

Міністерство освіти, науки, молоді та спорту України
Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу

ФЕЙЧУК ВІТАЛІЙ ВАСИЛЬОВИЧ

УДК 621.622

ДІАГНОСТУВАННЯ МАЛИХ ВИТОКІВ З ГАЗОВИХ МЕРЕЖ

Спеціальність 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Всі примірники дисертації 'ідеально'
за змістом.
Вчений секретар спеціалізованої

ради Д 20.057.04

Науковий керівник
Грудз Ярослав Володимирович
кандидат технічних наук,
доцент

Пилипів А.В.

м Івано-Франківськ – 2012



d442

ЗМІСТ

	с.
ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1.ВТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ТРУБОПРОВОДАХ НИЗЬКОГО ТА СЕРЕДНЬОГО ТИСКУ.....	8
1.1. Втрати в газопроводах, пов'язані з тривалими термінами їх експлуатації.....	8
1.2. Корозійно-механічна поведінка металу газопроводу.....	11
1.3. Комерційні втрати газу.....	17
1.4 Дистанційний контроль герметичності магістральних газопроводів.....	28
РОЗДІЛ 2.ДОСЛІДЖЕННЯ ВТРАТ ГАЗУ ТА ФІЛЬТРАЦІЇ В ГРУНТІ ПРИ УТВОРЕННІ ВИТОКУ З ГАЗОПРОВОДУ.....	43
2.1 Статистична оцінка втрат газу в розподільних мережах.....	44
2.2 Математична модель фільтрації газу в ґрунті.....	53
2.3 Реалізація математичної моделі.....	55
2.4 Дослідження формування ареалу загазованості ґрунту з застосуванням математичної моделі.....	60
2.5 Висновки по розділу 2.....	64
РОЗДІЛ 3. АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВИТОКІВ ГАЗУ З ГАЗОПРОВОДУ	65
3.1 Математичні моделі газопроводів зі шляховим відбором газу.....	66
3.2 Реалізація математичної моделі для умов газопроводу низького тиску.....	68
3.3 Аналіз результатів аналітичних досліджень витоків газу з газопроводів низького тиску.....	75
3.4 Висновки по розділу 3.....	80

РОЗДІЛ 4. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ШЛЯХОВОГО ВІДБОРУ ГАЗУ НА АМПЛІТУДНО-ЧАСТОТНУ ХАРАКТЕРИСТИКУ ГАЗОПРОВОДУ.....	81
4.1 Аналітичні передумови методу діагностування малих витоків з газопроводу.....	82
4.2 Експериментальний стенд і методика проведення дослідів.....	84
4.3 Дослідно-промислова апробація методу діагностики малих витоків із газопроводу.....	99
4.4 Висновки по розділу 4.....	103
ВИСНОВКИ.....	104
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	106
ДОДАТКИ.....	117

ВСТУП

Актуальність проблеми. Україна займає перше місце в Європі по споживанню природного газу на душу населення. Така висока частка в енергетичному балансі держави вимагає створення та раціональної експлуатації розгалуженої газової мережі як для магістрального транспорту газу (в тому числі й транзитного), так і розподільчих і міських газопроводів високого, середнього та низького тисків. Великі обсяги перекачування газового пального по газопроводах різних категорій призводять до значних втрат енергоносіїв, що знижує економічну ефективність використання газу та приводить до зростання ціни на газове паливо. Крім того, мають місце несанкціоновані відбори газу з газових мереж, що також має негативний ефект.

Значні терміни експлуатації газопроводів викликають старіння металу внаслідок корозійних процесів, що зумовлює появу малих витоків із трубопроводів. Особливо це актуальне для газових мереж низького та середнього тиску, для яких виявлення витoku газу може займати значний період часу експлуатації. Така ситуація є неприпустимою як з економічної, так і з екологічної точки зору, оскільки малий витік газу важко помітити, внаслідок чого загазованість може обіймати значну територію, а в деяких випадках призвести до утворення газоповітряної суміші та вибуху, в результаті якого виникають суттєві економічні збитки та небезпека для людського життя.

Зі сказаного очевидно, що діагностика малих витоків із газових мереж відноситься до першочергових завдань експлуатації газового господарства.

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

Робота носить науково-прикладний характер і входить у комплекс тематичних планів НАК «Нафтогаз України», спрямованих на підвищення надійності експлуатації газотранспортних мереж і окреслених Національною

програмою «Концепція розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України на 2009 – 2015 рр.», і виконана в рамках держбюджетної теми «Удосконалення наукових основ управління технологічними процесами видобування та транспортування нафти і газу з мінімальними енергозатратами».

Мета і задачі дослідження. Метою дисертаційної роботи є розробка та наукове обґрунтування методів діагностування малих витоків газу при експлуатації газових мереж.

Визначена мета досягається шляхом реалізації наступних задач:

- статистичні дослідження частоти виникнення малих витоків із газових мереж низького та середнього тиску та тривалості їх ліквідації;
- дослідження нестационарних газодинамічних процесів у газопроводі, викликаних появою аварійного витоку газу;
- розробка методу пошуку місця аварійного витоку з газопроводу на основі аналізу спектру коливань;
- експериментальні й аналітичні дослідження запропонованого методу й оцінка точності.

Об'єкт дослідження. Аварійні витoki газу з газопроводів та процеси, що їх супроводжують.

Предмет дослідження. Нестационарні газодинамічні процеси в газопроводах, викликані появою малих витоків.

Методи дослідження. Аналітичні методи побудови та реалізації математичних моделей нестационарних процесів у газопроводах при виникненні витоків газу, експериментальні методи оцінки точності запропонованого методу визначення координати витоку, аналітичні дослідження аварійних ситуацій у газопроводах.

Положення, що захищаються: метод хвильового визначення координати малого витоку з газопроводу та результати досліджень нестационарних процесів при цьому.

Наукова новизна одержаних результатів. Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

- дано статистичну оцінку появи малих витоків із газопроводів середнього та низького тиску та шляхам їх ліквідації;
- на основі аналітичних досліджень фільтрації газу в пористому середовищі визначено просторові та часові характеристики ареалу загазованості ґрунту при появі малого витоку з газопроводу;
- на основі аналітичних досліджень нестационарних процесів у газопроводі показана можливість визначення координати малого витоку за зміщенням амплітудно-фазової характеристики;
- запропоновано новий хвильовий метод визначення координати малого витоку з газопроводу та проведено експериментальні дослідження.

Практичне значення результатів дослідження:

Новий метод хвильового пошуку координати малого витоку з газопроводу дозволить суттєво скоротити час на ліквідацію аварійних ситуацій і зменшити втрати газу при транспортуванні та розподіленні.

Особистий внесок здобувача. Основні положення та результати дисертаційної роботи одержані автором самостійно. Зокрема, в опублікованих роботах автором особисто:

- проведено статистичний аналіз аварійних ситуацій у газопроводах, викликаних виникненням витоку газу [40];
- розроблено математичну модель і проведено дослідження фільтрації газу в ґрунті при появі витоку [41];

- запропоновано метод діагностування витоків газу з газопроводів газових мереж середнього і низького тисків, що базується на аналізі амплітудно-частотної характеристики нестационарного процесу [37,38];

- розроблено заходи скорочення витрат на ремонтно-відновлювальні роботи та втрат газу при аваріях [79].

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертації доповідались і обговорювались на :

- Міжнародній науково-технічній конференції “Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці” (Івано-Франківськ, 2007 р.);

- 7 міжнародній науково-технічній конференції «Надежность и безопасность трубопроводного транспорта», (Новополоцк, 2011р.)

У повному обсязі результати досліджень доповідались і обговорювались на засіданні кафедри спорудження та ремонту газонафтопроводів і газонафтосховищ і науковому семінарі факультету нафтогазопроводів в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу (м.Івано-Франківськ, 2008 р.).

Публікації. За темою дисертації опубліковано сім наукових праць, із них п’ять у фахових наукових виданнях та один патент на винахід.

Структура та обсяг роботи. Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, підсумкових висновків, списку використаних джерел, який налічує 120 найменувань. Основний зміст роботи викладено на 106 сторінках машинописного тексту.

РОЗДІЛ 1

ВТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ТРУБОПРОВОДАХ НИЗЬКОГО ТА СЕРЕДНЬОГО ТИСКУ

1.1 Втрати в газопроводах, пов'язані з тривалими термінами їх експлуатації

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

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

Попереднє вивчення умов експлуатації підземних газопроводів дозволило зробити висновок про необхідність комплексних досліджень деформуючої системи „труба — ґрунтовий масив” сучасними методами механіки підземних споруд і механіки корозійного руйнування з метою попередження розгерметизації газопроводів.

У практиці будівництва питання взаємодії трубопроводів із ґрунтом вивчені недостатньо. Тому чітких і апробованих рішень щодо вибору чи

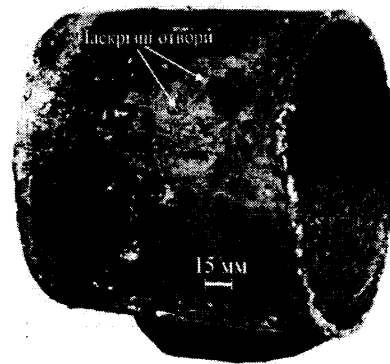
визначення основних характеристик для розрахунку й аналізу роботи підземних трубопроводів немає.

Урахування корозійної активності ґрунту, яку прийнято оцінювати часом до появи на новому газопроводі першої каверни, складом і фізико-механічними властивостями ґрунтів та їх динамікою, значно ускладнює розрахункову схему, оскільки з'являється багато додаткових, змінних у часі параметрів, які визначаються експериментально. Перелік лише істотних факторів, що визначають корозійну активність ґрунтів (якими є структура та гранулометричний склад, вологість, склад ґрунтового електроліту, загальна кислотність або лужність ґрунту, концентрація водневих йонів, повітропроникність, окисно-відновний потенціал, електричний опір ґрунтів) указує на складність математичного моделювання деформівної системи „труба — ґрунтовий масив” та, відповідно, прогнозування довговічності підземного газопроводу.

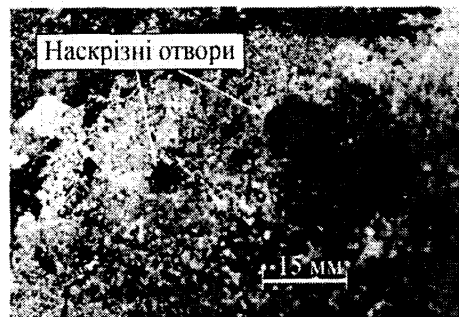
Вважається, що поведінка сталі газопроводу в ґрунтах у багатьох відношеннях аналогічна її поведінці при повному зануренні в розчині з відповідним рН. При цьому переважає електрохімічний механізм корозії з утворенням мікрогальванічних елементів. Проте на підземному газопроводі, за рахунок неоднорідності 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 (рисунок 1.1). 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. У 1996 р. втрати газу,

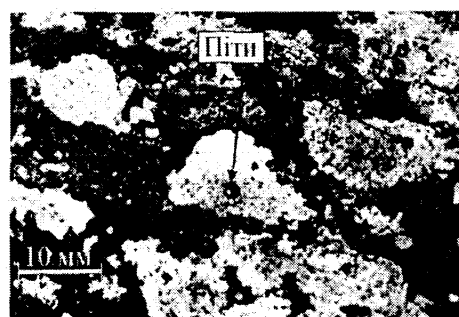
пов'язані з витокami з газопроводів, становили в цілому по Україні 270,4 млн. м³, із яких 85,2 млн. м³ — унаслідок неякісно виконаних зварювальних робіт, 21,6 млн. м³ — унаслідок корозії. Приблизно такий самий рівень втрат спостерігався і в 1997 та 1998 роках. Після проведення реорганізації структури нафтогазового комплексу та створення НАК „Нафтогаз України” почали вживати рішучіших заходів щодо їх скорочення. Так, у 1999 р. вони становили вже 198,4 млн. м³, у 2000 р. — 188,4 млн. м³.



а



б



в

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

Рисунок 1.1 – Зруйнована частина підземного газопроводу

Найбільший вплив втрат газу цього виду на загальні показники спостерігається в західних регіонах України, газопроводи яких є найстарішими, а також у Донбаському регіоні, де значна частина газопроводів проходить по територіях гірничих виробок. 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, Луганській 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 2002 р. спеціалістами газових господарств було обстежено на предмет виявлення можливих витікань газу 35,7 тис. км підземних газопроводів.

1.2 Корозійно-механічна поведінка металу газопроводу

При дослідженні деформівної системи „труба — ґрунтовий масив” неможливо нехтувати корозійним чинником. Проведено серію випробовувань зразків із матеріалу газопроводу в кислих середовищах на трьох рівнях напружень: $\sigma_3 = 200$ МПа, $\sigma_2 = 300$ МПа, $\sigma_1 = 410$ МПа, що відповідно становило 0,8; 1,2 та 1,64 $\sigma_{0,2}$ [27].

Встановлено, що повзучість основного металу при різних рН середовища, як і на повітрі, носить стадійний характер (рисунок 1.2 – 1.4).

