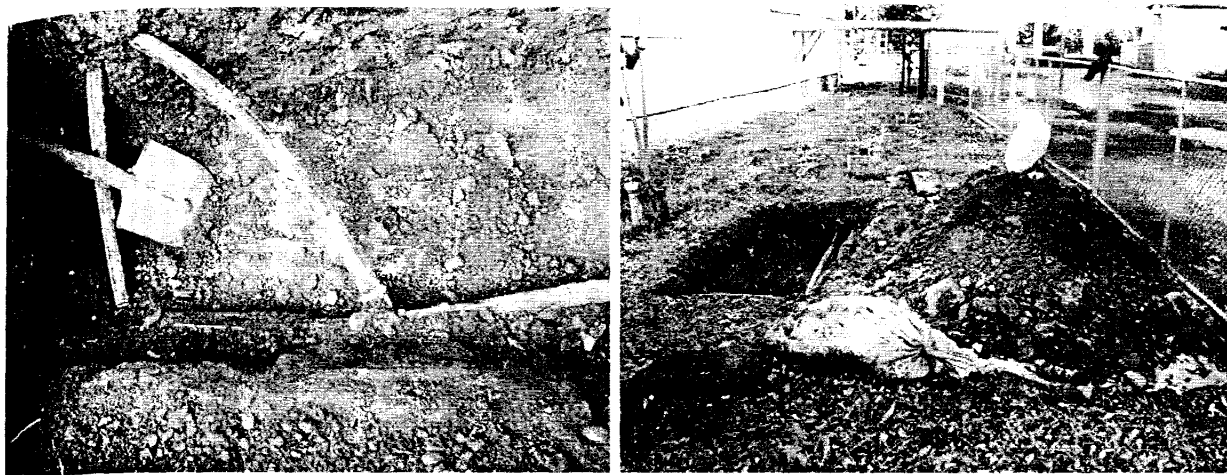


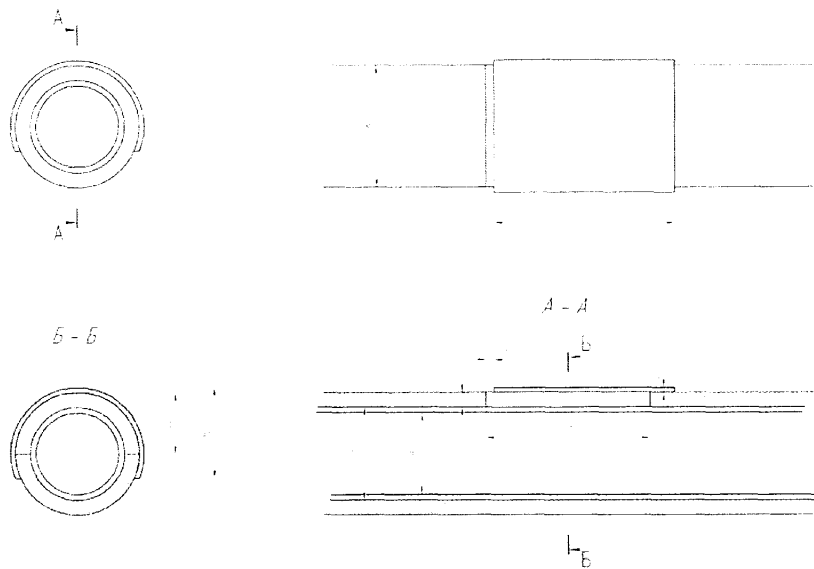
Рисунок 3.6 – Процес шурфування на ділянці підземного трубопроводу з метою створення штучних дефектів ізоляційного покриття типу відшарування

Процес створення «чистого» відшарування та його схематичне зображення із вказанням геометричних параметрів наведено на рисунку 3.9 та на рисунку 3.10 відповідно.



Рисунок 3.7 – Вигляд створеного відшарування ізоляції з шаром електроліту

Таким чином, на підземного трубопроводі, який розміщений на території навчально-наукового полігону, створені штучні дефекти ізоляційного покриття типу відшарування.



Параметр	Значення, мм
<i>B</i>	50
<i>D</i>	57
<i>S</i>	9
<i>K</i>	75
<i>q</i>	5
<i>p</i>	3
<i>E1</i>	100
<i>E2</i>	37.5
<i>F1</i>	110
<i>F2</i>	55.5

Рисунок 3.8 – Схематичне зображення створеного відшарування ізоляційного покриття (дефект відшарування №1 – з шаром електроліту) на підземному трубопроводі, розміщеному на навчально-науковому полігоні

Застосування створеної експериментальної ділянки підземного трубопроводу з наявними дефектами ізоляційного покриття дає змогу провести дослідження за допомогою удосконаленого електромагнітного фазового методу контролю, а також відомим електромагнітним амплітудним, щодо експериментального встановлення можливостей виявлення суттєвих змін інформативних параметрів при пошуку та ідентифікації виду дефекту, а також дає змогу встановити необхідну кількість та оптимальний крок між точками контролю для коротких ділянок підземних трубопроводів.

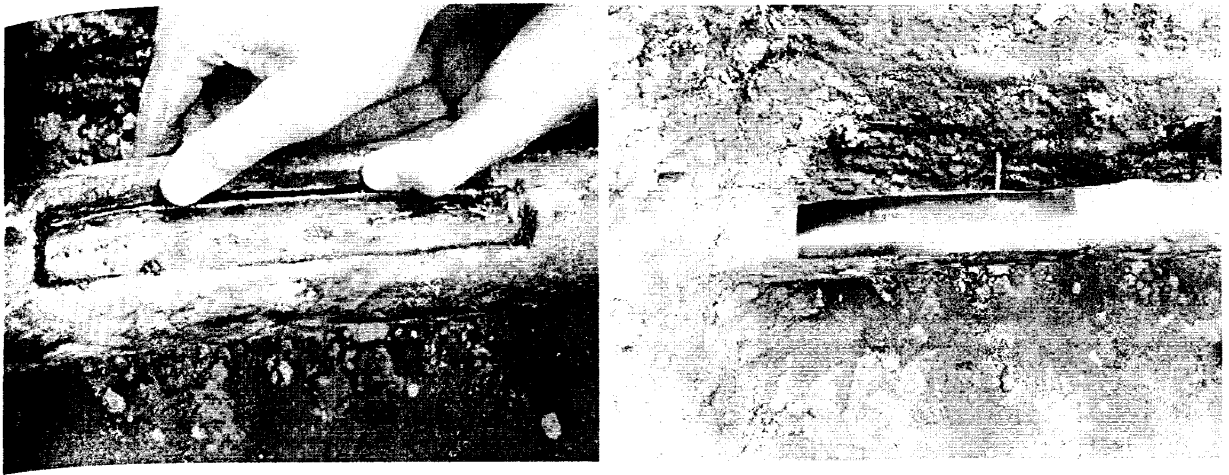
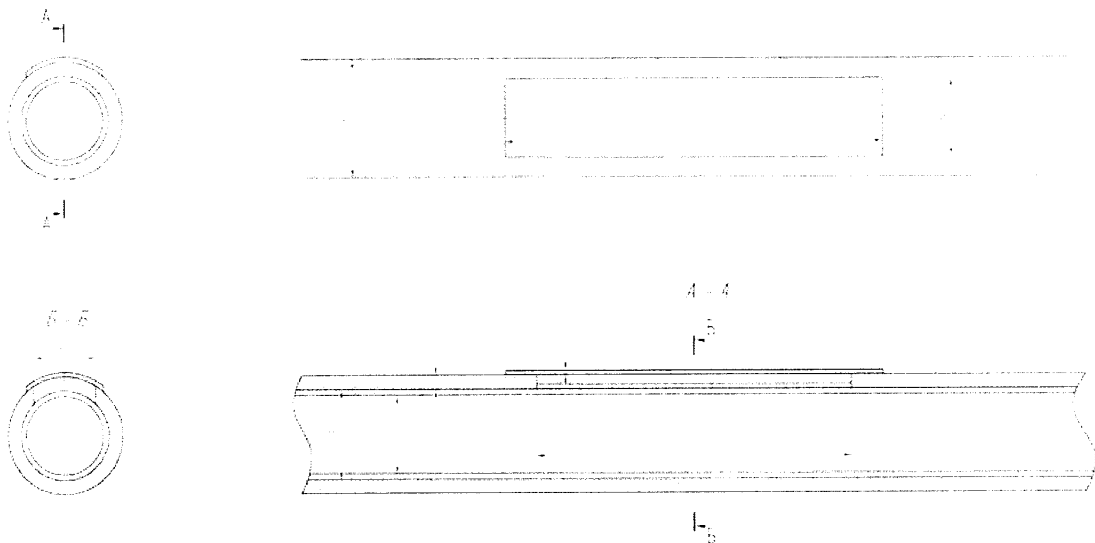


Рисунок 3.9 – Процес створення «чистого» відшарування ізоляційного покриття на досліджуваному трубопроводі



Параметр	Значення, мм
<i>B</i>	50
<i>D</i>	57
<i>S</i>	9
<i>K</i>	75
<i>E1</i>	200
<i>E2</i>	40
<i>F1</i>	240
<i>F2</i>	50

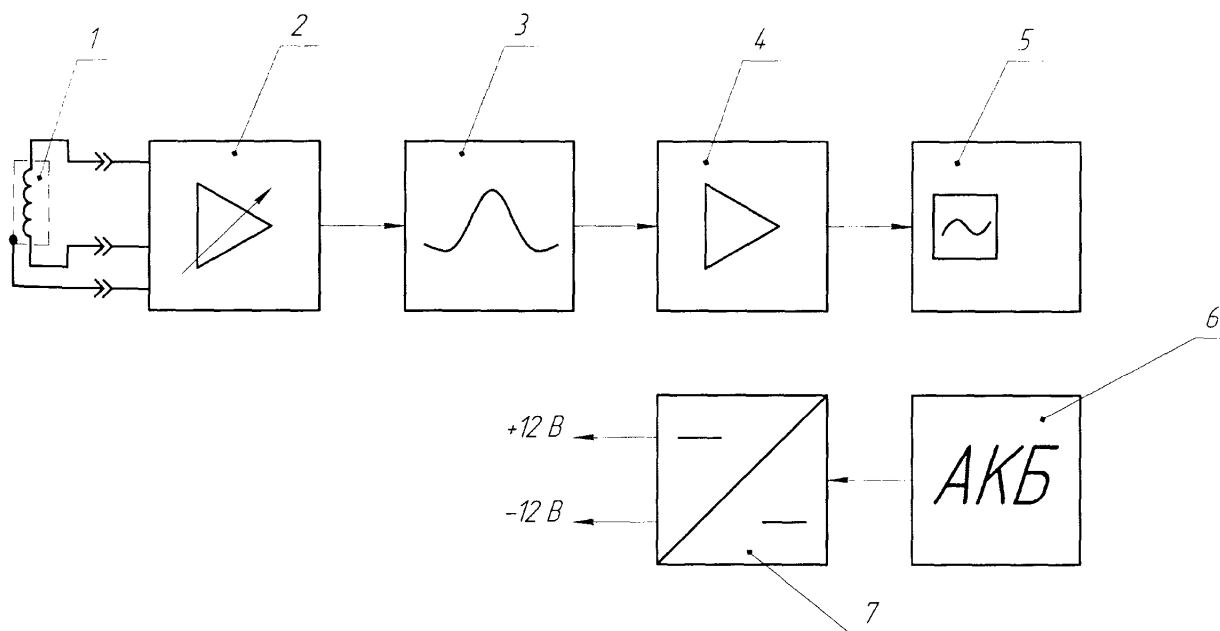
Рисунок 3.10 – Схематичне зображення створеного відшарування ізоляційного покриття (дефект відшарування №2 – «чисте») на підземному трубопроводі, розміщеному на навчально-науковому полігоні

3.3 Розроблення експериментального взірця інформаційно-вимірювальної системи для виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції підземних трубопроводів

З метою перевірки отриманих результатів теоретичних досліджень розроблено експериментальний взірець інформаційно-вимірювальної системи (ІВС) для виявлення та ідентифікації дефектів ізоляційного покриття ПТ та проект нормативного документу (методики) на проведення контролю в умовах ТОНГК.

В розробленому експериментальному взірці ІВС повинна бути реалізована можливість використання двох електромагнітних методів контролю – амплітудного та фазового.

Функціональна схема розробленого експериментального взірця ІВС наведена на рисунку 3.11.



1 – вимірювальна магнітна антена; 2 – попередній регульований підсилювач;
3 – біквадратний регульований фільтр; 4 – масштабний підсилювач; 5 –
цифровий осцилограф; 6 – блок акумуляторних батарей; 7 – імпульсний
перетворювач постійної напруги

Рисунок 3.11 – Функціональна схема експериментального взірця ІВС

ІВС складається з двох основних блоків – магнітної антени для прийому сигналу від трубопроводу та під'єданого до неї вимірювального блоку.

Магнітна антена включає вимірювальну котушку, яка намотана на феритовому осерді 600НН діаметром 10 мм і довжиною 200 мм має 5000 витків проводу ПСВ-2 0,25. Для зменшення впливу зовнішніх електромагнітних завад та виділення тільки магнітної складової електромагнітного поля котушка зовні екранована мідною фольгою (електростатичний екран) із зазором 2 мм по всій її довжині. Загальний вигляд магнітної антени наведено на рисунку 3.12.

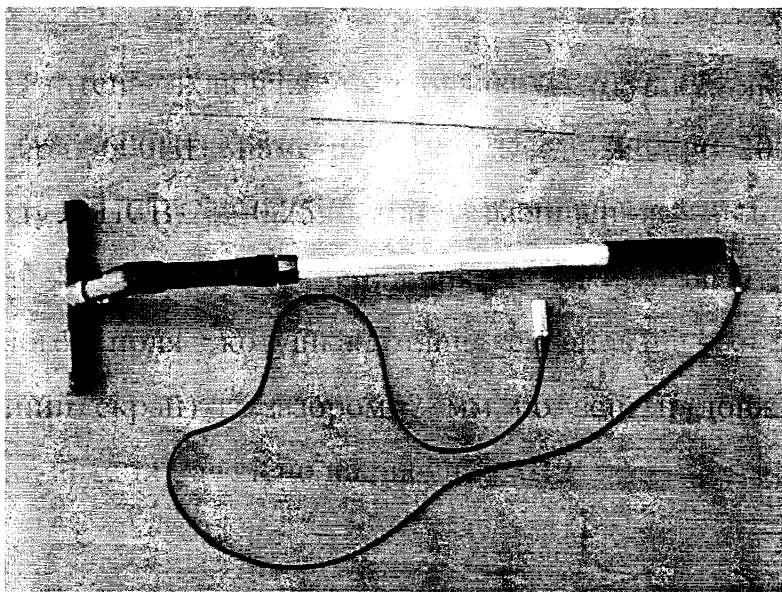
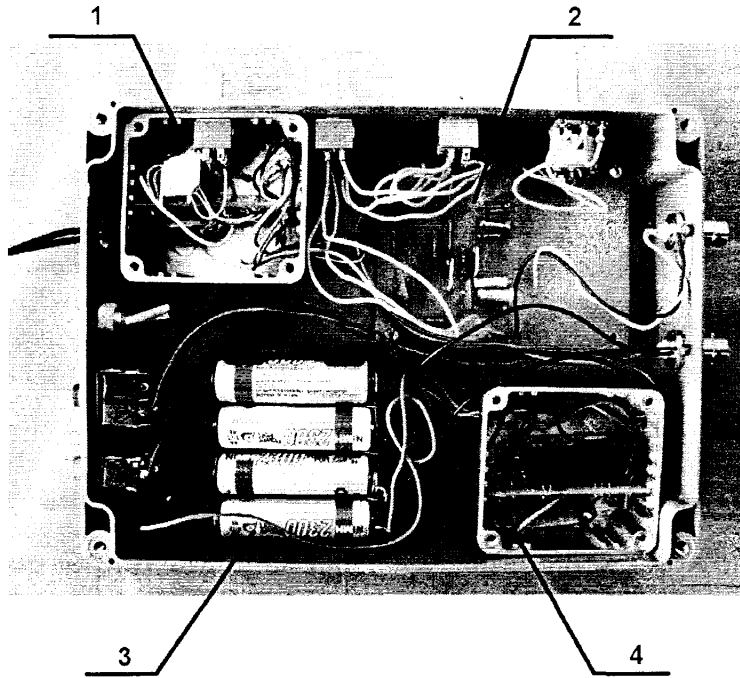


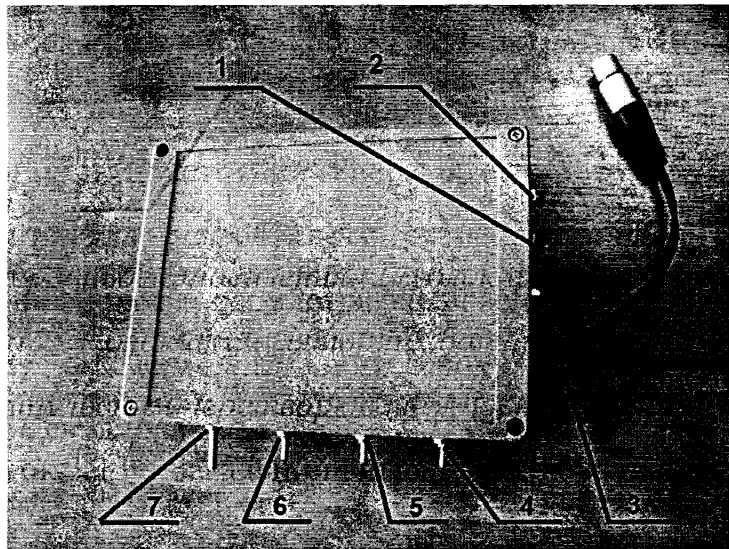
Рисунок 3.12 – Загальний вигляд магнітної антени

Вимірювальний блок складається з блоку живлення (12 В) та імпульсного перетворювача напруги, попереднього регульованого підсилювача, регульованого біквдратного смугового фільтра, розрахованого на 3 різні смуги частот, масштабного підсилювача. Загальний вигляд вимірювального блоку наведено на рисунку 3.13. На рисунку 3.14 наведено вигляд даного блоку із вказанням призначення наявних органів управління та контролю.



1 – блок попереднього підсилення; 2 – блок фільтру та масштабного підсилювача; 3 – блок акумуляторних батарей; 4 – блок живлення з імпульсним перетворювачем постійної напруги

Рисунок 3.13 – Загальний вигляд вимірювального блоку



1 – перемикач режимів робота/зарядка; 2 – вимикач; 3 – індикатор робочого режиму; 4 – перемикач вхідної частоти; 5, 6 – перемикачі робочої частоти фільтра; 7 – регулятор масштабного підсилювача

Рисунок 3.14 – Вигляд вимірювального блоку

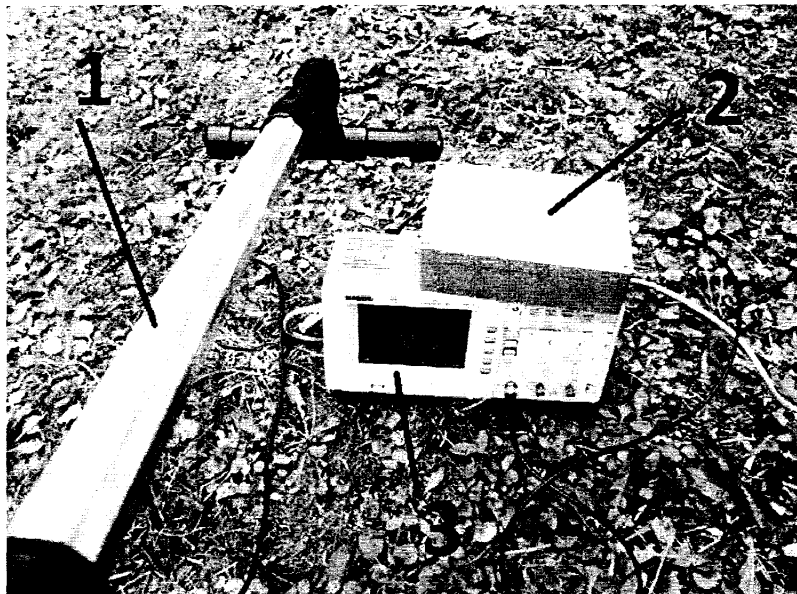
Імпульсний перетворювач постійної напруги застосовується з метою перетворення напруги з акумуляторної батареї в стабілізовану напругу для загального живлення системи. Даний перетворювач реалізований на мікросхемі FDD03-12D4 [114].

Попередній регульований підсилювач виконаний на базі прецизійного інструментального підсилювача типу INA163UA [115] з низьким рівнем шумів та спотворення, не лінійність коефіцієнта підсилення якого становить 0.002%, а коефіцієнт послаблення синфазних сигналів більше 100 дБ. Коефіцієнт підсилення попереднього підсилювача може змінюватися в широкому діапазоні: від 10 до 500.

Регульований біквадратний смуговий фільтр [116] зібраний на базі прецизійних операційних підсилювачів типу OPA2227 [117] з високою точністю та низьким рівнем шумів. Перевагою такого фільтру є можливість регулювання його частоти (за допомогою резистивних елементів), при збереженні постійності ширини смуги пропускання [116].

Крім того, для реєстрації і відображення вимірювального сигналу застосовується двоканальний цифровий осцилограф RIGOL DS1102E [118]. Для задання сигналу на досліджуваний трубопровід необхідно використовувати мультичастотний генератор змінного струму.

Загальний вигляд розробленого експериментального взірця ІВС та двоканального цифрового осцилографа наведено на рисунку 3.15. Для передачі сигналу від вимірювального блоку до цифрового осцилографа використовується екранований кабель.



1 – магнітна антена; 2 – вимірювальний блок; 3 – цифровий двоканальний осцилограф

Рисунок 3.15 – Загальний вигляд розробленого взірця ІВС для контролю ізоляційного покриття ПТ із цифровим осцилографом для реєстрації інформативного сигналу

3.4 Розроблення методики проведення експериментальних досліджень за допомогою запропонованого взірця ІВС

З метою проведення експериментальних досліджень на навчально-науковому полігоні з використанням розробленого взірця ІВС запропоновано підхід, який включає наступні кроки:

- під'єднання та увімкнення усіх блоків та вузлів, необхідних для проведення вимірювань з метою перевірки їхньої працездатності;
- налаштування експериментального взірця ІВС на бездефектній ділянці ПТ з метою отримання відповідних залежностей зміни інформативних параметрів;
- проведення експериментальних досліджень з використанням електромагнітного фазового методу контролю (визначення питомого зсуву фази між точками контролю);

- вимірювання значень струму за допомогою електромагнітного амплітудного методу контролю з використанням сталого кроку між точками вимірювань;

- зменшення кроку між точками вимірювань у місцях значної питомої зміни значень струмового сигналу в стінках досліджуваного трубопроводу (при необхідності);

- зіставлення отриманих результатів контролю для аналізу зміни основних інформативних параметрів з метою отримання ідентифікаційних ознак того чи іншого дефекту ізоляційного покриття;

- аналіз отриманих результатів контролю та формування висновків щодо стану ізоляції.

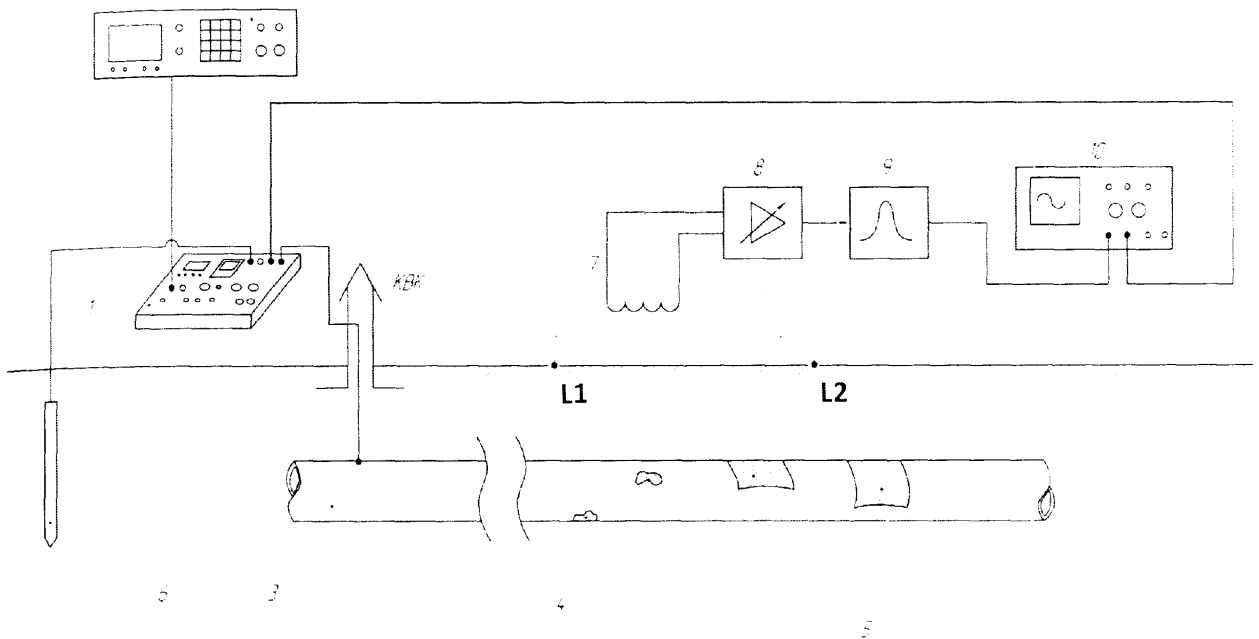
В даному випадку немає необхідності в попередньому визначенні осі та глибини залягання досліджуваного трубопроводу, оскільки згадані параметри є наперед відомими.

3.4.1 Дослідження стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів на основі електромагнітного фазового методу контролю

Схема під'єднання необхідних для контролю технічних засобів, блоків та вузлів, а також загальна методика проведення експериментальних досліджень з використанням електромагнітного фазового методу наведена на рисунку 3.16 (складена на основі запропонованої в розділі 2 схеми, наведеної на рисунку 2.19).

Наведена на рисунку 3.16 методика проведення експериментальних досліджень полягає в наступному. На досліджуваній трубопроводі 3 через контрольню-вимірювальну колонку (КВК) подаємо сигнал визначеної частоти за допомогою мультичастотного генератора 1. Також існує можливість задання форми вимірювального сигналу синтезатором 2 (подібна необхідність може виникати на складних ТОНГК у зв'язку із наявністю значних сторонніх завад). Приймальний пристрій, який включає магнітну

антену 7, регульований підсилювач 8 та регульований смуговий фільтр 9, на виході під'єднується до двоканального цифрового осцилографа 10 (RIGOL DS1102E), до якого також під'єднаний кабель від мультичастотного генератора 1.



1 – мультичастотний генератор, 2 – синтезатор; 3 – досліджуваний підземний трубопровід; 4 – наскрізні дефекти ізоляції; 5 – відшарування ізоляційного покриття; 6 – заземлювач; 7 – магнітна антена; 8 – регульований підсилювач; 9 – регульований смуговий фільтр; 10 – цифровий осцилограф; L1, L2 – точки вимірювань

Рисунок 3.16 – Схема підключення основних блоків і вузлів та проведення експериментальних досліджень

Під час руху вздовж досліджуваного трубопроводу 3 в місцях наявних дефектів ізоляції 4 та 5 відбуваються значні зміни зсуву фази сигналу, які перевищують зміни зсуву фази на бездефектних ділянках. Реєстрація значення питомого зсуву фази отриманого сигналу відносно опорного, який подається із генератора, відбувається візуально, оцінюючи отримані

відображення сигналів на екрані двоканального цифрового осцилографа 10 (RIGOL DS1102E, рисунок 3.17).

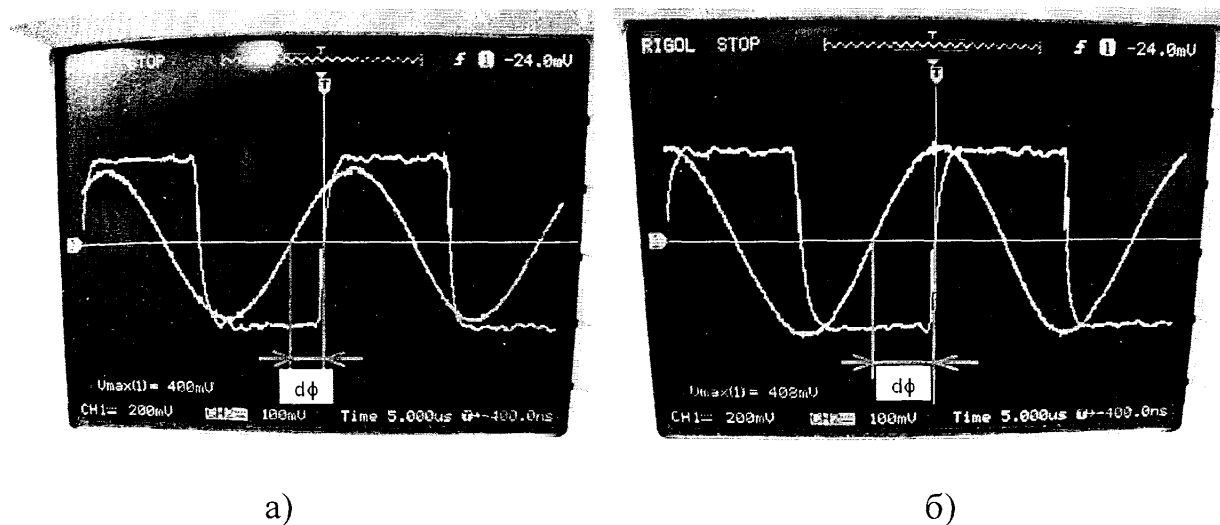


Рисунок 3.17 – Вимірювання зсуву фази за допомогою двоканального цифрового осцилографа:

а) – в точці L1 (рисунок 3.9); б) – в точці L2 (рисунок 3.9)

Необхідно відмітити, що в даному випадку виникає необхідність попереднього співставлення нульових рівнів двох періодичних сигналів різної форми (опорного, який подається з генератора, та вимірюваного, який поступає через ІВС з досліджуваного трубопроводу). На рисунках 7,а та 7,б наведені графіки вимірювань значень зсуву фази відповідно в точках L1 та L2, розміщених вздовж досліджуваного трубопроводу (рисунок 3.16).

