

## КОНТРОЛЬ ГЕРМЕТИЧНОСТІ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

**Р. Т. Мартинюк**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;  
тел. +380 (342) 72-71-38; e-mail: snp@nupq.edu.ua*

*Проведені обстеження підземних газопроводів показали, що їх термін експлуатації головним чином залежить від корозійної стійкості основного металу та зварного з'єднання труб, а також характеру руйнування поверхні металу в місцях з порушенням ізоляційним покриттям.*

***Ключові слова:** обстеження, термін експлуатації, руйнування поверхні, ізоляційне покриття.*

### **Вступ**

Попереднє вивчення умов експлуатації підземних газопроводів дало підстави зробити висновок про необхідність комплексних досліджень системи «труба-грунтовий масив» сучасними методами механіки підземних споруд та механіки корозійного руйнування з метою попередження розгерметизації газопроводів.

В практиці будівництва питання взаємодії трубопроводів з ґрунтом вивчені недостатньо. Тому чітких і апробованих рішень щодо вибору чи визначення основних характеристик для розрахунку та аналізу роботи підземних трубопроводів немає.

Врахування корозійної активності ґрунту, яку прийнято оцінювати часом до появи на новому газопроводі першої каверни, складу і фізико-механічних властивостей ґрунтів та їх динаміки значно ускладнює розрахункову схему, оскільки з'являється багато додаткових, змінних в часі параметрів, які визначаються експериментально. Перелік самих лише істотних факторів, що визначають корозійну активність ґрунтів, якими є структура та гранулометричний склад, вологість, склад ґрунтового електроліту, загальна кислотність чи лужність ґрунту, концентрація водневих йонів, повітропроникність, окисно-відновний потенціал, електричний опір ґрунтів, вказує на складність математичного моделювання системи «труба-грунтовий масив» та, відповідно, прогнозування довговічності підземного газопроводу.

### **Огляд відомих досліджень та невирішених проблем**

Вважається, що поведінка сталі газопроводу в ґрунтах у багатьох відношеннях аналогічна її поведінці при повному зануренні у розчини з відповідним рН.

При цьому переважає електрохімічний механізм корозії з утворенням мікрогальванічних елементів [3]. Проте на підземному газопроводі за рахунок неоднорідності металу труби та гетерогенності ґрунту як за фізичними властивостями, так і за хімічним складом, а також різної аерації, виникають ділянки, на яких електродний потенціал помітно відрізняється, що зумовлює утворення макрогальванічних корозійних елементів. Ділянки труби з більш негативним потенціалом стають анодними, а ділянки з менш негативним потенціалом – катодними.

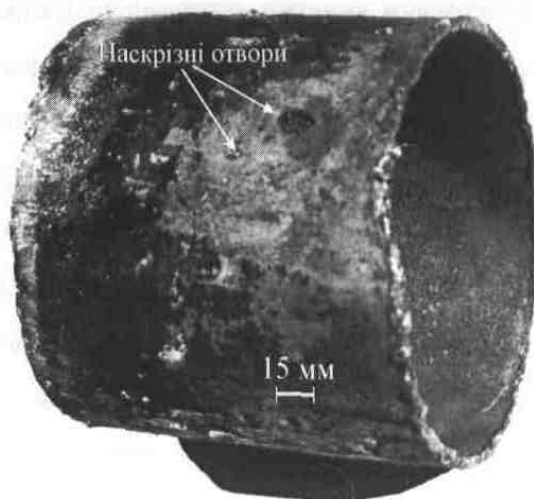
Можна констатувати, що особливістю підземної корозії металу газопроводу є прояв її у вигляді пітів та каверн (наскрізних отворів). Тому головну небезпеку становить не корозійна втрата металу, а місцева корозія, яка є основною причиною аварій на газопроводах.