Вплив середовища відчутний як на стадії неусталеної, так і на стадії усталеної повзучості, що засвідчують спеціальні дослідження (рисунок 1.5). Щоб коректно виявити вплив середовища, випробовування проводили в такій послідовності. Спочатку поміщали експериментальний зразок у зйомну робочу камеру, і після досягнення ступінчастим навантаженням напруження $\sigma_1 = 410$ МПа реєстрували його повзучість на повітрі. Потім, на стадії усталеної повзучості, не зупиняючи експеримент, в робочу камеру заливали 0,1 М розчин хлоридної кислоти та продовжували випробування. В такий спосіб було виявлено значний вплив корозійного середовища на усталену повзучість сталі газопроводу та вивчено кінетику процесу.

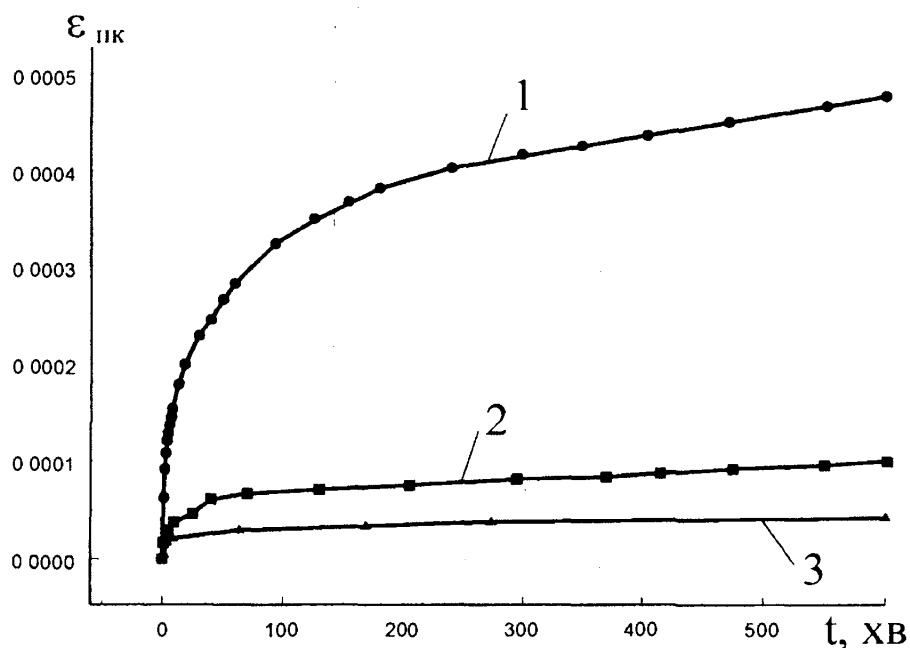
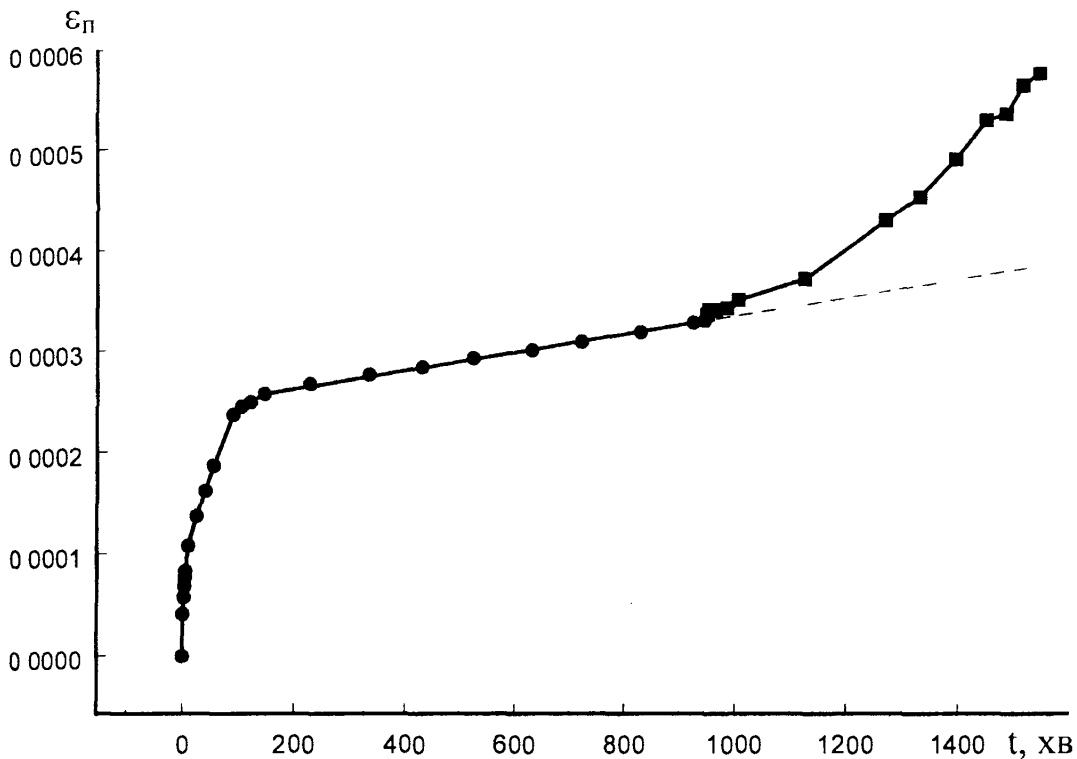


Рисунок 1.2 – Криві повзучості основного металу при рН 1 і номінальних напруженнях 410 МПа (1), 300 МПа (2) та 200 МПа (3)



● — область повзучості на повітрі; ■ — область корозійної повзучості

Рисунок 1.3 — Вплив корозійного середовища на усталену повзучість сталі газопроводу (0,1 М НС1, 410 МПа)

Тривалість першої стадії більше залежить від величини номінальних напружень та менше — від рН середовища. Зі збільшенням рН при $\sigma = const$ приріст повзучості $\Delta \varepsilon_{пк}$ за час t зменшується тим відчутніше, чим більший рівень напружень (рисунок 1.1, а). Відзначимо, що незначний приріст повзучості спостерігався при $\sigma_3 = \sigma_{0,2}$, тобто на ділянці пружної деформації, що зумовлено виключно корозійним чинником.

Залежність електродного потенціалу зразків від рН середовища при різних номінальних напруженнях показана на рисунку 1.4. При збільшенні рН від 1 до 2 кінетика потенціалу помітно змінюється, а саме: замість повільного зростання потенціалу на початковій стадії маємо його спадання. Це явище пов'язане, на нашу думку, з адсорбцією хлорид-йонів на поверхні

зразка. Вони, як відомо, здатні спричиняти деяку пасивацію поверхні, утруднюючи розрядку на ній йонів H^+ .

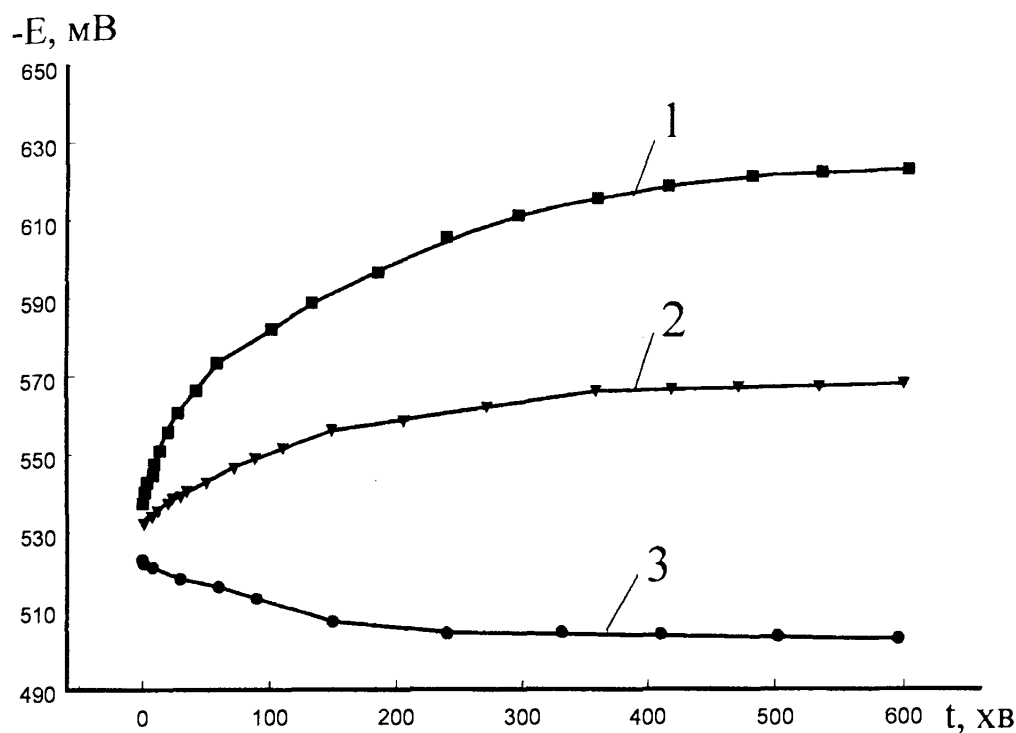


Рисунок 1.4 – Криві “потенціал – час” при $\sigma = 1,64\sigma_{0,2}$ та рН 3 (1), рН 2 (2) і рН 1 (3)

При рН 1 їх кількість набагато більша, ніж при рН 2 та рН 3, окрім того інтенсивна корозія в сильнокислому середовищі швидко призводить до пошкодження поверхні, що, в свою чергу, сприяє кращій адсорбції йонів СГ на поверхні зразка та, водночас, ускладнює зворотній процес десорбції та подальшого переходу їх у дифузний шар унаслідок дії стеричних факторів. У результаті спостерігаємо незначну пасивацію поверхні на початковій стадії (120...240 хв.), після якої настає стабілізація потенціалу, яка відповідає

встановленню термодинамічної рівноваги процесів адсорбції-десорбції на фоні сталої активності йонів H^+ , зумовленої лише їх концентрацією.

Збільшення часу стабілізації з 120 до 240 хв. при збільшенні номінальних напружень із 200 до 410 МПа пов'язане з утворенням на поверхні металу субмікротріщин, які, будучи „свіжими поверхнями”, володіють нижчим потенціалом і, тим самим, знижують загальний потенціал зразка.

При переході до рН 2 та рН 3 корозійний чинник помітно нівелюється, ураження поверхні незначні й адсорбція йонів Cl^- проходить гірше, а десорбція, навпаки, краще. Водночас, концентрація йонів H^+ достатня для їх ефективної розрядки і, враховуючи значне зменшення адсорбції хлорид-іонів, спричиняє до спадання потенціалу на початковій стадії з наступною стабілізацією. Як і при рН 1, час виходу на ділянку стабілізації зменшується зі зменшенням номінальних напружень, що зумовлено дією тих самих чинників.

Спостерігається вплив напружень і на величину потенціалу стабілізації, а саме зменшення його зі збільшенням рівня напружень.

Наявність зварного з'єднання істотно не впливає на кінетику електродного потенціалу.

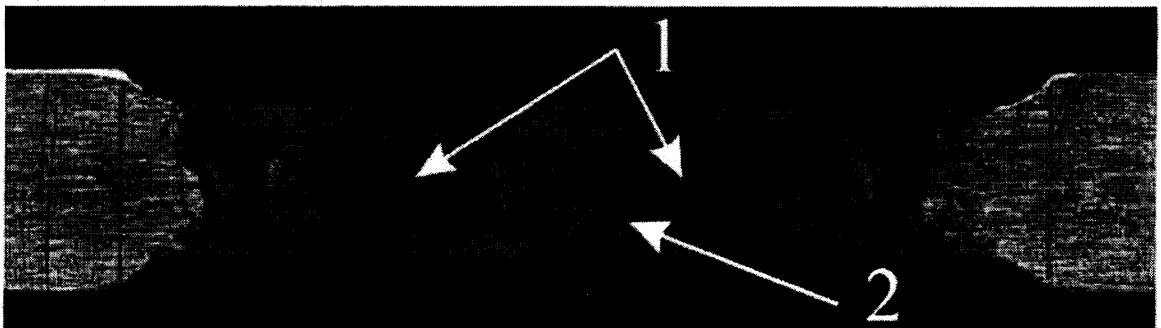
Дослідження кінетики електродного потенціалу та впливу на неї зовнішніх чинників розкриває важливу інформацію та дозволяє глибше зрозуміти механізм корозійних процесів. Іншим важливим джерелом є вивчення характеру та швидкості корозії, їх зміни під дією різноманітних факторів. На рисунку 1.5 показано типові корозійні ураження основного металу труби при різних рН.

При рН 1 бачимо відносно рівномірну корозію, пов'язану з великою концентрацією, а, отже, і активністю йонів H^+ , які й зумовлюють агресивність середовища. Роль мікрогальванічних елементів невелика,

місцева корозія проявляється слабо. При збільшенні рН ця активність спадає, що сприяє збільшенню ролі мікрогальванічних елементів та прояву місцевої корозії (рисунок 1.1, б). Також починає візуально спостерігатися і вплив напружень: якщо у зоні стиску місцева корозія відносно рівномірно покриває поверхню зразка, то у зоні розтягу спостерігається чіткий поділ на анодну та катодну зони.

Інший прояв місцевої корозії — корозія на границі розділу фаз “занурений метал — незанурений метал”. Цей вид місцевої корозії, який проявляється і при низьких рН, за невеликий час спричиняє утворення глибоких (до 0,1 мм) виразок.