В процесі роботи проведені експериментальні дослідження згідно із запропонованою методикою з використанням різних робочих частот (від 128 Гц до 33 кГц). Найбільш оптимальною обрана частота 33 кГц, при якій найбільш чітко спостерігалися відхилення основного інформативного параметру – питомого зсуву фази. Вибір частоти також пов'язаний із незначною довжиною досліджуваної ділянки підземного трубопроводу та із необхідністю збільшення чутливості магнітної антени.

Процес вимірювання даного інформативного параметру наведено на рисунку 3.18. Крок між точками вимірювань обрано довжиною 0.5 м, як

найбільш оптимальний, враховуючи незначну довжину досліджуваної ділянки та з метою отримання якомога інформативніших результатів досліджень.

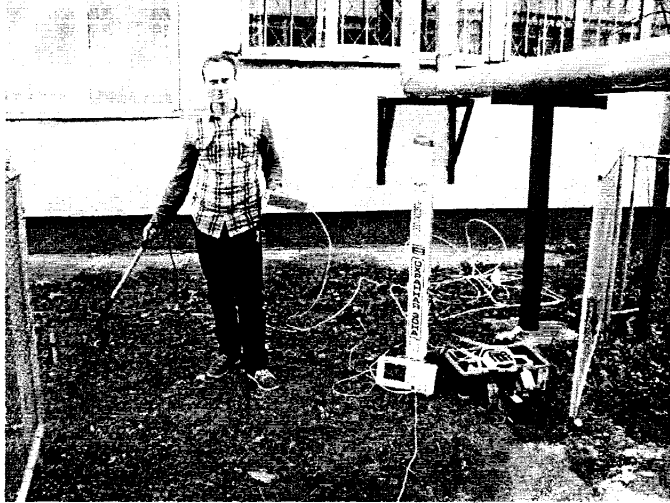


Рисунок 3.18 – Проведення вимірювань на навчально-науковому полігоні для технічної діагностики підземних комунікацій

На рисунку 3.19 наведені отримані результати питомого зсуву фази вимірювального сигналу вздовж досліджуваної ділянки ПТ довжиною 20 м при використанні робочої частоти 33 кГц.

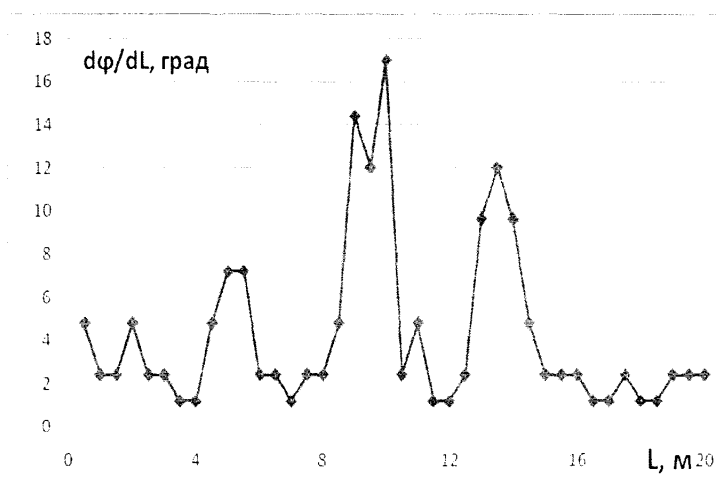


Рисунок 3.19 – Результати вимірювань питомого зсуву фази на ділянці підземного трубопроводу з дефектами ізоляції, розміщеному на навчально-науковому полігоні

Як видно з рисунку 3.19, на наведеному графіку спостерігаються області 9-10 та 13-14 із значними питомими зсувами фази. На ділянці 9-10 розміщені штучно створені відшарування ізоляційного покриття, а на ділянці 13-14 – наскрізні дефекти ізоляції.

Таким чином, можна судити про чутливість інформативного параметра питомої зміни зсуву фази та, відповідно, електромагнітного фазового методу контролю до виявлення наявних на підземному трубопроводі дефектів ізоляційного покриття.

3.4.2 Дослідження стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів на основі електромагнітного амплітудного методу контролю

Експериментальні дослідження по вимірюванню значень інформативного сигналу за допомогою електромагнітного амплітудного методу контролю проводилися на навчально-науковому полігоні з використанням експериментального взірця ІВС з прийнятим кроком між точками контролю, рівним 0.5 м, аналогічним до встановленого при фазовому методі.

Реєстрація прийнятого від трубопроводу сигналу проводилася за допомогою цифрового осцилографа (рисунок 3.20).

В даному випадку отримані значення величини напруги в точках контролю вздовж досліджуваної ділянки підземного трубопроводу (дані значення відображаються на екрані цифрового осцилографа).

Переведення отриманих величин інформативного сигналу в значення струму проводиться згідно із наступною залежністю з поправкою на глибину залягання трубопроводу в кожній із точок вимірювань [52, 119]:

$$I = \frac{2\pi h}{K} U_i \quad (3.1)$$

де K – постійний коефіцієнт, який пов’язує напруженість змінного магнітного поля з напругою на виході магнітної антени і який залежить тільки від конструкції магнітної антени, Ом·м; h – мінімальна відстань від трубопроводу до горизонталі, на якій розміщена магнітна антена, м (в даному випадку приймається глибина залягання досліджуваного трубопроводу); U_i – значення напруги у стінках трубопроводу в точках вимірювань, мВ.

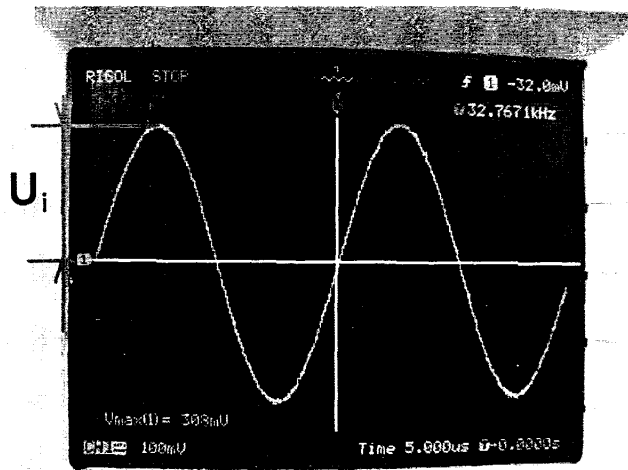


Рисунок 3.20 – Реєстрація значень інформативного сигналу в стінках досліджуваного підземного трубопроводу за допомогою цифрового осцилографа (U_i – значення амплітуди інформативного сигналу)

Вимірювання значень напруги вздовж досліджуваної ділянки трубопроводу проводилися з використанням різних робочих частот. При використанні низьких частот в місцях наскрізних дефектів були зафіксовані значні затушення інформативного сигналу (без аномальних змін значень струму), тоді як в місцях відшарувань ізоляційного покриття значних змін в значеннях напруги не спостерігалось. Результати затушення струмового сигналу (після переведення отриманих значень напруги) в стінках досліджуваного трубопроводу на 5-ти робочих частотах (128 Гц, 512 Гц, 577 Гц, 820 Гц та 1 кГц) наведені на рисунку 3.21.

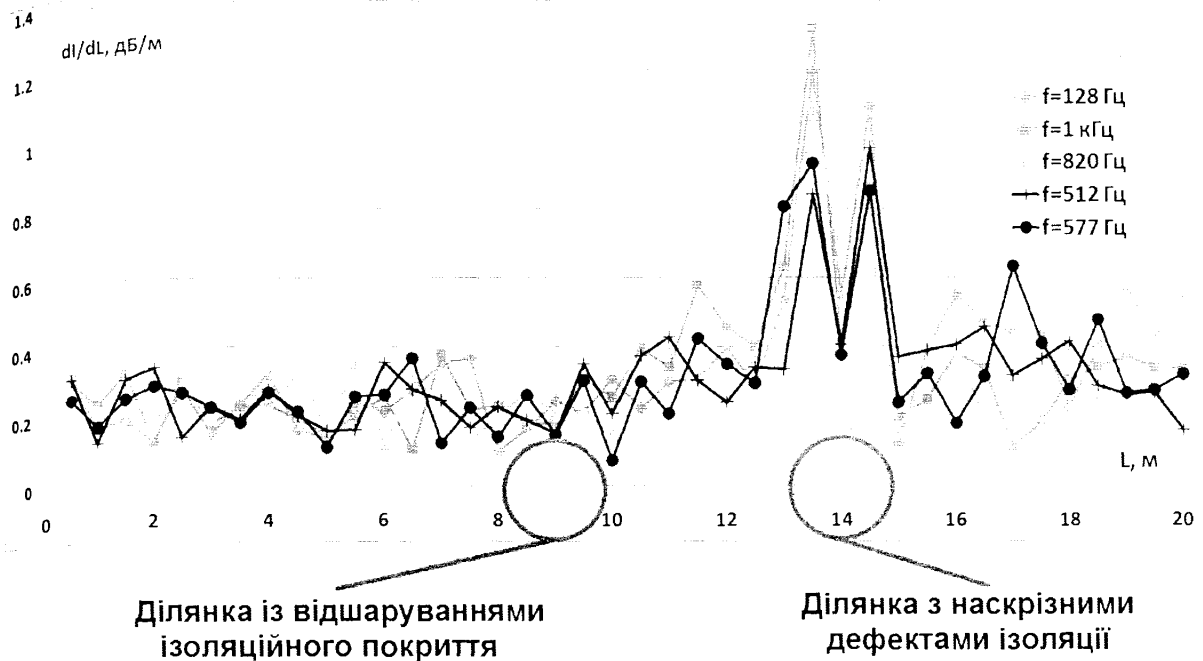


Рисунок 3.21 – Результати затухання струму в стінках досліджуваного трубопроводу на частотах 128 Гц, 512 Гц, 577 Гц, 820 Гц та 1 кГц

При використанні вищих робочих частот, а зокрема 33 кГц, в ділянці розміщення наскрізних дефектів ізоляційного покриття було зафіксовано зростання значень струму (на початку наявного дефекту) та різкий спад сигналу (одразу після проходження місця дефекту). При використанні частоти 33 кГц такі характерні зміни інформативного сигналу спостерігалися найбільш чітко.

З метою перевірки адекватності отриманих результатів були проведені багаторазові вимірювання значень струму (>30) вздовж досліджуваного підземного трубопроводу з наявними дефектами ізоляційного покриття за допомогою електромагнітного амплітудного методу (при використанні робочої частоти величиною 33 кГц). Такі вимірювання дозволили підтвердити наявність характерних змін значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу в околі наскрізних дефектів ізоляції [59, 120]. Даний ефект пов'язаний із додаванням/відніманням струмів витікання та транзитного в місці наскрізного пошкодження ізоляційного покриття [59, 62,

120]. Отримані результати вимірювань напруги та, відповідно, обчислені значення струму наведені в додатку В.

На рисунку 3.22 наведені графіки, побудовані на основі отриманих результатів вимірювань, а на рисунку 3.23 представлені усереднені результати таких вимірювань по кожній із контрольних точок.

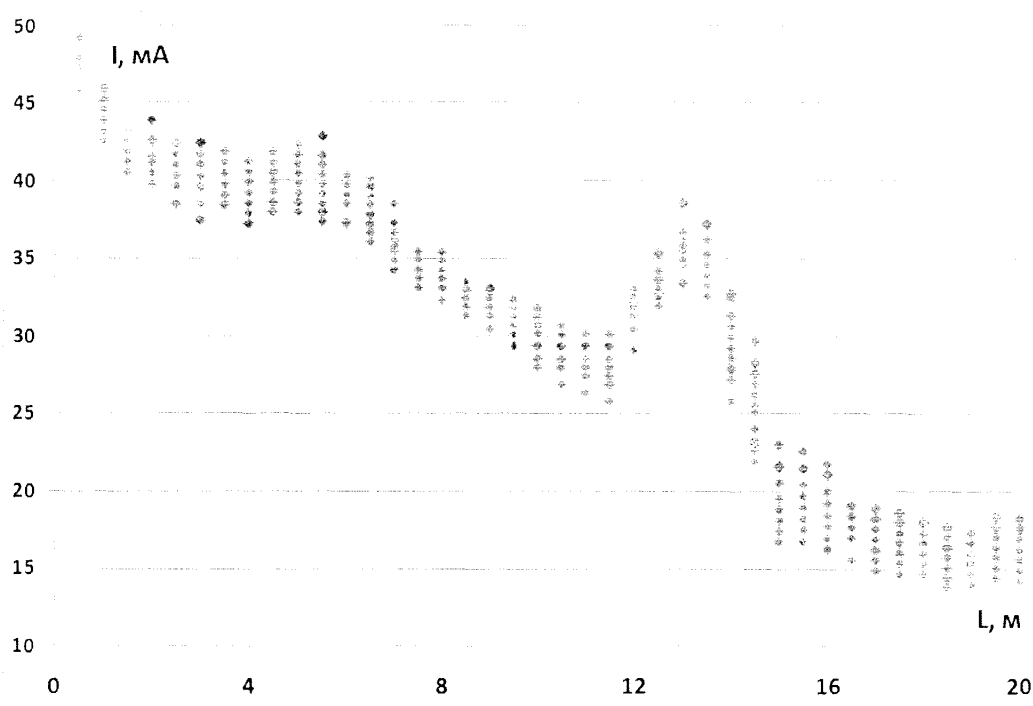


Рисунок 3.22 – Графіки зміни струмового сигналу на ділянці досліджуваного підземного трубопроводу

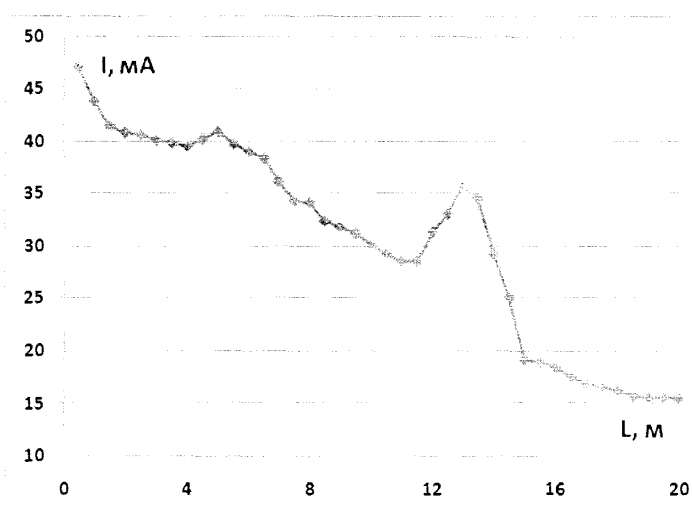


Рисунок 3.23 – Усереднені результати вимірювань значень струму вздовж ділянки досліджуваного підземного трубопроводу

У випадку обстеження ділянок підземних трубопроводів більшої протяжності та при обраному початковому кроці між точками вимірювань, який значно перевищує орієнтовну довжину наявних наскрізних дефектів ізоляції, доцільним є зменшення цього кроку в місцях значного затухання струмового сигналу з метою локалізації потенційно небезпечних місць із наскрізними пошкодженнями ізоляційного покриття. Це насамперед пов'язано з тим, що затухання величини струмового сигналу можуть виникати не тільки внаслідок витікань струму в ґрунт в місцях наскрізних дефектів ізоляції, але і у місцях наявних відводів, поворотів чи різкої зміни глибини залягання досліджуваних трубопроводів. Особливо такі ситуації є характерними для складних ТОНГК, на яких присутня велика кількість нелінійних ділянок технологічних трубопроводів, а також значна кількість суміжних комунікацій.

Отримані залежності значень струмового сигналу із характерними змінами струму на ділянці 4-5 (рисунок 3.23) пов'язані з присутніми незначними дефектами ізоляції в місці зварного з'єднання двох частин підземного трубопроводу. На ділянці 12-15 (рисунок 3.23) спостерігаються більш суттєві зміни на місці наявних штучно створених наскрізних дефектів ізоляційного покриття.

Наявність ділянок досліджуваного підземного трубопроводу із можливим зростанням величини струмового сигналу може бути пояснене аномаліями розподілу складових компонент магнітного поля, які спричинені витіканням струму крізь локальні наскрізні дефекти ізоляційного покриття [31, 59]. Такі характеристики не спостерігатимуться, наприклад, в місцях відводів від основного досліджуваного трубопроводу, враховуючи відсутність на таких ділянках чіткого контакту металу труби з ґрунтовим електролітом.

Слід звернути увагу на те, що в місцях відшарувань ізоляційного покриття подібні ефекти не спостерігалися, що пояснюється значним опором розтіканню струмів в ґрунт в місцях таких дефектів.

В роботі [121] наведена залежність, згідно з якою визначається якість ізоляційного покриття, а саме – питоме згасання струму вздовж досліджуваного підземного нафтогазопроводу відносно довжини між точками вимірювань:

$$dI / dL = 20 \lg \left(\frac{I_{i+1}}{I_i} \right) \cdot \frac{1}{L} \quad (3.2)$$

де I_i , I_{i+1} – значення струму в точках контролю i та $i+1$ відповідно; L – відстань між контрольованими точками i та $i+1$.

В роботі [53] також відмічається можливість оцінювання питомого згасання струму вздовж досліджуваного підземного трубопроводу через коефіцієнт згасання даного струму. Така залежність описується наступною формулою:

$$dI / dL = \frac{20 \cdot \alpha}{\ln(10)} \quad (3.3)$$

де α – коефіцієнт згасання струму.

Коефіцієнт згасання струму в даному випадку описується із врахуванням параметрів трубопроводу та оточуючого ґрунту [29, 53]:

$$\alpha = \sqrt{f \frac{\mu_0 \pi r_p}{R_{c0}} (5.98 - \ln(r_p \sqrt{f \sigma_s}))} \quad (3.4)$$

де R_{c0} – початковий перехідний опір ізоляційного матеріалу.

Наведена залежність коефіцієнта згасання справедлива насамперед для магістральних трубопроводів значної протяжності. В той же час, для коротких ділянок підземних трубопроводів, які розміщуються на території складних ТОНГК, ступінь затухання вимірювального сигналу є досить важкопрогнозованою, що пояснюється не тільки впливом ґрунтового середовища, але й наявністю значної кількості зовнішніх електромагнітних

завад, які не завжди можна правильно і найбільш точно врахувати та описати згідно з відомими теоретичними залежностями.

Таким чином, оцінку затухання струму вздовж ділянок підземних трубопроводів, розміщених на території складних ТОНГК, доцільно провести на основі результатів експериментальних досліджень.

Отримані результати експериментальних вимірювань значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу на території навчально-наукового полігону (рисунок 3.23) дозволяють простежити значні затушення сигналу навіть на бездефектній ділянці даного трубопроводу (у порівнянні із величинами, які можна розрахувати згідно з відомими теоретичними залежностями (3.3) та (3.4)).

Таким чином, доцільно спочатку оцінити затушення сигналу для ділянки даного досліджуваного трубопроводу з відсутніми наскрізними дефектам ізоляції. Для цього апроксимуємо криву залежності значень струму по довжині трубопроводу на ділянці від 0.5 до 11.5 м.

На рисунку 3.24 наведено графік з апроксимаційною кривою для ділянки досліджуваного трубопроводу.

На основі апроксимації встановлено, що зміна значень струму по довжині досліджуваного трубопроводу відбуватиметься за експоненціальним законом:

$$I_x = b \cdot e^{-\alpha x}, \quad (3.5)$$

де I_x – значення струму на відстані x від початкової точки контролю; b – коефіцієнт, який відповідає за величину струмового сигналу, що подається на досліджуваний підземний трубопровід (значення струму в початковій точці контролю – I_0); α – коефіцієнт затушення струмового сигналу вздовж досліджуваного трубопроводу.

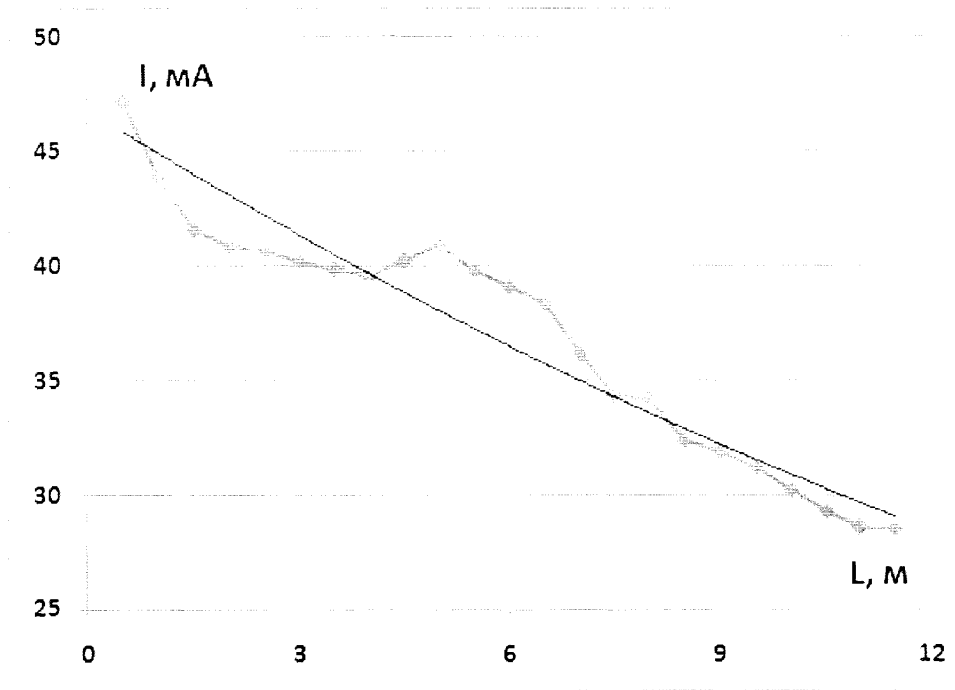


Рисунок 3.24 – Крива апроксимації для значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу на його ділянці без наскрізних дефектів ізоляції

Для наведеної ділянки (рисунок 3.21) залежність (3.5) має наступний вигляд:

$$I_x = 46.85 \cdot e^{-0.04x}, \quad (3.6)$$

Коефіцієнт затухання α в даному випадку також залежить від товщини ізоляційного покриття, яка не залишається «ідеально стабільною» по всій довжині трубопроводу. Зміни товщини ізоляційного покриття впливають на такі параметри ізоляції як її опір та ємність (графічні залежності були наведені в розділі 2 на рисунках 2.12 та 2.13).

Розрахуємо згідно залежності (3.6) значення струму по всій ділянці досліджуваного трубопроводу, а також знайдемо відхилення від реальних значень, отриманих під час експериментальних досліджень. Отримані результати представимо в таблиці (таблиця 3.1).

**Результати теоретичного та експериментального розрахунків значень
струму в стінках досліджуваного трубопроводу**

Точка, м	I, мА експериментальне	I, мА розрахункове	ΔI , мА (I _{експ} -I _{розрах})	Примітки
0.5	47.19194	45.92231	-1.26963	
1.0	43.86856	45.01299	1.144422	
1.5	41.53692	44.12167	2.584744	
2.0	40.83796	43.248	2.41004	
2.5	40.61007	42.39163	1.781561	
3.0	40.17416	41.55222	1.378058	
3.5	39.82073	40.72943	0.908707	
4.0	39.54817	39.92294	0.374762	
4.5	40.20195	39.13241	-1.06954	
5.0	40.95876	38.35754	-2.60123	
5.5	39.79541	37.59801	-2.1974	
6.0	39.06919	36.85352	-2.21567	
6.5	38.34437	36.12377	-2.22061	
7.0	36.11244	35.40847	-0.70397	
7.5	34.36617	34.70733	0.341164	
8.0	34.23816	34.02008	-0.21808	
8.5	32.38691	33.34644	0.959525	
9.0	31.86344	32.68614	0.822697	
9.5	31.20808	32.03891	0.830824	
10.0	30.16781	31.40449	1.23668	
10.5	29.31587	30.78264	1.466775	
11.0	28.5536	30.17311	1.619504	
11.5	28.53567	29.57564	1.039972	
12.0	31.33223	28.99	-2.34222	
12.5	33.03436	28.41596	-4.6184	
13.0	35.7917	27.85329	-7.93842	Зона дефекту
13.5	34.56311	27.30176	-7.26135	Зона дефекту
14.0	29.28053	26.76114	-2.51938	Зона дефекту
14.5	25.10591	26.23124	1.125331	Зона дефекту
15.0	19.18379	25.71183	6.528033	
15.5	18.91528	25.2027	6.287412	
16.0	18.43858	24.70365	6.265068	
16.5	17.60123	24.21449	6.613253	
17.0	16.85813	23.73501	6.876874	
17.5	16.57257	23.26502	6.692453	
18.0	16.21807	22.80434	6.586268	
18.5	15.7208	22.35279	6.631988	
19.0	15.59771	21.91017	6.312461	
19.5	15.56817	21.47632	5.908151	
20.0	15.50768	21.05106	5.543381	

Як видно з таблиці 3.1, в місцях наявних наскрізних дефектів ізоляційного покриття присутні значні зміни параметра ΔI , приймаючи при цьому як від'ємні, так і додатні значення. Після пройденної ділянки дефекту присутні також значні розбіжності між теоретичними та експериментальними результатами, що пояснюється затуханням значення струму після витікання його частини в місці наскрізного дефекту ізоляційного покриття. Оскільки, в рівності (3.5) коефіцієнт b відповідає за значення струму в початковій точці контролю, то для ділянки, розміщеної після дефекту, його можна прийняти рівним значенню струму, який є меншим від початкового на величину, яка визначається різницею значень струмів перед аномальною ділянкою та в кінці аномальної ділянки (ділянки із наявним зростанням струмового сигналу). Отже, така різниця буде визначена між точками 12.0 та 15.0 (таблиця 3.1).

Значення струму в даних точках, відповідно, становить:

$$I_{12.0} = 31.33223 \text{ мА}$$

$$I_{15.0} = 19.18379 \text{ мА}$$

Таким чином, різниця, на яку потрібно зменшити коефіцієнт b для подальшої ділянки контролю становить:

$$b = 46.85 - (31.33223 - 19.18379) = 34.70156 \quad (3.7)$$

Отже, для ділянки контролю після точки 15.0 значення струму щодо відстані від початкової точки контролю змінюватиметься згідно наступної залежності:

$$I_x = 34.70156 \cdot e^{-0.04x}, \quad (3.8)$$

Підставимо дану залежність в таблицю 3.1 для точок, які розміщуються після наскрізного дефекту ізоляційного покриття. Результати наведені в таблиці 3.2.

Як видно з таблиці 3.2, після точки 15.0 в даному випадку маємо незначні розбіжності між виміряними та отриманими за допомогою розв'язку рівності (3.8) результатами.

Таблиця 3.2

Результати теоретичного та експериментального розрахунків значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу (з врахуванням дефекту)

Точка, м	I, мА експериментальне	I, мА розрахункове	ΔI , мА (I _{експ} -I _{розрах})	Примітки
0.5	47.19194	45.92231	-1.26963	
1.0	43.86856	45.01299	1.144422	
1.5	41.53692	44.12167	2.584744	
2.0	40.83796	43.248	2.41004	
2.5	40.61007	42.39163	1.781561	
3.0	40.17416	41.55222	1.378058	
3.5	39.82073	40.72943	0.908707	
4.0	39.54817	39.92294	0.374762	
4.5	40.20195	39.13241	-1.06954	
5.0	40.95876	38.35754	-2.60123	
5.5	39.79541	37.59801	-2.1974	
6.0	39.06919	36.85352	-2.21567	
6.5	38.34437	36.12377	-2.22061	
7.0	36.11244	35.40847	-0.70397	
7.5	34.36617	34.70733	0.341164	
8.0	34.23816	34.02008	-0.21808	
8.5	32.38691	33.34644	0.959525	
9.0	31.86344	32.68614	0.822697	
9.5	31.20808	32.03891	0.830824	
10.0	30.16781	31.40449	1.23668	
10.5	29.31587	30.78264	1.466775	
11.0	28.5536	30.17311	1.619504	
11.5	28.53567	29.57564	1.039972	
12.0	31.33223	28.99	-2.34222	
12.5	33.03436	28.41596	-4.6184	
13.0	35.7917	27.85329	-7.93842	Зона дефекту
13.5	34.56311	27.30176	-7.26135	Зона дефекту
14.0	29.28053	26.76114	-2.51938	Зона дефекту
14.5	25.10591	26.23124	1.125331	Зона дефекту
15.0	19.18379	19.04462	0.139172	
15.5	18.91528	18.66751	0.247773	
16.0	18.43858	18.29787	0.140713	
16.5	17.60123	17.93555	-0.33432	
17.0	16.85813	17.5804	-0.72227	
17.5	16.57257	17.23228	-0.65972	
18.0	16.21807	16.89106	-0.67299	
18.5	15.7208	16.5566	-0.8358	
19.0	15.59771	16.22875	-0.63104	
19.5	15.56817	15.9074	-0.33923	
20.0	15.50768	15.59242	-0.08473	

Це свідчить про адекватність отриманої на основі експериментальних даних теоретичної моделі.

Таким чином, в даному випадку доцільно застосовувати апроксимацію сплайнами, поділяючи досліджувану ділянку на кілька, які розділяються наявними наскрізними дефектами ізоляційного покриття.

Тепер необхідно оцінити відхилення значень струму, які будуть критичними і відповідатимуть за наявності наскрізного дефекту ізоляційного покриття.

Для цього скористаємося критерієм хі-квадрат (χ^2), зокрема критичними точками розподілу хі-квадрат при заданому рівні значимості та при відомій кількості ступенів свободи.

Оцінювання на основі критерію хі-квадрат відбувається шляхом порівняння відхилень експериментальних результатів від теоретичних на обраних ділянках контролю щодо критичних. Для ділянок, на яких присутні значні дефекти ізоляції (відповідно, наявні значні відхилення інформативного параметру), повинна виконуватися наступна умова:

$$\sum_{i=1}^n \frac{(I_{Ei} - I_{Ti})^2}{I_{Ti}} \geq \chi_{KP}, \quad (3.9)$$

де I_{Ei} – отримане значення струму в результаті експериментальних досліджень в i -ій точці контролю; I_{Ti} – розраховане значення струму згідно із залежністю (3.5) в i -ій точці контролю; n – загальна кількість точок контролю (кількість ступенів вільності); χ_{KP} – критична точка розподілу хі-квадрат при заданому рівні значимості та відомій кількості ступенів свободи (вибирається згідно з додатком Е).

У випадку невиконання рівності (3.9) можна стверджувати щодо відсутності критичних відхилень і, в результаті, відсутності наскрізних дефектів ізоляційного покриття на даній ділянці контролю.