#### **Виклад основного матеріалу**

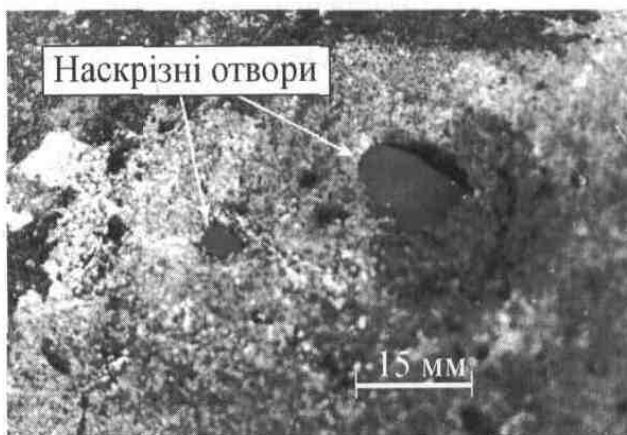
У 2013 р. втрати газу, пов'язані з витіканнями із газопроводів, становили загалом по Україні 270,4 млн. м<sup>3</sup>, з яких 85,2 млн. м<sup>3</sup> – внаслідок неякісно виконаних зварювальних робіт, 21,6 млн. м<sup>3</sup> – внаслідок корозії. Приблизно такий самий рівень втрат спостерігався і в 2011 та 2012 роках. Після проведення реорганізації структури нафтогазового комплексу і створення НАК «Нафтогаз України» почали вживати рішучіших заходів щодо їх скорочення.

Найбільший вплив цього виду втрат газу на загальні показники спостерігається в західних регіонах України, газопроводи яких є найстарішими. Так, частка втрат газу у Львівській та Івано-Франківській областях сьогодні становить приблизно одну третину загальних втрат газу в Україні. Показовим у цьому відношенні є той факт, що у Львівській області, де значна кількість газопроводів, термін експлуатації яких перевищує 25 років, втрати газу за 10 місяців 2002 р. порівняно з аналогічним періодом минулого року зменшились майже на 35%, чому, не в останню чергу, сприяла заміна у 2002 р. 20,5 км аварійно небезпечних ділянок газопроводів. 20,2 км таких ділянок замінено також в Івано-Франківській області, подібні роботи проводились також у Дніпропетровській, Закарпатській, Чернівецькій, Миколаївській, Одеській та Херсонській областях. Капітально відремонтовано 104,3 км газопроводів у Дніпропетровській області, 48 км – у Запорізькій, 13,2 км – у Хмельницькій. Всього в Україні у 2013 р. спеціалістами газових господарств було обстежено на предмет виявлення можливих витікань газу 35,7 тис. км підземних газопроводів.

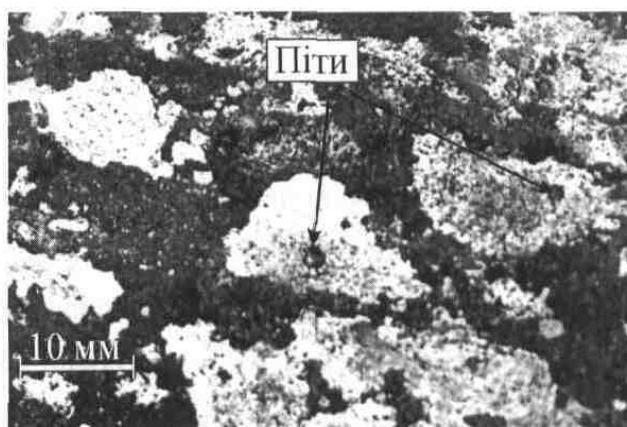
На рис. 1.1 показано зруйновану частину електрозварної прямошовної труби зі сталі 10 підземного газопроводу з наскрізними ураженнями (кавернами), при товщині стінки труби 5 мм, та характерними пітами глибиною 1 мм і більше, розташованими вздовж зварного шва. Каверни переважно утворюються на нижній частині газопроводу. Ця різниця в багатьох випадках така велика, що для збільшення ресурсу



а



б



в

а – загальний вигляд; б – конфігурація наскрізних уражень;  
в – розташування пітів вздовж зварного шва

Рис. 1. Зруйнована частина підземного газопроводу

конструкції доцільно було б повернути трубу на  $180^0$  після експлуатації протягом деякого часу. Піт на зовнішній поверхні нижньої частини виникає внаслідок постійного контакту з ґрунтом; між верхньою частиною труби та ґрунтом, в результаті осідання газопроводу, утворюється повітряний прошарок.