Оскільки при пошкодженні зовнішньої ізоляції підземного газопроводу одразу утворюється границя розподілу фаз, такий прояв корозії є надзвичайно небезпечним, і найчастіше закінчується наскрізним ураженням та, відповідно, розгерметизацією трубопроводу.



1 – інтенсифікація корозії в близькошовній зоні; 2 – корозійна виразка вздовж границі розділу “метал — шов”; рН 1; $T = 293 \text{ K}$; $t = 600 \text{ хв}$

Рисунок 1.5 — Типові корозійні ураження області зварного з'єднання (зона розтягу)

Встановлено, що роль напружень відчутно зростає зі зменшенням рН середовища, помітно впливаючи на швидкість корозії при низьких рН. Це

пов'язано з утворенням субмікротріщин, первинних та вторинних мікрогальванічних елементів, які сприяють розчиненню металу газопроводу. Зі збільшенням рН цей вплив зменшується, оскільки корозія з рівномірної стає місцевою, загальна швидкість якої істотно не змінюється в широкому діапазоні рН, а зміна швидкості у місцях локальних уражень відчутно не позначається на загальній втраті маси. Водночас на швидкість локальної корозії й далі чинять відчутний вплив напруження, що проявляється в помітному її збільшенні та, відповідно, поглибленні утворених пітів і виразок, особливо у зоні розтягу.

Збільшення рН, як і очікувалося, приводить до зменшення швидкості корозії спочатку логарифмічно, а потім — лінійно.

Наявність зварного з'єднання мало впливає на загальну швидкість корозії, однак суттєво прискорює локальні процеси, особливо в близькошовній зоні, що може за короткий час призвести до катастрофічних наслідків.

На основі проведених досліджень можна стверджувати, що електрохімічна корозія у кислих середовищах, підсилена механічним чинником, особливо небезпечна для підземних газопроводів і є однією з основних причин їх виходу з ладу.

1.3. Комерційні втрати газу

Розглянемо окремо споживання природного газу промисловістю та населенням [26].

Динаміка споживання природного газу в Україні промисловістю і населенням окремо протягом 1991-2005 років наведена на рисунку 1.6.

Упродовж перших років незалежності обсяги споживання природного газу в Україні внаслідок загального згорання промислового виробництва,

закриття нерентабельних підприємств і ряду інших чинників неухильно скорочувалось. Так, якщо у 1991 році було спожито 118,1 млрд. м³ газу, то у 2001 році — 70,4 млрд. м³ або майже на 40% менше. В подальшому внаслідок якісних змін і пожвавлення національної економіки споживання газу зростало й у 2005 році загалом по Україні склало 76,4 млрд. м³.

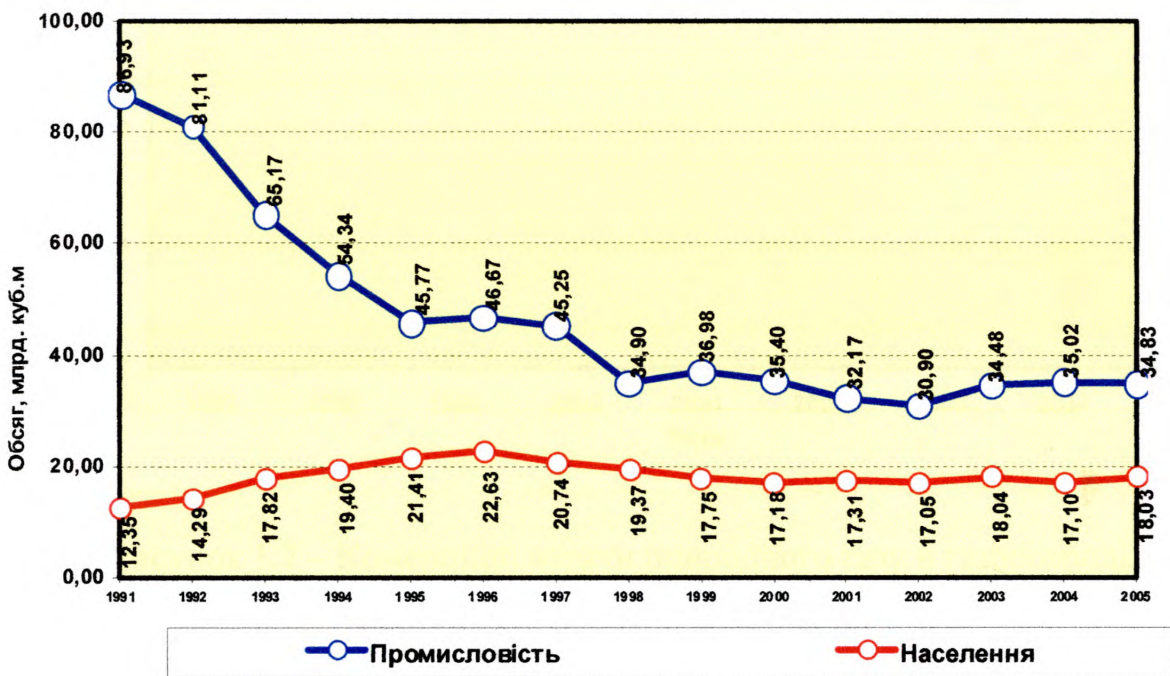


Рисунок 1.6 – Використання природного газу споживачами України впродовж 1991-2005 рр.

Як видно з графіка, впродовж 1991-2002 років промисловість скорочувала використання газу з 86,9 млрд. м³ до 30,9 млрд. м³. Надалі внаслідок розвитку малого підприємництва та пожвавлення ринкової кон'юнктури споживання газу почало зростати та досягло у 2005 році рівня 34,83 млрд. м³.

Населення, навпаки, збільшувало споживання газу, пік якого прийшовся на 1996 рік. Це пояснюється зростанням рівня газифікації житлового фонду, який у 2005 році становив близько 50%.

Процеси постачання природного газу, на жаль, супроводжуються його втратами (рисунок 1.7)[26].

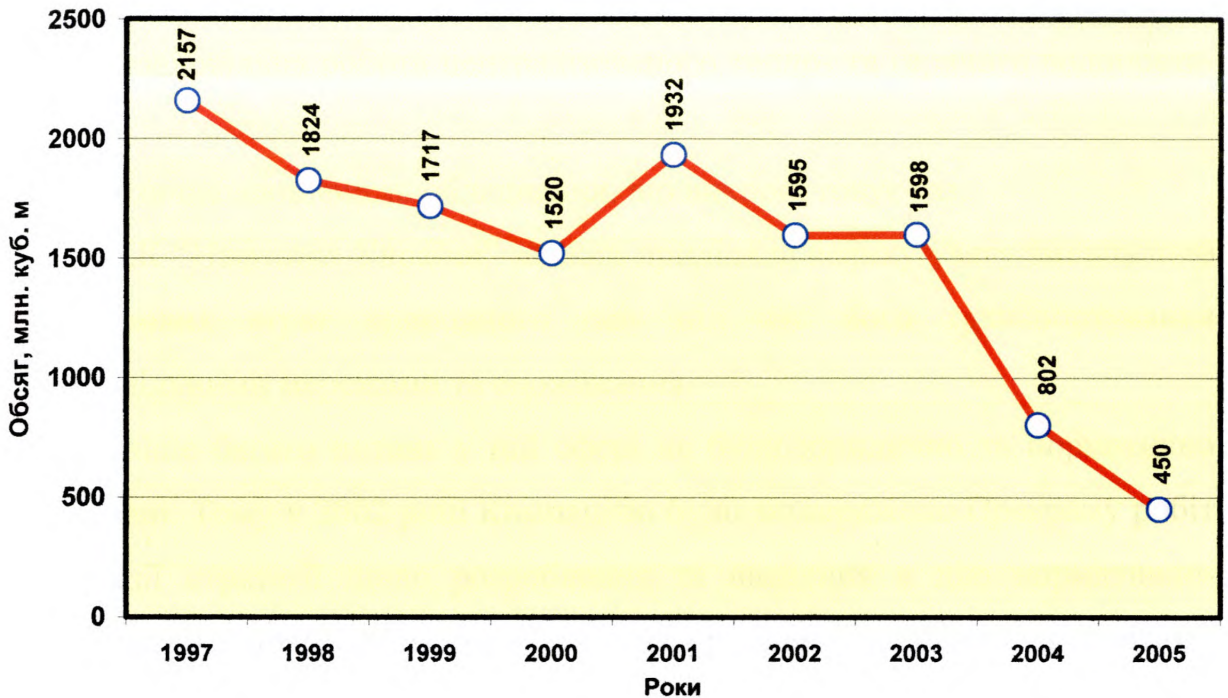


Рисунок 1.7 – Комерційні втрати природного газу в газорозподільних мережах упродовж 1997-2005 рр.

Втрати газу зумовлені цілою низкою чинників, основними з яких є:

- недоліки засобів вимірювання витрати газу та методів, які реалізують ці засоби;
- похибки приладів обліку газу та приладів визначення фізико-хімічних параметрів газу;
- використання побутових газових плит для опалення та гарячого водопостачання внаслідок порушень у роботі систем централізованого тепlopостачання та гарячого водопостачання;
- пошкодження й аварії на газопроводах за умов, коли витрки газу не обліковані;

- вимірювання побутовими лічильниками витрат у разі неприведення об'єму газу до стандартних умов;
- недоліки в інших аспектах організації обліку витрат газу;
- незадовільна робота централізованого тепло- та гарячого водопостачання;
- фізична зношеність обладнання, що використовує газ.

НАК “Нафтогаз України” завжди приділяла велику увагу зменшенню понаднормових втрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами та споживання.

Раніше багато питань у цій сфері не були юридично та нормативно врегульовані. Тому у 2002 році Компанією було затверджено Програму робіт із реалізації стратегії щодо розроблення та введення в дію нормативно-правових актів, спрямованих на вирішення проблем, пов'язаних із втратами газу.

Упродовж останніх трьох років розроблено та введено в дію 22 нормативно-правові документи, які дозволили нормативно-правовим шляхом врегулювати між суб'єктами газового ринку питання, що стосуються втрат газу. Це, зокрема, шість Постанов Кабінету Міністрів України, десять наказів Міністерства палива та енергетики України та інших органів центральної виконавчої влади, три постанови НКРЕ; накази НАК “Нафтогаз України”, якими затверджено відповідні положення, методики, порядки, інструкції щодо оптимізації обліку газу та зменшення його втрат.

Так, наприклад, тільки завдяки введенню в дію у 2004 році “Методики визначення питомих втрат природного газу при його вимірюваннях побутовими лічильниками в разі неприведення об'єму газу до стандартних умов” дозволило зменшити річні понаднормові втрати газу на 310 млн. м³.

Загалом за останні роки понаднормові або, так звані, “комерційні” втрати газу завдяки комплексним заходам вдалося зменшити з 2,15 млрд. м³ у 1997 році до 0,45 млрд. м³ у 2005-му.

Проведений аналіз понаднормативних втрат газу в газорозподільних мережах дозволяє поділити їх на дві частини.

Перша з них має суб'єктивний характер і залежить, певної мірою, від організації робіт із обслуговування систем газопостачання газопостачальними підприємствами, роботою абонентських служб тощо.

Друга частина втрат газу не залежить від діяльності газових господарств і має об'єктивний характер.

Головними складовими цієї частини понаднормативних втрат є:

1. Незадовільна робота підприємств теплоенергетики, що забезпечують централізоване опалення житла та гаряче водопостачання.

Особливо це відчутно у тих місцевостях, де в опалювальний період централізоване опалення житла відсутнє або воно здійснюється з пониженою температурою теплоносія, а гаряче водопостачання здійснюється з великими перебоями. На жаль, такий режим роботи цих підприємств має місце практично у всіх регіонах України. Показовим є такий приклад: за даними ВАТ “Дніпропетровськгаз” у помешканнях, де встановлено будинкові лічильники газу, фактичне споживання природного газу у випадках незадовільної роботи підприємств теплокомуненерго зростає порівняно з нормами споживання в 4-7 разів.

2. Невідповідність норм споживання газу для населення його фактичному споживанню. Через зазначений фактор газові господарства постійно несуть значні втрати.

Із метою ліквідації цієї складової втрат розроблено проект Постанови Кабінету Міністрів України “Про внесення зміни до норм споживання природного газу населенням у разі відсутності газових лічильників”,

прийняття якого дозволило б привести норми споживання природного газу населенням, яке проживає у багатоповерхових будинках, де встановлено газові плити та газові колонки, до обсягу фактичного споживання ним природного газу.

3. Використання лічильників газу роторного типу. Їх встановлено більше 950 тис. штук (або практично кожен п'ятий лічильник). Після 2-3 років роботи такі лічильники мають велику від'ємну похибку вимірювання об'єму спожитого газу. За розрахунками втрати газу з цієї причини становлять близько 100 млн. м³ на рік.

Із метою усунення цього виду втрат ВАТ із газопостачання та газифікації, починаючи з 2001 року, проводять заміну роторних лічильників газу за рахунок коштів НАК “Нафтогаз України”. Всього за цей період замінено майже 50 тисяч лічильників. Проте слід відзначити, що замінити за свої кошти всі встановлені роторні лічильники Компанія не в змозі, адже в тарифі на транспортування та постачання газу відсутня складова на фінансування цих робіт.