Проведемо розрахунок відхилень значень струму для досліджуваного трубопроводу згідно з даними таблиці 3.2. Отримаємо:

**Результати оцінювання відхилень значень струму в стінках
досліджуваного трубопроводу згідно з критерієм хі-квадрат**

Точка, м	$I_{вн}$, мА	$I_{тн}$, мА	$I_{вн} - I_{тн}$, мА	$\frac{(I_{вн} - I_{тн})^2}{I_{тн}}$
0.5	47.19194	45.92231	-1.26963	0.035102
1.0	43.86856	45.01299	1.144422	0.029096
1.5	41.53692	44.12167	2.584744	0.15142
2.0	40.83796	43.248	2.41004	0.134302
2.5	40.61007	42.39163	1.781561	0.074872
3.0	40.17416	41.55222	1.378058	0.045703
3.5	39.82073	40.72943	0.908707	0.020274
4.0	39.54817	39.92294	0.374762	0.003518
4.5	40.20195	39.13241	-1.06954	0.029232
5.0	40.95876	38.35754	-2.60123	0.176403
5.5	39.79541	37.59801	-2.1974	0.128426
6.0	39.06919	36.85352	-2.21567	0.133208
6.5	38.34437	36.12377	-2.22061	0.136506
7.0	36.11244	35.40847	-0.70397	0.013996
7.5	34.36617	34.70733	0.341164	0.003354
8.0	34.23816	34.02008	-0.21808	0.001398
8.5	32.38691	33.34644	0.959525	0.02761
9.0	31.86344	32.68614	0.822697	0.020707
9.5	31.20808	32.03891	0.830824	0.021545
10.0	30.16781	31.40449	1.23668	0.048699
10.5	29.31587	30.78264	1.466775	0.069891
11.0	28.5536	30.17311	1.619504	0.086925
11.5	28.53567	29.57564	1.039972	0.036569
12.0	31.33223	28.99	-2.34222	0.189238
12.5	33.03436	28.41596	-4.6184	0.75062
13.0	35.7917	27.85329	-7.93842	2.262514
13.5	34.56311	27.30176	-7.26135	1.931278
14.0	29.28053	26.76114	-2.51938	0.237183
14.5	25.10591	26.23124	1.125331	0.048277
15.0	19.18379	19.04462	0.139172	0.001017
15.5	18.91528	18.66751	0.247773	0.003289
16.0	18.43858	18.29787	0.140713	0.001082
16.5	17.60123	17.93555	-0.33432	0.006232
17.0	16.85813	17.5804	-0.72227	0.029673
17.5	16.57257	17.23228	-0.65972	0.025256
18.0	16.21807	16.89106	-0.67299	0.026814
18.5	15.7208	16.5566	-0.8358	0.042192
19.0	15.59771	16.22875	-0.63104	0.024538
19.5	15.56817	15.9074	-0.33923	0.007234
20.0	15.50768	15.59242	-0.08473	0.00046

Розглянемо графік зміни значень струму вздовж досліджуваного підземного трубопроводу із апроксимацією двома кривими (рисунок 3.25).

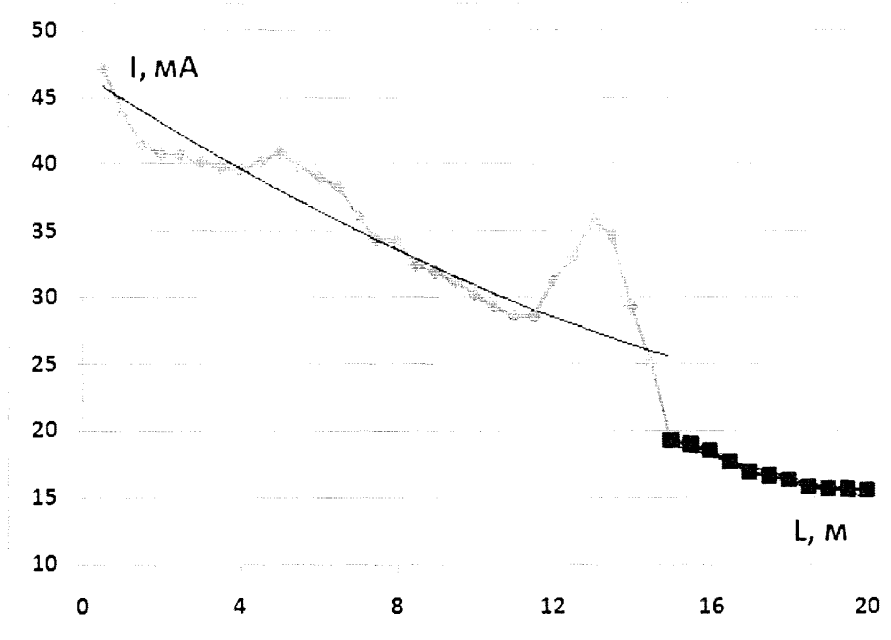


Рисунок 3.25 – Апроксимація двома кривими результатів вимірювань значень струму

Для отриманої залежності рівняння апроксимації наступні:

$$I_x = \begin{cases} 46.85 \cdot e^{-0.04x}, & \text{при } 0.5 \leq x < 15.0 \\ 34.70156 \cdot e^{-0.04x}, & \text{при } 15.0 \leq x \leq 20.0 \end{cases} \quad (3.10)$$

З рисунку 3.22 можна виділити три області значної довжини, на яких присутні відхилення експериментальних результатів від теоретичних з однаковим знаком. Це наступні ділянки: 1.0÷3.5, 4.5÷7.0 та 12.5÷14.5.

Для перших двох ділянок маємо 6 ступенів вільності (6 точок контролю), а для останньої – 5 ступенів. Для обраного рівня значимості рівного 0.95 вибираємо критичні значення точок розподілу хі-квадрат згідно із додатком Е.

Для шести ступенів вільності матимемо: $\chi_{KP} = 1.64$.

Для п'яти ступенів вільності критичне значення розподілу: $\chi_{KP} = 1.15$.

Згідно формули (3.9) оцінимо відхилення на обраних трьох ділянках контролю та порівняємо ці відхилення з критичними. Отримаємо:

- для ділянки 1.0÷3.5:

$$0.029096 + 0.15142 + 0.134302 + 0.074872 + 0.045703 + 0.020274 = 0.455667 < \chi_{кр} = 1.64 \quad (3.11)$$

- для ділянки 4.5÷7.0:

$$0.029232 + 0.176403 + 0.128426 + 0.133208 + 0.136506 + 0.013996 = 0.617771 < \chi_{кр} = 1.64 \quad (3.12)$$

- для ділянки 12.5÷14.5:

$$0.75062 + 2.262514 + 1.931278 + 0.237183 + 0.048277 = 5.229872 > \chi_{кр} = 1.15 \quad (3.13)$$

Як видно з формул (3.11) та (3.12) отримані значення відхилень не перевищують критичних, тоді як згідно з формулою (3.13) значення відхилення є більшим від критичного, що свідчить про наявність дефектів ізоляційного покриття.

Враховуючи, що саме на ділянці 12.5÷14.5 і є присутніми штучно створені наскрізні дефекти ізоляції, то отримані результати оцінювання за допомогою критерію хі-квадрат є адекватними та відповідають реальним.

Таким чином, отримані на основі експериментальних досліджень залежності дозволяють отримати і додаткове теоретичне підґрунтя щодо можливості виявлення та ідентифікації наскрізних дефектів ізоляційного покриття.

Обов'язковою умовою проведення контролю за допомогою електромагнітного амплітудного методу контролю є необхідність проведення попереднього контролю на взірцевій бездефектній ділянці підземного нафтогазопроводу.

З отриманих результатів проведених вимірювань можна судити щодо виявлення наскрізних дефектів ізоляції та про нечутливість електромагнітного амплітудного методу контролю до відшарувань ізоляційного покриття.

3.4.3 Методика опрацювання отриманих експериментальних результатів контролю

В процесі роботи проведені експериментальні дослідження за описаними теоретичними моделями на різних частотах. Найбільш оптимальною обрана частота 33 кГц. Вибір частоти пов'язаний насамперед із незначною довжиною досліджуваної ділянки підземного трубопроводу та із необхідністю збільшення чутливості магнітної антени. Крім того, використання вищих частот дозволяє зафіксувати більші значення в змінах питомого зсуву фази та характерні зміни значень струму в місцях наявних дефектів ізоляційного покриття.

Як показали отримані результати – фазовий метод контролю є чутливим як до наскрізних дефектів, так і до відшарувань ізоляційного покриття, що проявляється у фіксації значного питомого зсуву фази сигналу в місцях наявності таких дефектів. Дані результати підтверджують отримані раніше теоретичні дослідження. Однак чітко сказати про тип дефекту при використанні єдиного інформативного параметру досить складно.

В той же час отримані графічні залежності щодо зміни значень струму в стінках досліджуваного ПТ, виміряних із використанням електромагнітного амплітудного методу контролю дозволяють підтвердити твердження щодо значної чутливості такого методу до наскрізних дефектів ізоляційного покриття при його нечутливості до дефектів типу відшарування.

Як уже згадувалося раніше, наявні характерні зміни сигналу (при амплітудному методі контролю) – зростання значень струму в околі наскрізного дефекту ізоляційного покриття (безпосередньо перед дефектом ізоляції) пов'язані з наявністю струмів у ґрунті, наявністю опору розповсюдження струмів у ґрунт, наявності ефекту додавання/віднімання струмів витікання та транзитного, а також із впливом зовнішніх завад поблизу досліджуваного трубопроводу (суміжних комунікацій); а самі затухання повинні оцінюватися на основі попередніх експериментальних

досліджень на взірцевих ділянках підземних нафтогазопроводів з відомими характеристиками [62, 120].

З метою визначення можливості ідентифікації виду дефекту необхідно зіставити результати, отримані з почерговим використанням двох електромагнітних методів контролю. Слід відзначити, що в даному випадку доцільно використовувати питомі зміни двох інформативних параметрів – питому зміну зсуву фази та питому зміну значень струму між точками контролю.

Зіставлені результати проведених експериментальних досліджень наведені на рисунку 3.26.

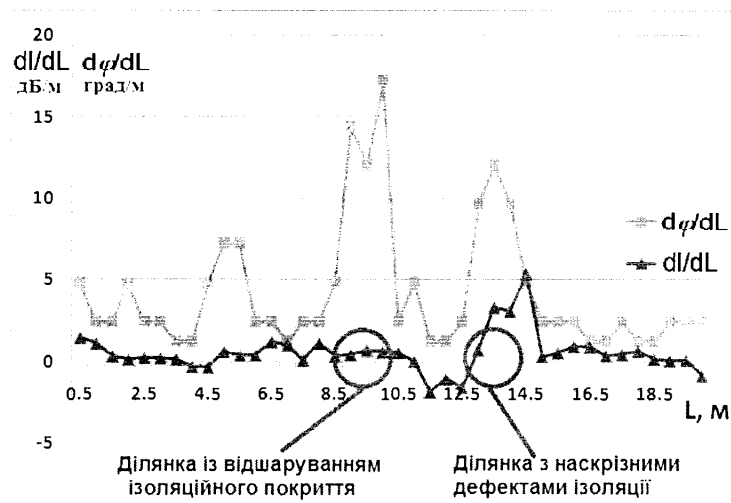


Рисунок 3.26 – Зіставлені результати вимірювань питомих змін значень струму та питомого зсуву фази на ділянці підземного трубопроводу з різними дефектами ізоляції, розміщеному на навчально-науковому полігоні

Як видно з рисунку 3.26, однозначно сказати про той чи інший дефект ізоляції з наявних графіків неможливо. Тому, з метою пошуку можливостей ідентифікації дефекту ізоляції введено додатковий параметр K_S , який дозволяє підвищити чутливість виявлення ефектів питомої зміни значень інформативних параметрів, і який описується через добуток квадратів питомих змін інформативних параметрів контролю:

$$K_s = \left(\frac{d\varphi}{dL} \right)^2 \cdot \left(\frac{dI}{dL} \right)^2 \quad (3.14)$$

На рисунку 3.27 наведено результати розрахунку параметра K_s для ділянки досліджуваного трубопроводу, який розміщений на навчально-науковому полігоні.

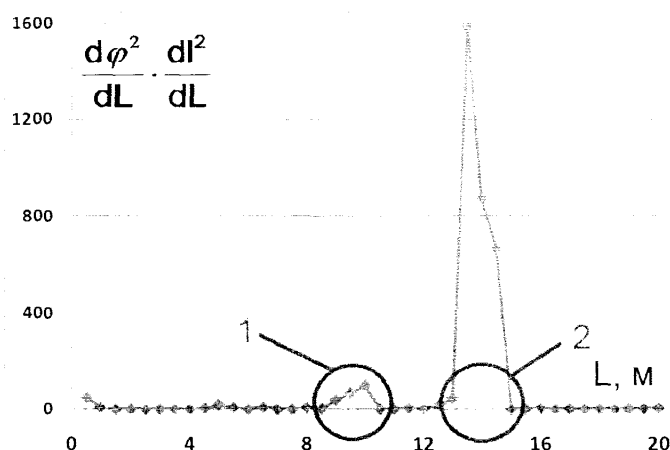


Рисунок 3.27 – Розрахункові результати зміни параметра ідентифікації K_s для досліджуваної ділянки підземного трубопроводу: 1 – зона відшарування ізоляції, 2 – ділянка із наскрізними дефектами

Як видно з рисунку 3.24, в місцях наявних дефектів ізоляції, величина параметру K_s значно відрізняється від величини цього параметру на бездефектних ділянках. Крім того, в місці наскрізних дефектів ізоляції даний параметр на декілька порядків перевищує значення цього параметру в місцях відшарування ізоляції.

З метою перевірки отриманих результатів та аналізу зміни даного параметру ідентифікації для діючих підземних трубопроводів в умовах складних ТОНГК, були проведені експериментальні дослідження на 50-ти ділянках таких трубопровідних мереж з оцінюванням зміни інформативних параметрів. Слід відзначити, що на частині даних ділянок уже були проведені обстеження стану ізоляції раніше і були відомі місця з потенційно наявними наскрізними дефектами ізоляційного покриття. Загалом отримані значення

інформативних параметрів в 1308-ми точках контролю. Відповідно, отримано 1308 значень параметру ідентифікації K_S . Частина результатів наведена в додатку Г.

Враховуючи отримані результати експериментальних досліджень, можна сформулювати умови ідентифікації виду дефекту ізоляційного покриття. Умови ідентифікації наступні. При наявності на графіку ідентифікації змін величини параметра ідентифікації K_S , який у 8-12 разів перевищує середні відносні зміни по всій ділянці контролю можна говорити про наявність відшарувань ізоляційного покриття, у випадку перевищення параметру ідентифікації середнього значення цього параметру на інших ділянках у 15 і більше разів можна стверджувати про наявність наскрізних дефектів ізоляції в даній області контролю.

Таким чином за допомогою введеного додаткового параметра ідентифікації K_S існує можливість розрізнення видів дефектів ізоляції підземних нафтогазопроводів.

Таким чином, створені штучні дефекти ізоляційного покриття на підземному металевому трубопроводі, розміщеному на території навчально-наукового полігону, дали можливість провести необхідні експериментальні дослідження і, відповідно, прослідкувати зміну основних інформативних параметрів у місцях наявності дефектів ізоляційного покриття різних видів – наскрізних та відшарувань.

Необхідно відмітити, що на території навчально-наукового полігону глибина залягання підземного трубопроводу була відома згідно з апріорною інформацією. На території діючих об'єктів нафтогазового комплексу слід спочатку використовувати наявні технічні засоби з метою оцінки положення досліджуваного трубопроводу – його осі та глибини залягання.

Основні наукові результати розділу опубліковані в працях [108, 122-128].

Висновки до розділу.

На основі одержаних результатів експериментальних досліджень удосконаленого електромагнітного методу контролю ізоляції ПТ робимо наступні висновки:

1) Розроблено схему і змонтовано експериментальну ділянку підземного трубопроводу з різними видами дефектів ізоляційного покриття на спеціальному навчально-науковому полігоні, що дало змогу провести експериментальні дослідження змін інформативних параметрів внаслідок пошкодження ізоляції.

2) Розроблений експериментальний взірець ІВС для виявлення та ідентифікації ізоляційного покриття підземних трубопроводів з метою перевірки отриманих теоретичних результатів.

3) Запропонована методика проведення експериментальних досліджень, яка включає почергове використання двох електромагнітних методів контролю – фазового та амплітудного.

4) На основі проведених експериментальних досліджень встановлено аналітичну залежність зміни значень струму для ділянок з наскрізними дефектами ізоляційного покриття, а також оцінено можливість ідентифікації наскрізних дефектів ізоляції на основі оцінювання критичних значень точок розподілу χ^2 -квадрат.

5) На основі оцінювання та аналізу отриманих змін інформативних параметрів контролю розроблено комплексний метод ідентифікації виду дефекту шляхом оцінювання значень запропонованого параметру ідентифікації.

РОЗДІЛ 4

МЕТРОЛОГІЧНИЙ АНАЛІЗ ТА ПРОМИСЛОВА АПРОБАЦІЯ МЕТОДИКИ ВИЯВЛЕННЯ ДЕФЕКТІВ ІЗОЛЯЦІЇ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

На основі отриманих теоретичних та експериментальних результатів розроблена методика контролю технічного стану ізоляційного покриття ПТ із можливістю виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції, яка включає по чергове використання двох електромагнітних методів контролю. Дана методика описана нижче.

4.1 Розроблення методики контролю стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів із можливістю виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції. Розроблення проекту нормативного документу

Методика виявлення дефектів ізоляції ПТ на території складних ТОНГК із використанням розробленого експериментального взірця ІВС та допоміжного обладнання передбачає наступні кроки:

- попередні роботи щодо аналізу досліджуваної ділянки підземного трубопроводу;
- підготовчі роботи;
- попереднє визначення траси та вимірювання глибини залягання досліджуваного підземного трубопроводу;
- підготовка експериментального взірця ІВС до роботи;
- попереднє налаштування експериментального взірця ІВС на взірцевій ділянці контролю;
- визначення зсуву фази на досліджуваній ділянці підземного трубопроводу із сталим кроком вимірювань;

- вимірювання амплітуди сигналу вздовж траси досліджуваного трубопроводу з тим же кроком, що і при вимірюванні зсуву фази;
- опрацювання та аналіз отриманих результатів з використанням спеціального програмного забезпечення;
- формування висновку проведеного контролю технічного стану ізоляційного покриття;
- шурфування потенційно небезпечних ділянок підземного трубопроводу із виявленими дефектами ізоляційного покриття.

Далі наведений короткий опис кожного з наведених кроків методики контролю (детальний опис наведено в додатку Д).

4.1.1 Попередні роботи щодо аналізу досліджуваної ділянки підземного трубопроводу

Попередні роботи по аналізу досліджуваної ділянки підземного трубопроводу включають:

- збір і аналіз інформації про трубопровід, який підлягає контролю;
- складання та затвердження плану робіт щодо контролю технічного стану ізоляції згідно з методикою, передбаченою цим стандартом.

Більш детальний опис складових кожного із наведених вище кроків приведено в додатку Д.

4.1.2 Підготовчі роботи

Підготовчі роботи включають наступні кроки:

- підготовка плану контрольованої ділянки ПТ;
- підготовка технічних засобів до контролю.

4.1.3 Попереднє визначення траси та вимірювання глибини залягання досліджуваного підземного трубопроводу

Визначення траси та даних щодо глибини залягання досліджуваного ПТ проводиться за допомогою трасошукача з індикатором глибини залягання (як засіб використовується трасошукач SeekTech RIDGID SR-60 [129] або інший трасошукач з відносною похибкою визначення глибини залягання не більше 2%).

Крок між точками вимірювань вибирається залежно від довжини, характеристик та параметрів розміщення досліджуваного ПТ.

Вибір кроку між точками контролю наступний. Для ділянок трубопроводів довжиною від 20 м до 50 м початковий крок між точками вимірювань вибирається 2 м, для ділянок від 50 м до 80 м – 3 м, для ділянок більших 80 м – 4 м.

Визначена траса досліджуваного трубопроводу маркується на місцевості, а отримані результати вимірювань глибини записуються в спеціальну таблицю даних.

4.1.4 Підготовка експериментального взірця ІВС до роботи

Перед початком проведення вимірювань необхідно подати вимірювальний сигнал встановленої частоти на досліджуваний трубопровід. Для цього слід використовувати мультичастотний генератор змінного струму, підключивши один з двох його виводів безпосередньо до трубопроводу, а інший – до заземлювача. В нашому випадку використовується генератор RIDGID SeekTech ST-510 [130], в якому закладена можливість подання сигналу більше 30 різних робочих частот (від 128 Гц до 93 кГц).

Більш детально подальша підготовка взірця ІВС до вимірювань інформативних параметрів наведена в додатку Д.

4.1.5 Попереднє налаштування експериментального взірця ІВС на взірцевій ділянці контролю

Для попереднього налаштування експериментального взірця ІВС на взірцевій ділянці контролю потрібно спочатку обрати взірцеву ділянку для контролю з відомими характеристиками досліджуваного трубопроводу та параметрами оточуючого ґрунтового середовища, а також провести необхідні роботи по підключенню технічних засобів та допоміжного обладнання.

Перед початком вимірювань необхідно зіставити нульові рівні двох періодичних сигналів на екрані цифрового осцилографа – опорного та вимірювального.

Детальний опис налаштування експериментального взірця ІВС на взірцевій ділянці контролю наведено в додатку Д.

4.1.6 Визначення зсуву фази на досліджуваній ділянці підземного трубопроводу із сталим кроком вимірювань

Розроблений взірець ІВС зорієнтований на можливість вимірювання двох інформативних параметрів (значень напруги в стінках досліджуваного трубопроводу та зсуву фази вимірювального сигналу).

Підключення усіх необхідних технічних засобів здійснюється згідно схеми, наведено на рисунку 3.16.

Двоканальний осцилограф розташовується поблизу місця підключення генератора до досліджуваного трубопроводу. На один вхід осцилографа поступає сигнал з приймача сигналу (через кабель), а на інший – опорний сигнал з мультичастотного генератора змінного струму.

Оператор рухається вздовж досліджуваного ПТ і у вибраних точках контролю проводяться вимірювання інформативного сигналу. Зчитування результатів контролю відбувається іншим оператором візуально з екрану

цифрового осцилографа (рекомендовано використовувати не менше двох варіантів розгортки осцилографа із різним масштабом з метою більш точної реєстрації даних; для зменшення часу контролю, пов'язаного із зчитуванням інформації, можна виконувати фотографії розгортки за допомогою цифрового фотоапарату з подальшим аналізом на персональному комп'ютері).

Незначні відхилення магнітної антени відносно лінії осі трубопроводу не здійснюють значного впливу на результати вимірювань, оскільки зміна величини сигналу не впливає на значення зсуву фази (зняття показів по фазі необхідно вести відносно значень нульового рівня сигналу).

Детальний опис процедури визначення зсуву фази на досліджуваній ділянці наведено в додатку Д.

Слід відмітити, що у зв'язку із описаним вище існує необхідність мінімум в двох операторах для проведення контролю.

Отримані результати також заносяться в спеціальну таблицю даних.

4.1.7 Вимірювання амплітуди сигналу вздовж траси досліджуваного трубопроводу

Під час вимірювання амплітуди сигналу вимірювальну магнітну антену слід розміщувати максимально точно над віссю досліджуваного трубопроводу, над якою буде фіксуватися максимум інформативного вимірювального сигналу.

Початковий крок між точками вимірювань вибирається відповідно до встановленого раніше, однак в місцях значних затухань може бути зменшений з метою уточнення отриманих результатів та підвищення їхньої інформативності.

Зчитування результатів вимірювання амплітуди сигналу відбувається з екрану осцилографа, на якому виводяться числові значення даного

параметру. Ці значення спочатку зносяться в додаткову таблицю з метою переведення їх в значення струму згідно встановленої залежності (3.1).

4.1.8 Опрацювання та аналіз отриманих результатів з використанням спеціального програмного забезпечення

Методика опрацювання та аналізу отриманих результатів контролю передбачає наступні процедури:

- увімкнення персонального комп'ютера та завантаження відповідного програмного забезпечення для необхідного розрахунку та побудови графіків затухання струмового сигналу та питомого зсуву фази такого сигналу вздовж ділянки досліджуваного трубопроводу;
- занесення отриманих експериментальних даних з об'єкту контролю в таблиці, які використовуються у відповідному програмному забезпеченні;
- проведення розрахунку та побудова графіків залежностей питомої зміни значень струму та питомого зсуву фази по довжині досліджуваного трубопроводу;
- аналіз даних з отриманих графіків на основі характеру зміни інформативних параметрів контролю.

4.1.9 Формування висновку проведеного контролю технічного стану ізоляційного покриття

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.

Отримані результати контролю наносяться на карту ПТ із вказанням обстежених трубопроводів, їх глибини залягання та відомостей щодо стану ізоляційного покриття.

Як підсумок проведених досліджень формується висновок про наявність чи відсутність виявлених дефектів, що характеризує технічний стан досліджуваного об'єкта контролю.

4.1.10 Шурфування потенційно небезпечних ділянок підземного трубопроводу із виявленими дефектами ізоляційного покриття

У виявлених потенційно небезпечних місцях із вказаними дефектами ізоляційного покриття проводиться шурфування з метою перевірки отриманих результатів контролю.

Завершальні роботи передбачають складання акту про проведення комплексного контролю стану ізоляції ПТ, в який вносяться параметри контрольованого трубопроводу, робочий план контрольованої ділянки, результати контролю із вказанням виявлених дефектів ізоляційного покриття та їхнього типу. Після цього складається заключення щодо подальшої експлуатації або заміни ізоляції на обраних ділянках.

Наведений в розділі 1 аналіз нормативних документів, які регламентують контроль технічного стану ізоляційного покриття ПТ, показав, що в них відсутні описи методик проведення контролю на основі комплексного використання кількох методів та, відповідно, на основі оцінювання кількох інформативних параметрів, які відповідають за стан ізоляції. Крім того, в регламентах відсутні рекомендації щодо застосування електромагнітного фазового методу контролю в цілому, а також є відсутніми відомості щодо варіантів ідентифікації типів дефектів. Також слід звернути увагу на те, що більшість існуючих нормативних документів зорієнтовані на обстеження магістральних трубопроводів та ділянок значної довжини, тоді як

для трубопроводів, які розміщені на території ТОНГК, регламенти проведення таких робіт носять більш рекомендаційний характер.

У зв'язку з цим, доцільно розробити нормативний документ (Стандарт організації України), який міг би регламентувати необхідний комплекс робіт щодо контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів в умовах складних ТОНГК.

На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень щодо удосконалення методів неруйнівного контролю, які дають змогу не тільки виявляти, але й ідентифікувати вид наявних дефектів ізоляційного покриття, а також на основі розробленої комплексної методики контролю (пункт 4.1) розроблено проект стандарту організації України (СОУ) на методику виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції підземних трубопроводів, який складається з восьми розділів (Додаток Д).

4.2 Метрологічний аналіз розробленого методу та експериментального взірця інформаційно-вимірювальної системи для виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції підземних трубопроводів

Для запропонованого методу визначення зсуву фази та значень струму в стінках досліджуваного ПТ важливо провести метрологічний аналіз, який дасть змогу отримати результати щодо точності та вірогідності проведеного контролю.

Крім того, слід провести метрологічний аналіз розробленого експериментального взірця ІВС із врахуванням усього допоміжного обладнання та технічних засобів, які використовуються для контролю технічного стану ізоляційного покриття.

Метрологічний аналіз удосконаленого методу та розробленого експериментального взірця ІВС доцільно провести на основі розрахунку невизначеності вимірювання інформативних параметрів. Для цього необхідно розглянути методичну та інструментальну складові невизначеності

на основі аналізу запропонованої методики проведення експериментальних досліджень, а також аналізу ІВС та інших технічних засобів, які використовуються для контролю ізоляції.

4.2.1 Розрахунок невизначеності за типом А

Спочатку потрібно розрахувати невизначеність за типом А, до якої згідно з проведеними експериментальними дослідженнями відносимо невизначеність вимірювання значень струму та зсуву фази, а також визначення параметра ідентифікації.

Невизначеність вимірювання значень струму в стінках досліджуваного ПТ розраховуємо на основі одержаних експериментальних результатів (для кожної точки контролю), наведених в додатку В та на рисунках 3.22-3.23, згідно із формулою:

$$u_{A,\Delta I} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (I_i - \bar{I})^2} \quad (4.1)$$

де n – кількість спостережень вимірюваної величини; I_i – i -те вимірне значення струму в точці контролю; \bar{I} – усереднене (істинне) значення струму в точці контролю.

Таким чином, залежність (4.1) для кожної з точок контролю, в яких проводилося 30 вимірювань значень струму, матиме вигляд:

$$u_{A,\Delta I} = \sqrt{\frac{1}{29} \sum_{i=1}^{30} (I_i - \bar{I})^2} \quad (4.2)$$

Оскільки вздовж обраної ділянки ПТ було вибрано 40 точок для контролю, то матимемо 40 значень невизначеності вимірювання значень струму.

Розраховуємо середнє значення невизначеності для обраної ділянки контролю (для 40 точок):

$$\bar{u}_{A,\Delta I} = \frac{1}{40} \sum_{i=1}^{40} u_{A,\Delta I} = 0.95 \text{ мА}.$$

Далі розраховуємо за типом А невизначеність вимірювання зсуву фази вимірюваного сигналу.

За результатами багатократних вимірювань (30 значень) при дослідженні однієї і тієї ж ділянки ПТ знайдена невизначеність, яка рівна:

$$u_{A,\Delta\varphi} = \sqrt{\frac{1}{29} \sum_{i=1}^{30} (\Delta\varphi_i - \overline{\Delta\varphi})^2} = 0.03 \text{ град/м}.$$

Невизначеність розрахунку параметра ідентифікації K_S встановлена опосередкованим методом на основі заданої залежності (3.14) та розрахованих за типом А невизначеностей аргументів даної залежності.

$$u_{K_S} = \frac{\partial K_S}{\partial \Delta\varphi} u_{A,\Delta\varphi} + \frac{\partial K_S}{\partial \Delta I} u_{A,\Delta I}$$

Із врахуванням (3.14) отримаємо:

$$u_{K_S} = \frac{dI}{dL} u_{A,\Delta\varphi} + \frac{d\varphi}{dL} u_{A,\Delta I},$$

де $\frac{dI}{dL}$ та $\frac{d\varphi}{dL}$ – відповідно, зміна струму та зсуву фази по довжині досліджуваного ПТ, усереднені значення яких приймаємо згідно з розділом 3 (для ПТ, розміщеного на навчально-науковому полігоні).