Відомо, що в процесі експлуатації магістральних газопроводів виникають порушення герметичності, які проявляються у вигляді витікань газу в навколишнє середовище, створюють загрозу забруднення навколишнього середовища і є потенційно небезпечними для виникнення відказів системи.

На поверхні ґрунту такі витікання мають прояв як температурні аномалії на природному температурному фоні та аномалії концентрацій вуглеводнів у приповерхневому шарі Землі й атмосфери. На відміну від аномалій іншого походження, у зоні витікання вони практично не залежать від просторових координат і часу.

Викладені особливості стали підґрунтям для розвитку методів дистанційного виявлення ділянок порушення герметичності магістральних трубопроводів. Дослідження провадилися у трьох напрямках: вимірювання радіаційних температур, вимірювання концентрацій метану в приповерхневому шарі повітря та комплексного вивчення поля концентрацій і температур.

Незважаючи на певні успіхи у створенні методики й техніки вимірювань, запропоновані методи мали деякі невизначеності. Так, наприклад, у працях багатьох авторів відсутні були відомості про те, які мінімальні за інтенсивністю до навколишнього середовища витікання газу можна виявити запропонованим способом і чим це підтверджується. У випадку дослідження теплового поля поверхні Землі не вказувалося, як виокремлюється корисний сигнал із різноманітності завад, що нерідко перевищують його за амплітудою. Аналогічні питання виникали під час дослідження поля концентрацій метану в приземному шарі повітря. Теоретичні розрахунки положення газової хмари в залежності від напрямку вітру і характеру місцевості не мали практичного підтвердження через недосконалість математичної моделі та її неадекватність реальним умовам.

Враховуючи, що наявність аномалій температур чи концентрацій метану не є прямим свідченням місцезнаходження витікання газу, у зазначених працях не передбачено будь-яких методичних прийомів для ідентифікації витікань і визначення їх точного місця розташування. Те ж саме можна сказати і про координатну прив'язку аномальних ділянок магістральних газопроводів.

У праці [2] розроблено вертолітний лазерно-тепловізійний комплекс для контролю лінійної частини магістральних газо- і продуктопроводів, принцип дії якого базується на спільному використанні двох методів дистанційної діагностики: пасивного – тепловізійного та акти-

вного – лазерного методу диференціального поглинання з відбиттям випромінювання від підстильної земної поверхні. Авторами зроблено наголос на розробці сканувального лазерного газоаналізатора, в якому використовується імпульсно-періодичний режим роботи, від чого потужність лазерного випромінювання зросла у  $10^5$  разів. Це дало можливість збільшити оптимальну висоту польоту вертольота для різних підстильних поверхонь (сніг, зораний ґрунт, водна поверхня) від 150 до 1000 м.

У праці [1] детально вивчено процес формування поля температур і концентрацій метану над діючим газопроводом за наявності й відсутності витікання газу та розроблено технологію дистанційного виявлення витікань газу на лінійній частині магістральних газопроводів.

Для розв'язання поставленої задачі було використано методи фізичного й математичного моделювання. На спеціально створеному полігоні досліджували характер розподілу температур і концентрацій вуглеводнів у зоні витікання газу з дебітами 70, 150, 200, 225, 300, 350, 385, 500, 2000 і 4000 м<sup>3</sup>/добу з різних ділянок поверхні труби діючого газопроводу діаметром 1020 мм й у різні пори року. Вимірювання температур здійснено на рівні 1,5; 0,5; 0,2; 0,05 м і на поверхні Землі.

У результаті було встановлено час, за який порушення теплового поля досягає поверхні Землі для різних пор року та за інтенсивністю витікань газу. Так, для витікання з дебітом 70 м<sup>3</sup> добу це становить 5 діб, а з дебітом 4000 м<sup>3</sup>/добу – 16 год. Встановлено також геометричні розміри температурної аномалії, її амплітуду й співвідношення з фоновими ділянками.