4. Втрати газу внаслідок втручання в роботу приладів обліку газу та самовільного підключення споживачів до системи газопостачання.

Із метою зменшення таких втрат Компанією розроблено та в подальшому затверджено НКРЕ “Порядок відшкодування збитків, завданих газопостачальній або газотранспортній організації внаслідок порушення споживачем природного газу Правил надання населенню послуг з газопостачання”. Хоча при цьому залишається актуальною проблема своєчасного виявлення таких порушень.

Із наведеного вище зрозуміло, що зменшенню понаднормативних втрат газу та скороченню споживання природного газу населенням значною мірою сприяє поліпшення стану обліку газу в споживачів за рахунок встановлення побутових лічильників газу[26].

Оснащення споживачів приладами обліку газу здійснюється відповідно до напрямків, визначених Програмою створення єдиної системи обліку природного газу.

У 2005 році в житловому фонді України встановлено 689 тис. побутових лічильників газу, що на 45 тис. більше, ніж у 2004 році. Це стало можливим завдяки реалізації Компанією політики впровадження приладного обліку в побуті. Основою її стали Програми оснащення житлового фонду лічильниками газу, які діють у дев'яти регіонах України.

Оснащення житла лічильниками привело не тільки до зменшення понаднормових втрат природного газу, а й до суттєвого зменшення його споживання населенням.

У 1996 році в Україні нараховувалося 9,6 млн. газифікованих квартир, при цьому населенням було спожито 22,6 млрд. м³ природного газу. За період з 1996 по 2005 рік кількість газифікованих квартир зросла на 2,4 млн., а споживання газу населенням, незважаючи на збільшення кількості абонентів, завдяки встановленню лічильників зменшилося до 18 млрд. м³, тобто фактично на 4,6 млрд. м³.

Якби тенденція споживання природного газу населенням, яка існувала у 1996 році, збереглась, то у 2005 році цією категорією споживачів було б використано близько 27 млрд. м³ газу. Тобто можна вважати, що завдяки програмі масового встановлення побутових лічильників НАК "Нафтогаз України" запобігла зростанню щорічних потреб країни у природному газі.

Окремо в цьому зв'язку слід розглянути ситуацію з експлуатацією опалювально-варильних печей (ОВП).

В Україні сьогодні використовується близько 400 тис. ОВП. Вони застосовуються для приготування їжі та підігріву води, опалення приміщень, сушіння овочів, фруктів тощо, причому тільки половина таких абонентів

обчислює споживання газу за допомогою лічильників. Але якщо порівняти фактичне споживання газу цими абонентами з тим, яке могло бути нараховано за нормами, можна спостерігати, що в багатьох випадках фіксується його перевищення. Як приклад, наведемо лише декілька результатів вибірових обстежень, проведених у м. Львові (таблиця 1.1).

Таблиця 1.1 — Порівняння споживання газу за нормами та фактично (за показами лічильника)

Адреса абонента	За нормами, м ³	Фактично, м ³	Перевищення, %
вул. Чайковського, 16/2а	517	1179	128
вул. Вірменська, 27/1	478	1066	123
вул. Зелена, 56	832	1655	99
вул. Пекарська, 25	457	1144	150
вул. С. Бендери, 83	549	1485	170
вул. Ф. Ліста, 10	152	1659	990

Подібні результати зафіксовано в цілому по Заліщицькому, Збаразькому та Монастирисьькому районах Тернопільської області. І цей перелік можна продовжувати в інших містах та населених пунктах України.

Одночасно слід зазначити, що в деяких регіонах, наприклад, у Донецькій області, нарахування по ОВП загалом проводяться за нормами на 100%.

Із метою подальшого зменшення понаднормових втрат природного газу в 2006 році передбачається практичне завершення Програми робіт із реалізації стратегії НАК “Нафтогаз України” щодо розроблення та введення в дію нормативно-правових актів, спрямованих на вирішення проблем, пов'язаних із втратами газу при його транспортуванні газорозподільними

мережами, а також виконання Плану заходів щодо зменшення понаднормових втрат природного газу в газорозподільних мережах.

Цими заходами передбачається:

1. Внесення змін до постанови Кабінету Міністрів України від 08.06.96 №619 “Про затвердження норм споживання природного газу населенням у разі відсутності газових лічильників”.

2. Розробка проекту постанови Кабінету Міністрів України “Про оснащення газифікованого фонду лічильниками природного газу”.

3. Розробка та затвердження:

– програми встановлення будинкових лічильників газу;
– методики визначення втрат природного газу, що виникають при його передачі на ГРС унаслідок застосування лічильників різного класу точності у споживачів і постачальників;

– методики визначення обсягів втрат природного газу, пов'язаних із терміном експлуатації газорозподільних мереж, їх протяжністю й обсягами транспортування природного газу;

– інструкції щодо механізму 100-відсоткового обліку обсягів природного газу, спожитого населенням (із урахуванням виявлених недоліків за період застосування існуючої версії).

Підсумовуючи вищенаведене, можна констатувати, що перелічений комплекс організаційних заходів щодо оптимізації використання ресурсів природного газу та зменшення його втрат довів на практиці свою ефективність, а тому з боку НАК “Нафтогаз України” вони будуть продовжуватись і в подальшому.

Забезпечення раціонального використання природного газу — це широкий комплекс задач (організаційних, технічних, технологічних, метрологічних тощо), які за своєю природою та впливом суттєво відрізняються. Але можна виділити дві основні групи задач, вплив яких на

розв'язання проблеми раціонального використання природного газу є чи не основним. Це, по-перше, комплекс організаційних заходів, спрямованих на забезпечення мінімізації його втрат і оптимального використання. По-друге, комплекс технічних рішень щодо забезпечення високої точності та достовірності обліку газу на всіх етапах його видобування, транспортування та використання. Нижче наведений аналіз дієвості організаційних заходів і напрямків створення та впровадження засобів метрологічного забезпечення обліку природного газу щодо його раціональне використання.

Протягом 2005 року споживачами України використано 68,8 млрд. м³ природного газу, що, незважаючи на високі темпи газифікації житла, відповідає рівню 2004 року. При цьому можна звернути увагу на те, що населення та підприємства хімічного комплексу збільшили споживання газу, а теплостачальні організації, підприємства енергетичного комплексу та інші суб'єкти господарювання – зменшили (рисунок 1.8).

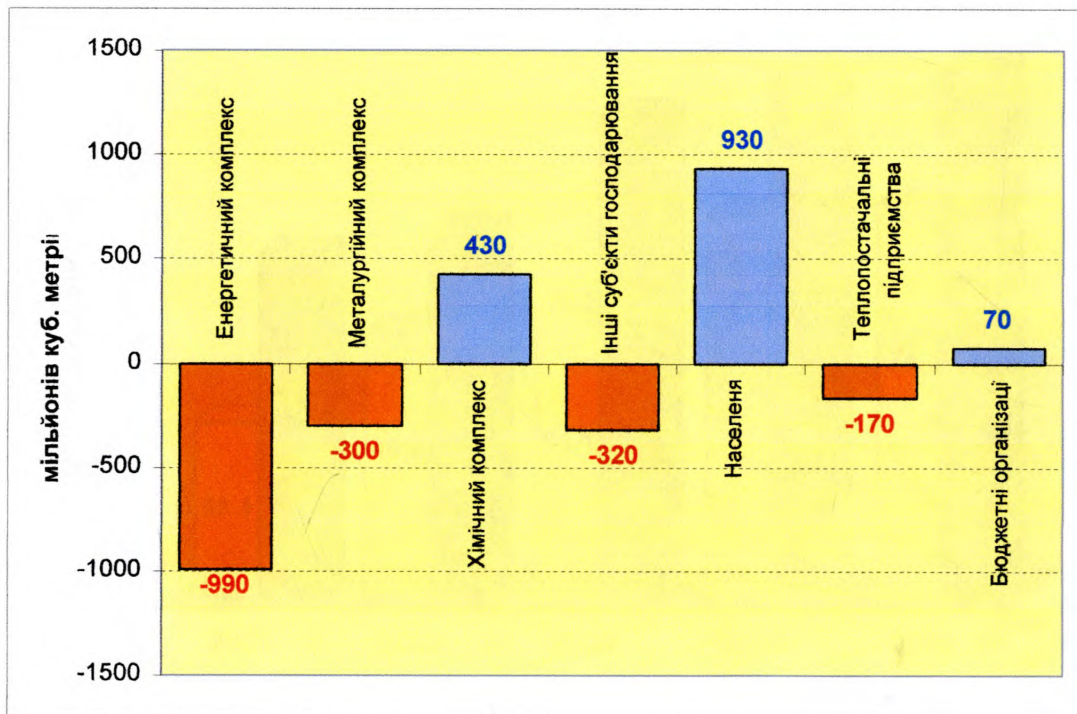


Рисунок 1.8 – Приріст (+) та скорочення (–) споживання природного газу в Україні в 2005 році порівняно з 2004 роком

Фізичні втрати пов'язані з тим, що мережа газопроводів досить часто прокладена на ділянках із агресивними чи вологими ґрунтами, в місцях з підвищеним ризиком електрохімічної корозії тощо, унаслідок чого матеріал труб зазнає посиленого руйнування. Крім того, частина газопроводів, особливо у західних регіонах України, вже давно перевищила свій експлуатаційний термін.

Так, наприклад, у 1998 році втрати газу, пов'язані з витокami з газопроводів, оцінювались на рівні 250 млн. м³. У зв'язку з цим НАК “Нафтогаз України” почали вживатись більш рішучі заходи щодо заміни (рисунок 1.9) та капітального ремонту (рисунок 1.10) аварійно небезпечних ділянок газопроводів. Окрім того, з метою подовження терміну експлуатаційної придатності газопроводів, силами виробничих підрозділів ВАТ “Вінницязгаз” освоєно серійне виробництво станцій катодного захисту трубопроводів.

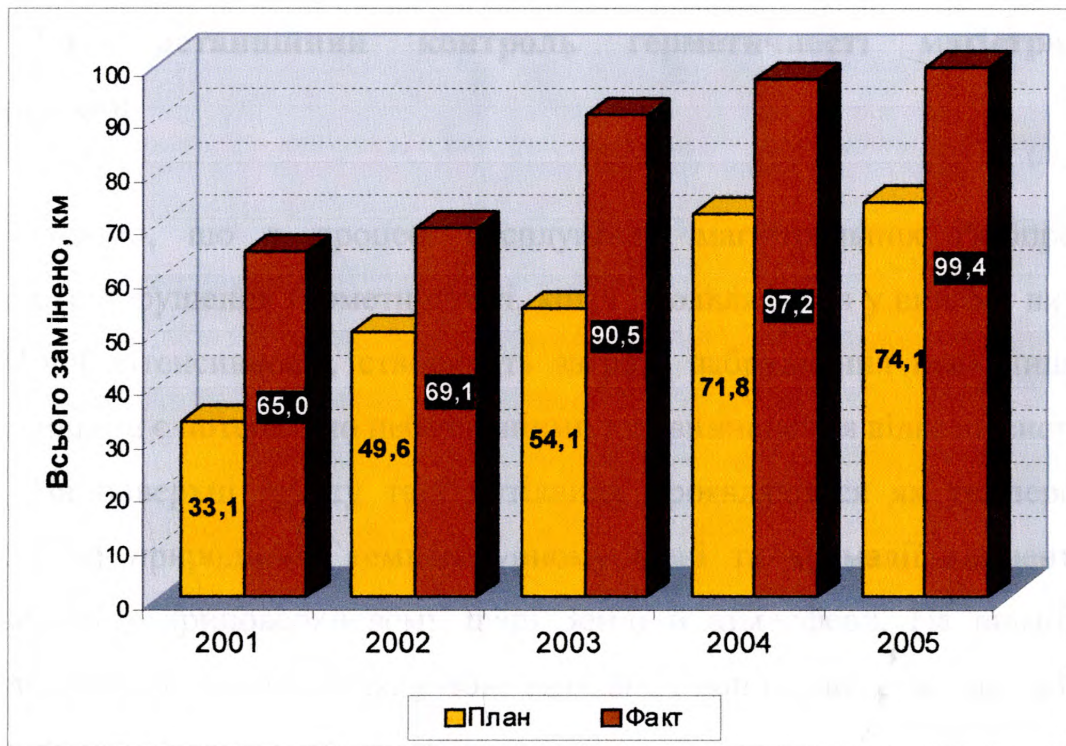


Рисунок 1.9 – Ілюстрація заміни аварійно-небезпечних ділянок газопроводів

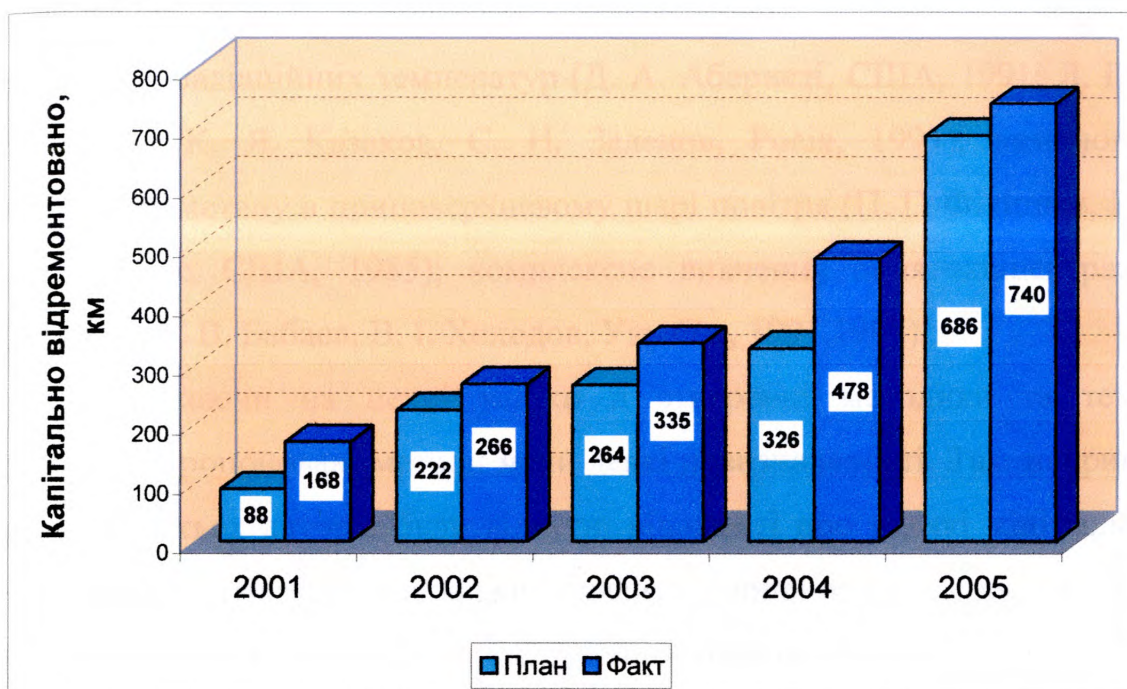


Рисунок 1.10 – Ілюстрація обсягів капітальних ремонтів ділянок газорозподільних газопроводів