Для розрахунку відносної невизначеності параметра ідентифікації K_S використовуємо середнє значення даного коефіцієнта для бездефектної ділянки досліджуваного на навчально-науковому полігоні ПТ.

$$\delta u_A = \delta u_{K_S} = \frac{u_{K_S}}{K_S} 100\% = 6.42\%$$

Отже, сумарна невизначеність контролю за типом А становить 6.42%.

4.2.2 Розрахунок невизначеності за типом В

Для розрахунку розроблена схема накопичення сумарної невизначеності, наведена на рисунку 4.1.



Рисунок 4.1 – Схема накопичення сумарної невизначеності контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів

Усі складові такої сумарної невизначеності слід розраховувати за типом В із врахуванням рівномірного розподілу ймовірностей появи будь-якого значення основного параметру з діапазону границь його можливої зміни. Для існуючого та допоміжного технічного обладнання, а також для основних блоків і елементів експериментального взірця ІВС границі зміни їхніх параметрів доцільно визначати на основі встановлених або вказаних в технічній документації класів точності чи відносних похибок.

4.2.2.1 Аналіз методичних складових сумарної невизначеності контролю

Проаналізуємо складові методичної невизначеності контролю, наведені на рисунку 4.1.

Невизначеність знаходження осі та глибини залягання досліджуваного підземного трубопроводу залежить насамперед від властивостей технічного засобу, яким проводяться необхідні вимірювання.

Вплив даної невизначеності буде найбільш відчутним для параметра значення струму в стінках трубопроводу (на визначення питомої зміни зсуву фази такі неточності не здійснюють відчутного впливу, оскільки невеликі відхилення від осі не впливають на значення даного інформативного параметру).

Враховуючи наведені в 3-му розділі вимоги до технічних засобів, величина відхилення при визначенні положення трубопроводу (вісі та глибини) не повинна перевищувати 2%.

Отже, невизначеність оцінювання положення досліджуваного ПТ становить $\delta_{гп} = 2\%$.

Необхідно відмітити, що на території складних ТОНГК існують ділянки підземних трубопроводів, які можна вважати взірцевими – із відомими характеристиками трубопроводу (діаметр, вид та товщина ізоляції і т. ін.) та оточуючого ґрунту.

Невизначеність вибору взірцевої ділянки для проведення попереднього контролю з метою визначення зміни основних інформативних параметрів на ній згідно із запропонованою методикою пов'язана із можливою частковою невідповідністю даної ділянки вказаним «взірцевим» характеристикам.

Таким чином, невизначеність вибору взірцевої ділянки включає такі дві складові:

- невідповідність технічного стану ізоляційного покриття бездефектному, яка визначається за рахунок оцінювання часу від проведення останнього діагностування на даній ділянці (роботи з експертного обстеження технічного стану ізоляційного покриття проводять не рідше, ніж 1 раз в 10 років; як свідчить документація з технічного аналізу ймовірність виявлення дефекту становить 98%; відповідно, невизначеність приймаємо на рівні $\delta_{взл} = 2\%$);

- невідповідність параметрів ґрунту, що оточує досліджуваний трубопровід, яка оцінюється на основі зміни параметра індуктивності ґрунтового середовища між взірцевою та контрольованою ділянкою; основа вимога вибору взірцевої ділянки нафтогазопроводу є однаковість типів ґрунтів та стан їхнього вологовмісту (при цьому неідентичність можна оцінити на рівні 1%, оскільки саме такий відсоток визначає вибір параметрів ґрунтового середовища); отже така невизначеність становить $\delta_{взг} = 1\%$.

Отже, враховуючи описані вище складові, невизначеність вибору взірцевої ділянки контролю становить $\delta_{вз} = 2.24\%$.

Невизначеність вибору інтервалу між точками контролю та його дотримання під час проведення вимірювань залежить від суб'єктивної складової – невизначеності роботи оператора. Невизначеність відхилення виміряного значення довжини інтервалу від заданого, а значить і невизначеність вибору визначається похибкою вимірювального приладу, тобто лазерного далекоміра, похибка якого складає 0.1%; також на невизначеність має значний вплив складова дотримання інтервалу

оператором, яка може бути оцінена у 1% як суб'єктивна похибка. Відповідно, невизначеність вибору та дотримання інтервалу становить $\delta_{INT} = 1.01\%$.

Невизначеність, яка виникає внаслідок відхилення орієнтації магнітної антени відносно горизонтального положення, також матиме суб'єктивний характер і залежатиме від можливої помилки оператора. Встановлено, що візуально вимірювальну магнітну антену можна зорієнтувати відносно горизонтальної осі таким чином, щоб відхилення від горизонталі не перевищувало 5° . Враховуючи діапазон відхилення магнітної антени, який складає 90° , відносна невизначеність, в даному випадку, становить $\delta_{АНТ} = 5.6\%$.

Наступною складовою методичної невизначеності є невизначеність внаслідок зміни встановлених параметрів трубопроводу, які для нього вважаються константами. До таких констант відносимо наступні параметри: діаметр трубопроводу, товщина стінки металу труби та матеріал трубопроводу. Як правило, зміна цих параметрів відбувається при його змінанні, значному старінні металу та при наявності значних геодинамічних чинників, що відбувається не досить часто. Тому при виникненні таких змін значення констант міняються. Невизначеність виявлення таких змін може бути прийнята на рівні $\delta_{конст} = 0.1\%$, враховуючи статистичні дослідження станів підземних комунікацій [7-9, 50, 90].

Суттєва складова методичної невизначеності пов'язана із невизначеністю перетворення та візуального співставлення результатів контролю, отриманих у графічному вигляді на екрані цифрового осцилографа.

Вказана вище невизначеність пов'язана із необхідністю співставлення нульових рівнів двох періодичних сигналів різної форми (опорного та вимірювального). З огляду на використовуваний у системі цифровий осцилограф типу RIGOL DS1102E [118], встановлено, що візуально привести сигнали до одного рівня можна з відхиленням не більше 1% (з урахуванням

ціни поділки на осцилографі та загальної шкали рівня сигналу). Відповідно, описана невизначеність становить $\delta_{BP} = 1\%$.

Невизначеність візуального співставлення сигналів по фазі на екрані цифрового осцилографа визначається суб'єктивною помилкою оператора. Встановлено, що візуально виявити мінімально можливий зсув фази можна на рівні 1.2° . Враховуючи, що зсув фази по нульовому рівню може змінюватися в межах від 0° до 180° , то приведена невизначеність до встановленого діапазону становить $\delta_{зр} = 0.67\%$.

Отже, невизначеність візуального співставлення результатів контролю становить $\delta_{осц} = 1.2\%$.

Невизначеність вибору значення параметру ідентифікації K_S може бути визначена на основі експериментально отриманих результатів контролю 50-ти ділянок ПТ. При цьому експериментально було встановлено і перевірено, що при значеннях параметру K_S , який в межах від 8 до 12 разів перевищує середньостатистичне значення даного параметру для бездефектної ділянки, ідентифікується наявність відшарування ізоляції; а при його перевищенні у більш, ніж 15 разів – можна стверджувати про наявність наскрізного дефекту ізоляційного покриття. Значення даного параметру в межах 12-15 або менше 8-ми не дає можливість однозначно встановити вид дефекту, що і вказує на невизначеність ідентифікації. Із 50-ти проконтрольованих ділянок отримано 1308 значень параметру K_S , серед яких в даних діапазонах «невизначеності» знаходилося 37, що складає 2.83% від загальної кількості. Відповідно, невизначеність вибору значення параметру ідентифікації K_S становить $\delta_{K_S} = 2.83\%$.

Невизначеність визначення виду дефекту пов'язана із кількістю виявлених дефектів на певній ділянці відносно кількості наявних дефектів на тій же ділянці контролю. Однак таку перевірку можна здійснити тільки на навчально-науковому полігоні, на якому відомі місця розміщення тих чи інших дефектів, тоді як в умовах діючих ТОНГК таку перевірку здійснити

практично неможливо. Тому дану невизначеність оцінюємо на основі результатів проведеного контролю та результатів шурфування – в цілому, шурфування проводилося на 14 ділянках ПТ.

Загалом, враховуючи усі ділянки, на яких можна було підтвердити виявлення того чи іншого дефекту ізоляційного покриття за допомогою шурфування (або наявність дефектів була відома), тільки в одному випадку отримана інформація щодо виду дефекту не підтвердилася.

Отже, невизначеність визначення виду дефекту становить $\delta_{ВД} = 7.14\%$.

Отже, сумарна методична невизначеність контролю з урахуванням відсутності кореляції між вказаними вище складовими становить:

$$\delta_{\text{МЕТОД}} = \sqrt{\delta_{\text{ГЛ}}^2 + \delta_{\text{ВЗ}}^2 + \delta_{\text{ИНТ}}^2 + \delta_{\text{АНТ}}^2 + \delta_{\text{КОНСТ}}^2 + \delta_{\text{ОСЦ}}^2 + \delta_{\text{К}_S}^2 + \delta_{\text{ВД}}^2} = 10.09\% \quad (4.3)$$

4.2.2.2 Аналіз інструментальних складових сумарної невизначеності контролю

Розглянемо інструментальні складові невизначеності, наведені на рисунку 4.1.

Невизначеність знаходження осі та глибини залягання досліджуваного ПТ визначається похибкою використовуваного технічного засобу (RIDGID SeekTech SR-60 [129]), яка згідно з його паспортними даними становить $\delta_{\text{ГЛБ}} = 2\%$, що і може бути прийнято за дану складову невизначеності.

Невизначеність подання сигналу на досліджуваний трубопровід від генератора (RIDGID SeekTech ST-510 [130]), яка включає відхилення форми та амплітуди сигналу від заданих визначається його паспортними даними і становить $\delta_U = 0.5\%$.

Невизначеність встановлення робочої частоти генератора оцінювалася в лабораторних умовах із використанням зразкового технічного засобу – високоточного мультиметра UT70A, похибка якого рівна 0.01%. Відхилення

частоти генерованого сигналу від заданого становить 0.8%. Отже, дана визначається сумуванням описаних і становить $\delta_f = 0.8001\%$.

Невизначеність вимірювальної магнітної антени визначається зміною її коефіцієнта перетворення, яка, в свою чергу, залежить від зміни параметрів навколишнього середовища. При проведенні контролю 50-ти ділянок підземних трубопроводів розраховане значення даного коефіцієнта коливалося в межах 2% (розділ 3), що і може бути прийнято за дану складову невизначеності, тобто $\delta_{АНТИ} = 2\%$.

Невизначеність підсилення сигналу (відповідно до встановленого на розробленому експериментальному взірці ІВС) визначається згідно із паспортними даними використовуваного інструментального підсилювача типу INA-163 [111] і становить $\delta_{ПДС} = 0.2\%$.

Невизначеність встановлення частоти фільтра визначається можливими відхиленнями від номінальних значень ємностей використовуваних в схемі конденсаторів, яка складає 1%. Оскільки частота фільтра визначається дробовою (1/2) залежністю від ємності конденсатора, то дана невизначеність становить $\delta_{\phi} = 1\%$.

Таким чином, сумарна інструментальна невизначеність контролю з урахуванням відсутності кореляції між вказаними вище її складовими становить:

$$\delta_{ИНСТР} = \sqrt{\delta_{ГЛВ}^2 + \delta_U^2 + \delta_f^2 + \delta_{АНТИ}^2 + \delta_{ПДС}^2 + \delta_{\phi}^2} = 3.15\% \quad (4.4)$$

Сумарна невизначеність контролю та ідентифікації дефектів ізоляційного покриття складається з методичної та інструментальної невизначеностей, розрахованих згідно з (4.3) та (4.4). Таким чином, значення сумарної невизначеності контролю (при розрахунку за типом В) становить:

$$\delta u_B = \sqrt{\delta_{МЕТОД}^2 + \delta_{ИНСТР}^2} = 10.57\% \quad (4.5)$$

Оцінимо сумарну невизначеність контролю (із врахуванням розрахунків за типом А та типом В).

$$U_C = \sqrt{\delta u_A^2 + \delta u_B^2} = 12.37\%$$

4.2.3 Вірогідність контролю

На основі визначеної сумарної невизначеності контролю знаходимо розширену невизначеність. Для рівномірного закону розподілу при заданому рівні довіри $p=0.95$, задаємося коефіцієнтом розширення $k=2$.

$$U = k \cdot U_C = 24.74\%$$

На основі визначеної розширеної невизначеності знаходимо вірогідність контролю, яка пов'язується із можливістю правильного виявлення наявних дефектів ізоляції на основі отриманих експериментальних результатів контролю.

Як уже згадувалося раніше, таку перевірку можна здійснити тільки на тих об'єктах, на яких існує реальна можливість перевірки отриманих результатів (за рахунок шурфування або наявності дефектів наперед відома). В цілому, шурфування проводилося на 14-ти ділянках підземних трубопроводів, стосовно яких і можна було оцінювати достовірність проведених досліджень. Враховано помилки першого і другого роду. Загалом, тільки в одному випадку інформація щодо виду дефекту не підтвердилася. Невиявлених дефектів не було.

Отже, вірогідність контролю в даному випадку (при рівні довіри $p=0.95$) становить 75.26%.

Отримане значення вірогідності є достатнім для виявлення дефектів ізоляції та їхньої ідентифікації та відповідає встановленим вимогам.

4.3 Промислова апробація розробленої методики контролю та експериментального взірця ІВС

З метою перевірки ефективності запропонованої методики та розробленого експериментального взірця ІВС для виявлення та ідентифікації

дефектів ізоляції підземних трубопроводів проведено промислову апробацію на території таких об'єктів: АГНКС, ПАТ «Концерн Галнафтогаз» та на ЛВДС «Броди» філії «магістральні нафтопроводи «Дружба» ВАТ «Укртранснафта».

Промислова апробація запропонованої методики контролю в умовах АГНКС, ПАТ «Концерн Галнафтогаз», с. Дем'янів, Галицький район, була проведена на двох ділянках підземних газопроводів, а саме:

- пункт шафвий газорегуляторний (ПШГ) – операторна (довжина контрольованої ділянки – 60 м);

- компресор – колонка №2 (довжина контрольованої ділянки – 45 м).

Вибір рекомендованих для контролю ділянок підземних газопроводів проводився керівництвом АГНКС, враховуючи дати проведення останніх робіт по діагностиці підземних комунікацій.

Експериментальні дослідження проводилися з метою виявлення та ідентифікації дефектів ізоляційного покриття на обраних ділянках підземних газопроводів. З цією метою, згідно із запропованою методикою проводилися вимірювання значень струму та зсуву фази вимірювального сигналу з використанням розробленого взірця ІВС. В подальшому проводилося опрацювання та аналіз отриманих результатів з метою приведення висновків щодо технічного стану ізоляції із вказанням видів наявних дефектів.

Висновки щодо проведеного контролю наведені в таблиці 4.1 (відстань між вказаними точками контролю – 3 м).

Робочою групою було відзначені такі недоліки запропонованої методики контролю:

- 1) запропонована методика контролю є доволі складною та потребує застосування великої кількості технічних засобів, які потребують обов'язкового підключення до окремих джерел живлення, що створює значні незручності при її використанні;

Таблиця 4.1

**Результати промислової апробації методики контролю стану
ізоляційного покриття підземних трубопроводів в умовах АГНКС ПАТ
«Концерн Галнафтогаз», с. Дем'янів з використанням розробленої
інформаційно-вимірювальної системи**

Ділянка контролю	Результати контролю
Ділянка №1 – пункт шафований газорегуляторний (ПШГ) – операторна	Робоча частота – 33 кГц; середня глибина залягання трубопроводу – 1,2 м; Відсутні дефекти ізоляційного покриття
Ділянка №2 – компресор – колонка №2	Робоча частота – 33 Гц; середня глибина залягання трубопроводу – 1,3 м; Відшарування ізоляційного покриття на ділянці 4 (між точками контролю 4 і 5), наскрізні дефекти ізоляції між точками контролю 8 і 9.

2) необхідність залучення мінімум двох операторів для здійснення контролю ізоляційного покриття за допомогою запропонованої методики;

3) процес визначення питомого зсуву фази вимірювального сигналу є досить довготривалим та потребує значних технічних навиків оператора для сприйняття отримуваних даних;

4) з метою отримання усіх необхідних експериментальних результатів потрібно мінімум двічі проводити вимірювання на визначеній контрольованій ділянці;

5) складний процес опрацювання результатів експериментальних досліджень, який потребує проведення значної кількості розрахунків.

Акт промислової апробації методики контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів в умовах АГНКС, ПАТ «Концерн Галнафтогаз» наведено в додатку Е.

Апробація розробленого експериментального взірця ІВС для виявлення та ідентифікації дефектів ізоляційного покриття підземних трубопроводів проведена на території ЛВДС «Броди» філії «магістральні нафтопроводи «Дружба» ВАТ «Укртранснафта».

Контроль проведений на трьох ділянках підземних трубопроводів, які підлягали періодичному технічному діагностуванню, а саме:

- Ділянка №1 – камера управління засувками №5 (засувка №113) – резервуар №10 (засувка №95) (довжина ділянки 85 м);
- Ділянка №2 – камера управління засувками №5 (засувка №115) – резервуар №10 (засувка №96) (довжина ділянки 85 м);
- Ділянка №3 – камера управління засувками №7 (засувка №238) – камера управління засувками №3 (довжина ділянки 120 м).

Аналогічно, відповідно до запропонованої методики контролю, на кожній ділянці підземних трубопроводів проводилися дослідження електромагнітних полів і здійснювався детальний їх аналіз на основі оцінювання зміни амплітуди та фази вхідного сигналу із частковим врахуванням виявлених в процесі попередньої апробації недоліків.

В результаті проведеного контролю отримані результати, наведені в таблиці 4.2 (відстань між вказаними точками контролю – 4 м).

З метою перевірки правильності отриманих результатів контролю серед виявлених потенційно небезпечних ділянок підземних нафтопроводів для шурфування було обрано дві ділянки, а саме:

- частина підземного нафтопроводу між точками 21 та 22 ділянки №2 – камера управління засувками №5 (засувка №115) – резервуар №10 (засувка №96);
- частина підземного нафтопроводу між точками 19 та 20 ділянки №3 – камера управління засувками №7 (засувка №238) – камера управління засувками №3.

Таблиця 4.2

**Результати промислової апробації інформаційно-вимірювальної системи
для виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних трубопроводів
в умовах ЛВДС «Броди»**

Ділянка контролю	Результати контролю
Ділянка №1 – камера управління засувками №5 (засувка №113) – резервуар №10 (засувка №95)	Робоча частота – 33 кГц; середня глибина залягання трубопроводу – 0,8 м; Наскрізнi дефекти ізоляції між точками 8 і 10; точками 21 та 22; Дефекти відшарування ізоляційного покриття відсутні
Ділянка №2 – камера управління засувками №5 (засувка №115) – резервуар №10 (засувка №96)	Робоча частота – 33 кГц; середня глибина залягання трубопроводу – 0,8 м; Наскрізнi дефекти ізоляції між точками 8 і 10; точками 21 та 22 Дефекти відшарування ізоляційного покриття відсутні
Ділянка №3 – камера управління засувками №7 (засувка №238) – камера управління засувками №3	Робоча частота – 33 кГц; середня глибина залягання трубопроводу – 1,3 м; Наскрізнi дефекти ізоляції відсутні; Дефекти відшарування ізоляційного покриття між точками 19 і 20; точками 20 та 21

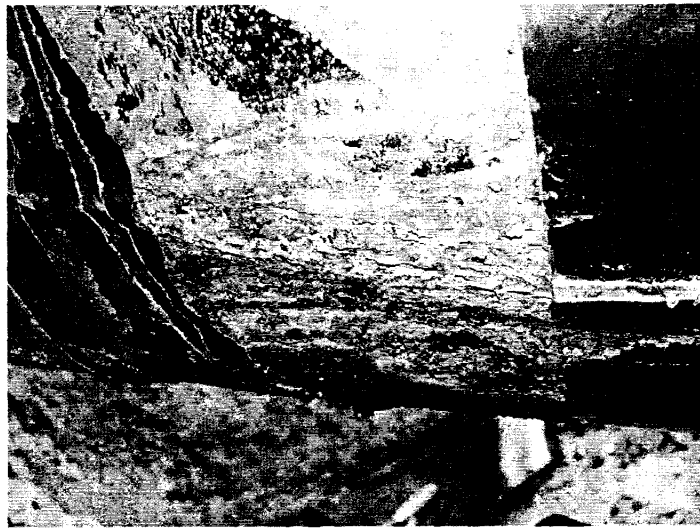
Після проведення шурфування двох ділянок було підтверджено існування виявлених за допомогою інформаційно-вимірювальної системи дефектів ізоляційного покриття (рисунок 4.2).

Робочою групою були відзначені такі недоліки:

- 1) інформаційно-вимірювальна система є доволі громіздкою та недостатньо зручною для проведення досліджень;
- 2) складний процес налаштування приймально-передавальних пристроїв для роботи в обраній смузі частот;
- 3) значна кількість органів управління на приймальному блоці інформаційно-вимірювальної системи, що ускладнює її використання;
- 4) інформаційно-вимірювальна система оснащена тільки аналоговим реєстратором рівня сигналу, що ускладнює процес сприйняття та трактування отримуваних даних.



а) наскрізні дефекти ізоляції значної площі



б) відшарування ізоляційного покриття

Рисунок 4.2 – Результати шурфування у місцях виявлених дефектів

Акт промислової апробації ІВС для виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних трубопроводів на об'єктах ЛВДС «Броди» філії «магістральні нафтопроводи «Дружба» ВАТ «Укртранснафта» наведено в додатку Е.

Описані ІВС та методика контролю в подальшому буде застосовуватись фахівцями НВФ «Зонд» при проведенні робіт по експертному обстеженню та контролі технічного стану ізоляційного

покриття підземних трубопроводів на території технологічних об'єктів нафтогазового комплексу (акт впровадження наведено в додатку Ж).

Результати проведених дисертаційних досліджень активно використовуються на кафедрі «Технічної діагностики та моніторингу» (акт впровадження в навчальний процес результатів дисертаційної роботи наведено в додатку З).

Висновки до розділу.

Наведені в даному розділі результати зведено до таких висновків:

1) Розроблена комплексна методика контролю стану ізоляційного покриття із можливістю виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції, на основі якої складений проект нормативного документу (СОУ).

2) Проведено метрологічний аналіз методики та експериментального взірця ІВС для виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції ПТ. Сумарна невизначеність контролю склала 12.37%.

3) Проведено промислову апробацію методики та розробленого експериментального взірця ІВС для виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції підземних трубопроводів в умовах АГНКС, ПАТ «Концерн Галнафтогаз» та в умовах ЛВДС «Броди» філії «магістральні нафтопроводи «Дружба» ПАТ «Укртранснафта».

ВИСНОВКИ

У результаті проведених теоретичних та експериментальних досліджень вирішено важливе науково-прикладне завдання – розроблено метод та засіб контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів із можливістю виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції шляхом застосування двох інформативних параметрів контролю.

1. Проведений аналіз сучасного стану та тенденцій розвитку відомих неруйнівних методів і засобів контролю стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів показав, що на даний час не існує єдиного підходу, який давав би змогу точно виявляти та ідентифікувати усі дефекти ізоляції, особливо в умовах складних технологічних об'єктів нафтогазового комплексу. Окрім того, існуючі технології контролю не дають можливість виявляти дефекти типу відшарування ізоляції у зв'язку із особливістю їх параметрів і характеристик. Обґрунтовано необхідність розроблення нового підходу до контролю стану ізоляції підземних трубопроводів шляхом розвитку електромагнітних методів контролю та удосконалення підходу до ідентифікації дефектів ізоляційного покриття на основі застосування двох інформативних параметрів – амплітуди і фази струму в стінках досліджуваного трубопроводу.

2. Теоретично обґрунтовано використання електромагнітного фазового методу контролю для виявлення відшарувань ізоляційного покриття підземних трубопроводів шляхом встановлення взаємозв'язку між зміною зсуву фази вимірюваного сигналу та параметрами ізоляційного покриття підземних трубопроводів.

3. Розроблено схему і змонтовано експериментальну ділянку підземного трубопроводу з різними видами дефектів ізоляційного покриття (наскрізні та відшарування) на території навчально-наукового полігону для технічної діагностики підземних комунікацій з метою експериментального підтвердження одержаних теоретичних результатів. Розроблено методику

проведення експериментальних досліджень та експериментальний взірець інформаційно-вимірювальної системи, що дало змогу провести вимірювання основних інформативних параметрів (значень струму в стінках трубопроводу та питомого зсуву фази), необхідних для виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції (наскрізних та відшарувань). За результатами експериментальних досліджень одержано графіки залежностей значень струмового сигналу в стінках підземного трубопроводу із наскрізними дефектами ізоляції для ділянки незначної довжини, що дало можливість встановити критичні відхилення цих значень від апроксимаційних кривих для наскрізних дефектів ізоляційного покриття на основі оцінювання критичних значень точок розподілу χ^2 -квадрат.

4. Запропоновано комплексний метод виявлення та ідентифікації дефектів ізоляційного покриття за видами (наскрізні та відшарування ізоляції) на основі введення додаткового параметра, який описує зміну двох інформативних параметрів контролю – питомих змін значень амплітуди і фази вимірюваного сигналу.

5. Розроблено методику виявлення дефектів ізоляції підземних трубопроводів, на основі якої розроблено проект нормативного документа (СОУ). Проведено промислову апробацію методики виявлення дефектів ізоляції підземних трубопроводів із використанням експериментального взірця інформаційно-вимірювальної системи на наступних об'єктах: АГНКС, ПАТ «Концерн Галнафтогаз» та ЛВДС «Броди» філії «магістральні нафтопроводи «Дружба» ВАТ «Укртранснафта», що підтвердило можливість її застосування на діючих технологічних об'єктах нафтогазового комплексу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Василюк В.М. Підвищення надійності роботи магістральних нафтопроводів ВАТ «Укртранснафта» [Електронний ресурс] / В.М. Василюк // Вісник «Общество. Нефть. Газ. Атом», доступ: <http://gasunion.org.ua/roboti-magistralnix-naftoprovodiv-vat-ukrtransnafta.html>.
2. Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» [Електронний ресурс], доступ: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/>.
3. Компанія ПАТ «Укртрансгаз» [Електронний ресурс], доступ: <http://www.utg.ua/uk/>.
4. ПАТ «Укртранснафта» [Електронний ресурс], доступ: <http://www.ukrtransnafta.com/ua/>.
5. Экспертиза промышленной безопасности межпромысловых трубопроводов [Електронний ресурс] / С.В. Бородай, Р.Р. Ильясов, С.В. Тихоновский и др. Доступ: <http://vsesnip.com/Data1/49/49920/index.htm>.
6. Корнеєнко С.В. Проблеми впливу ґрунтового середовища на корозію магістральних газопроводів України [Текст] / С.В. Корнеєнко, О.М. Корбутяк // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. – 2009. – №46. – С. 42-43.
7. U.S. Department of Transportation. Consequences to the Public and the Pipeline Industry. [Електронний ресурс] / Режим доступу, URL: <http://primis.phmsa.dot.gov/comm/reports/safety/CPI.html?nocache=6665>.
8. Gas pipeline incidents. 8-th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (1970-2010). [Електронний ресурс] / Режим доступу, URL: (<http://www.egig.eu/uploads/bestanden/96652994-c9af-4612-8467-9bc6c2ed3fb3>).
9. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов [Текст]: ВРД 39-1.10-026-2001. – [Введена в действие 29.01.01]. – М.: ВНИИГАЗ, 2001. – 62 с.
10. Джала Р.М. Електромагнітні обстеження і контроль корозії трубопроводів / Р.М. Джала // Механіка руйнування і міцність матеріалів :

довідн. посіб. / [В.В. Панасюк]. – Т.5 : Неруйнівний контроль і технічна діагностика / під ред. З.Т. Назарчука. – Львів : ФМІ НАН України. – 2001. – Розд. 5. – С. 263-330.

11. ДСТУ 4219-2003. Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії – Київ: Держспоживстандарт України, 2003. – 68 с.

12. Трэйси С.Д. Влияние отслоения изоляции трубопровода на катодную защиту / С.Д. Трэйси // Нефтегазовые технологии, 1997. №3. С. 41-45.

13. Шестериков А.Г. Повышение надежности эксплуатации газовых месторождений и ПХГ методами коррозионного мониторинга: дисс. канд. тех. наук: 25.00.17 / Шестериков Андрей Геннадьевич. – Ставрополь, 2005. – 159 с.

14. Richard Norsworthy, Dan Kurth, John Strong. Understanding Pipeline Coatings // North American Oil and Gas Pipelines [Электронный ресурс]. URL: <http://www.napipelines.com/featured/2011/2011-11-feature-2.html>.

15. Цих В.С. Проблеми безконтактного виявлення та ідентифікації дефектів підземних нафтогазопроводів з поверхні землі / В.С. Цих, А.В. Яворський, С.П. Ващишак // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. - №3 (29). – С. 104-111.

16. Шамшетдинова Н.К. Повышение эффективности электрохимической защиты магистральных газопроводов при наличии отслоений изоляционного покрытия : автореф. дисс. на соискание ученой степени канд. техн. наук : спец. 25.00.19 - «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ», 05.17.03 - «Технология электрохимических процессов и защита от коррозии» / Шамшетдинова Наталия Каюмовна; Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ. – Москва – 2009. – 22 с.

17. Геодинамическая активность и безопасная эксплуатация магистральных нефтегазопроводов / С.П. Лебедич, В.Л. Дворников, А.М. Шаммазов [и др.] // Горный вестник. – 1998. – №4. – с.35-36.

18. Йен Б.К. Геотехническая оценка воздействия грунта на изоляционные покрытия трубопроводов. Часть I / Б.К. Йен, Г.Д. Тофанио // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1985. - №.10. – С. 103-106.

19. Guidelines for Constructing Natural Gas and Liquid Hydrocarbon Pipelines Through Areas Prone To Landslide and Subsidence Hazards (PRCI L52292e), [Электронный ресурс], режим доступа: <http://prci.org>.

20. M. Porter. Estimating the Influence of Natural Hazards On Pipeline Risk And System Reliability, IPC04-0238, International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, October 2004.

21. Система прогнозирования геодинамической опасности в зоне пролегания протяженных инженерных сооружений / А.В. Яворский, Tahar Aifa, П.М. Райтер и др. // Научни известия на НТСМ. – 2012. - №1 (133). – С.281-285.

22. ABC of location buried pipes and cables [Электронный ресурс], режим доступа: http://www.radiodetection.com/doclib/ABCXYZ_of_Locating_en.pdf.