Газометричні вимірювання показали, що при витіканнях близько 70 м<sup>3</sup>/добу вміст метану у ґрунтовому газі досягає 70% об'єму, при 350 м<sup>3</sup>/добу – 79%, при 500 м<sup>3</sup>/добу від 83 до 87% об'єму. У той же час за межами дії витікання вміст метану не перевищував  $3,2 \cdot 10^{-4}$ % об'єму.

У приземному шарі повітря малі витікання газу (від 70 до 350 м<sup>3</sup>/добу) створюють концентрацію метану до 0,2% об'єму.

На висоті 1 м від поверхні Землі насиченість атмосферного повітря вуглеводнями (через витікання) коливається у межах від 0,01 до 0,09% об'єму. Цей рівень концентрацій спостерігається у приземному шарі повітря в радіусі 12 м від місця витікання.

При моделюванні витікань газу здійснювалися заміри температури ґрунту на різних рівнях (1,5; 0,5; 0,2; 0,05 м) на дослідному полігоні за спеціально встановленими профілями і на фоновому майданчику, панорамна зйомка температурного поля й газометрична зйомка у ґрунті та приповерхневому шарі атмосфери.

При переході від одного об'єму витікання до іншого провадилося вистоювання, під час якого температура ґрунту відновлювалася до температури непорушеної ділянки (контрольної), розташованої на відстані 15 м від місця витікання.

На глибинах 1,5; 0,5 і 0,2 м від поверхні ґрунту заміри температури виконувалися термоелектронними давачами, а на глибині 0,05 м – ртутними термометрами марки ТЛ-4.

На початку експерименту вимірювання температури під час моделювання витікання газу здійснювали 6 разів на добу (кожні 4 години), а у режимі відстою – двічі на добу (о 9 та 19-й год.). При наступних випусканнях газу температуру ґрунту вимірювали тричі на добу – до сходу сонця, у середині дня й після заходу сонця.

Перше випускання газу (витрата  $70 \text{ м}^3/\text{добу}$ ) з нижньої поверхні труби показало, що внаслідок витікання газу теплова хвиля досягає поверхні ґрунту на п'яту добу. Змінювання температури на глибині 0,2 м через 6 діб з початку витікання газу становило над місцем витікання  $4,4^\circ\text{C}$ , на відстані 0,2 м –  $4,2^\circ\text{C}$ , 1 м –  $2,6^\circ\text{C}$ , 2,5 м –  $0,5^\circ\text{C}$ . Дебіт другого й третього випускань газу дорівнював також  $70 \text{ м}^3/\text{добу}$ , але витікання газу моделювалися з бічної та верхньої частини поверхні газопроводу, а четверте витікання об'ємом  $200 \text{ м}^3/\text{добу}$  моделювалося з верхньої частини поверхні труби.

Поряд із фізичним здійснено математичне моделювання температурного поля магістральних газопроводів, що передбачало два етапи:

1. розрахунок двовимірного стаціонарного температурного поля в ґрунті навколо газопроводу без витікання газу (результатом цього розрахунку є початкове температурне поле у ґрунті для обчислення одновимірного нестационарного поля, а також температурна аномалія на поверхні ґрунту над магістральним газопроводом);

2. розрахунок одновимірного нестационарного температурного поля у ґрунті й навколо магістральних газопроводів з витіканням газу.

Для задач дистанційного моніторингу магістральних газопроводів шляхом тепловізійної зйомки викликає інтерес визначення температурних аномалій на поверхні ґрунту за відсутності витікання газу. Характер температури на цій поверхні залежить від багатьох чинників, пов'язаних із фізичними параметрами ґрунту, трубопроводу та атмосфери.

Ґрунт – це багатофазна капілярно-пориста система, теплопередача в якій здійснюється одночасно теплопровідністю крізь твердий шар, випромінюванням, конвекцією й теплопровідністю повітря у порах та внаслідок перенесення вологи.