1.4 Дистанційний контроль герметичності магістральних газопроводів

Відомо, що в процесі експлуатації магістральних газопроводів виникають порушення герметичності, котрі проявляються у вигляді витікань газу різної інтенсивності, створюють загрозу забруднення навколишнього середовища та є потенційно небезпечними для виникнення відказів системи.

На поверхні ґрунту такі витікання проявляються 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 (з літальних апаратів) виявлення ділянок порушення

герметичності МТ. Дослідження провадилися у трьох напрямках: вимірювання радіаційних температур (Д. А. Абернати, США, 1991; Д. Пітер, США, 1984; К. Я. Казаков, Є. Н. Зеленов, Росія, 1993); вимірювання концентрацій метану в приповерхневому шарі повітря (П. Г. Філіппов, Росія, 1994; Г. Цвік, США, 1985); комплексне вивчення поля концентрацій і температур (В. В. Бабаєв, В. І. Холодов, Україна, 1991, 1994).

Незважаючи на певні успіхи в створенні методики та техніки вимірювань, пропонувані методи мали деякі невизначеності. Так, наприклад, у працях багатьох авторів були відсутні відомості про те, які мінімальні за інтенсивністю витікання газу можна виявити пропонованим способом і чим це підтверджується. У випадку дослідження теплового поля поверхні Землі не вказувалося, як виокремлюється корисний сигнал із різноманітності перешкод, 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 та 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 й про координатну прив'язку аномальних ділянок магістральних газопроводів.

П. Г. Філіпповим 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

активного - 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 підстиляючих поверхонь (сніг, зораний ґрунт, водна поверхня) від 150 до 1000 м.

У працях В. В. Бабаєва і В. І. Холодова детально вивчено процес формування поля температур і концентрацій метану над діючим газопроводом за наявності та відсутності витікання газу та розроблено технологію дистанційного виявлення витікань газу на лінійній частині магістральних газопроводів.

Для розв'язання поставленої задачі було використано методи фізичного та математичного моделювання. На спеціально створеному полігоні досліджувався характер розподілу температур і концентрацій вуглеводнів у зоні витікання газу з дебітами 70, 150, 200, 225, 300, 350, 385, 500, 2000 і 4000 м³/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 за інтенсивністю витікань газу. Так, для витікання з дебітом 70 м³/добу це становить 5 діб, а з дебітом 4000 м³/добу – 16 год. Встановлено також геометричні розміри температурної аномалії, її амплітуду та співвідношення з фоновими ділянками.

Газометричні вимірювання показали, що при витіканнях близько 70 м³/добу вміст метану у ґрунтовому газі досягає 70% об'єму, при

350 м³/добу – 79 %, при 500 м³/добу – 83 - 87 % об'єму. У той же час за межами дії витікання вміст метану не перевищував $3,2 \times 10^4$ % об'єму.

У приземному шарі повітря малі витікання газу (70 - 350 м³/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 0,01 - 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 по спеціально встановлених профілях 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 проводилося 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, розробленими в УкрНДІгазі, а на глибині 0,05 м – ртутними термометрами 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, усередині дня й після заходу сонця.

Перше випускання газу (витрата 70 м³/добу) із нижньої поверхні труби показало, що внаслідок витікання газу теплова хвиля досягає поверхні ґрунту на п'яту добу. Зміна температури на глибині 0,2 м через 6 діб із

початку витікання газу становило над місцем витікання $4,4^{\circ}\text{C}$; на відстані $0,2\text{ м}$ – $4,2^{\circ}\text{C}$, 1 м – $2,6^{\circ}\text{C}$, $2,5\text{ м}$ – $0,5^{\circ}\text{C}$. Дебіт другого та 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.

За розрахунками зниження температури при дроселюванні за температури газу в газопроводі $22\text{-}24^{\circ}\text{C}$ та тиску $4,4\text{-}4,8\text{ МПа}$ мало б становити $18,7^{\circ}\text{C}$, але практично воно має менше значення, що пов'язане з втратою тепла на прогрівання шару ґрунту, який лежить над газопроводом.

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 в ґрунті для обчислення одновимірного нестаціонарного поля, а також температурна аномалія на поверхні ґрунту над магістральним газопроводом).

2. Розрахунок одновимірного нестаціонарного температурного поля в ґрунті та навколо магістральних газопроводів із витіканням газу.

Для згаданих задач було побудовано математичні моделі, розроблено алгоритми та складено програми їх чисельного розв'язання.

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

Ґрунт – це багатофазна капілярно-пориста система, теплопередача в якій здійснюється одночасно теплопровідністю крізь твердий шар,

випромінюванням, конвекцією та теплопровідністю повітря у порах і внаслідок масоперенесення вологи.

Розв'язання задачі визначення температурного поля можливе лише за умови впровадження ряду спрощень. Ґрунт вважається квазіоднорідним середовищем із 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, тобто задача лінеаризується (при цьому, однак, він може залежати від просторових координат унаслідок неоднорідності ґрунту та глибини або наявності снігового покриву чи рослинності, котрі враховуються введенням додаткового шару зі своїм ефективним коефіцієнтом теплопровідності).

Температурне поле ґрунту в реальних природних умовах формується під дією атмосферних процесів і сонячної радіації. На поверхні ґрунту виконуються умови теплового балансу з урахуванням поглинання, відбиття та розсіювання 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 моделюється граничними умовами 3-го роду з ефективним коефіцієнтом теплообміну (сумою конвекційного та радіаційного коефіцієнтів) і з еквівалентною температурою повітря, в якій ураховується дія сонячної радіації.

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

При моделюванні тривимірного температурного поля навколо магістральних газопроводів із витіканням газу, крім 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 із 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 не може бути лінеаризована й має розв'язуватися у повній постановці.

Трубопровід розглядається як циліндричне джерело тепла у напівобмеженому просторі (ґрунті) з відомими теплофізичними властивостями. На межі "труба - ґрунт" задано граничну умову 1-го роду, на поверхні ґрунту - граничну умову 3-го роду, що моделює радіаційний баланс і конвективний теплообмін із повітрям.

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

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right) = 0 \quad (1.1)$$

із відповідними граничними умовами.

Інтегрування диференціального рівняння виконується скінченнорізницеvim методом у розрахунковій області, яка являє собою прямокутник із вирізом у вигляді півкруга. Знизу розрахункова область обмежується глибиною нейтрального шару, збоку границя розрахункової області вибирається за межами зони дії трубопроводу. В розрахунковій області впроваджується прямокутна нерегулярна різницева сітка, яка

ущільнюється в напрямку магістральних газопроводів, при цьому в області навколо трубопроводу крок різницевої сітки вибирається постійним і мінімальним за двома координатами. Півкруг, котрий моделює границю "труба - ґрунт", апроксимується кусково-ламанною лінією, яка проходить через вузли різницевої сітки.

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

Температурна аномалія в 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 урахуванням дії сонячної радіації; температурами газу в магістральних газопроводах і ґрунту за межами зони впливу трубопроводу на глибині його залягання.

У задачі розрахунку нестационарного 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 правдоподібною для витікань із малими втратами газу.

Одновимірне протікання газу каналом постійного поперечного перерізу, заповненого пористим тілом, розглядається у квазістаціонарному наближенні як ізобарне з 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 ефективне об'ємне джерело, яке моделює теплообмін із газом:

$$\rho C \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \alpha \psi (T_r - T), \quad (1.2)$$

де величини без індексу належать ґрунту та визначаються з урахуванням пористості як ефективні, T - температура газу, α - коефіцієнт теплообміну між ґрунтом і газом, ψ - питома площа теплообміну. Рівняння енергії для газової фази має вигляд:

$$G C_p \frac{dT_r}{dt} = \alpha \psi S_k (T_r - T), \quad (1.3)$$

де G - втрата газу через витікання, C_p - питома теплоємність газу, S_k - площа поперечного перерізу каналу витікання.

Система рівнянь розв'язується скінченнорізницеvim методом. Розрахункова область являє собою паралелепіпед із циліндричним вирізом, який моделює трубопровід. Різницева сітка в площині, перпендикулярній напрямку магістрального газопроводу, вибирається як складова різницевої сітки попередньої задачі, розв'язання якої у вузлах сітки використовується як початкове температурне поле. У напрямку осі вздовж трубопроводу різницева сітка будується аналогічно до сітки у напрямку осі x . Граничні умови по осі y подібні до граничних умов по осі x – використовується умова симетрії при $x=0$ на віддалених від витікання межах розрахункової області використовуються граничні умови 1-го роду.

Диференційні рівняння (1.1-1.3) на нерегулярній тривимірній різницеvій сітці апроксимуються явною скінченнорізницевою схемою першого порядку наближення по просторових змінних і часу.

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 $0,5 - 4 \text{ Вт/мК}$, а значення коефіцієнта тепловіддачі – від 10 до 50 Вт/мК .

На рисунку 1.11 наведено результати розрахунків температурної аномалії на поверхні ґрунту над магістральним газопроводом за різниці температур газу та ґрунту 10°C для різних значень коефіцієнтів. Амплітуди температурної аномалії проявляють сильну (майже протилежну) залежність від ефективного коефіцієнта тепловіддачі. Як видно, найкращими умовами для виявлення температурних аномалій є ті, для яких коефіцієнт тепловіддачі має найменше значення (хмарна безвітряна погода).

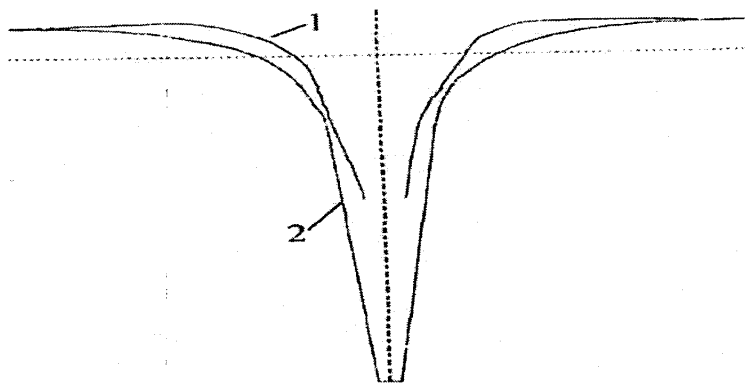


Рисунок 1.11 – Температурна аномалія на поверхні ґрунту над витокком у напрямку вздовж газопроводу

У задачі моделювання тривимірного нестационарного температурного поля в ґрунті навколо трубопроводу з витіканням газу виникають 6 незалежних параметрів, котрі характеризують ґрунт, витікання й умови теплообміну між газом під час витікання та ґрунтом.

У роботах [4,36] досліджено залежність розв'язання від параметрів, що являють найбільший інтерес при фіксованих значеннях інших параметрів. Розрахунки виконано для умов, які відповідають течії газу на полігоні з

модельованим витіканням улітку 1992 р. Температура газу в газопроводі 25°C , у місці витікання 5°C , температура поверхні ґрунту 15°C . На Рисунок 1.12 показано розподіл температури на поверхні ґрунту над витіканням у напрямку, перпендикулярному трубопроводові, для моментів часу 6 та 72 год. після початку витікання. Температурна аномалія на поверхні ґрунту має форму слабовитягнутого еліпса з круглим холодним ядром у центрі, розмір аномалії – від 1 до 2 м.