23. Мухлинін С. М. Розробка і впровадження двочастотної методики для діагностування якості ізоляції трубопроводів : зб. тез доповідей за матеріалами п'ятої міжнар. наук.-техн. конф. і виставки «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машино буд. і трубопромислового обладнання». м. Ів.-Франківськ, 2-5 грудня 2008р. / Мухлинін С. М. – Ів.-Франківськ : Вид-во Ів.-Франківського нац. техн. ун-ту нафти і газу, 2008. – С.47–49.

24. Методика та апаратура двочастотних вимірів для перевірки якості ізоляційного покриття трубопроводу у вологих ґрунтах та на підводних переходах / М.А. Ткаленко, П.С. Юхимець, С.М. Мухлинін та ін. // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2008. – №1. – С. 19-23.

25. Метод обнаружения нарушений изоляционных покрытий подземных трубопроводов / А.Д. Тевяшев, В.Ф. Ткаченко, А.А. Ткаченко, Л.В. Стрижак // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2006. - №24. – С. 70-76.

26. Яворський А.В. Фазовий метод контролю ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / А.В. Яворський, С.П. Ващишак, А.М. Карпаш // Методи та прилади контролю якості. – 2008. – №21 – С. 14–18.

27. Мухлинін С.М. Розробка методу двочастотних вимірювань для контролю стану ізоляції трубопроводів, що знаходяться у вологих ґрунтах та під водою / С.М. Мухлинін // Методи та прилади контролю якості. – 2012. - №1. – С. 16-25.

28. Розробка і впровадження двочастотної методики діагностування якості ізоляції трубопроводів [Електронний ресурс], режим доступу: <http://salp.ub.ua/analytic/2673-rozrobka-i-vprovadennya-dvochastotnoyi-metodiki-diaagnostuvannya-yakosti-izolyaciyi-truboprovodiv.html>.

29. Джала Р.М. Аналіз інформативності коефіцієнта зникання струму у електромагнітному методі контролю ізоляції трубопроводів / Р.М. Джала, Л.П. Дікмарова // Технічна діагностика та неруйнівний контроль. – 1999. – №3. – С. 45-50.

30. Безконтактний метод і апаратура для оперативних обстежень підземних трубопроводів / Р.М. Джала, Л.П. Дікмарова, Б.Я. Вербенєць, П.М. Хлипняч // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: Зб. наукових статей. – К.: ІЕЗ ім. Є.О. Патона НАНУ, 2006. – С. 57-61.

31. Вербенєць Б.Я. Безконтактний метод і прилади для контролю протикорозійного захисту підземних трубопроводів : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.11.13 «Прилади і методи контролю та визначення складу речовин» / Вербенєць Богдан Ярославович; Фіз.-мех. ін-т ім. Г.В. Карпенка. – Львів, 2011. – 20 с.

32. Костів Б.В. Удосконалення безконтактного визначення струмів в стінках підземних трубопроводів для контролю їх ізоляційного покриття : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.11.13 «Прилади і методи контролю та визначення складу речовин» / Костів Богдан Володимирович; ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2010. – 20 с.

33. 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, ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 1999. – 20 с.

34. 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, ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2005. – 20 с.

35. Мухлінін С.М. Вдосконалення методів та засобів контролю якості ізоляційного покриття трубопроводів, що знаходяться у вологих ґрунтах та під водою : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.11.13 «Прилади і методи контролю та визначення складу речовин» / Мухлінін Сергій Михайлович, Київський політехнічний інститут. – Київ, 2012. – 20 с.

36. Гарнетт Э. Ф. Электронные устройства для локации заглубленных газопроводов / Э. Ф. Гарнетт // Нефть газ и нефтехимия за рубежом. – 1983. - №5. – С. 85-86.

37. Шишківський В.А. Визначення параметрів пошкодження ізоляції трубопроводу за даними інтенсивних вимірювань / В.А. Шишківський, С.Ф. Кацалап // Нафтова і газова промисловість. – 2000. - №3. – С. 42-44.

38. Контроль протикорозійного захисту підземних трубопроводів безконтактним методом / Р.М. Джала, Б.Я. Вербенець, О.Й. Винник [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. - №4. – С. 21-25.

39. Allahar K.N. Mathematical modeling of disbonded coating and cathodic delamination systems / a dissertation for the degree of doctor of philosophy / Kerry N. Allahar, University of Florida. – 2003. – 399 p.

40. Detection of Protective Coating Disbonds in Pipe Using Circumferential Guided Waves / Jason K. Van Velsor, Joseph L. Rose, J. Bruce Nestleroth // 17th World Conference on Nondestructive Testing, 25-28 Oct 2008, Shanghai, China [Электронный ресурс], режим доступа: <http://www.ndt.net/article/wcndt2008/papers/282.pdf>.

41. Corrosion under Disbonded Coatings: Detection Impossible? / L. Di Biase, R. Cigna, O. Fumei // CEOCOR Lucerne 2012 [Электронный ресурс], режим доступа: http://ceocor.lu/wp3/wp-content/uploads/2012/06/2012_10_Full_Paper_DI_BIASE_Corrosion-under-disbonded-coatings.pdf.

42. The Study of Detection Technology and Instruments of Buried Pipeline-Coating Defaults / Jin Shijiu, Li Jim, Chen Shili, Xiao Kun, Song Shizhe // Proceedings of the 4* World Congress on Intelligent Control and Automation, June 10-14, 2002, Shanghai, P.R.China. – P. 794-798.

43. Coatings Used in Conjunction with Cathodic Protection – Shielding VS Non-Shielding Pipeline Coatings / Richard Norsworthy // Polyguard Products, Inc. Ennis, Texas 75120. Paper No. 4017 [Электронный ресурс], режим доступа: http://www.polyguardproducts.com/products/pipeline/TechReference/NACE_4017.pdf.

44. Dissection Coating Disbondments. Final Report / Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. U.S. Department of Transportation. Report for PHMSA [Электронный ресурс], режим доступа: <http://ntl.bts.gov/lib/44000/44200/44232/44232.pdf>.

45. Сидоров Б.В. Применение системы C-SCAN при обследовании состояния изоляционного покрытия [Текст] / Б.В. Сидоров, В.В. Харионовский // Газовая промышленность. – 1993. – № 6. – С. 18-20.

46. Комплексный подход к оценке фактического состояния подземных газопроводов [Текст] / Б.В. Сидоров, В.М. Ботов, И.Н. Курганова, Е.А. Дорогобужев // Надежность газопроводных конструкций. – М.: ВНИИГАЗ, 1990. – С. 24-39.

47. Нетрадиционные методы диагностики магистральных газопроводов [Текст] / Ю.А. Степанов, Е.С. Грушко, И.А. Эндель и др. // Диагностика трубопроводов. Докл. и сообщ. на Шестой международной деловой встрече "Диагностика-96". – М.: ИРЦ ГАЗПРОМ, 1996. – С. 10-20.

48. Конев К.А. Аппаратура для контроля состояния изоляционных покрытий подземных трубопроводов с использованием контактных и бесконтактных методов измерения [Текст] / К.А. Конев, А.В. Харитонов // Диагностика трубопроводов. Докл. и сообщ. на Шестой международной деловой встрече "Диагностика-96". – М.: ИРЦ ГАЗПРОМ, 1996. – С. 169-178.

49. Джала Р.М. Апаратура БІТ-КВП з комп'ютерною обробкою результатів обстежень підземних комунікацій / Р.М. Джала, Б.Я. Вербенець, В.Р. Джала, О.І. Сенюк // Комп'ютерні системи проектування. Теорія і практика: Вісник Національного університету "Львівська політехніка". – 2001. - №415. – С. 100-104.

50. Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов [Текст]: РД 12-411-01. – [Введена в действие 15.09.01]. – М.: Госгортехнадзор России, 2002. – 50 с.

51. Сидоров Б.В. Контроль изоляционного покрытия и состояния трубопроводов. Обзорная информация / Б.В. Сидоров, Л.Ф. Щербакова // Серия «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности». – ВНИИОЭНГ. – 1979. – 56 с.

52. Яворський А.В. Розробка методу та системи для безконтактного контролю стану ізоляції промислових нафтогазопроводів: дис. канд. тех. наук: 05.11.13 / Яворський Андрій Вікторович. – Івано-Франківськ, 2005. – 150 с.

53. Мухлинін С.М. Вдосконалення методів та засобів контролю якості ізоляційного покриття трубопроводів, що знаходяться у вологих ґрунтах та під водою : дис. канд. тех. наук: 05.11.13 / Мухлинін Сергій Михайлович. – Київ, 2012. – 192 с.

54. Трассопоисковый приемник «Оникс». Техническое описание. Инструкция по эксплуатации. Паспорт. – М., 2008. – 31 с.

55. Джала Р.М. Електромагнетний метод і засоби безконтактних обстежень протикорозійного захисту підземних трубопроводів / Р.М. Джала, Б.Я. Вербенець // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2011. - №2. – С. 117-125.

56. Пат. 25113 Україна, МПК G01R 31/02. Пристрій для безконтактного виявлення і обстеження прихованих струмопроводів / Вакульський Олександр Андрійович, Дуб Петро Богданович, Мізюк Леонід Якович, заявник: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України - №95083927; заяв. 28.08.1995, опубл. 30.10.1998, бюл. №0/1998. – 5 с.

57. Пат. 42220 Україна, МПК G01V 3/17. Пристрій для обстеження ізоляції захованих струмопроводів / Коваль Роман Ілліч, Вакульський Олександр Андрійович, Вакульський Олег Олександрович [та ін.]; заявник: Управління магістральних газопроводів «Львівтрансгаз» - №2000116670; заяв. 24.11.2000, опубл. 15.10.2001, бюл. №9, 2001 р. – 5 с.

58. Контроль розподілу струмів станцій катодного захисту в підземних трубопроводах за допомогою апаратури БИТ-К / Р.М. Джала, Б.Я. Вербенець, Р.І. Коваль, І.П. Хоменко // Нафтова і газова промисловість. – 1996. - №2. – С. 47-48.

59. Диференціація локальних пошкоджень ізоляції струмопроводу за розподілом магнітного поля / Р.М. Джала, В.Р. Джала, Б.Я. Вербенець, О.М. Семенюк // Методи та прилади контролю якості. – 2012. - №1 (28). – С. 33-40.

60. Джала Р.М. Основи обстеження і контролю корозійного стану підземних трубопроводів / Р.М. Джала // Механіка руйнування і міцність матеріалів : довідн. посіб. / [В.В. Панасюк]. – Т.11 : Міцність та довговічність

трубопроводів і резервуарів нафтогазового комплексу / під ред. Г.М. Никифорчина. – Львів : ФМІ НАН України. – 2009. – Розд. 6. – С. 143-184.

61. Контроль протикорозійного захисту підземних трубопроводів безконтактним методом / Р.М. Джала, Б.Я. Вербенець, О.И. Винник [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. - №4 (41). – С. 21-25.

62. Джала Р.М. Методи і засоби електромагнітних обстежень захисту від корозії підземних трубопроводів : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня доктора техн. наук : спец. 05.11.16 «Інформаційно-вимірювальні системи» / Джала Роман Михайлович, Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України. – Львів, 2002. – 36 с.

63. Джала Р.М. Вплив паралельного струмопроводу на визначення струму підземного трубопроводу / Р.М. Джала, О.І. Сенюк // Відбір і обробка інформації. – 1997. - №11 (87). – С. 11-14.

64. Дослідження магнітного поля паралельних трубопроводів збуджених струмами низької частоти / Р.М. Джала, Л.Я. Мізюк, О.П. Максименко, О.І. Сенюк // Методи і прилади контролю якості. – 1999. - №4. – С. 3-6.

65. Выбор оптимальной частоты измерительного сигнала для поиска мест повреждения изоляции трубопровода / Вяхирев Н.И., Захаренко Л.А., Старостенко В.О. и др. // «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта»: материалы VII Международной научно-технической конференции (Новополоцк, 22-25 ноября 2011 г.). – Новополоцк: ПГУ, 2011. – С. 136-138.

66. Гарнетт Э.Ф. Электронные устройства для локации заглубленных газопроводов/ Э.Ф. Гарнетт // Нефть газ и нефтехимия за рубежом. – 1983. – №6. – С. 65-67.

67. Искатель поврежденных изоляции газопроводов ИПИТ-2. Паспорт. КБ Белгазтехника, 2000. – ООО “Квазар”. – Режим доступа: <http://kvazar.ufanet.ru>.

68. Аппаратура нахождения повреждения изоляции АНПИ-А. Паспорт. БПО “Прогресс”, 2001.
69. Искатель повреждений Универсал-911. Паспорт. “Кварц-электроник”, 2000.
70. C-SCAN System [Електронний ресурс]. – Режим доступу: www.dynalog.com.
71. Radiodetection Ltd [електронний ресурс]. – Режим доступу: www.radiodetection.com. 2004.
72. United States Patent US 7136765. Buried Object Locating and Tracing Method and System Employing Principal Components Analysis For Blind Signal Detection / Christoph H. Maier, Ray Merewether, Mark S. Olsson. – Nov. 14, 2006. – 29 p.
73. United States Patent US 7498797. Locator with Current-Measuring Capability / Mark S. Olsson, Michael J. Martin, Paul G. Stuart. – Mar. 3, 2009. – 23 p.
74. United States Patent US 7518374. Reconfigurable Portable Locator Employing Multiple Sensor Array Having Flexible Nested Orthogonal Antennas / Mark S. Olsson, Paul G. Stuart, David A. Cox et al. – Apr. 14, 2009. – 26 p.
75. Костів Б.В. Пристрій для контролю стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів / Б.В. Костів, І.С. Кісіль // Матеріали 14-ї міжнародної науково-технічної конференції «Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів», 16-21 лютого 2009р., м. Славське, 2009. – С. 61-62.
76. Джала Р. М. Контроль захисту від корозії підземних трубопроводів апаратурою БИТ-КВП з комп'ютерною обробкою результатів / Р.М. Джала, Б.Я. Вербенець, О.І. Сенюк // Фізичні методи та засоби контролю середовищ, матеріалів та виробів. – Київ-Львів: ФМІ НАНУ. – 1999. – С. 102-103.
77. Технологія обстежень підземних трубопроводів з використанням безконтактних вимірювань струмів в їх стінках / Р. М. Джала, С.Ф. Савула, Б.Я.

Вербенець [і ін.] // Методи та прилади контролю якості. – 2009. – N 22. – С. 22-27.

78. Яворський А. В. Особливості контролю ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів за допомогою пристрою БКІТ-2 / А.В. Яворський // Методи і прилади контролю якості. - 2003. - №11 – С. 47-50.

79. Цих В.С. Особливості реалізації методики контролю підземних нафтопроводів на території нафтоперекачувальних станцій / В.С. Цих, А.В. Яворський, С.П. Ващишак // Нафтогазова енергетика. – 2011. - №3. – С. 30-40.

80. Компания «Связьприбор» [Електронний ресурс], режим доступу: <http://www.svpribor.ru/>.

81. United States Patent US 4220913. Apparatus for and Methods of Electromagnetic Surveying of Elongated Underground Conductors / Mark I. Howell, Lloyd H. Sole. – Sep. 2, 1980. – 6 p.

82. United States Patent US 5066917. Long Feature Vertical or Horizontal Electrical Conductor Detection Methodology Using Phase Coherent Electromagnetic Instrumentation / Larry G. Stolarczyk. – Nov. 19, 1991. – 23 p.

83. United States Patent US 5471143. Apparatus for Locating Buried Conductors Using Phase-Shifted Signals / Ziyad H. Doany. – Nov. 28, 1995. – 10 p.

84. Орнатский П.П. Автоматические измерения и приборы (аналоговые и цифровые) / П.П. Орнатский. – 5-е изд., перераб. и доп. – К.: Вища школа. Головное изд-во, 1986. – 504 с.

85. Measuring & Location Techniques. Products. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.sebakmt.com/en/products.html>.

86. Radidetection. Products. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.radiodetection.com/menu_map_level_2.asp?sec_id=2690.

87. Магістральні нафтопроводи. Нафтоперекачувальні станції, морські термінали. Технічний огляд, експертне обстеження технологічного обладнання і трубопроводів. Методи і методики: СОУ 60.3-31570412-

027:2007. – [Чинний від 2007-09-28]. – К. : ВАТ «Укртранснафта», 2007. – 219 с.

88. Магістральні нафтопроводи. Нафтоперекачувальні станції, морські термінали. Продовження терміну експлуатування технологічного обладнання і трубопроводів за результатами технічного огляду, експертного обстеження. Правила та порядок: СОУ 60.3-31570412-028:2007. – [Чинний від 2007 – 09 – 28]. – К. : ВАТ «Укртранснафта», 2007. – 32 с.

89. Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів: СОУ 60.3-30019801-050:2008. – [Чинний від 2008 – 03 – 03]. – К. : ДК «Укртрансгаз», 2008. – 198 с.

90. Магістральні газопроводи. Оцінка фактичного технічного стану потенційно небезпечних ділянок. Методи і методики: СОУ 60.3-30019801-067:2009. – [Чинний від 2009 – 05 – 25]. – К. : ДК «Укртрансгаз», 2009. – 188 с.

91. Магістральні газопроводи. Методика визначення технічного стану захисного покриття та корозійного стану зовнішньої поверхні труби: СОУ 60.3-30019801-070:2009. – [Чинний від 2010 – 01 – 20]. – К. : ДК «Укртрансгаз», 2009. – 66 с.

92. Магістральні газопроводи. Розрахунок електрохімічного захисту: СТП 320.30019801.072-2003. – [Чинний від 2003 – 05 – 30]. – К. : ДК «Укртрансгаз», 2003. – 64 с.

93. Гужов Ю.П. Науково-технічна нарада «Підвищення надійності та ефективності роботи лінійної частини магістральних газопроводів газотранспортної системи ДК «Укртрансгаз»: Матеріали доповіді. 29 лютого 2012 р., м. Яремче. – 2012.

94. Особливості реалізації методики контролю технічного стану підземних нафтогазопроводів за умови неповних апріорних даних та неконтрольованих впливів на інформативний сигнал на прикладі НПС «Августівка» / Цих В.С., Яворський А.В. // Міжнародна науково-технічна

конференція «Нафтогазова енергетика – 2011»: Анотації (10-14 жовтня 2011 р.). – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2011. – С. 58.

95. Проблеми ідентифікації дефектів підземних нафтогазопроводів з поверхні землі / Цих В.С., Яворський А.В. // Перша Міжнародна наукова конференція пам'яті професора Володимира Поджаренка «Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах» (18-20 жовтня 2011 року). – Вінниця: ВНТУ. – 2011. – С. 40.

96. Проблемы бесконтактного поиска мест отслоений изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов с поверхности земли / Цих В.С., Яворский А.В. // «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта»: материалы VII Международной научно-технической конференции (Новополоцк, 22-25 ноября 2011 г.). – Новополоцк: ПГУ. – 2011. – С. 155-156.

97. Проблеми контролю підземних нафтопроводів на території нафтоперекачувальних станцій / Цих В.С., Яворський А.В. // 17 Міжнародна науково-технічна конференція «Електромагнітні та акустичні методи неруйнівного контролю матеріалів та виробів ЛЕОТЕСТ-2012» (20-25 лютого 2012 р.): Матеріали конференції. – Львів. – 2012. – С. 50-53.

98. Сидоров Б.В. О расчете электрических параметров трубопроводов / Б.В. Сидоров, Л.Ф. Щербакова // Изоляция трубопроводов. Тр. ВНИИСТа. – 1982. – С. 92-109.

99. Джала, Р.М. Електродинамічна модель трубопроводу з дефектом ізоляції [Текст] / Р.М. Джала // Відбір і обробка інформації. – 2000. – №14 (90). – С. 25 – 30.

100. Дикмарова, Л.П. Эквивалентные электрические схемы замещения подземных трубопроводов [Текст] / Л.П. Дикмарова // Радіоелектроніка і телекомунікації // Вісник ДУ «Львівська політехніка», 1998. – № 352. – С. 26 – 30.

101. Газопровод как канал связи в системах телемеханики / В.Т. Сергованцев, В.А. Артемов, К.А. Конев и др. – М.: Недра, 1984. – 244 с.

102. Евдокимов Ф.Е. Теоретические основы электротехники: Учебник для техникумов. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1981 – 488 с.

103. Визначення параметрів подвійного електричного шару для моделювання корозії на межі метал-електроліт / Р. Джала, В. Юзевич, М. Мельник, О. Чабан // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2011. - №694. – С. 370-375.

104. Цих В.С. Аналитическое моделирование для определения возможностей обнаружения отслоений изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов с помощью фазового метода контроля // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", Россия. – 2012. - №5. – С. 496-506.

105. Конев К.А. Использование подземных магистральных трубопроводов в качестве линий связи систем телеконтроля / К.А. Конев. – М.: ВНИИЭгазпром, 1989. – 32 с.

106. Цих В.С. Возможности бесконтактного определения мест отслоений изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов путем анализа их электрических параметров / В.С. Цих, А.В. Яворский, С.П. Ващишак // Научни известия на НТСМ (Болгария). – 2012. - №1 (133). – С.277-280.

107. Цих В.С. Удосконалення підходу до електромагнітного контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / В.С. Цих // Методи та прилади контролю якості. – 2013. - №1 (30). – С. 24-32.

108. Цих В.С. Усовершенствованный подход к идентификации дефектов изоляционных покрытий подземных нефтегазопроводов / В.С. Цих, А.В. Яворский // Научни известия на НТСМ (Болгария). – 2013. - №2 (139). – С.44-47.

109. Цих В.С. Методика виявлення пошкоджень ізоляційного покриття підземних нафтопроводів з поверхні землі в умовах НПС / В.С. Цих, А.В. Яворський // Третя науково-практична конференція студентів і молодих учених «Методи та засоби неруйнівного контролю промислового

обладнання»: Збірник тез доповідей (29-30 листопада 2011 р.). – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2011. – С. 166-168.

110. Цих В.С. Теоретичні аспекти безконтактного пошуку місць відшарувань ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / В.С. Цих, А.В. Яворський // XI Міжнародна науково-технічна конференція «Приладобудування: стан і перспективи» (24-25 квітня 2012 р.): Збірник тез доповідей. – К. – 2012. – С. 207.

111. Цих В.С. Підходи до обстеження ізоляційного покриття підземних нафтопроводів в умовах нафтоперекачувальних станцій / В.С. Цих, А.В. Яворський, С.П. Ващишак // Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 15-18 травня 2012). – Івано-Франківськ. – 2012. – С. 324-326.

112. Цих В.С. Фазовий контроль відшарувань ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / В.С. Цих, А.В. Яворський, О.М. Карпаш // 7-а Національна науково-технічна конференція і виставка «Неруйнівний контроль та технічна діагностика» (Україна, Київ, 20-23 листопада 2012): Матеріали конференції. – К. : УТ НКТД, 2012. – С. 339-343.

113. Пат. 77975 Україна, МПК G01N 27/24. Спосіб безконтактного контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / винахідники: Цих В.С., Яворський А.В., Ващишак С.П., Карпаш О.М. – u201206856; заявл. 05.06.2012; опубл. 11.03.2013. – 4 с.

114. FDD03-Series: DC-DC Converter. Model List. Circuit Schematic. Specification [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.kosmodrom.com.ua/dc-dc/chinfa/FDD03.pdf>.

115. INA163: Production Data Information. Burr-Brown Products from Texas Instruments [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.ti.com/lit/ds/symlink/ina163.pdf>.

116. Хоровиц П. Искусство схемотехники / П. Хорвиц, У. Хилл. – М.: Мир, 1998. – 704 с.

117. OPA2227: Production Data Information. Burr-Brown Products from Texas Instruments [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.ti.com/lit/ds/sbos110a/sbos110a.pdf>.

118. DS1000E, DS1000D Series Digital Oscilloscopes (DS1102E, DS1052E, DS1102D, DS1052D). RIGOL: User's Guide. – 2008. – 166 p. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://www.rigol.com/download/Oversea/DS/-User_guide/DS1000E\(D\)_UserGuide_EN.pdf](http://www.rigol.com/download/Oversea/DS/-User_guide/DS1000E(D)_UserGuide_EN.pdf).

119. ВСН 210-87. Инструкция по применению комплекса устройств для неразрушающего контроля сплошности изоляционных покрытий заглубленных трубопроводов. – М.: ВНИИСТ, 1988. – 18 с.

120. Вербенець Б.Я. Ефект витікаючого струму в безконтактних обстеженнях підземних трубопроводів / Б.Я. Вербенець, В.Р. Джала, Р.М. Джала // Фізичні методи та засоби контролю середовищ, матеріалів та виробів (Серія), вип. 12: Неруйнівний контроль та технічна діагностика матеріалів і конструкцій: Зб. наук. праць. – Львів: ФМІ НАНУ, 2007. – С. 83-86.

121. Бурымский В.К. Обследование трубопроводов Ахтырского НГДУ / В.К. Бурымский, В.А. Гирнык // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2000. - №4. – С. 72-78.

122. Цих В.С. Багатопараметровий контроль стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / В.С. Цих // Вісник Тернопільського національного технічного університету. – 2013. - №3 (71). – С. 220-229. – ISSN 1727-7108.

123. Цих В.С. Експериментальне підтвердження застосування комплексного підходу до виявлення та ідентифікації дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / В.С. Цих, А.В. Яворський // Нафтогазова енергетика. – 2013. - №2 (20). – С. 92-100.

124. Цих В.С. Методика виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів з поверхні землі / В.С. Цих // XII Міжнародна науково-технічна конференція «Приладобудування: стан і перспективи» (23-24 квітня 2013р.): Збірник тез доповідей. – К. – 2013. – С. 205.

125. Цих В.С. Новітні підходи до обстеження стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів у складних умовах / В.С. Цих // Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2013» (м. Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013). – Івано-Франківськ. – 2013. – С. 310-313.

126. Цих В.С. Підвищення інформативності контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів в умовах наявності суміжних комунікацій та споруд / В.С. Цих, А.В. Яворський // Друга Міжнародна наукова конференція пам'яті професора Володимира Поджаренка «Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах» (28-31 жовтня 2013 року). – Вінниця: ВНТУ. – 2013. – С. 43-45.

127. Цих В.С. Ідентифікація дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів з поверхні землі у складних умовах / В.С. Цих, А.В. Яворський // 4-та науково-практична конференція студентів і молодих учених "Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання", (26-27 листопада 2013 року). – Івано-Франківськ. – 2013. – С. 191-193.

128. Цих В.С. Ідентифікація дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів на території складних технологічних об'єктів / В.С. Цих, А.В. Яворський // Методи та прилади контролю якості. – 2013. - №2. – С. 7-13.

129. RIDGID. SeekTech SR-60. Pipe, Cable and Sonde Locator: Operator's Manual [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://cdn2.ridgid.com/-resources/media?key=0471c681-7d32-4196-b248-3764354bb637&languageCode=en&countryCode=US&type=document>.

130. RIDGID. SeekTech ST-510. 10 Watt Pipe and Cable Line Transmitter: Operator's Manual [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://cdn2.ridgid.com/resources/media?key=17e7679c-d70c-4c98-8d8a-ea47472c4f61&languageCode=en&countryCode=US&type=document>.