Розв'язання задачі визначення температурного поля можливе лише за умови впровадження ряду спрощень. Ґрунт вважається квазіоднорідним середовищем з ефективними фізичними параметрами. У такому наближенні для стаціонарної задачі ґрунт характеризується єдиним параметром – ефективним коефіцієнтом теплопровідності. Для не дуже вологих ґрунтів даний коефіцієнт можна вважати незалежним від температури ґрунту (при цьому, однак, він може залежати від просторових координат внаслідок неоднорідності ґрунту та глибини або наяв-

ності снігового покриву чи рослинності, які враховуються введенням додаткового шару зі своїм ефективним коефіцієнтом теплопровідності).

Температурне поле ґрунту у реальних природних умовах формується під дією атмосферних процесів і сонячної радіації. На поверхні ґрунту виконуються умови теплового балансу навколишнього середовища з врахуванням поглинання, відбиття й розсіяння сонячної радіації, турбулентного теплообміну між ґрунтом і повітрям, втрат тепла на випаровування та геотермальних потоків. На не дуже вологих ґрунтах головну роль грають турбулентний теплообмін і сонячна радіація. Враховуючи ці ефекти, рівняння теплового балансу навколишнього середовища моделюється граничними умовами 3-го роду з ефективним коефіцієнтом теплообміну (сумою конвекційного та радіаційного коефіцієнтів) і з еквівалентною температурою повітря, в якій враховується дія сонячної радіації.

Згідно з проведеними оцінюваннями, час встановлення температурної аномалії на поверхні ґрунту над трубопроводом, заглибленим на 1 м, становить від 3 до 10 діб. Тому для визначення амплітуди температурної аномалії слід виконувати розрахунки з коефіцієнтами, усередненими за період від 3 до 10 діб до моменту спостереження з врахуванням погодних умов і стану атмосфери.

При моделюванні тривимірного температурного поля навколо магістральних газопроводів з витіканням газу, окрім згаданих уже параметрів, потрібні щільність і коефіцієнт питомої теплоємності ґрунту. Для не дуже вологих ґрунтів за відсутності фазових перетворень ці параметри можна вважати постійними.

У задачі визначення температурної аномалії на поверхні ґрунту над магістральним газопроводом з витіканням газу необхідно сукупно порахувати нестационарне температурне поле за наявності нелінійного об'ємного джерела тепла та теплообмін між ґрунтом і газом, що витікає. Ця задача має розв'язуватися у повній постановці.

Трубопровід розглядається як циліндричне джерело тепла у напівобмеженому просторі (ґрунті) із відомими теплофізичними властивостями. На межі «труба-ґрунт», задано граничну умову 1-го роду, на поверхні ґрунту – граничну умову 3-го роду, що моделює радіаційний фон навколишнього середовища і теплообмін із повітрям.

Двовимірне стаціонарне температурне поле у ґрунті навколо трубопроводу за відсутності витікання газу визначається шляхом інтегрування рівняння теплопровідності з відповідними граничними умовами:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right).$$

Інтегрування диференціального рівняння виконується методом у розрахунковій області, яка являє собою прямокутник з вирізом у вигляді півкруга. Знизу розрахункова область обмежується глибиною нейт-

рального шару, збоку границя розрахункової області вибирається за межами зони дії трубопроводу. У розрахунковій області впроваджується прямокутна нерегулярна різницева сітка, яка ущільнюється у напрямку магістральних газопроводів, при цьому в області навколо трубопроводу крок різницевої сітки вибирається постійним і мінімальним за двома координатами. Півкруг, котрий моделює границю «труба-грунт» проходить через вузли різницевої сітки.

Чисельні розрахунки двовимірного стаціонарного температурного поля виконувалися з використанням ітераційного методу верхньої релаксації.

Температурна аномалія у ґрунті навколо магістральних газопроводів без витікання газу визначається такими параметрами – ефективним коефіцієнтом теплопровідності ґрунту, ефективним коефіцієнтом теплообміну на поверхні (сумою конвекційного та радіаційного коефіцієнтів), еквівалентною температурою повітря з врахуванням дії сонячної радіації, температурами газу в магістральних газопроводах і ґрунту за межами зони впливу трубопроводу на глибині його залягання.