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 відбувається вирівнювання розмірів температурної аномалії з розмиванням перехідної області. При досягненні аномалією розміру, коли встановлюється баланс між теплом, що надійшло в зону аномалії, та теплом, яке передалося холодному газу, що витікає формування аномалії припиняється.

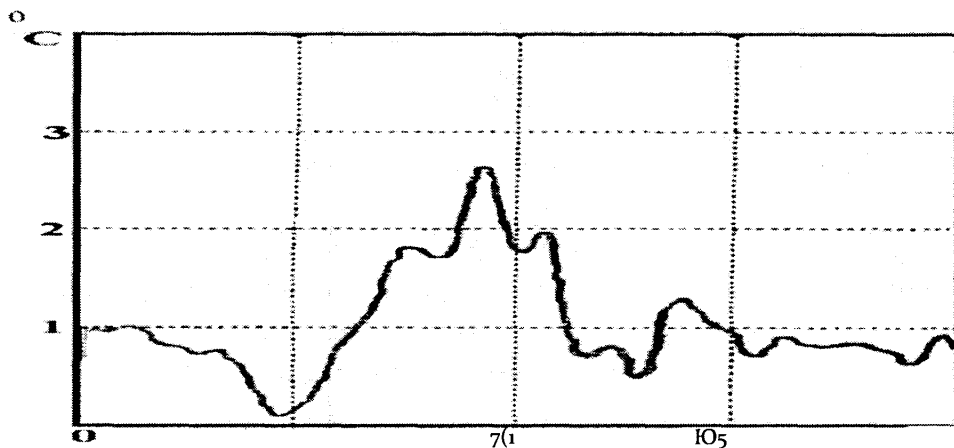


Рисунок 1.12 – Графік розподілу радіаційної температури над місцем витікання газу (350 м.куб/добу)

Тривалість другого етапу – від 3 до 5 діб. Амплітудні значення температурної аномалії відносно фонові температури поверхні ґрунту вдалині від трубопроводу досягають $-4,5^{\circ}\text{C}$.

Для натурного моделювання витікань газу на полігоні, обладнаному на магістральному газопроводі Шебелинка - Дніпропетровськ - Кривий Ріг - Ізмаїл (Україна), із різних місць поверхні трубопроводу діаметром 1020 мм у будь-яку пору року створювалися штучні витікання газу з дебітами від 70 до 4000 м³/добу. Після витримування протягом кількох діб для встановлення стаціонарного розподілу температури виконувалися вимірювання температурного поля в ґрунті за допомогою термоелектричних давачів, заглиблених від 0,2 до 1,5 м, а на поверхні ґрунту – ртутними термометрами. Крім того, провадилася інфрачервона зйомка та визначалася радіаційна температура поверхні ґрунту як з землі, так і шляхом аерозйомки. Аерозйомка здійснювалася з літака АН-2 на висоті від 100 до 300 м.

У процесі математичного моделювання тривимірного нестационарного температурного поля встановлені 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 температуроформуючим 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 та дає змогу впевнено виявляти витікання газу

пропонованими методами. Проведені дослідження поряд із розробленням технології виконання робіт уможливають 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 відеосупроводу, апаратура для накопичування та первинної обробки інформації на базі ПЕОМ.

Комплекс апаратури розрахований на найбільш легкі та 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 обробки інформації.

Іншим цікавим напрямком дистанційного обстеження газопроводів є застосування методу радіометрії, заснованому на вимірюванні у районі трубопроводу позірної температури. В. Є. Кудряшовим, В. І. Холодовим, В. В. Бабаєвим виконано аналіз НВЧ-випромінювання неоднорідно зволжених ґрунтів, одержано оцінки якості виявлення температурних аномалій і змодельовано кілька варіантів технічної реалізації комплексу. В результаті теоретичних досліджень розроблено та створено макет автоматичного варіанту комплексу, до складу якого входить сканувальна антенна система, два кореляційні радіометри з робочою частотою 400 МГц та 900 МГц, блок цифрового оброблення та сполучення з ПЕОМ, автономне джерело живлення, контрольно-вимірювальна апаратура. Для керування

комплексом, встановлення та документування параметрів, обробки інформації, її перегляду та зберігання розроблено програмне забезпечення.

Експериментальний комплекс двочастотного радіометричного зондування пройшов польові випробування на магістральному газопроводі Шебелинка - Дніпропетровськ -Кривий Ріг - Ізмаїл, Ду 1200мм. Програма цих випробувань містила дослідження ситуації радіозавад у районі дослідного полігона в діапазоні 0,2-1,3 ГМГц, оцінювання впливу кутів зондування трубопроводу, зняття радіотеплових характеристик ґрунтів у двох частотних діапазонах за різної поляризації й у будь-який час доби, дослідження температури ґрунту при витіканні газу.

Вивчення обстановки радіозавад у районі польових випробувань виявило наявність активних джерел радіосигналів на частотах 200, 636, 750 МГц, а також імпульсних джерел завад на частотах 850 та 1,28 ГМГц, що вимагало використання додаткових преселекторів.

Увесь цикл експериментальних досліджень проводили при температурі 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°.

Аналіз одержаних радіотеплових карт ґрунту поблизу магістральних газопроводів дає змогу 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-носії 400 МГц однозначне виявлення трубопроводу стало неможливим через значний скін-шар ґрунту за невеликої його вологості, хоча профіль температури від трубопроводу становив 1,0-3,5 К. Оцінка якості

виявлення механічних характеристик трубопроводу при змінюванні поляризації досить варіативна та належним чином не досліджена.

Одержано також результати нормованого радіотеплового картування ґрунту при штучній течії газу - 70 м^3 /добу в двох частотних діапазонах. Зондування виконувалося в стаціонарному становищі при куті місця рівному 40° по тому ж самому азимутальному рядку в діапазоні від -40° до $+40^\circ$. Усі наступні вимірювання нормувалися згідно першого рядка, знятого без витікання газу. Сканування здійснювалося через кожні 20 хв. протягом 160 хв. У діапазоні 400 МГц максимальне зниження температури спостерігалось, як правило, через 60-100 хв. від 0,8 до 1,0 К 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 та 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.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ВТРАТ ГАЗУ ТА ФІЛЬТРАЦІЇ В ҐРУНТІ ПРИ УТВОРЕННІ ВИТОКУ З ГАЗОПРОВОДУ

Обстеження підземних газопроводів газових мереж середнього та низького тиску 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 із порушеним ізоляційним покриттям. Можна констатувати, що особливістю підземної корозії металу газопроводу є прояв її у вигляді піттингів і каверн (наскрізних отворів). Тому головну небезпеку становить не корозійна втрата металу, а місцева корозія, яка є основною причиною аварій на газопроводах і викликає появу витоків газу.

Витоки газу з газопроводу є небезпечними в екологічному плані та приводять до збитків економічного характеру. Особливо небезпечними є малі витоки з газопроводів низького тиску. Внаслідок незначного наскрізного пошкодження газопроводу витік газу характеризується малою витратою та не впливає не тільки на технологічні параметри експлуатації газової мережі, але й не викликає винесення ґрунту струменем газу, що характерно для газопроводів високого тиску.

Для газопроводів високого тиску (особливо для газотранспортних магістралей) створено системи дистанційного контролю за герметичністю, які є надто дорогими та непридатними для контролю герметичності газових мереж.

Тому виникає необхідність провести дослідження виникнення малих витоків із газових мереж низького та середнього тисків для встановлення

інтенсивності корозійних процесів, формування ареалів загазованості, оцінки термінів ідентифікації витоків.

2.1 Статистична оцінка втрат газу в розподільних мережах

Витоки газу з трубопроводів при транспортуванні та розподіленні виникають, в основному, внаслідок корозійного пошкодження труб. Тому прогнозування їх в часі та за просторовими координатами носить імовірнісний характер. Величина витоків за певний проміжок часу (місяць, рік) визначається як різниця величини поступлення газу в систему та його відбору, і з точністю вимірювальної техніки може бути оцінена як детермінована величина. Тому дослідження втрат газу при транспортуванні повинні проводитися на основі комплексного підходу до проблеми.

Величина витоків із розподільних мереж низького та середнього тисків має суттєвий вплив на економічні показники системи, і водночас впливає на екологію регіону. Крім того загазованість ґрунтів і атмосфери за певних умов може призвести до вибухів із усіма можливими наслідками. Тому задачі прогнозування, діагностики та ліквідації витоків газу з розподільних мереж є особливо актуальними.

Питання оцінки втрат газу при транспортуванні підіймалися у працях Гончарука М. І, Капцова І. І, Середюк М. Д, Середюка О. І, Яковлева Є. І. й інших дослідників. В їх роботах дається статистична оцінка втрат газу по розподільних мережах України в цілому, встановлюються причини появи витоків, визначається величина витрати газу через корозійні пошкодження, розглядаються методи ліквідації аварійних ситуацій. Однак ряд питань статистичного характеру не можуть бути вирішені в загальному плані аналізу експлуатації розподільних систем і носять локальний характер, оскільки умови, в яких знаходяться газопроводи, можуть суттєво відрізнятися. Тому

виникає необхідність у проведенні досліджень, пов'язаних із втратами газу з розподільних систем, що експлуатуються в різних умовах.

Метою проведених статистичних досліджень із оцінки втрат газу з розподільних мереж є встановлення закономірностей впливу умов експлуатації (зокрема робочого тиску, діаметру) на інтенсивність аварійних ситуацій, зв'язаних із витокami газу, втрати газу при цьому та витрати на ліквідацію аварій.

В основу проведення досліджень закладено інформацію про експлуатацію системи розподільних газопроводів низького та середнього тиску Косівського УЕГГ за період 2008-2011 рр. В якості вихідних даних для розрахунку показників надійності мереж низького та середнього тисків було вибрано для кожного з місяців вказаного періоду:

- кількість аварійних ситуацій, які призводили до появи витоків газу з газопроводу через корозійні дефекти N ;
- тривалість ліквідації аварійних пошкоджень від моменту виявлення витoku до досягнення працездатного стану L ;
- загальні втрати газу з урахуванням витoku та випорожнення трубопроводу при відновлювальних роботах і введення ділянки в експлуатацію Q ;
- загальні затрати на виявлення та ліквідацію аварійних ситуацій Z .

Зібрана інформація класифікувалася по величинах діаметрів трубопроводу (76мм, 89мм, 108мм) і величинах робочих тисків (середній, низький). Результати подано додатку 1

Статистична інформація дозволила визначити характеристики надійності газової мережі та динаміку їх зміни протягом зазначеного терміну експлуатації в розрізі діаметрів і робочих тисків у трубопроводах.

Наробіток на відмову розраховувався протягом кожного з років експлуатації як відношення календарного часу роботи системи до кількості аварійних відмов за цей час, які супроводжувалися витоками газу

$$T_{pi} = \frac{T_k}{N_i} \quad (2.1)$$

де T_k – календарний час експлуатації мережі, год.;

N_i – число аварійних відмов на протязі i -того року експлуатації, які супроводжувалися витоками газу.

Інтенсивність виникнення аварійних ситуацій λ_i є величиною, оберненою до наробітку на відмову, тобто

$$\lambda_i = \frac{1}{T_{pi}} \quad (2.2)$$

Середня тривалість ліквідації аварійної ситуації визначалась як відношення сумарної тривалості ліквідації всіх аварійних ситуацій на даний рік експлуатації газової мережі до загальної кількості аварійних відмов

$$\tau_i = \frac{L_i}{N_i} \quad (2.3)$$

Середні втрати газу, викликані появою витоку та протягом ліквідації аварійної ситуації, визначаються як відношення загальних витрат газу до кількості аварійних ситуацій

$$q_i = \frac{Q_i}{N_i} \quad (2.4)$$

Середні затрати на ліквідацію аварії визначаються відношенням сумарних затрат на ліквідацію аварії в даному році до числа аварійних ситуацій

$$\varepsilon_i = \frac{Z_i}{N_i} \quad (2.5)$$

Результати розрахунків по даних експлуатації та в розрізі діаметрів і робочих тисків подано в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Результати розрахунків параметрів надійності мережі

Діаметри	НИЗЬКИЙ ТИСК											
	Ø 76				Ø89				Ø108			
роки	Інтенсивність відмов, 1/год	Середній термін відновлення, діб	Питома втрата газу, тис. куб. м	Питома затрати на ліквідацію, тис. грн.	Інтенсивність відмов, 1/год	Середній термін відновлення, діб	Питома втрата газу, тис. куб. м	Питома затрати на ліквідацію, тис. грн.	Інтенсивність відмов, 1/год	Середній термін відновлення, діб	Питома втрата газу, тис. куб. м	Питома затрати на ліквідацію, тис. грн.
2008	0,00981	0,709	6,976	24,143	0,01312	1,209	5,749	19,848	0,03653	1,041	5,505	19,006
2009	0,00125	2,091	54,9	17,227	0,00296	2,231	4,946	17,123	0,01404	2,244	5,954	20,547
2010	0,00011				0,00136	2,5	5,033	17,375	0,01175	1,961	5,369	18,537
2011	0,00011				0,01153	1,267	5,941	19,147	0,03322	0,8179	5,458	18,845
середні	0,0007	0,866	6,751	23,302	0,02899	1,397	5,709	19,142	0,09855	1,2533	5,538	19,119
Діаметри	СЕРЕДНІЙ ТИСК											
	Ø 76				Ø89				Ø108			
2008	0,00479	0,5	8,723	30,121	0,03012	0,92	7,038	21,435	0,02157	0,677	8,512	29,349
2009	0,01187	1,384	6,885	23,768	0,00548	1,771	8,15	28,137	0,00399	2,057	7,294	25,188
2010	0,0113	0,949	8,329	28,756	0,00011				0,00312	1,6	6,677	23,053
2011	0,00011				0,00159	1,571	6,193	21,407	0,00011			
середні	0,02797	1,061	7,784	26,06	0,03721	1,0736	7,159	24,328	0,02899	0,976	8,114	28,032