Додаток А

Розрахунок зсуву фази для підземного трубопроводу з різними ємностями відшарувань його ізоляційного покриття (фрагмент розрахунку для питомого опору ґрунту 150 Ом*м)

Опір ізоляції	5832462481	Активний опір трубопроводу	Індуктивність трубопр.	Опір трубопроводу	Активний опір ґрунту	Індуктивність ґрунту зовн.	Індуктивність ґрунту внутр.	Індуктивність ґрунту заг.	Опір ґрунту
Ємність ізоляції	1.238E-08	4.86E-03	7.56E-07	1.09E-02	2.02E-03	4.04E-07	7.83E-07	1.18E-06	1.54E-02
Магн. прон. металу труби	8.75E-04	3.44E-03	1.07E-06	7.69E-03	1.01E-03	4.04E-07	8.15E-07	1.22E-06	7.90E-03
Пит. опір металу труби	1.30E-07	3.40E-03	1.08E-06	7.59E-03	9.87E-04	4.04E-07	8.16E-07	1.22E-06	7.72E-03
Довжина трубопроводу	20	3.37E-03	1.09E-06	7.53E-03	9.69E-04	4.04E-07	8.17E-07	1.22E-06	7.59E-03
Радіус трубопроводу	0.028	3.08E-03	1.19E-06	6.88E-03	8.89E-04	4.04E-07	8.26E-07	1.23E-06	6.38E-03
Повздовжній опір труби	2.175E-01	2.98E-03	1.42E-06	5.77E-03	5.69E-04	4.04E-07	8.43E-07	1.25E-06	4.55E-03
Повздовжній опір ґрунту	1.115E-01	2.43E-03	1.51E-06	5.43E-03	5.05E-04	4.04E-07	8.49E-07	1.25E-06	4.06E-03
Повзв. опір труби і ґрунту	0.329	1.72E-03	2.14E-06	3.84E-03	2.53E-04	4.04E-07	8.34E-07	1.29E-06	2.09E-03
Поверхня провідності ізоляції	4.804E-14	1.22E-03	3.02E-06	2.72E-03	1.26E-04	4.04E-07	9.19E-07	1.32E-06	1.07E-03
Хвильовий опір трубопр. лінії	2.62E+06	1.07E-03	3.42E-06	2.40E-03	9.87E-05	4.04E-07	9.31E-07	1.33E-06	8.44E-04
Опір навантаження лінії	8.45E+02	7.60E-04	4.84E-06	1.70E-03	4.93E-05	4.04E-07	9.66E-07	1.37E-06	4.33E-04
Відданий опір трубопр. лінії	8.51E+02	3.40E-04	1.08E-05	7.59E-04	9.87E-06	4.04E-07	1.05E-06	1.45E-06	9.16E-05
Ємність відшарування	1.00E-05	2.15E-04	1.71E-05	4.80E-04	3.95E-06	4.04E-07	1.05E-06	1.50E-06	3.78E-05

Відшарування-1

Зсув фази-128 Гц	Зсув фази-512 Гц	Зсув фази-982 Гц	Зсув фази-8000 Гц	Зсув фази-33000 Гц	Зсув фази-128 Гц	Зсув фази-512 Гц	Зсув фази-982 Гц	Зсув фази-8000 Гц	Зсув фази-33000 Гц
5.10E-05	1.63E-04	2.85E-04	1.87E-03	7.00E-03	1.94E-04	6.18E-04	1.08E-03	7.11E-03	2.56E-02
6.95E-05	2.22E-04	3.89E-04	2.55E-03	9.55E-03	2.01E-04	6.41E-04	1.12E-03	7.37E-03	2.76E-02
8.23E-05	2.63E-04	4.61E-04	3.02E-03	1.13E-02	2.08E-04	6.63E-04	1.16E-03	7.63E-03	2.83E-02
9.21E-05	2.94E-04	5.16E-04	3.38E-03	1.27E-02	2.14E-04	6.84E-04	1.20E-03	7.87E-03	2.93E-02
1.00E-04	3.19E-04	5.80E-04	3.67E-03	1.37E-02	2.21E-04	7.05E-04	1.24E-03	8.11E-03	3.03E-02
1.07E-04	3.49E-04	5.96E-04	3.91E-03	1.46E-02	2.27E-04	7.25E-04	1.27E-03	8.34E-03	3.13E-02
1.12E-04	3.58E-04	6.27E-04	4.11E-03	1.54E-02	2.33E-04	7.44E-04	1.31E-03	8.56E-03	3.21E-02
1.17E-04	3.73E-04	6.54E-04	4.29E-03	1.60E-02	2.39E-04	7.63E-04	1.34E-03	8.78E-03	3.29E-02
1.21E-04	3.88E-04	6.77E-04	4.44E-03	1.66E-02	2.45E-04	7.82E-04	1.37E-03	8.99E-03	3.36E-02
1.25E-04	3.98E-04	6.97E-04	4.57E-03	1.71E-02	2.51E-04	8.00E-04	1.40E-03	9.20E-03	3.44E-02
1.28E-04	4.08E-04	7.16E-04	4.69E-03	1.76E-02	2.56E-04	8.17E-04	1.43E-03	9.40E-03	3.52E-02
1.31E-04	4.17E-04	7.33E-04	4.80E-03	1.80E-02	2.62E-04	8.35E-04	1.46E-03	9.60E-03	3.58E-02
1.33E-04	4.26E-04	7.47E-04	4.90E-03	1.83E-02	2.67E-04	8.52E-04	1.49E-03	9.80E-03	3.67E-02

Відшарування-2

Зсув фази-128 Гц	Зсув фази-512 Гц	Зсув фази-982 Гц	Зсув фази-8000 Гц	Зсув фази-33000 Гц	Зсув фази-128 Гц	Зсув фази-512 Гц	Зсув фази-982 Гц	Зсув фази-8000 Гц	Зсув фази-33000 Гц
5.10E-05	1.63E-04	2.85E-04	1.87E-03	7.00E-03	1.94E-04	6.18E-04	1.08E-03	7.11E-03	2.56E-02
6.95E-05	2.22E-04	3.89E-04	2.55E-03	9.55E-03	2.01E-04	6.41E-04	1.12E-03	7.37E-03	2.76E-02
8.23E-05	2.63E-04	4.61E-04	3.02E-03	1.13E-02	2.08E-04	6.63E-04	1.16E-03	7.63E-03	2.83E-02
9.21E-05	2.94E-04	5.16E-04	3.38E-03	1.27E-02	2.14E-04	6.84E-04	1.20E-03	7.87E-03	2.93E-02
1.00E-04	3.19E-04	5.80E-04	3.67E-03	1.37E-02	2.21E-04	7.05E-04	1.24E-03	8.11E-03	3.03E-02
1.07E-04	3.49E-04	5.96E-04	3.91E-03	1.46E-02	2.27E-04	7.25E-04	1.27E-03	8.34E-03	3.13E-02
1.12E-04	3.58E-04	6.27E-04	4.11E-03	1.54E-02	2.33E-04	7.44E-04	1.31E-03	8.56E-03	3.21E-02
1.17E-04	3.73E-04	6.54E-04	4.29E-03	1.60E-02	2.39E-04	7.63E-04	1.34E-03	8.78E-03	3.29E-02
1.21E-04	3.88E-04	6.77E-04	4.44E-03	1.66E-02	2.45E-04	7.82E-04	1.37E-03	8.99E-03	3.36E-02
1.25E-04	3.98E-04	6.97E-04	4.57E-03	1.71E-02	2.51E-04	8.00E-04	1.40E-03	9.20E-03	3.44E-02
1.28E-04	4.08E-04	7.16E-04	4.69E-03	1.76E-02	2.56E-04	8.17E-04	1.43E-03	9.40E-03	3.52E-02
1.31E-04	4.17E-04	7.33E-04	4.80E-03	1.80E-02	2.62E-04	8.35E-04	1.46E-03	9.60E-03	3.58E-02
1.33E-04	4.26E-04	7.47E-04	4.90E-03	1.83E-02	2.67E-04	8.52E-04	1.49E-03	9.80E-03	3.67E-02

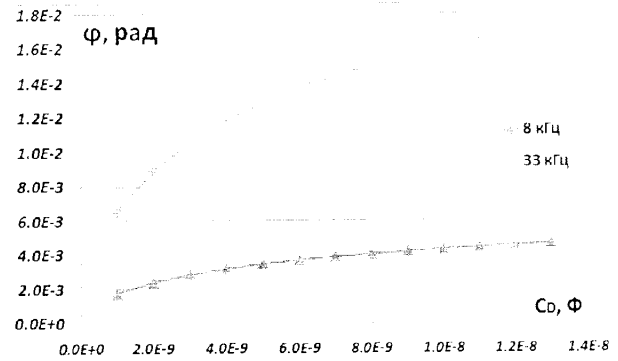
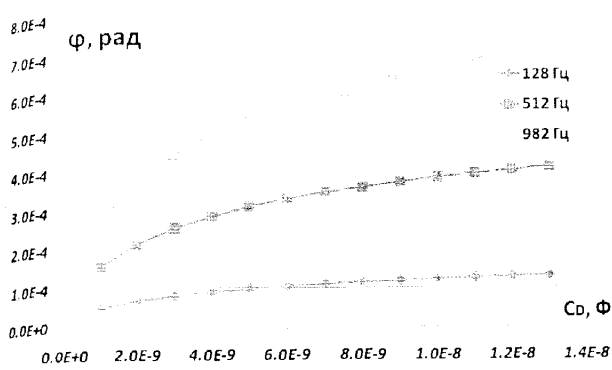
Опір генератора	50
Питомий опір ґрунту	150
Магн. прон. ґрунту	1.257E-06
Радіус сточуючого ґрунту	0.6
Діаметр ізоляції трубопр.	0.01
Питомий опір ізоляції	1.00E+12
Діел. прон. ізоляції	3.4
Коеф. пошир. струму по трубопр.	1.26E-07
Опір розтік. струму в деф. ізоляції	8.45E+02
Величина відданого струму, МА	200

Продовження додатку А

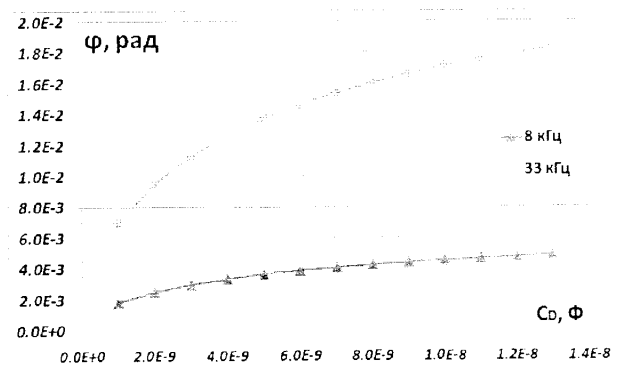
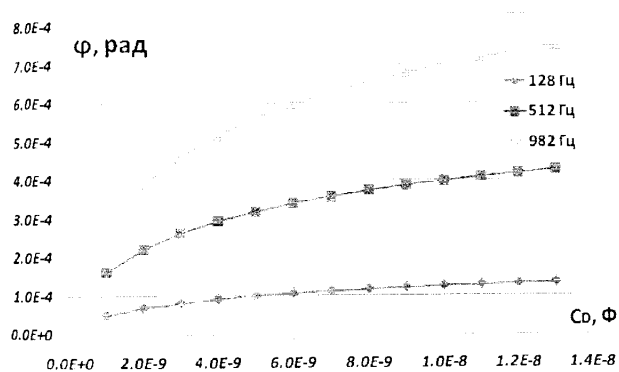
фрагмент розрахунку смності відшарування для трубопроводів діаметру 620, 820 та 1020 мм при різних геометричних параметрах відшарування

l1	rt	angle	l2	d	Cd
0.25	0.31	0.19625	0.060838	0.0025	4.3073E-09
0.25	0.31	0.261667	0.081117	0.0025	5.74306E-09
0.25	0.31	0.3925	0.121675	0.0025	8.61459E-09
0.25	0.31	0.785	0.24335	0.0025	1.72292E-08
0.5	0.31	0.19625	0.060838	0.0025	8.61459E-09
0.5	0.31	0.261667	0.081117	0.0025	1.14861E-08
0.5	0.31	0.3925	0.121675	0.0025	1.72292E-08
0.5	0.31	0.785	0.24335	0.0025	3.44584E-08
0.75	0.31	0.19625	0.060838	0.0025	1.29219E-08
0.75	0.31	0.261667	0.081117	0.0025	1.72292E-08
0.75	0.31	0.3925	0.121675	0.0025	2.58438E-08
0.75	0.31	0.785	0.24335	0.0025	5.16875E-08
1	0.31	0.19625	0.060838	0.0025	1.72292E-08
1	0.31	0.261667	0.081117	0.0025	2.29722E-08
1	0.31	0.3925	0.121675	0.0025	3.44584E-08
1	0.31	0.785	0.24335	0.0025	6.89167E-08
0.25	0.41	0.19625	0.080463	0.0025	5.69675E-09
0.25	0.41	0.261667	0.107283	0.0025	7.59566E-09
0.25	0.41	0.3925	0.160925	0.0025	1.13935E-08
0.25	0.41	0.785	0.32185	0.0025	2.2787E-08
0.5	0.41	0.19625	0.080463	0.0025	1.13935E-08
0.5	0.41	0.261667	0.107283	0.0025	1.51913E-08
0.5	0.41	0.3925	0.160925	0.0025	2.2787E-08
0.5	0.41	0.785	0.32185	0.0025	4.5574E-08
0.75	0.41	0.19625	0.080463	0.0025	1.70902E-08
0.75	0.41	0.261667	0.107283	0.0025	2.2787E-08
0.75	0.41	0.3925	0.160925	0.0025	3.41805E-08
0.75	0.41	0.785	0.32185	0.0025	6.83609E-08
1	0.41	0.19625	0.080463	0.0025	2.2787E-08
1	0.41	0.261667	0.107283	0.0025	3.03826E-08
1	0.41	0.3925	0.160925	0.0025	4.5574E-08
1	0.41	0.785	0.32185	0.0025	9.11479E-08
0.25	0.51	0.19625	0.100088	0.0025	7.0862E-09
0.25	0.51	0.261667	0.13345	0.0025	9.44826E-09
0.25	0.51	0.3925	0.200175	0.0025	1.41724E-08
0.25	0.51	0.785	0.40035	0.0025	2.83448E-08
0.5	0.51	0.19625	0.100088	0.0025	1.41724E-08
0.5	0.51	0.261667	0.13345	0.0025	1.88965E-08
0.5	0.51	0.3925	0.200175	0.0025	2.83448E-08
0.5	0.51	0.785	0.40035	0.0025	5.66896E-08
0.75	0.51	0.19625	0.100088	0.0025	2.12586E-08
0.75	0.51	0.261667	0.13345	0.0025	2.83448E-08
0.75	0.51	0.3925	0.200175	0.0025	4.25172E-08
0.75	0.51	0.785	0.40035	0.0025	8.50343E-08
1	0.51	0.19625	0.100088	0.0025	2.83448E-08
1	0.51	0.261667	0.13345	0.0025	3.7793E-08
1	0.51	0.3925	0.200175	0.0025	5.66896E-08
1	0.51	0.785	0.40035	0.0025	1.13379E-07

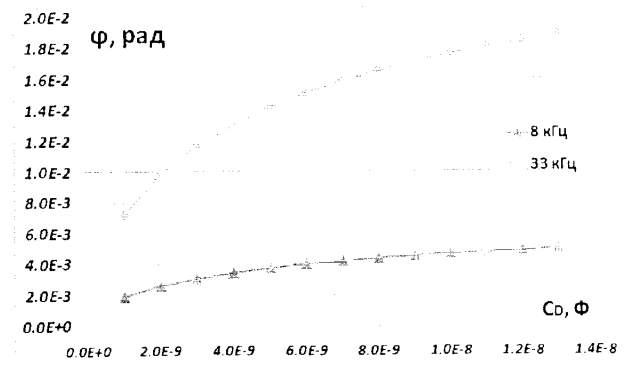
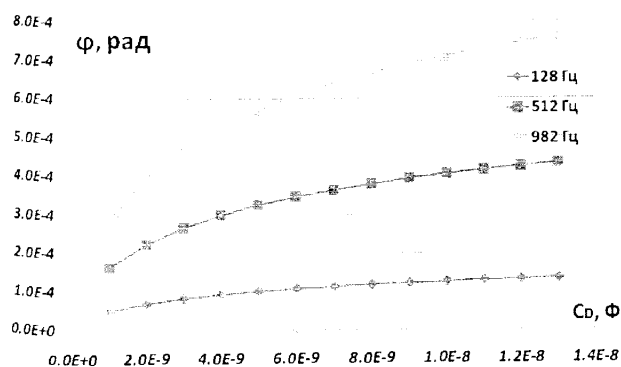
Графіки залежності параметра зсуву фази для ділянки підземного трубопроводу з питомим опором ґрунту $700 \text{ Ом}^* \text{ м}$ при різних ємностях відшарувань ізоляції



Графіки залежності параметра зсуву фази для ділянки підземного трубопроводу з питомим опором ґрунту $150 \text{ Ом}^* \text{ м}$ при різних ємностях відшарувань ізоляції



Графіки залежності параметра зсуву фази для ділянки підземного трубопроводу з питомим опором ґрунту $70 \text{ Ом}^* \text{ м}$ при різних ємностях відшарувань ізоляції



Додаток Б
Навчально-науковий полігон кафедри «Технічної діагностики та моніторингу».
Технічний опис



Навчально-науковий полігон кафедри технічної діагностики та моніторингу

технічний опис

1 Призначення навчально-наукового полігону

Полігон призначений для проведення лабораторних занять з дисциплін «Технічна діагностика трубопроводів», «Технічна діагностика систем нафтогазопостачання» і налаштування та апробації засобів для обстеження підземних комунікацій.

Навчально-науковий полігон призначений для відпрацювання наступних операцій:

- пошук траси сталюого підземного трубопроводу (кабелю) з поверхні землі;
- визначення глибини залягання сталюого підземного трубопроводу (кабелю) з поверхні землі;
- визначення місць пошкодження ізоляційного покриття сталюого підземного трубопроводу (кабелю) з поверхні землі;
- проведення комплексу електрометричних вимірювань для демонстрації оцінки корозійного стану сталюого підземного трубопроводу;
- демонстрація роботи станції катодного захисту;
- проведення магнітної і електричної зйомки для виявлення траси пролягання сталюого і поліетиленового трубопроводу та силового кабелю;
- дистанційний пошук витоків з трубопроводів.

2 Розміщення навчально-наукового полігону

Навчально-науковий полігон розміщений на прилеглий території до навчальних лабораторій кафедри технічної діагностики і моніторингу у внутрішньому дворі між навчальними корпусами №5 і №9 ІФНТУНГ. Географічна прив'язка до місцевості полігону показана на рис.1. Територія внутрішнього двору навколо полігону також насичена підземними комунікаціями – три високовольтні кабельні лінії з напругою 10 кВ, теплотраса з тепловою камерою, каналізаційний колектор. Таким чином створений полігон повністю імітує скупчене розміщення різноманітних підземних комунікацій в міських умовах.

Навчально-науковий полігон



Рис.1 – Географічна прив'язка до місцевості навчально-наукового полігону

3 Структура і будова навчально-наукового полігону

Площа полігону складає 63 м², на цій території розміщено дослідні ділянки, що імітують підземні стальний (діаметр 56 мм) і поліетиленовий (діаметр 40 мм) трубопровід та кабельну лінію (4×6 мм²) з відповідними пошкодженнями захисної ізоляції та стінки труби, 6-ть контрольно-вимірювальних колонок і контури заземлення. Схема полігону наведена на рис. 2. Вигляд полігону з поверхні землі наведений на рис. 3.

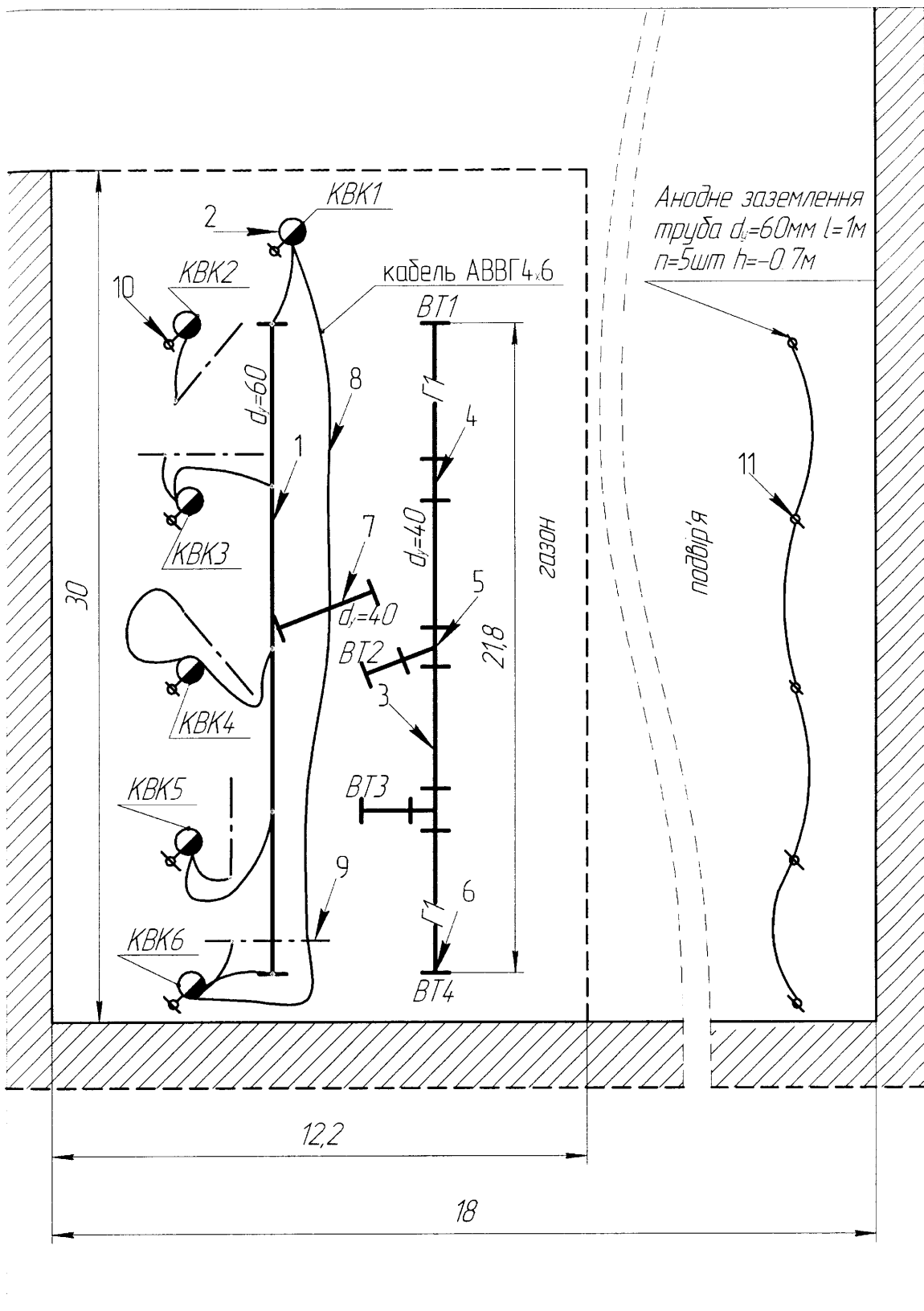


Рис.2 – Схема навчально-наукового полігону:

- 1-металічний трубопровід; 2-контрольно-вимірювальна колонка (КВК);
 3-пластиковий трубопровід; 4-з'єднувальна пластикова муфта;
 5-пластиковий трійник; 6-пластикові заглушка (вихід пластикового
 трубопроводу на поверхню (ВТ); 7-імітація пластикової врізки;
 8-кабельна лінія; 9-імітація прилеглого металічного трубопроводу;
 10-контрольний заземлювач; 11-анодне заземлення.

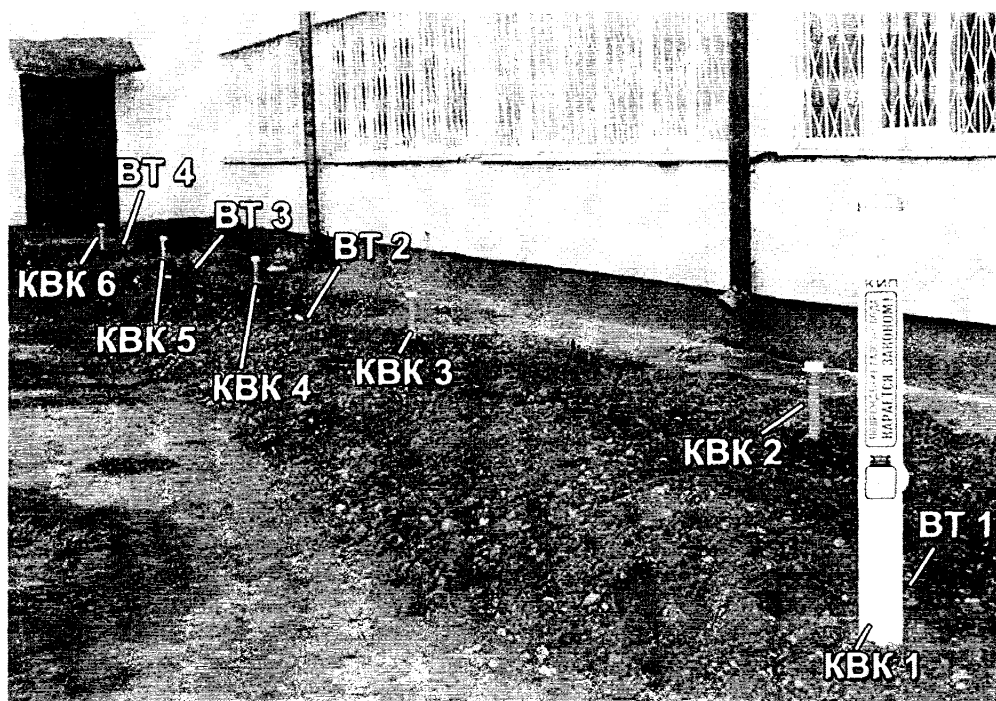


Рис.3 – Вигляд навчально-наукового полігону з поверхні землі

Контрольно-вимірнювальна колонка №1 виконана на базі стандартного поста електрохімзахисту ПВЕК.305431.005. Підключення металічного трубопроводу, контрольного заземлювача, кабельної лінії і сигнального провідника пластикового трубопроводу виведені у спеціальні герметизовані розподільчі коробки на корпусі КВК1 (рис.4).

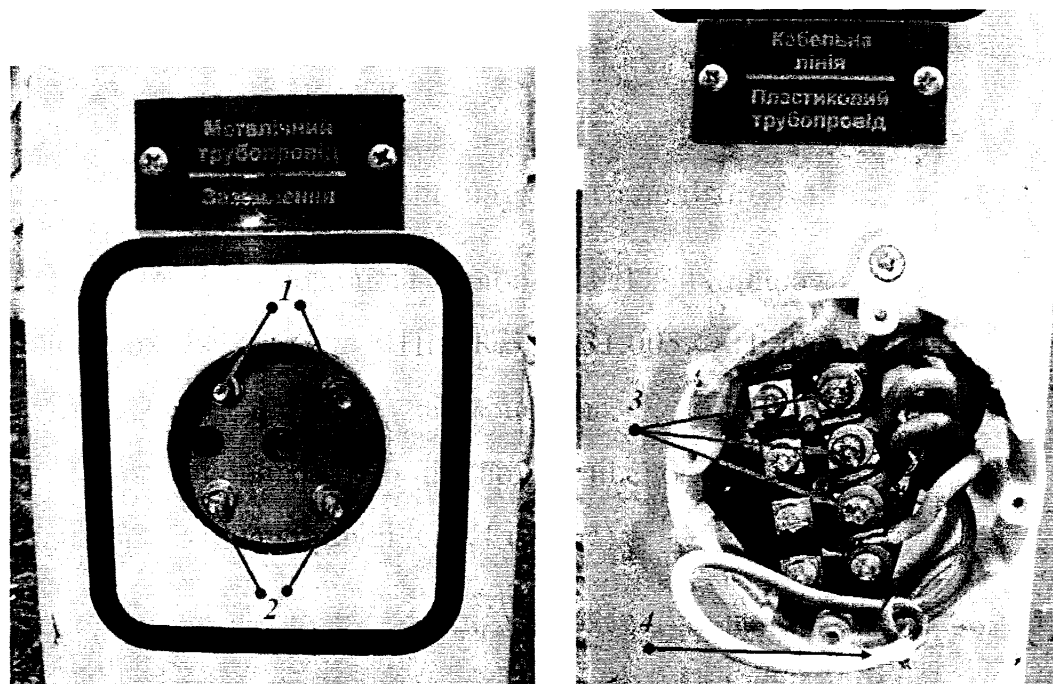


Рис.4 – Підключення комунікацій в розподільчих коробках КВК1:
 1-металічний трубопровід; 2-контрольний заземлювач; 3-кабельна лінія;
 4-сигнальний провідник пластикового трубопроводу.

Контрольно-вимірювальні колонки №2-№6 виконані за власною конструкцією у вигляді пластикового стовпчика на верху якого закріплена герметизована розподільча коробка. Підключення для КВК2-КВК6 наведено на рис. 5.

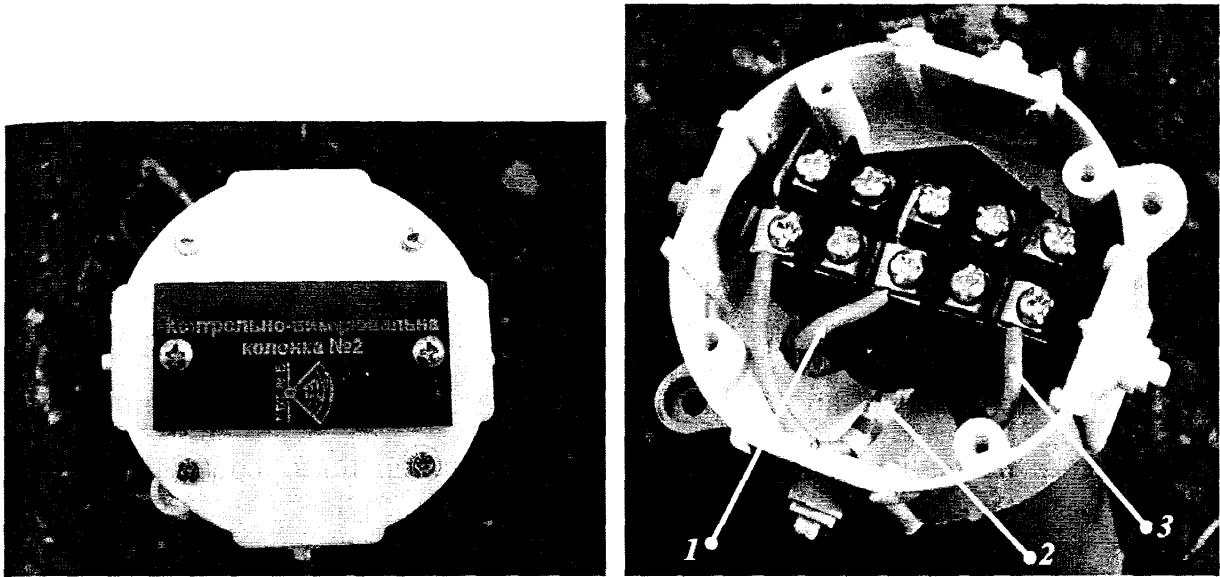


Рис.5 – Підключення комунікацій в розподільчих коробках КВК2-КВК6:
1-імітація прилеглого металічного трубопроводу; 2-контрольний заземлювач;
3-металічний трубопровід.

Вихід пластикового трубопроводу на поверхню заглушений спеціальною пластиковою заглушкою рис.6.



Рис. 6 – Вихід пластикового трубопроводу на поверхню

В проміжку між КВК3 і КВК4 на ізоляційному покритті металічного трубопроводу нанесені штучні пошкодження. Для кабельної лінії пошкодження ізоляційного покриття «синьої» і «білої» жили створено в проміжку між КВК4 і КВК5. Для імітації перетину і сумісного пролягання комунікацій з металічним трубопроводом встановлені неізольовані відрізки труб. Поряд з КВК4

змодельоване підключення пластикової врізки до металічного трубопроводу.
Наведена імітаційна ситуація відображена на рис.7.