У задачі розрахунку нестаціонарного температурного поля витікання газу з магістрального газопроводу моделюється пористим каналом прямокутного поперечного перерізу, яким тече газ у вертикальному напрямку від місця витікання на трубопроводі до поверхні ґрунту. Така ідеалізація реального процесу дифузії (фільтрації) газу в ґрунті за наявності гравітаційного поля є цілком правдоподібною для витікань з малими втратами газу.

Одновимірне протікання газу каналом постійного поперечного перерізу, заповненого пористим тілом, розглядається у квазістаціонарному наближенні як ізобарне із заданим витіканням газу: при цьому рівняння руху газу вилучається з повної системи рівнянь. Рівняння енергії для двофазного середовища розкладається на два рівняння – для кожної фази відповідно.

У рівнянні енергії для твердої фази (пористого ґрунту) з'являється ефективно об'ємне джерело, яке моделює теплообмін з газом:

$$\rho \cdot C \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial z} \right) + a \cdot \psi(T_i - T),$$

де величини без індексу належать ґрунту й визначаються з врахуванням пористості як ефективні;

$T$  – температура газу;

$a$  – коефіцієнт теплообміну між ґрунтом і газом;

$\Psi$  – питома площа теплообміну.

Розрахункова область являє собою паралелепіпед з напівциліндричним вирізом, який моделює трубопровід. Різницева сітка у площині, перпендикулярній напрямку магістрального газопроводу, вибирається як складова різницевої сітки попередньої задачі, розв'язання якої у вуз-



лах сітки використовується як початкове температурне поле. Граничні умови по осі подібні до граничних умов на віддалених від витікання межах розрахункової області використовуються граничні умови 1-го роду.

У процесі математичного моделювання стаціонарного температурного поля проведено варіанти розрахунків для магістрального газопроводу діаметром 1000 мм, заглибленого на 1500 мм (від осі трубопроводу). Температурне поле визначається двома параметрами – ефективним коефіцієнтом теплопровідності та коефіцієнтом тепловіддачі ґрунту. Типові значення коефіцієнта теплопровідності перебувають у межах від 0,5 до 4 Вт/мК, а значення коефіцієнта тепловіддачі – від 10 до 50 Вт/мК.

У задачі моделювання тривимірного нестационарного температурного поля в ґрунті навколо трубопроводу з витіканням газу виникають незалежних параметрів, котрі характеризують ґрунт, витікання та умови теплообміну між газом витікання і ґрунтом.

Процес формування температурної аномалії над витіканням складається з двох етапів. На першому з них, що триває дві доби, формується циліндричний канал витікання з розподілом температури вздовж каналу, який у подальшому майже не змінюється. На другому етапі в результаті дифузії тепла в ґрунті навколо каналу стається вирівнювання розмірів температурної аномалії з розмиванням перехідної області. З досягненням аномалією розміру, коли встановлюється навколишнього середовища між теплом, що надійшло в зону аномалії, та теплом, яке передалося холодному газу витікання, формування аномалії припиняється.

Тривалість другого етапу становить від 3 до 5 діб. Амплітудні значення температурної аномалії відносно фонові температури поверхні ґрунту вдалині від трубопроводу досягають 4,5°C.

У процесі математичного моделювання тривимірного нестационарного температурного поля встановлено значення амплітуди температурної аномалії відносно фону, які узгоджуються з результатами натурного моделювання. За даними математичного моделювання можна оцінювати амплітуду температурної аномалії у зоні витікання та розподілу температур у непорушених умовах. Важливим температурним чинником є рельєф. Експерименти на ділянках з різною просторовою орієнтацією схилів показали, що варіації температур у складному рельєфі можуть досягати десятків градусів і значно перевищувати за амплітудою температурні збурення, створювані витіканням газу.

На підставі аналізу зазначених чинників визначено оптимальні умови виконання робіт, обґрунтовано вибір сезону, погодних умов і часу доби, коли їх – вплив мінімізується й дає змогу впевнено виявляти витікання газу пропонованими методами. Проведені дослідження поряд

із розробленням технології виконання робіт уможлиблюють формулювання технічних вимог до вимірювальної апаратури та розробку на цих засадах автоматизованого спектрометричного комплексу дистанційного виявлення малих витікань газу на лінійній частині магістральних газопроводів. Однією зі складових даної технології є моніторинг поля температур і концентрацій газу вздовж трас магістральних газопроводів.