Результати розрахунків показують, що середня інтенсивність відмов за вказаний період складає 0,0287 1/год, у т.ч. для газопроводів мережі низького тиску 0,0235 1/год. Аналізуючи розподіл інтенсивності відмов по діаметрах газопроводів, встановлено, що для газопроводів мережі низького тиску найвища інтенсивність відмов характерна для газопроводів діаметром 108 мм і складає 0,09885 1/год. Для газопроводів діаметром 89 мм цей показник складає 0,02899 1/год, тобто є в 3,4 рази меншим. Для газопроводів

діаметром 76 мм інтенсивність відмов склала 0,01107 1/год. і є меншою за інтенсивність відмов газопроводів діаметром 108 мм у 8,9 рази. Для газопроводів мережі середнього тиску розподіл інтенсивності відмов по діаметрах газопроводів більш рівномірний. Найвища інтенсивність відмов характерна для газопроводів діаметром 89 мм і складає 0,03721 1/год; для газопроводів діаметром 108 мм цей показник на 22% нижчий, а для газопроводів діаметром 76 мм зменшення інтенсивності відмов складає 24,8%. На основі аналізу впливу умов експлуатації на інтенсивність відмов можна зробити висновок, що основним показником, який визначає аварійність газопроводів, є корозійна активність ґрунтів; на другому місці слід розмістити термін експлуатації ділянки, на третьому – діаметр газопроводу і на четвертому – робочий тиск. Таке рангування показників впливу на інтенсивність відмов ділянок газопроводу дає змогу певною мірою керувати потоками відмов і своєчасно приймати заходи підвищення надійності газопроводів мереж середнього та низького тисків.

Важливою характеристикою надійності є термін відновлювання ділянки газопроводу, який включає час визначення місця аварійного витоку газу, тривалість аварійно-відновлювальних робіт і час, витрачений на проведення випробування ділянки трубопроводу після ремонту. За статистичними даними середній час відновлювання за вказаний період експлуатації мережі склав 1,1654 діб, у тому числі: для газопроводів мережі низького тиску 1,2515 діб, для газопроводів мережі середнього тиску 1,040 діб. У розрізі діаметрів трубопроводів для мережі низького тиску найбільш тривалим є термін відновлення для газопроводів діаметром 86мм, який складає 1,3970 діб. Для газопроводів діаметром 108мм термін відновлення знизився на 10,3%, а для газопроводів діаметром 76мм – на 38%.

Загалом для газопроводів мережі середнього тиску термін відновлення менший, ніж для газопроводів мережі низького тиску.

Найбільше значення характерне для газопроводів діаметром 89 мм і складає 1,0736 діб, для газопроводів діаметром 76 мм термін відновлення менший на 1,2%, а для газопроводів діаметром 108 мм – менший на 9,1%. Аналіз причин зміни терміну відновлення газопроводів показує, що в даному випадку найбільш суттєве значення має час діагностики витoku, тобто час встановлення факту появи витoku та його координати. Діаметр газопроводу та робочий тиск принципового значення не мають.

Збитки від виникнення аварійних витоків газу в мережі низького та середнього тисків оцінювалися втратами газу при аварії та загальними затратами на ліквідацію аварії (відновлення). За статистичними даними середні втрати газу при появі аварійних витоків за вказаний період становить 6,483 тис. м³ на одну відмову, при цьому для газопроводів мережі низького тиску цей показник становить 5,674 тис. м³, а для газопроводів мережі середнього тиску – 7,643 тис м³.

Таким чином, втрати газу від витоків для газопроводів мережі середнього тиску на 25,8% більші, ніж аналогічні втрати газу з газопроводів мережі низького тиску. Це має логічне пояснення, адже при однакових дефектах витрата витoku газу з мережі середнього тиску суттєво більша за витрату витoku з мережі низького тиску. Суттєве значення має і той факт, що під дією внутрішнього тиску напруження в тілі труби середнього тиску більші, ніж в тілі труби газопроводів низького тиску. Тому стрес-корозія в газопроводах мережі середнього тиску зумовлює появу отворів більшого діаметру та зростання з більшою швидкістю в газопроводах мережі середнього тиску. Однак, прямопропорційної залежності величини витоків газу від робочого тиску немає, оскільки має місце ряд зовнішніх факторів, у першу чергу, корозійна активність ґрунтів.

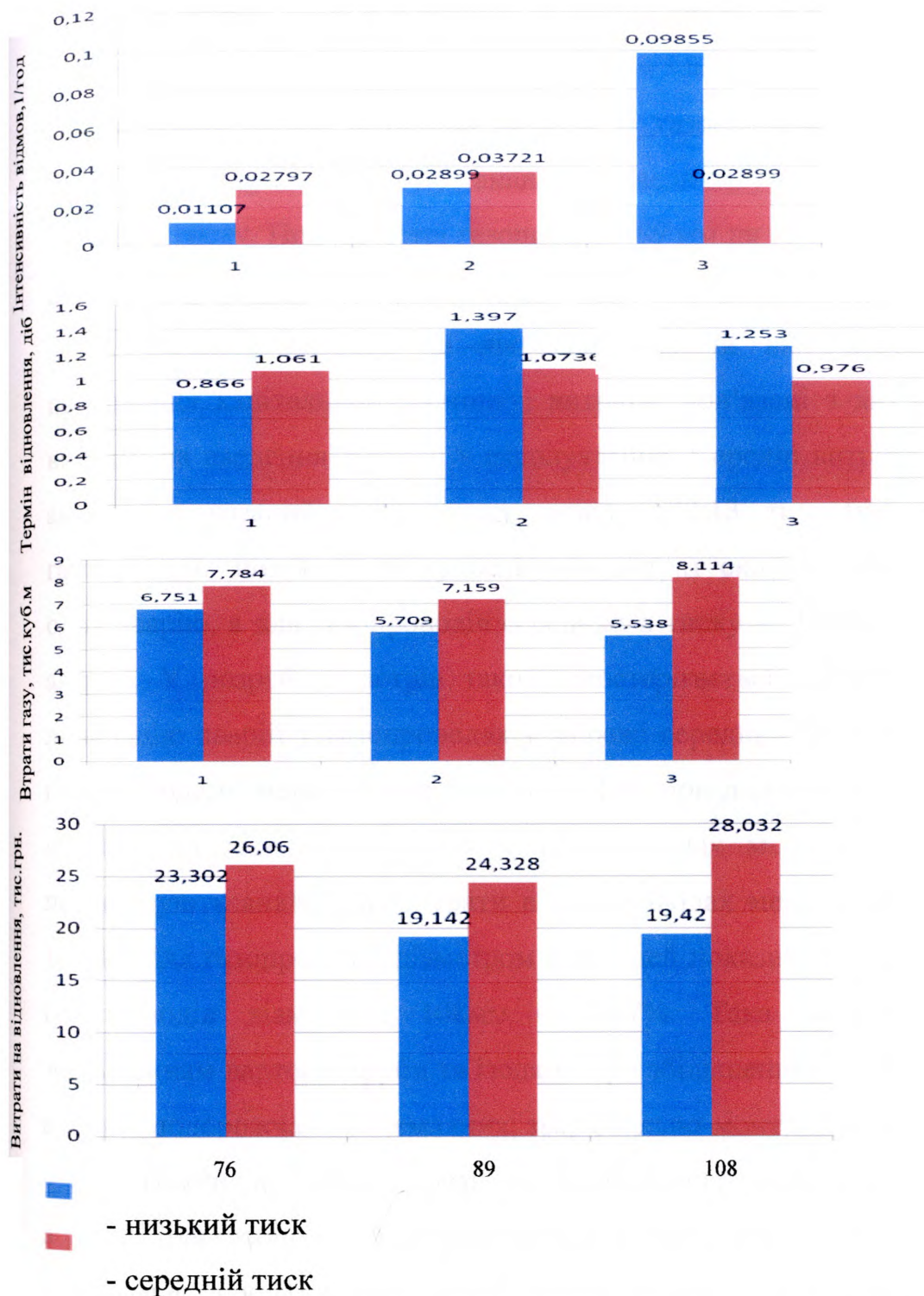


Рисунок 2. 1 – Гістограми розподілу показників надійності по діаметрах

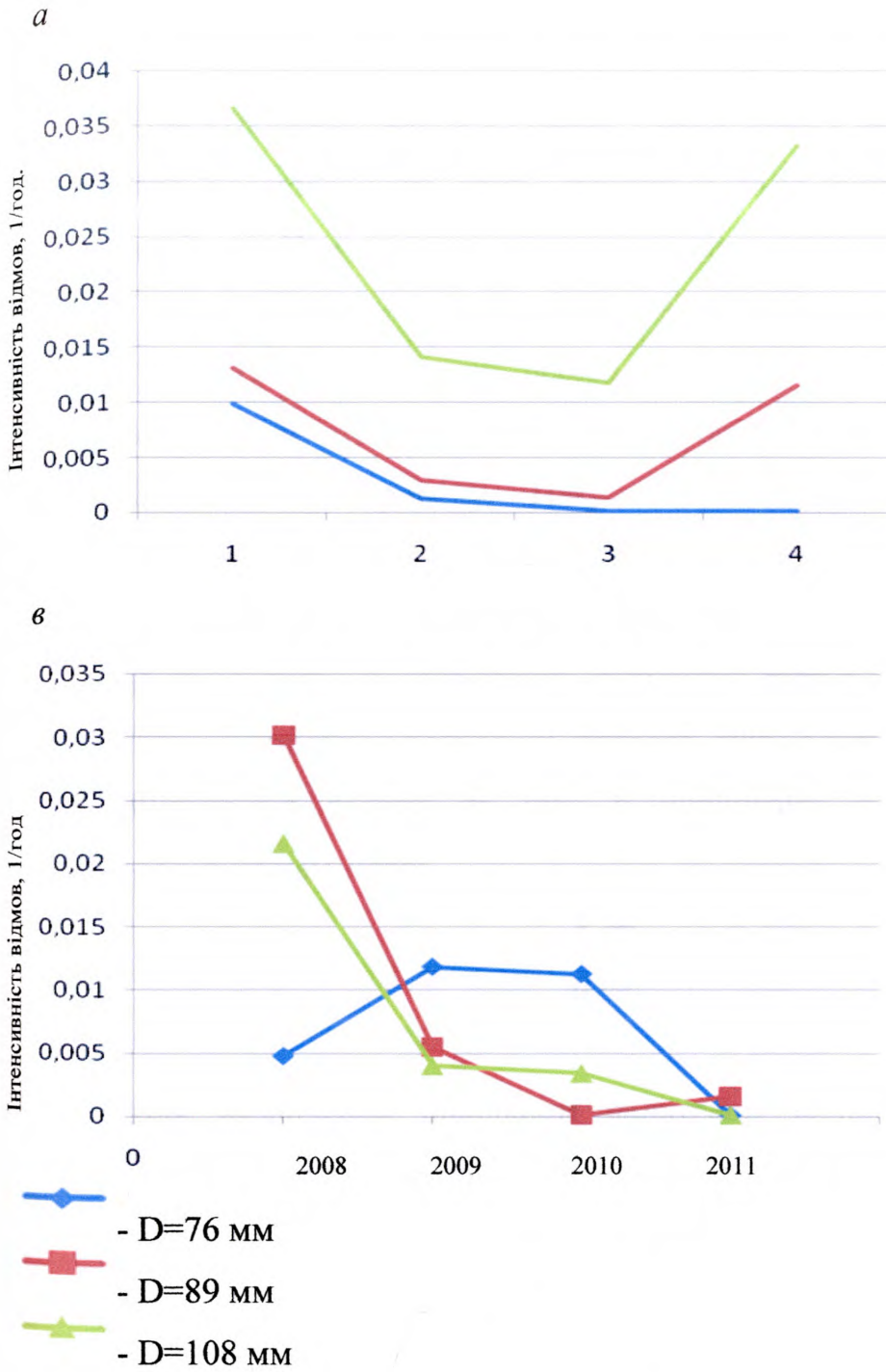
У розрізі діаметрів різниця величини витоків у мережах середнього та низького тиску зростає зі збільшенням діаметру. Так, при діаметрі газопроводів 76 мм величина витоків із газопроводів мережі середнього тиску перевищувала на 13,3% аналогічну величину для газопроводів мережі низького тиску. При діаметрі газопроводу 89 мм ця різниця становить 20,2%, а для газопроводів діаметром 108мм – 31,75%.