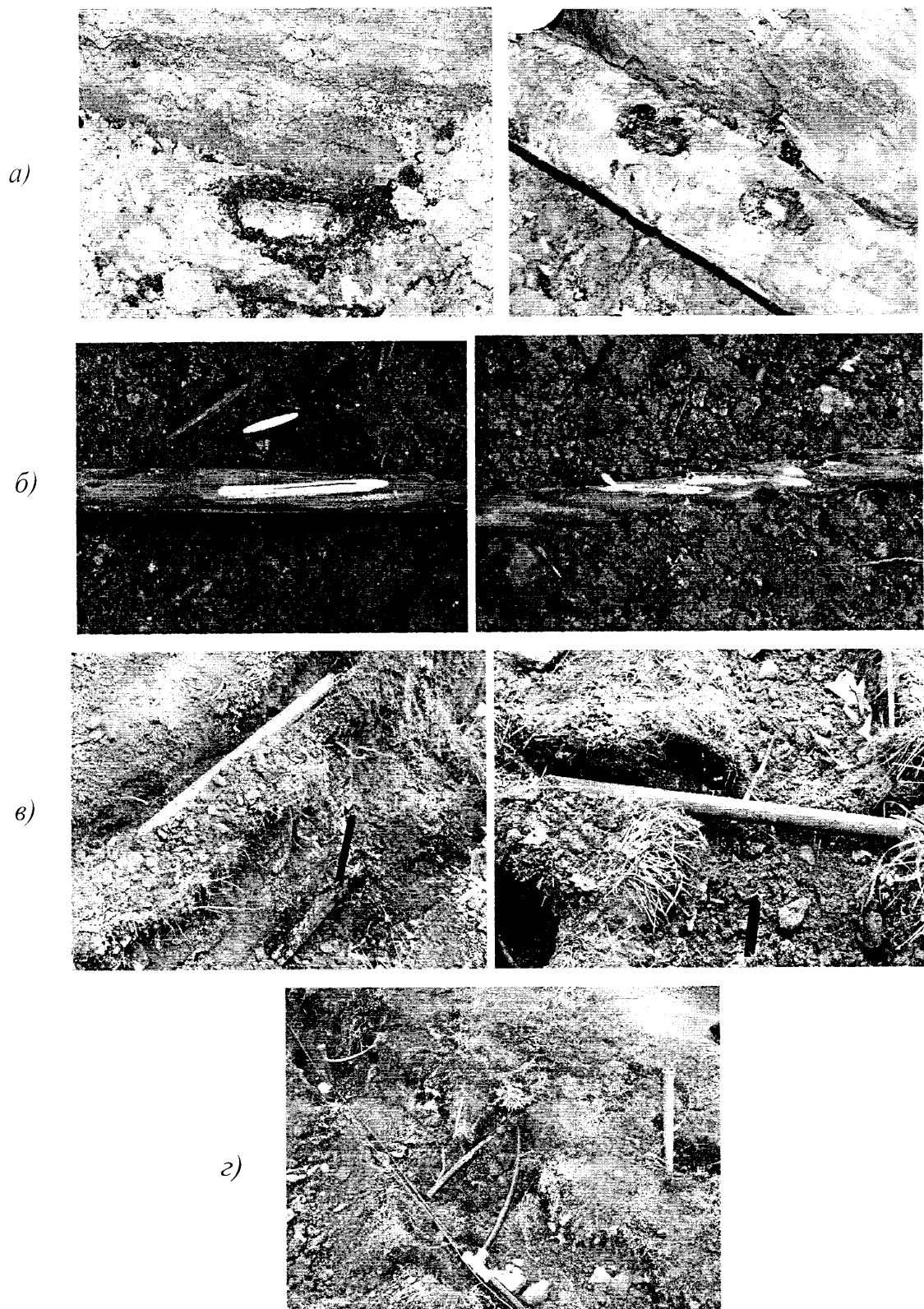


Рис. 7– Імітаційні ситуації:

а) пошкодження ізоляційного покриття металічного трубопроводу; б) пошкодження ізоляційного покриття кабельної лінії; в) перетин і сумісне пролягання металічного трубопроводу з комунікацією; г) пластикова врізка.

Додаток Г

Результати обчислень параметра ідентифікації K_S

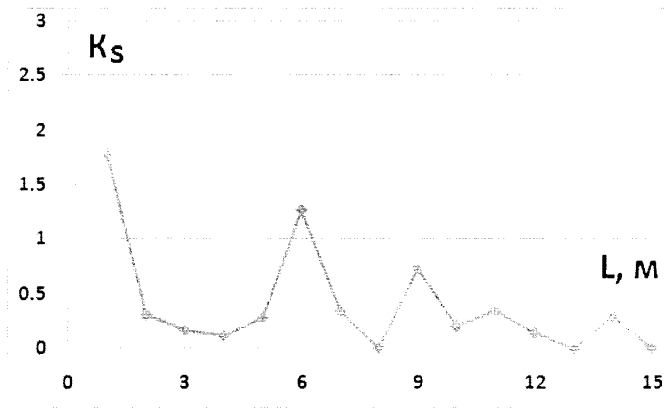


Рисунок 1 – Значення K_S для бездефектної ділянки нафтогазопроводу

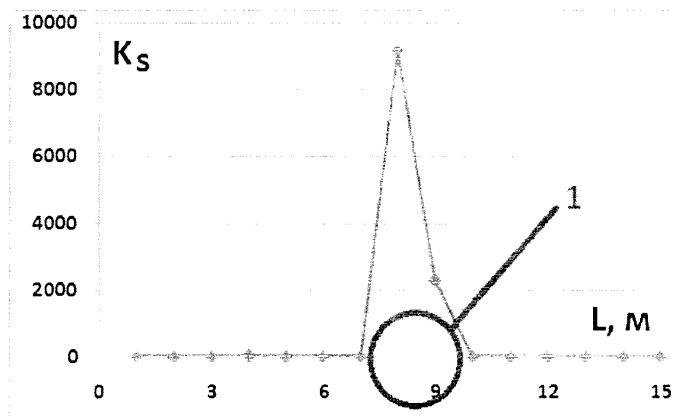


Рисунок 2 – Значення K_S на ділянці з присутнім наскрізним дефектом ізоляції 1

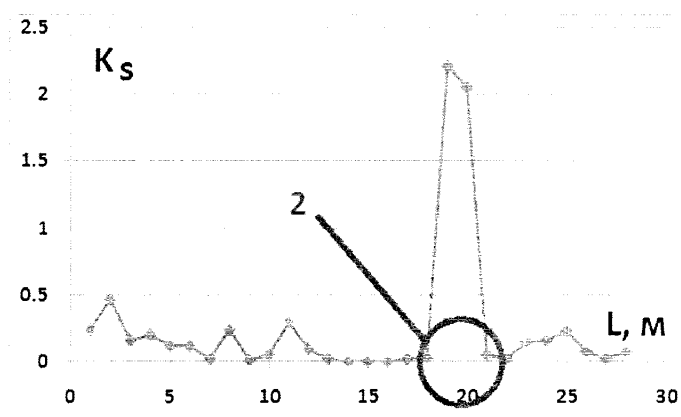


Рисунок 3 – Значення K_S на ділянці з присутнім відшаруванням ізоляції 2

Додаток Д

Проект методики (СОУ) виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції
підземних трубопроводів

Проект

СТАНДАРТ ОРГАНІЗАЦІЇ УКРАЇНИ

**МЕТОДИКА ВИЯВЛЕННЯ ТА ІДЕНТИФІКАЦІЇ ДЕФЕКТІВ ІЗОЛЯЦІЇ
ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ**

СОУ

Івано-Франківськ
ІФНТУНГ
2013

ПЕРЕДМОВА

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

РОЗРОБНИКИ:

2 ВНЕСЕНО:

3 ПОГОДЖЕНО:

4. ПРИЙНЯТО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ

5 УВЕДЕНО ВПЕРШЕ

ЗМІСТ

1	Сфера застосування	4
2	Нормативні посилання	4
3	Терміни та визначення понять	5
4	Позначки та скорочення	6
5	Загальні положення	6
6	Вимоги до організацій та персоналу, які здійснюють контроль технічного стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів	7
7	Вимоги охорони праці під час проведення робіт з контролю технічного стану ізоляції	8
8	Методика контролю ізоляції підземних трубопроводів та виявлення дефектів на ній	9
	Додаток А	17

СТАНДАРТ ОРГАНІЗАЦІЇ УКРАЇНИ

МЕТОДИКА ВИЯВЛЕННЯ ТА ІДЕНТИФІКАЦІЇ ДЕФЕКТІВ ІЗОЛЯЦІЇ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

МЕТОДИКА ОБНАРУЖЕНИЯ И ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЕФЕКТОВ ИЗОЛЯЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Чинний від _____

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Даний стандарт встановлює основні вимоги до контролю ізоляційного покриття підземних трубопроводів (ПТ) із використанням розробленого експериментального взірця інформаційно-вимірювальної системи та допоміжного обладнання з метою виявлення та ідентифікації наявних дефектів ізоляції.

1.2. Даний стандарт поширюється на ПТ, розміщені на території складних технологічних об'єктів нафтогазового комплексу (ТОНГК), до яких відносимо підземні трубопроводи підземних сховищ газу, автомобільних газонаповнювальних, компресорних, газорозподільних, газовимірювальних та нафтоперекачувальних станцій, якими транспортують нафту, газ та нафтопродукти.

1.3 Даний стандарт призначений для спеціалістів організацій, які проводять роботи з експертного обстеження стану ізоляційного покриття ПТ.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У даному 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

ДНАОП 0.00-1.27-97 Правила атестації фахівців неруйнівного контролю

ДСТУ 4219-2003 Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії

ВРД 39-1.10-026-2001 Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

3.1 У даному стандарті використані наступні 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 У даному стандарті використані такі терміни згідно з 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;

- **вихрострумний неруйнівний контроль** – неруйнівний контроль, що ґрунтується на аналізі взаємодії зовнішнього електромагнітного поля з електромагнітним полем вихрових струмів, які наводяться в об'єкті контролю;

3.3 У даному стандарті застосовано такі 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.

4 ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

4.1 У даному стандарті застосовано такі скорочення:

ТОНГК – технологічний об'єкт нафтогазового комплексу;

ПТ – підземний трубопровід.

5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.1 Для контролю стану ізоляційного покриття ПТ з метою виявлення дефектів ізоляції у даному стандарті застосовують безконтактні електромагнітні амплітудний та фазовий методи контролю.

5.2 Безконтактні електромагнітні амплітудний та фазовий методи контролю застосовують за умови наявності доступу до трубопроводів на поверхні ґрунту або в шурфах.

6 ВИМОГИ ДО ОРГАНІЗАЦІЙ ТА ПЕРСОНАЛУ, ЯКІ ЗДІЙСНЮЮТЬ КОНТРОЛЬ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЙНОГО ПОКРИТТЯ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

6.1 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.

6.2 Проводити неруйнівний контроль та оцінку фактичного технічного стану ПТ 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 взірця.

6.3 Право надання висновку за результатами контролю стану ізоляційного покриття ПТ та виявлення наявних дефектів ізоляції надано фахівцям з неруйнівного контролю та технічної діагностики, атестованим за другим або третім рівнем кваліфікації в установленому порядку.

6.4 До виконання робіт з неруйнівного контролю допускають фахівців першого рівня кваліфікації під керівництвом фахівця більш високого рівня кваліфікації.

6.5 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.

6.6 Оператори повинні мати кваліфікаційну групу з електробезпеки не нижче третьої згідно з вимогами ДНАОП 0.00-1.21.

7 ВИМОГИ ОХОРОНИ ПРАЦІ ПІД ЧАС ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ З КОНТРОЛЮ СТАНУ ІЗОЛЯЦІЇ

7.1 Оператори, що здійснюють контроль стану ізоляційного покриття ПТ, 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.

7.2 Апаратура, яку використовують для проведення контролю стану ізоляції ПТ, повинна відповідати вимогам чинних стандартів та нормативних документів з охорони праці. Перед використанням апаратури необхідно вивчити вказівки з її безпечної експлуатації.

7.3 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.

7.4 Фахівці, що здійснюють контролювання ізоляції ПТ на території складних ТОНГК, повинні виконувати всі розпорядження особи, відповідальної за охорону праці на місці проведення робіт.

7.5 Фахівці повинні кожний раз проходити інструктаж з охорони праці на робочому місці на підприємстві, де буде проводитись неруйнівний контроль.

7.6 Робочий одяг фахівців повинен відповідати вимогам норм і правил безпеки.

8 МЕТОДИКА КОНТРОЛЮ ІЗОЛЯЦІЇ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ ТА ВИЯВЛЕННЯ ДЕФЕКТІВ НА НІЙ

8.1 Загальні положення

8.1.1 Метою проведення контролю ізоляційного покриття ПТ є виявлення та ідентифікація наявних дефектів ізоляції за видами.

8.2 Вимоги до технічних засобів

8.2.1 Перелік технічних засобів, необхідних для контролю ізоляційного покриття ПТ включає:

- засіб для визначення траси та вимірювання глибини залягання ПТ;
- мультичастотний генератор;
- акумулятор (12 В);
- експериментальний взірець інформаційно-вимірювальної системи для контролю технічного стану ізоляційного покриття;
- двоканальний цифровий осцилограф.

8.3 Вимоги до проведення контролю

8.3.1 Методика проведення контролю ізоляції ПТ на території складних ТОНГК із використанням розробленого експериментального взірця ІВС та допоміжного обладнання передбачає наступні кроки:

- попередні роботи щодо аналізу досліджуваної ділянки ПТ;
- підготовчі роботи;
- попереднє визначення траси та вимірювання глибини залягання досліджуваного ПТ;
- підготовка експериментального взірця ІВС до роботи;
- попереднє налаштування експериментального взірця ІВС на взірцевій ділянці контролю;
- визначення зсуву фази на досліджуваній ділянці ПТ із сталим кроком вимірювань;

- вимірювання значень амплітуди сигналу вздовж траси досліджуваного трубопроводу з тим же кроком, що і при вимірюванні зсуву фази;
- опрацювання та аналіз отриманих результатів з використанням спеціального програмного забезпечення;
- формування висновку проведеного контролю ізоляційного покриття;
- шурфування потенційно небезпечних ділянок ПТ із виявленими дефектами ізоляційного покриття.

8.3.1.1 Попередні роботи по аналізу досліджуваної ділянки ПТ включають:

- збір і аналіз інформації про трубопровід, який підлягає контролю;
- складання та затвердження плану робіт щодо контролю ізоляції згідно з методикою, передбаченою цим стандартом.

8.3.1.1.1 Інформація про трубопровід включає наступне:

- назва, шифр трубопроводу;
- діаметр трубопроводу;
- тип ізоляційного покриття;
- наявність електрохімічного захисту;
- ділянка трубопроводу, на якій планується контроль, та її довжина;
- наявність технологічних вузлів (засувки, колодязів) на досліджуваній ділянці трубопроводу;
- наявність в зоні контролю потенційно небезпечних чинників, які можуть спричинити руйнування ізоляції;
- наявність виходів трубопроводу на поверхню.

8.3.1.2 Підготовчі роботи включають:

- підготовка плану контрольованої ділянки ПТ;
- підготовка технічних засобів до контролю.

8.3.1.2.1 Підготовка плану контрольованої ділянки розробляється на основі проектно-будівельної документації на контрольований трубопровід з

обов'язковим врахуванням змін місцевості, які відбулися після будівництва, а також наявність в зоні контролю чинників, що спричиняють пошкодження ізоляції.

8.3.1.2.2 Підготовка технічних засобів до контролю включає наступне:

- вибір місця підключення мультичастотного генератора з метою подання вимірювального сигналу на контрольований трубопровід;
- під'єднання одного виводу генератора безпосередньо до металу трубопроводу, іншого виводу – до заземлювача (рекомендовано використовувати генератор із можливістю задання частот в смузї від 128 Гц до 33 кГц);
- заземлювач рекомендовано розміщувати на відстані не менше 20 м перпендикулярно до траси досліджуваного трубопроводу;
- під'єднання акумуляторної батареї до генератора.

8.3.1.3 Визначення траси та вимірювання глибини залягання досліджуваного ПТ

8.3.1.3.1 Визначення траси та глибини залягання досліджуваного ПТ проводиться за допомогою трасошукача з індикатором глибини залягання (як засіб використовується трасошукач SeekTech RIDGID SR-60 або інший трасошукач з відносною похибкою визначення глибини залягання не більше 2%).

8.3.1.3.2 Крок між точками вимірювань вибирається залежно від довжини, характеристик та параметрів розміщення досліджуваного ПТ.

Вибір кроку між точками контролю наступний. Для ділянок трубопроводів довжиною від 20 м до 50 м початковий крок між точками вимірювань вибирається 2 м, для ділянок від 50 м до 80 м – 3 м, для ділянок більших 80 м – 4 м.

8.3.1.3.3 Визначена траса досліджуваного ПТ маркується на місцевості, а отримані результати вимірювань глибини записуються в спеціальну таблицю даних (додаток А).

8.3.1.4 Підготовка експериментального взірця ІВС до роботи включає підключення магнітної антени до вимірювального блоку та перевірку робоздатності ІВС при увімкненні живлення (загоряння індикатора живлення).

8.3.1.5 Попереднє налаштування експериментального взірця ІВС на взірцевій ділянці контролю

8.3.1.5.1 Для попереднього налаштування експериментального взірця ІВС на взірцевій ділянці контролю потрібно спочатку обрати взірцеву ділянку для контролю з відомими характеристиками досліджуваного трубопроводу та параметрами оточуючого ґрунтового середовища, а також провести наступні роботи по підключенню технічних засобів та допоміжного обладнання.

8.3.1.5.1.1 Під'єднання двоканального осцилографа, яке включає наступні кроки:

- осцилограф розміщується поряд із місцем під'єднання генератора до досліджуваного ПТ;

- на один із каналів осцилографа подається сигнал від мультичастотного генератора, який використовується в ролі опорного;

- на інший канал осцилографа через кабель передається вимірювальний сигнал із виходу ІВС для порівняння.

8.3.1.5.1.2 Контроль технічного стану ізоляції можна починати на відстані 5-10 м від місця підключеного до ПТ генератора.

8.3.1.5.3 Перед початком вимірювань необхідно зіставити нульові рівні двох періодичних сигналів на екрані цифрового осцилографа – опорного та вимірювального.

8.3.1.5.4 Оператор рухається вздовж досліджуваного ПТ і у вибраних точках контролю, відстань між якими встановлюється відповідно до пункту 8.3.1.3.2, проводяться вимірювання інформативного сигналу.

8.3.1.5.5 Зчитування результатів контролю відбувається іншим оператором візуально з екрану цифрового осцилографа (рекомендовано використовувати не менше двох варіантів розгортки осцилографа із різним

масштабом з метою більш точної реєстрації даних; для зменшення часу контролю, пов'язаного із зчитуванням інформації, можна виконувати фотографії розгортки за допомогою цифрового фотоапарату з подальшим аналізом на персональному комп'ютері). Початкова кількість точок контролю на взірцевій ділянці встановлюється відповідно до довжини такої ділянки (достатньо встановити 10 точок контролю).

8.3.1.5.6 Незначні відхилення магнітної антени відносно лінії осі трубопроводу не здійснюють значного впливу на результати вимірювань, оскільки зміна величини сигналу не впливає на значення зсуву фази (зняття показів по фазі необхідно вести відносно значень нульового рівня сигналу).

8.3.1.5.7 Отримані результати заносяться в таблицю з метою оцінювання наявної питомої зміни зсуву фази на бездефектній ділянці трубопроводу.

8.3.1.6 Визначення зсуву фази на досліджуваній ділянці ПТ із сталим кроком вимірювань

8.3.1.6.1 Для визначення зсуву фази на досліджуваній ділянці ПТ спочатку необхідно провести наступні роботи по підключенню технічних засобів та допоміжного обладнання, аналогічні до пункту 8.3.1.5.1.1.

8.3.1.6.2 Контроль ізоляції можна починати на відстані 5-10 м від місця підключеного до ПТ генератора. Проведення контролю аналогічне до пунктів 8.3.1.5.2 – 8.3.1.5.6.

8.3.1.6.3 Отримані результати заносяться в спеціальну таблицю даних (додаток А).

8.3.1.7 Вимірювання значень амплітуди сигналу вздовж траси досліджуваного ПТ

8.3.1.7.1 Під час вимірювання значень амплітуди сигналу вимірювальну магнітну антену слід розміщувати максимально точно над віссю досліджуваного ПТ, над якою буде фіксуватися максимум інформативного вимірювального сигналу.

8.3.1.7.2 Початковий крок між точками вимірювань вибирається відповідно до встановленого раніше, однак в місцях значних затухань може

бути зменшений з метою уточнення отриманих результатів та підвищення їхньої інформативності.

8.3.1.7.3 Зчитування результатів вимірювання напруги відбувається з екрану осцилографа, на якому виводяться числові значення даного параметру.

8.3.1.7.4 Отримані значення заносяться в додаткову таблицю з метою переведення їх в значення струму згідно встановленої залежності. Після того опрацьовані результати заносять в таблицю, наведену в додатку А.

8.4 Опрацювання та аналіз отриманих результатів

8.4.1 Методика опрацювання та аналізу отриманих результатів контролю передбачає наступні процедури:

- увімкнення персонального комп'ютера та завантаження відповідного програмного забезпечення для необхідного розрахунку та побудови графіків затухання струмового сигналу та питомого зсуву фази такого сигналу вздовж ділянки досліджуваного нафтогазопроводу;

- занесення отриманих експериментальних даних з об'єкту контролю в таблиці, які використовуються у відповідному програмному забезпеченні;

- проведення розрахунку та побудова графіків залежностей питомої зміни значень струму та питомого зсуву фази по довжині досліджуваного трубопроводу;

- аналіз даних з отриманих графіків на основі характеру зміни інформативних параметрів контролю.

8.4.2 Згідно отриманих графіків проводиться вибір потенційно небезпечних ділянок, на яких імовірна наявність дефектів ізоляційного покриття, на основі наступних положень.

8.4.2.1 Якщо на графіках питомої зміни зсуву фази присутні значні стрибки інформативного параметру або на графіках зміни величини струму вздовж досліджуваної ділянки ПТ присутні значні затухання сигналу, то можна стверджувати про наявність дефектів ізоляційного покриття. У випадку відсутності подібних характерних змін можна судити про задовільний стан ізоляції.

8.4.2.2 При наявності на графіку ідентифікації змін величини параметра ідентифікації K_s , який у 8-12 разів перевищує середні відносні зміни по всій ділянці контролю можна говорити про наявність відшарувань ізоляційного покриття, у випадку перевищення параметру ідентифікації середнього значення цього параметру на інших ділянках у 15 і більше разів можна стверджувати про наявність наскрізних дефектів ізоляції в даній області контролю.

8.5 Формування висновків проведеного контролю технічного стану ізоляційного покриття

8.5.1 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.

8.5.2 Отримані результати контролю наносяться на карту ПТ із вказанням обстежених трубопроводів, їхньої глибини залягання та відомостей щодо стану ізоляційного покриття.

8.5.3 Як підсумок проведених досліджень формується висновок про наявність чи відсутність виявлених дефектів, що характеризує технічний стан досліджуваного об'єкта контролю.

8.6 Шурфування потенційно небезпечних ділянок ПТ

8.6.1 У виявлених потенційно небезпечних місцях із вказаними дефектами ізоляційного покриття проводиться шурфування. Шурфи виконуються діаметром не менше ніж 2 м. Центр шурфа має знаходитись над віссю траси. В процесі шурфування повинна бути очищена від ґрунту уся поверхня трубопроводу в шурфі.

8.6.2 В місці шурфування спочатку проводиться візуальний контроль технічного стану ізоляції. Контроль суцільності відомого типу ізоляційного покриття проводять за допомогою іскрових дефектоскопів. Якщо візуальний і електроіскровий контроль не підтверджують підозру про дефектність ізоляційного покриття, то проводиться додатковий контроль ізоляції за допомогою адгезіометрії і товщинометрії згідно з ДСТУ 4219-2003 та ВРД 39-

1.10-026-2001. Результати контролю в кожному шурфі вносяться в журнал контролера.

8.6.3 Завершальні роботи передбачають складання акту про проведення комплексного контролю ізоляції ПТ, в який вносяться параметри контрольованого трубопроводу, робочий план контрольованої ділянки, результати контролю із вказанням виявлених дефектів ізоляційного покриття та їхнього типу. Після цього складається заключення щодо подальшої експлуатації або заміни ізоляції на обраних ділянках.

Додаток А

Результати вимірювань на контрольованій ділянці підземного трубопроводу

№ точки	Відстань від початку контролю, м	Глибина залягання трубопроводу, м	Значення амплітуди сигналу, мВ	Значення зсуву фази, град	Примітки

УДК 621.64

Ключові слова: методика, підземний трубопровід, ізоляційне покриття, дефект, контроль, інформаційно-вимірювальна система.

Додаток І

Акти промислової апробації

Акт промислової апробації методики контролю
на об'єктах АГНКС, ПАТ «Концерн Галнафтогаз», с. Дем'янів

ЗАТВЕРДЖУЮ

Керівник служби розвитку

ПАТ «Концерн Галнафтогаз»

Лишак В.С.

“ 31 ” _____ 2013 р.

АКТ

**промислової апробації методики контролю стану ізоляційного покриття
підземних нафтогазопроводів**

Робоча група в складі:

голови – Олійника Я.С. – директора АГНКС ПАТ «Концерн Галнафтогаз»,
с. Дем'янів

і членів робочої групи:

- 1 Подубінського В.М. – майстра АГНКС ПАТ «Концерн Галнафтогаз»,
с. Дем'янів,
- 2 Циха В.С. – аспіранта кафедри Технічної діагностики та моніторингу Івано-
Франківського національного технічного університету нафти і газу,
- 3 Даниляка Я.Б. – технічного експерта ТОВ Науково-виробничої фірми “Зонд”,
- 4 Яков'юка В.Б. – інженера з неруйнівного контролю ТОВ «Науково-
виробничої фірми «Зонд».

склала цей акт про таке:

1 27.05.2013 р. робоча група здійснила апробацію методики контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів з використанням запропонованої інформаційно-виміральної системи.

2 Робочій групі надані:

- методика контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів;

Продовження додатку E

- результати попередньо проведених експериментальних досліджень на території навчально-наукового полігону для технічної діагностики підземних комунікацій;
- інформаційно-вимірювальна система для контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів (рисунок 1).

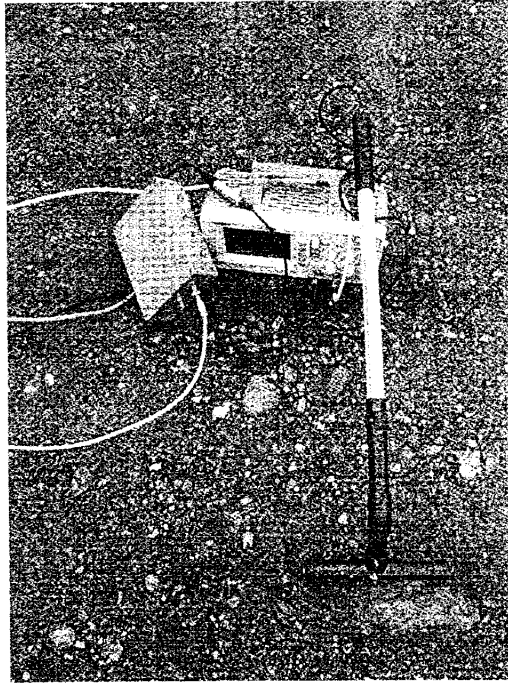


Рисунок 1 – Інформаційно-вимірювальна система для контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів

- 3 Робоча група розглянула методику контролю технічного стану і результати попередніх експериментальних досліджень та погодилася проводити промислову апробацію.
- 4 Робоча група провела апробацію методики виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів на території АГНКС ПАТ «Концерн Галнафтогаз», с. Дем'янів.
- 5 Дослідження проводились на двох ділянках підземних газопроводів на території АГНКС:
 - пункт шафвий газорегуляторний (ПШГ) – операторна (довжина контрольованої ділянки – 60 м);

Продовження додатку E

- компресор – колонка №2 (довжина контрольованої ділянки – 45 м).

6 Контроль проводився з метою виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних газопроводів згідно із розробленою методикою контролю.

7 Відповідно до запропонованої методики контролю на кожній ділянці підземних газопроводів проводилося дослідження змін електромагнітного поля на основі оцінювання значень амплітуди та питомої зміни фази вхідного сигналу.

8 В ході проведеного контролю було отримано наступні результати (подані нижче). Зміна величини струмового сигналу та питома зміна фази вздовж досліджуваних ділянок підземних газопроводів показані на рисунках 2-6.

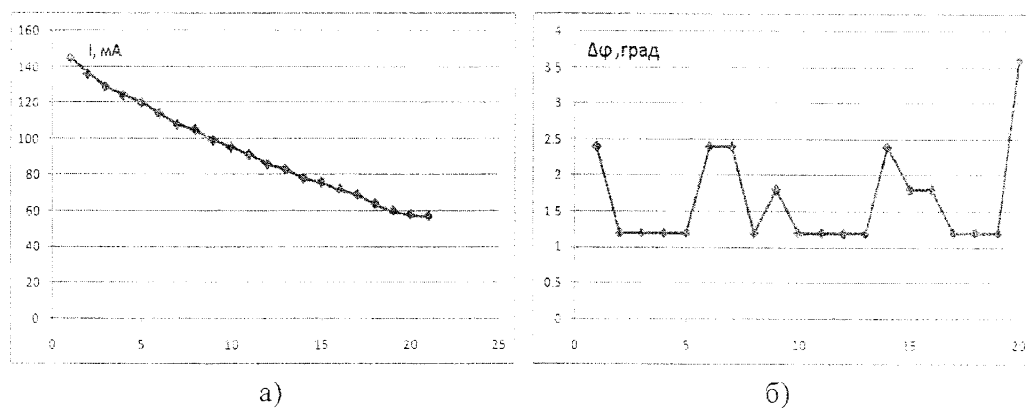


Рисунок 2 – Результати контролю ділянки №1 підземного газопроводу в умовах АГНКС з використанням розробленої методики та інформаційно-вимірювальної системи для виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів (відстань між точками контролю – 3 метри);

а) – значення струмового сигналу в точках вздовж досліджуваного газопроводу;

б) – питома зміна фази струмового сигналу між точками, град

На ділянці №1 не зафіксовано суттєвих відхилень значень струму та високих питомих зсувів фази досліджуваного сигналу, що може свідчити про задовільний стан ізоляційного покриття на даній ділянці підземного газопроводу.

Розрахований параметр ідентифікації (рисунок 3) вказує на відсутність значних відмінностей даного параметра порівняно із середніми значеннями на обраній ділянці контролю.

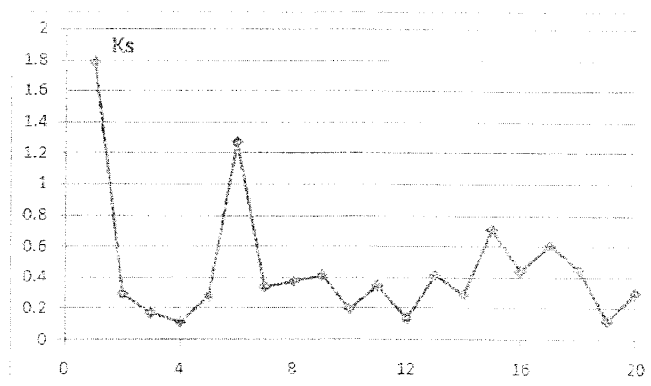


Рисунок 3 – Розрахунок параметра ідентифікації на контрольованій ділянці №1 підземного газопроводу в умовах АГНКС (відстань між точками контролю – 3 метри)

На ділянці №2 при сталому кроці вимірювань зафіксовані значні затухання струмового сигналу на ділянці між точками 8 і 10. На цій ділянці проведені вимірювання із меншим кроком між точками (0,5 м), результати таких вимірювань наведено на рисунку 5. Крім того, з графіка, наведеного на рисунку 4, б, можна судити про наявність значних питомих змін зсуву фази вздовж досліджуваного газопроводу (ділянки 4 та 8-9).