До автоматизованого спектрометричного комплексу входять: тепловізійна система, лазерний газоаналізатор, навігаційна супутникова система, система відеоспостереження, апаратура для накопичування і первинного оброблення інформації на базі ПЕОМ.

Комплекс апаратури розраховано на найбільш легкі й дешеві повітряні носії, а для його монтажу на борту літака чи вертольота опрацьовано технічну документацію. Технологію та апаратурний комплекс оснащено необхідним програмним забезпеченням для накопичування, зберігання й оброблення інформації.

Аналіз отриманих радіотеплових карт ґрунту поблизу магістральних газопроводів дає підстави зробити висновок про те, що на формування радіотеплових карт істотно впливає фізична температура НС, вологість ґрунту, його щільність і склад. Однак, незважаючи на значну дисперсію результатів вимірювань, спостерігалось підвищення радіотеплової температури на частоті 900 МГц безпосередньо над газопроводом більш як на 4 К. На частоті 400 МГц однозначне виявлення трубопроводу стало неможливим через значний шар ґрунту за невеликої його вологості, хоча профіль температури від трубопроводу становив від 1,0 до 3,5 К. Оцінка якості виявлення трубопроводу при змінюванні поляризації належним чином не досліджена.

Одержано також результати нормованого радіотеплового картування ґрунту при штучній течі газу – 70 м<sup>3</sup>/добу у двох частотних діапазонах. Зондування виконувалось в стаціонарному становищі при куті місця рівному 40° за тим же азимутальним рядом в діапазоні від -40°С до +40°С. Усі наступні вимірювання нормувались до першого рядка, знятого без витікання газу. Сканування здійснювалось кожні 20 хв. протягом 160 хв. У діапазоні 400 МГц максимальне пониження температури спостерігалось від 60 до 100 хв. з наступною стабілізацією позірної температури до рівня приблизно 0,6 К. Нормоване радіотеплове картування на частоті 900 МГц показало більш стабільне пониження температури над трубопроводом після 20 хв. витікання й становило приблизно – 1,2 К.

Здійснені теоретичні дослідження та польові випробування комплексу виявлення витікань газу на магістральних газопроводах підтвердили принципову можливість створення мобільної системи контролю стану трубопроводів у дециметровому діапазоні довжини хвиль. Вивчення обстановки у районі польових випробувань виявило наявність активних джерел радіосигналів на частотах 200, 636, 750 МГц, а також

імпульсних джерел завад на частотах 850 МГц та 1,28 ГМГц, що вимагало використання додаткових преселекторів. Увесь цикл експериментальних досліджень проводили за температури газу в трубопроводі 27°C та тиску 4,5 МПа.

Дослідження ступеня впливу кута зондування трубопроводу довели доцільність функціонування комплексу під кутами місця близькими до 60° або меншими 30°.

### *Література*

1. Абрамович Н.В. Прикладная газовая динамика / Н.В.Абрамович. – М.: Наука, 1969. – 544 с.
2. Трубопровідний транспорт газу / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків [та ін]. – К. : АренаЕКО, 2002. – 600 с.
3. Щербаков С.Г. Определение аварийного состояния газопроводов / С.Г. Щербаков, С.А. Бобровский. – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 34 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 13.09.2016 р.*

*Рекомендовано до друку д.т.н., професором Грудзом В.Я., д.т.н., професором Говдяком Р.М. (м. Київ)*

## MAIN GAS PIPELINES LEAKAGE CHEKING

**R. T. Martyniuk**

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;  
76019, Ivano-Frankivsk, Carpathians str., 15;  
ph. +380 (3422) 72-71-38; e-mail: snp@nunq.edu.ua*

*The inspection of underground pipelines showed that their lifetime mainly depends on the corrosion resistance of the base metal and the weld pipes, and destruction of nature metal surface in places with broken insulation in covering.*

**Key words:** *inspection, service life, the destruction of the surface-coating on the insulation.*