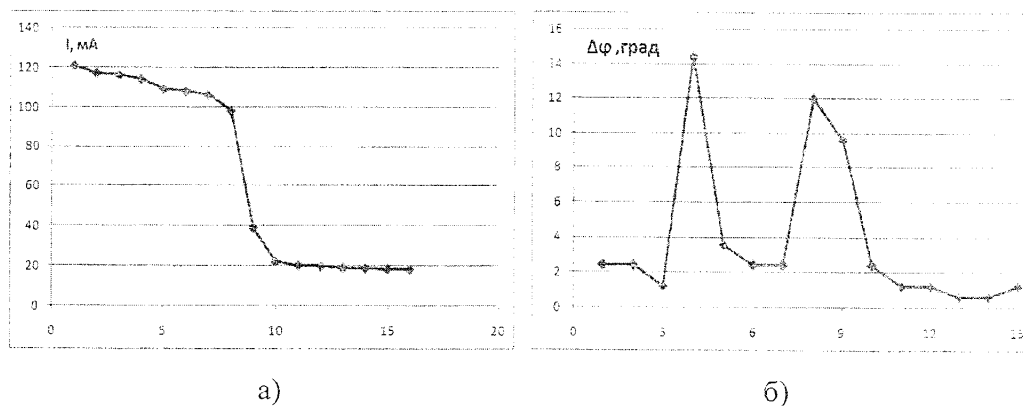


Рисунок 4 – Результати контролю ділянки №2 підземного газопроводу в умовах АГНКС з використанням розробленої методики та інформаційно-вимірювальної системи для виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів (відстань між точками контролю – 3 метри):
 а) – значення струмового сигналу в точках вздовж досліджуваного газопроводу;
 б) – питома зміна фази струмового сигналу між точками, град

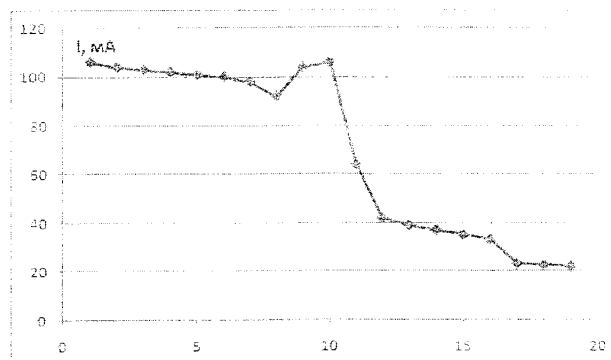


Рисунок 5 – Результати контролю ділянки №2 (між точками 7 і 10) підземного газопроводу в умовах АГНКС (відстань між точками контролю – 0,5 м)

Згідно отриманих результатів можна судити щодо наявності наскрізного дефекту ізоляційного покриття на ділянці 9-11 (рисунок 5), де присутні характерні зміни струмового сигналу, а також присутній значний питомий зсув фази. На ділянці 16-17 (рисунок 5) спад значення струмового сигналу відбувається за рахунок розгалуження трубопроводу (відвід до автомобільної колонки №1).

Крім того, на ділянці 4 (рисунок 4, б) присутній значний питомий зсув фази при відсутності значних затухань струмового сигналу, що згідно з умовами запропонованої методики контролю може свідчити про наявність відшарувань ізоляційного покриття на даній ділянці підземного газопроводу.

З метою підтвердження припущень щодо виду дефекту ізоляційного покриття на ділянці №2 контрольованого підземного газопроводу додатково розрахований параметр ідентифікації для даної ділянки контролю. Результати розрахунку наведені на рисунку 6.

Узагальнені результати проведених експериментальних досліджень з результатами контролю (виявлені дефекти ізоляційного покриття) наведені в таблиці 1.

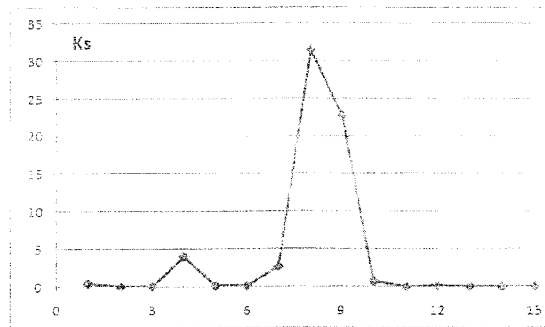


Рисунок 6 – Розрахунок параметра ідентифікації на контрольованій ділянці №2 підземного газопроводу в умовах АГНКС (відстань між точками контролю – 3 метри)

Таблиця 1 – Результати промислової апробації методики контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів в умовах АГНКС ПАТ «Концерн Галнафтогаз», с. Дем'янів з використанням розробленої інформаційно-вимірювальної системи

Ділянка контролю	Результати контролю
Ділянка №1 – пункт шафовий газорегуляторний (ПШГ) – операторна	Робоча частота – 33 кГц; середня глибина залягання трубопроводу – 1,2 м; Відсутні дефекти ізоляційного покриття
Ділянка №2 – компресор – колонка №2	Робоча частота – 33 Гц; середня глибина залягання трубопроводу – 1,3 м; Відшарування ізоляційного покриття на ділянці 4 (між точками контролю 4 і 5), наскрізні дефекти ізоляції між точками контролю 8 і 9.

9 Робочою групою відзначені такі недоліки запропонованої методики контролю:

1) запропонована методика контролю є доволі складною та потребує застосування великої кількості технічних засобів, які потребують обов'язкового підключення до окремих джерел живлення, що створює значні незручності при її використанні;

2) необхідність залучення мінімум двох операторів для здійснення контролю ізоляційного покриття за допомогою запропонованої методики;

Продовження додатку Е

3) процес визначення питомого зсуву фази вимірювального сигналу є досить довготривалим та потребує значних технічних навиків оператора для сприйняття отримуваних даних;

4) з метою отримання усіх необхідних експериментальних результатів потрібно мінімум двічі проводити вимірювання на визначеній контрольованій ділянці;

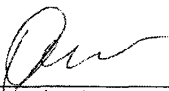
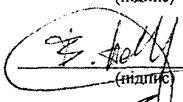


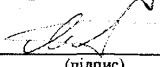
5) складний процес опрацювання результатів експериментальних досліджень, який потребує проведення значної кількості розрахунків.

10 Робоча група пропонує:

- а) усунути недоліки, виявлені в процесі апробації;
- б) оснастити усі технічні засоби автономними джерелами живлення;
- в) розробити спеціальне програмне забезпечення з метою більш простого опрацювання отримуваних експериментальних даних.

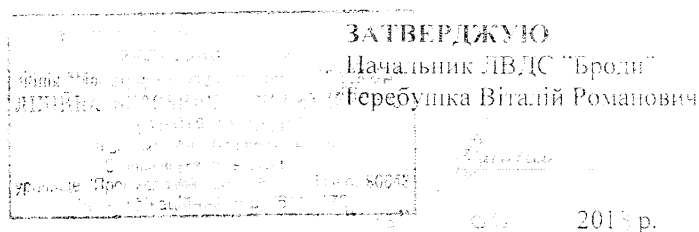
11 Робоча група встановила, що запропонована методика контролю ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів успішно пройшла промислову апробацію та після урахування вказаних недоліків може бути використана для контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів в умовах об'єктів нафтогазового комплексу.

Члени робочої групи

 _____ (підпис)	Я.Є. Олійник _____ (ініціали, прізвище)
 _____ (підпис)	В.М. Подубінський _____ (ініціали, прізвище)
 _____ (підпис)	В.С. Цих _____ (ініціали, прізвище)
 _____ (підпис)	Я.Б. Даниляк _____ (ініціали, прізвище)
 _____ (підпис)	В.Б. Яков'юк _____ (ініціали, прізвище)

Продовження додатку Е

Акт промислової апробації ІВС
на об'єктах ЛВДС «Броди» філії «магістральні нафтопроводи «Дружба» ВАТ
«Укртранснафта»

**АКТ**

промислової апробації інформаційно-вимірювальної системи для
виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів

Робоча група в складі:

голови – Іанка Віталія Богдановича – заступника начальника ЛВДС "Броди"

і членів робочої групи:

- 1 Фігура Андрія Степановича – начальника механічної дільниці ЛВДС "Броди",
- 2 Циха Віталія Сергійовича – асистента кафедри Технічної діагностики та моніторингу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу,
- 3 Яворського Андрія Вікторовича – к.т.н. доцента кафедри Технічної діагностики та моніторингу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу,
- 4 Мовчана Юрія Володимировича – начальника відділу випробувально-діагностичного центру (ВДЦ) вантажонідіймальних споруд (ВНС) ІВФ "Золі" (П рівень VT посв. №21685, УТ №26979, МТ № 27317)

склала цей акт про таке:

1 29.08.2013 р. робоча група здійснила апробацію інформаційно-вимірювальної системи для виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів згідно із запропонованою методикою.

2 Робочій групі були надані:

- результати попередніх експериментальних досліджень на навчально-науковому полігоні для технічної діагностики підземних комунікацій;
- методика контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів;
- інформаційно-вимірювальна система для виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів.

3 Робоча група розглянула методику контролю технічного стану і результати попередніх експериментальних досліджень та погодилася проводити промислову апробацію.

4 Робоча група провела апробацію інформаційно-виміральної системи для виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів на території лінійної виробничо-диспетчерської станції "Броди" філії "Магістральні нафтопроводи "Дружба" ВАТ "Укртрансгаз".

5 Дослідження проводились на трьох ділянках підземних нафтопроводів на території ЛВДС "Броди":

Ділянка №1 – камера управління засувками №5 (засувка №113) – резервуар №10 (засувка №95) (довжина ділянки 85 м);

Ділянка №2 – камера управління засувками №5 (засувка №115) – резервуар №10 (засувка №96) (довжина ділянки 85 м);

Ділянка №3 – камера управління засувками №7 (засувка №238) – камера управління засувками №3 (довжина ділянки 120 м).

6 Контроль проводився з метою виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів розробленою інформаційно-виміральною системою.

7 Відповідно до запропонованої методики контролю на кожній ділянці підземних трубопроводів проводилися дослідження електромагнітних полів і здійснювався детальний їх аналіз на основі оцінювання зміни амплітуди та фази вхідного сигналу.

8 В ході проведення випробувань було отримано наступні результати (подані нижче). Питома зміна величини струмового сигналу паведена в дБ, що дозволяє більш точно судити про стан ізоляційного покриття (на ділянках, де така величина перевищує значення 10 дБ, найбільш імовірна наявність дефектів ізоляції).

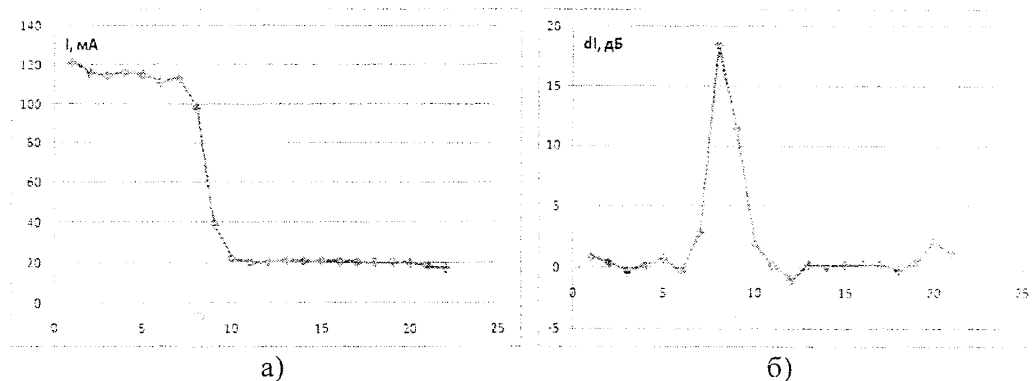


Рисунок 1 – Результати контролю ділянки №1 підземного нафтопроводу в умовах ЛВДС "Броди" з використанням розробленої інформаційно-виміральної системи для виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів (відстань між точками контролю – 4 метри): а) – значення амплітуди струмового сигналу в точках вздовж досліджуваного нафтопроводу; б) – графік зміни величини струмового сигналу між точками

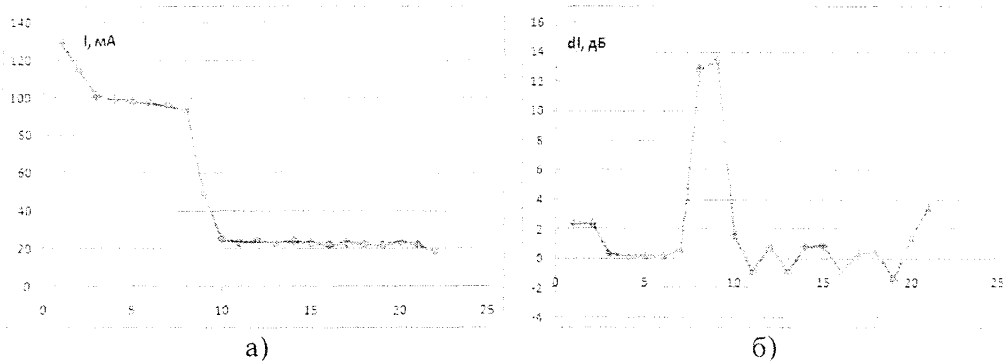


Рисунок 2 – Результати контролю ділянки №2 підземного нафтопроводу в умовах ЛВДС "Броди" з використанням розробленої інформаційно-вимірювальної системи для виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів (відстань між точками контролю – 4 метри): а) – значення амплітуди струмового сигналу в точках вздовж досліджуваного нафтопроводу; б) – графік зміни величини струмового сигналу між точками

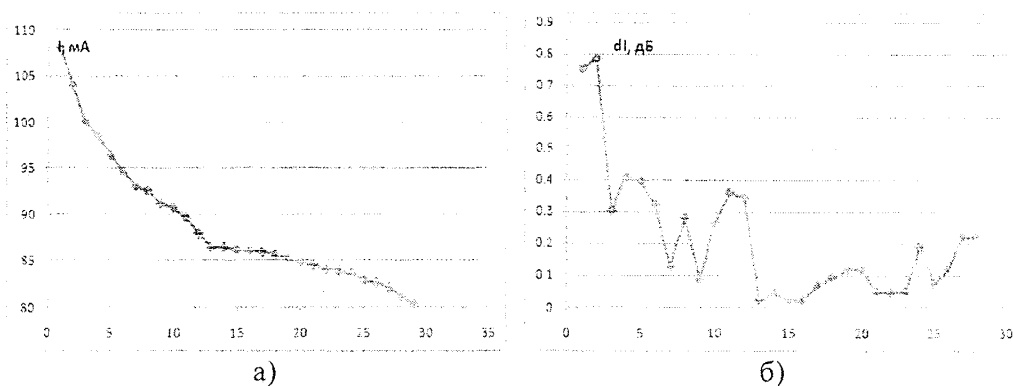


Рисунок 3 – Результати контролю ділянки №3 підземного нафтопроводу в умовах ЛВДС "Броди" з використанням розробленої інформаційно-вимірювальної системи для виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів (відстань між точками контролю – 4 метри): а) – значення амплітуди струмового сигналу в точках вздовж досліджуваного нафтопроводу; б) – графік зміни величини струмового сигналу між точками

Далі були проведені дослідження з використанням електромагнітного фазового методу контролю. Результати вимірювань зсуву фази подано на наступних рисунках 4-6.

Крім того, проведено визначення параметра ідентифікації, який описується наступною залежністю:

$$K_s = \left(\frac{d\varphi}{dL} \right)^2 \cdot \left(\frac{dI}{dL} \right)^2, \quad (1)$$

де $\frac{dI}{dL}$ та $\frac{d\varphi}{dL}$ – відповідно, зміна струму та зсуву фази по довжині досліджуваного трубопроводу. Результати наведено на рисунках 7-9.

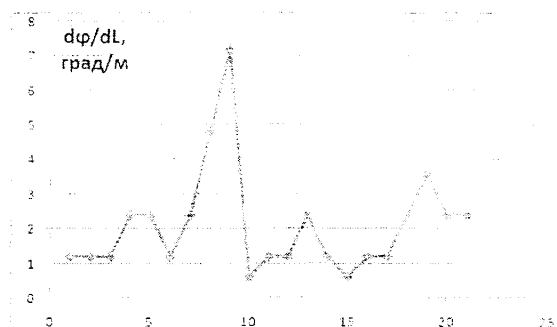


Рисунок 4 – Питома зміна фази вихідного сигналу на контрольованій ділянці №1 підземного нафтопроводу в умовах ЛВДС "Броди" з використанням розробленої інформаційно-вимірювальної системи для виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів (відстань між точками контролю – 4 метри)

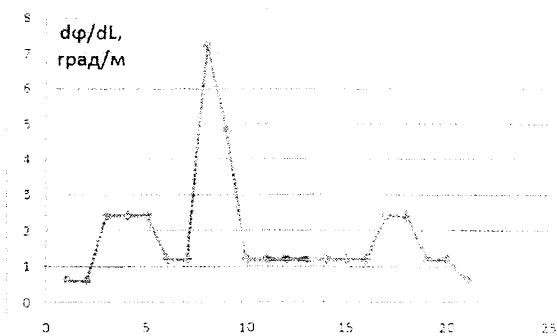


Рисунок 5 – Питома зміна фази вихідного сигналу на контрольованій ділянці №2 підземного нафтопроводу в умовах ЛВДС "Броди" з використанням розробленої інформаційно-вимірювальної системи для виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів (відстань між точками контролю – 4 метри)

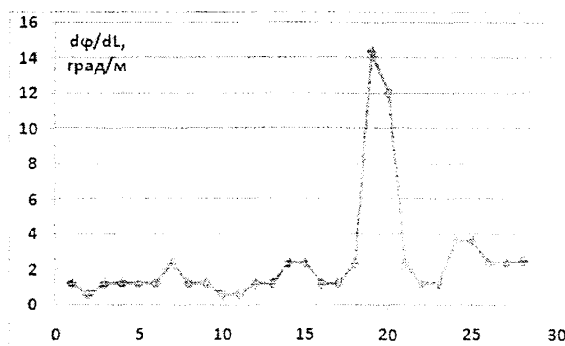


Рисунок 6 – Питома зміна фази вихідного сигналу на контрольованій ділянці №3 підземного нафтопроводу в умовах ЛВДС "Броди" з використанням розробленої інформаційно-вимірювальної системи для виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів (відстань між точками контролю – 4 метри)

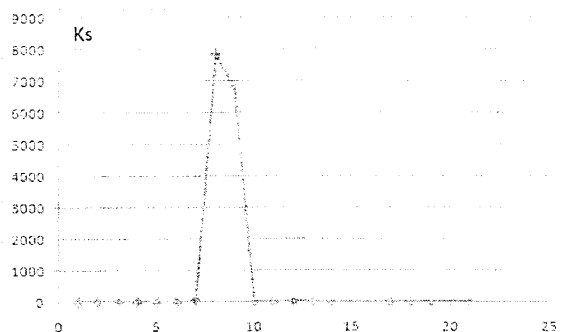


Рисунок 7 – Розрахунок параметра ідентифікації на контрольованій ділянці №1 підземного нафтопроводу в умовах ЛВДС "Броди" (відстань між точками контролю – 4 метри)

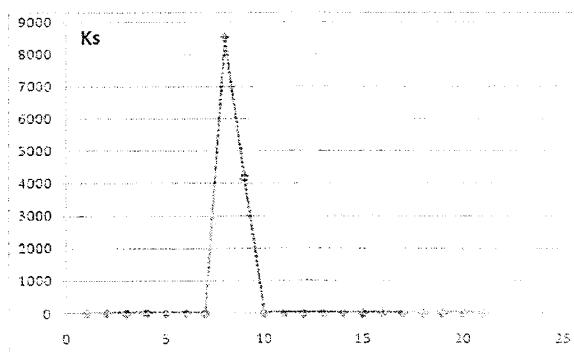


Рисунок 8 – Розрахунок параметра ідентифікації на контрольованій ділянці №2 підземного нафтопроводу в умовах ЛВДС "Броди" (відстань між точками контролю – 4 метри)

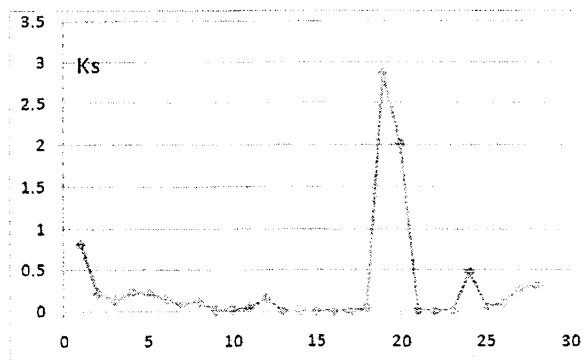


Рисунок 9 – Розрахунок параметра ідентифікації на контрольованій ділянці №3 підземного нафтопроводу в умовах ЛВДС "Броди" (відстань між точками контролю – 4 метри)

На ділянці №2 підземного нафтопроводу в умовах ЛВДС "Броди" в місці значних затухань струмового сигналу з метою детального оцінювання змін

Продовження додатку Е

значень струму проведено повторні дослідження з кроком, меншим від обраного на початку (4 м).

Результати вимірювання амплітуди сигналу на ділянці №2 підземного нафтопроводу наведено на рисунку 10 (крок між точками контролю обраний 0.5 метра).

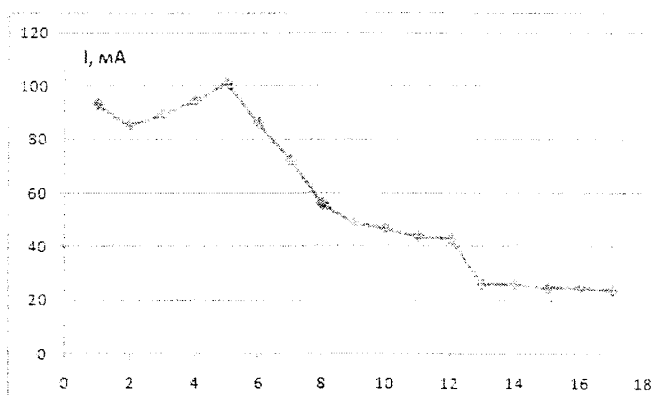


Рисунок 10 – Графік зміни значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу на контрольованій ділянці №1 підземного нафтопроводу в умовах ЛВДС "Броди" (для ділянки №2, фрагмент 8-9, рисунок 1) (відстань між точками контролю – 4 метри)

Таблиця 1 – Результати промислової апробації інформаційно-вимірювальної системи для виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів в умовах ЛВДС "Броди" з почерговим використанням електромагнітного фазового та амплітудного методу контролю

Ділянка контролю	Результати контролю
Ділянка №1 – камера управління засувками №5 (засувка №113) – резервуар №10 (засувка №95)	Робоча частота – 33 кГц; середня глибина залягання трубопроводу – 0,8 м; Наскрізнi дефекти ізоляції між точками 8 і 10; точками 21 та 22; відшарування ізоляції не виявлено
Ділянка №2 – камера управління засувками №5 (засувка №115) – резервуар №10 (засувка №96)	Робоча частота – 33 кГц; середня глибина залягання трубопроводу – 0,8 м; Наскрізнi дефекти ізоляції між точками 8 і 10; точками 21 та 22, відшарування ізоляції не виявлено
Ділянка №3 – камера управління засувками №7 (засувка №238) – камера управління засувками №3	Робоча частота – 33 кГц; середня глибина залягання трубопроводу – 1,3 м; Наскрізнi дефекти ізоляції відсутні Дефекти відшарування ізоляційного покриття між точками 19 і 20; точками 20 та 21

На основі отриманих результатів робимо наступні висновки, наведені вище.

Продовження додатку Е

Результати проведеного контролю показали наявність наскрізних дефектів ізоляції на чотирьох досліджуваних ділянках, а також наявність відшарування ізоляційного покриття на двох ділянках, які не були виявлені першим методом контролю.

Для шурфування було обрано дві ділянки, а саме:

- частина підземного нафтопроводу між точками 21 та 22 ділянки №2 – камера управління засувками №5 (засувка №115) – резервуар №10 (засувка №96);
- частина підземного нафтопроводу між точками 19 та 20 ділянки №3 – камера управління засувками №7 (засувка №238) – камера управління засувками №3.

Після проведення шурфування двох ділянок було підтверджено існування виявлених за допомогою інформаційно-вимірювальної системи дефектів ізоляційного покриття (рисунок 11).



а) наскрізні дефекти ізоляції значної площі



б) відшарування ізоляційного покриття

Рисунок 11 – Результати шурфування у місцях виявлених дефектів

Закінчення додатку Е

9 Робочою групою відзначені такі недоліки:

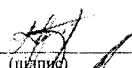

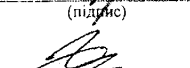
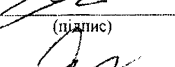
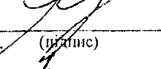
- 1) інформаційно-вимірювальна система є доволі громіздкою та недостатньо зручною для проведення досліджень;
- 2) складний процес налаштування приймально-передавальних пристроїв для роботи в обраній смузі частот;
- 3) значна кількість органів управління на приймальному блоці інформаційно-вимірювальної системи, що ускладнює її використання;
- 4) інформаційно-вимірювальна система оснащена тільки аналоговим реєстратором рівня сигналу, що ускладнює процес сприйняття та трактування отримуваних даних.

10 Робоча група пропонує:

- а) усунути виявлені в процесі апробації недоліки;
- б) оснастити приймач цифровим індикатором рівня отриманого сигналу;
- в) спростити керування приймачем інформаційно-вимірювальної системи.

11 Робоча група встановила, що інформаційно-вимірювальна система для виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів успішно пройшла промислову апробацію та з урахуванням вказаних недоліків може бути використана для контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів у виробничих умовах.

Члени робочої групи

 _____ (підпис)	В.Б. Лапко _____ (ініціали, прізвище)
 _____ (підпис)	А.С. Фігун _____ (ініціали, прізвище)
 _____ (підпис)	В.С. Цих _____ (ініціали, прізвище)
 _____ (підпис)	А.В. Яворський _____ (ініціали, прізвище)
 _____ (підпис)	Ю.В. Мовчан _____ (ініціали, прізвище)

Додаток Ж

Акт впровадження результатів дисертаційного дослідження

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор НВФ «Зонд»



_____ 2013_р.

АКТ № _____

впровадження результатів дисертаційної роботи

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю
 05.11.13 – Прилади і методи контролю та визначення складу речовин
 аспіранта кафедри технічної діагностики та моніторингу
 Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу
 Циха Віталія Сергійовича

Комісія у складі:

голови – Тацаковича Назарія Любомировича – к.т.н., заступник директора
 ТОВ «Науково-виробнича фірма «Зонд»

і членів комісії:

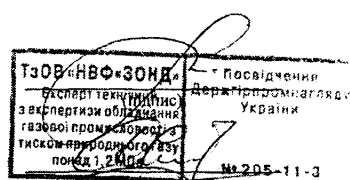
- 1 Даниляка Ярослава Богдановича – головний інженер ТОВ «Науково-виробнича фірма «Зонд», технічний експерт з промислової безпеки технічного огляду та/або експертного обстеження обладнання газової промисловості з тиском природного газу понад 1,2 МПа
- 2 Мовчана Юрія Володимировича – начальник відділу випробувально-діагностичного центру (ВДЦ) вантажопідіймальних споруд (ВПС) ТОВ «Науково-виробнича фірма «Зонд» (II рівень VT посв. №21685, UT №26979, MT № 27317)
- 3 Баб'яка Ярослава Михайловича – провідний інженер випробувально-діагностичного центру ТОВ «Науково-виробнича фірма «Зонд» (II рівень LT посв. №19739, II рівень VT посв. №22132)


Закінчення додатку Ж


цим Актом засвідчує, що результати дисертаційного дослідження (методика контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів) Циха Віталія Сергійовича використані фахівцями ТОВ «Науково-виробнича фірма «Зонд» при проведенні робіт по експертному обстеженню технологічного обладнання і трубопроводів на території лінійної виробничо-диспетчерської станції «Броди», філії «Магістральні нафтопроводи «Дружба» ПАТ «Укртранснафта» (договір №460НК/2013 від 20 травня 2013 року).

В подальшому планується застосування результатів дисертаційного дослідження Циха В.С. фахівцями ТОВ «Науково-виробнича фірма «Зонд» при контролі технічного стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів на території технологічних об'єктів нафтогазового комплексу.

Комісія




 (підпис)


 (підпис)

Н.Л. Тацакович

(ініціали, прізвище)

Я.Б. Даниляк

(ініціали, прізвище)

Ю.В. Мовчан

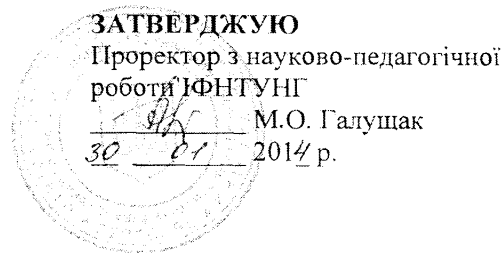
(ініціали, прізвище)

Я.М. Баб'як

(ініціали, прізвище)

Додаток 3

Акт впровадження результатів дисертаційного дослідження в навчальний процес



Акт

впровадження в навчальний процес
результатів дисертаційної роботи Циха В.С.

В результаті виконання аспірантом очної форми навчання Цихом В.С. дисертаційної роботи на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.11.13 – Прилади і методи контролю та визначення складу речовин одержані нові наукові та прикладні результати, які активно використовуються на кафедрі «Технічної діагностики та моніторингу».

Зокрема:

- у методичних вказівках до лабораторного практикуму з курсу «Радіоелектроніка» (Яворський А. В., Ващишак С. П., Цих В. С. Я-16 Радіоелектроніка. Частина 2. Геодезичні радіоелектронні прилади: лабораторний практикум. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012.- 82 с.: іл. Лабораторний практикум для проведення лабораторних занять зі студентами напряму підготовки 6.080101 «Геодезія, картографія та землеустрій»);

- при читанні лекцій курсів «Радіоелектроніка» та «Методи і засоби неруйнівного контролю матеріалів і виробів»;

- при проведенні лабораторних робіт з даних курсів.

Декан факультету нафтогазопроводів
доцент, к.т.н


Лісафін В.П.

Зав. кафедрою ТД та М
професор, д.т.н


Карпаш О.М.