Загальні витрати на ліквідацію аварій включають: витрати на проведення капітального ремонту; витрати, пов'язані з витратами газу, та витрати на введення ділянки в експлуатацію. Середні витрати на ліквідацію аварії за вказаний період часу складає 22,13 тис. грн., причому для газопроводів низького тиску величина витрат складає 19,466 тис. грн. на одну аварію, а для газопроводів середнього тиску – 25,983 тис. грн. на одну аварію. У розрізі діаметрів також спостерігається збільшення витрат на ліквідацію аварій у газопроводах у мережі середнього тиску в порівнянні з газопроводами мережі низького тиску. Так, при діаметрі газопроводів 76 мм витрати на ліквідацію аварій у газопроводах мережі середнього тиску перевищують аналогічні витрати в газопроводах мережі низького тиску на 10,6%. Для газопроводів діаметром 89мм цей показник складає 21,3%, а для газопроводів діаметром 108мм – 30,7%. Така картина пояснюється збільшенням вартості труби та ізоляції при збільшенні діаметру газопроводу, а також подорожчанням земляних, зварювально-монтажних робіт.

Викликає цікавість розподіл інтенсивності відмов у хронологічному аспекті. Для газопроводів мережі низького тиску висока інтенсивність відмов характерна для 2008 року. Оскільки основним видом ліквідації відмов є капітальний ремонт газопроводу з заміною дефектної труби, то в наступному, 2009 році, інтенсивність відмов різко знизиться в зв'язку з тим, що більшість аварійно-небезпечних ділянок відремонтовано. В 2010 році також спостерігається тенденція до зменшення інтенсивності відмов. Для діаметру

газопроводу 108 мм інтенсивність відмов на 2008 рік склала 0,03653 1/год і зменшилась до 2009 року на 60,2%, а до 2010 року – на 67,8%. У подальшому спостерігається ріст інтенсивності відмов на 64,6% від мінімального зниження, що є наслідком корозійних пошкоджень труб протягом двох років експлуатації. Для газопроводів діаметром 89 мм зниження інтенсивності відмов із 2008 року до 2009 року складає 77,4%, і спостерігається подальше зниження інтенсивності відмов протягом 2010 року до 98,8% від максимального. З 2010 року спостерігається зростання інтенсивності відмов на 78,2%. Для газопроводів діаметром 76 мм спостерігається зниження інтенсивності відмов до 2009 року на 82,7% і подальше зниження до 2010 – 2011 років на 98,8%. Для газопроводів середнього тиску характерна аналогічна картина. Інтенсивність відмов для газопроводів діаметром 108 мм знижується на протязі 2008 – 2010 років на 84,1%. Для газопроводів діаметром 89 мм характерне зниження інтенсивності відмов за вказаний період на 99,6% при подальшому зростанні рік на 91,3% за 2011. Для газопроводів діаметром 76 мм найвища інтенсивність відмов 0,01187 1/год характерна для 2009 року; в подальшому спостерігається її зменшення на 4,8% у 2010 році та на 99,1% у 2011 році.

Таким чином, для газопроводів усіх категорій характерне різке зниження інтенсивності відмов після проведення капітальних ремонтів із заміною дефектних труб, у подальшому нормальна експлуатація газопроводів протягом двох років і стрибкоподібне зростання інтенсивності відмов на третьому році експлуатації після капітальних ремонтів. Величина тиску в газопроводі та його діаметр фактичного значення не мають.



a – мережа низького тиску; *б* – мережа середнього тиску

Рисунок 2. 2 – Розподіл інтенсивності відмов по роках експлуатації

2.2 Математична модель фільтрації газу в ґрунті

При утворенні свищів у стінках трубопроводу витоки газу формують у ґрунті ареал загазованості, який характеризується геометричними розмірами та тривалістю. При цьому витоки з газопроводів низького та середнього тисків унаслідок незначної витрати та малих перепадів тисків можуть існувати достатньо тривалий період часу до моменту їх виявлення. Це викликає суттєві втрати газу з одного боку та створює небезпеку при обслуговуванні газопроводу. Тому з практичної точки зору важливо прогнозувати тривалість процесу фільтрації газу до появи його на поверхні ґрунту та радіус ареалу загазованості території.

Розглядається плоска задача фільтрації газу в пористому середовищі (ґрунті) при виникненні точкового джерела, яким є витік газу з газопроводу.

Фільтрація рідини та газу в пористому середовищі описується лінійним рівнянням Дарсі

$$w = -\frac{k}{\eta} \frac{\partial p}{\partial x}. \quad (2.6)$$

Для визначення швидкості фільтрації використовується рівняння нерозривності, яке в одновимірній постановці має вигляд

$$-\frac{\partial p}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho w)}{\partial x}, \quad (2.7)$$

де w - швидкість фільтрації; $\frac{\partial p}{\partial x}$ - градієнт тиску; k - проникливість ґрунту; η - в'язкість рідини або газу (абсолютна); c - швидкість розповсюдження звуку в середовищі.

Шляхом диференціювання приведених рівнянь можна перейти до рівняння типу теплопровідності

$$\frac{\partial W}{\partial t} = \alpha \frac{\partial^2 W}{\partial x^2}; \quad (2.8)$$

$$\left(\alpha = \frac{c^2 k}{\nu}; W = \rho w; \nu = \frac{\eta}{\rho} \right).$$

Це рівняння для плоскої системи може бути записане у вигляді

$$\frac{\partial W}{\partial t} = \alpha \left(\frac{\partial^2 W}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 W}{\partial y^2} \right) \quad (2.9)$$

Активне джерело, яке створює умови загазованості, може бути модельоване точковим джерелом, розміщеним на поверхні газопроводу. В такому випадку задача визначення швидкостей нестационарної фільтрації рідини чи газу може розглядатися як двовимірна нестационарна задача побудови поля швидкостей фільтрації, викликаних точковим джерелом. Отже, задача зведена до визначення впливу точкового джерела на процес нестационарної фільтрації.

Рівняння нерозривності в лінійній постановці з урахуванням точкового джерела, що має питому інтенсивність q , може бути записане у вигляді

$$-\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial(\rho w)}{\partial x} - q \delta(x - x_q) \quad (2.10)$$

де $\delta(x - x_q)$ - функція Дірака;

x_q - координата джерела

Розв'язуючи його разом із рівнянням Дарсі та переходячи до плоскої системи, одержимо:

$$\frac{\partial^2 W}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 W}{\partial y^2} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial W}{\partial t} - q \delta(y - H) \delta(x - l). \quad (2.11)$$

де H – глибина розміщення витoku від поверхні;

l - віддаль до джерела по горизонталі від початку координат.

Будемо вважати, що на значній віддалі від джерела в ґрунті швидкості руху середовища відсутні.

Припустимо, що до початку дії джерела ($t = 0$) система знаходиться в спокої та швидкість фільтрації у всіх точках площини була рівна нулю, тобто

$$W(x, y, 0) = 0.$$

Нехай у процесі дії джерела поверхня ґрунту залишається непроникною, тобто при $t > 0$ маємо $W(x, 0, t) = 0$.

Дана крайова задача такого вигляду:

$$\frac{\partial w}{\partial t} = \alpha \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} \right) - \alpha \frac{q}{F} \delta(x - x_0) \delta(y - y_0), \quad (2.12)$$

$$w(x, 0, t) = 0; \quad w(x, y, 0) = 0 \quad (2.13)$$

для півпростору (рисунок 2.3).

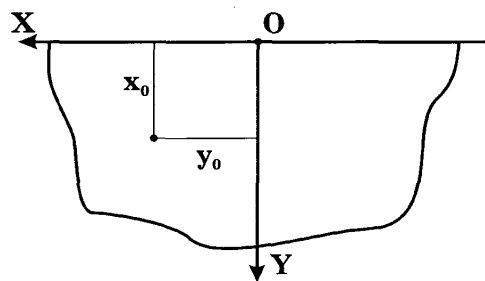


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема фільтрації газу в ґрунті

Рівняння (2.13) є граничною та початковою умовами задачі. Діє лінійне джерело, але оскільки його інтенсивність вздовж осі x є сталою, то задача є плоскою.

2.3 Реалізація математичної моделі

Математична модель реалізується методом інтегральних перетворень.

Для розв'язку задачі використовуємо синус-перетворення Фур'є по змінній y і перетворення Лапласа по часу t

$$W = \int_0^{\infty} W(x, y, t) \sin \lambda y dy \quad (2.14)$$

$$\bar{W} = \int_0^{\infty} W(x, \lambda, t) e^{-St} dt. \quad (2.15)$$

Застосуємо перетворення (2.9) до задачі (2.7), (2.8) і отримуємо

$$\frac{\partial W}{\partial t} = \varepsilon \left(\frac{\partial^2 W}{\partial x^2} - \lambda^2 W \right) - \varepsilon \frac{g}{F} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0), \quad (2.16)$$

$$W(x, \lambda, 0) = 0. \quad (2.17)$$

До задачі (2.17), (2.18) застосуємо перетворення Лапласа (2.16)

$$S\bar{W} = \varepsilon \left(\frac{d^2 \bar{W}}{dx^2} - \lambda^2 \bar{W} \right) - \varepsilon \frac{g}{SF} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0) \quad (2.18)$$

або

$$\frac{d^2 \bar{W}}{dx^2} - \left(\frac{S + \varepsilon \lambda^2}{\varepsilon} \right) \bar{W} = \frac{g}{FS} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0). \quad (2.19)$$

Неоднорідне рівняння (2.19) розв'язуємо методом варіації довільних змінних. Розв'язок однорідного рівняння, що відповідає рівнянню (2.19), має вигляд

$$\bar{W} = C_1 e^{\sqrt{\frac{S + \varepsilon \lambda^2}{\varepsilon}} x} + C_2 e^{-\sqrt{\frac{S + \varepsilon \lambda^2}{\varepsilon}} x}. \quad (2.20)$$

Позначимо $\alpha = \sqrt{\frac{S + \varepsilon \lambda^2}{\varepsilon}}$.

Величини C_1 і C_2 , що відповідають розв'язку неоднорідного рівняння (2.13), знаходимо із такої системи рівнянь

$$\begin{aligned} C_1' e^{\alpha x} + C_2' e^{-\alpha x} &= 0, \\ C_1' e^{\alpha x} - C_2' e^{-\alpha x} &= \frac{g}{FS} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0). \end{aligned} \quad (2.21)$$

Із рівнянь (2.21) отримуємо

$$C_1' = \frac{g e^{-\alpha x}}{2FS\alpha} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0) \text{ і } C_1' = \frac{g}{2FS\alpha} \sin \lambda y_0 \int_0^x e^{-\alpha x} \delta(x - x_0) + B_1.$$

Із останнього рівняння маємо

$$C_1 = \frac{g \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{-\alpha x_0} \sigma(x - x_0) + B_1. \quad (2.22)$$

У (2.17) $\sigma(x - x_0)$ є функцією Хевісайда.

Якщо верхнє рівняння (2.22) помножити на α і від нижнього рівняння (2.22) відняти верхнє, то одержимо

$$C_2' = -\frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{\alpha x} \delta(x - x_0),$$

тому

$$C_2 = -\frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} \int_0^x e^{\alpha x} \delta(x - x_0) + B_2$$

або

$$C_2 = -\frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{\alpha x_0} \sigma(x - x_0) e^{\alpha x} + B_2. \quad (2.23)$$

Підставляємо (2.22) і (2.23) у (2.20) і отримуємо розв'язок диференціального рівняння (2.19)

$$\begin{aligned} \bar{W} = & \frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{\alpha(x-x_0)} \sigma(x-x_0) + B_1 e^{\alpha x} - \\ & - \frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{-\alpha(x-x_0)} \sigma(x-x_0) + B_2 e^{-\alpha x}. \end{aligned} \quad (2.24)$$

Оскільки з фізичної суті задачі $\lim_{x \rightarrow \infty} w = 0$ і $\lim_{x \rightarrow -\infty} w = 0$, то і рівності

$\lim_{x \rightarrow \infty} \bar{W} = 0$, $\lim_{x \rightarrow -\infty} \bar{W} = 0$ справедливі.

Враховуючи це отримаємо

$$\begin{aligned} B_1 &= -\frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{-\alpha x_0}, \\ B_2 &= 0. \end{aligned} \quad (2.25)$$

Підставляємо (2.25) у (2.24)

$$\bar{W} = \frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} [\sigma(x-x_0) - 1] e^{\alpha(x-x_0)} - \frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} [\sigma(x-x_0)] e^{-\alpha(x-x_0)}. \quad (2.26)$$

Підставимо (2.26) в диференціальне рівняння (2.19), переконаємося, що (2.26) задовольняє цьому рівнянню.

Знаходимо перетворення Лапласа від (2.26). Перепишемо (2.26) у вигляді

$$\begin{aligned}\bar{W} &= \frac{q \sin \lambda y_0}{2F} [\sigma(x - x_0) - 1] \frac{e^{\frac{\sqrt{S+\alpha\epsilon^2}(x-x_0)}{\sqrt{\alpha\epsilon}} \cdot \sqrt{\alpha\epsilon}}}{S\sqrt{S+\alpha\epsilon^2}} - \\ &\quad - \frac{q \sin \lambda y_0}{2F} [\sigma(x - x_0)] \frac{e^{\frac{-\sqrt{S+\alpha\epsilon^2}(x-x_0)}{\sqrt{\alpha\epsilon}} \cdot \sqrt{\alpha\epsilon}}}{S\sqrt{S+\alpha\epsilon^2}}.\end{aligned}$$

Користуючись таблицями перетворень Лапласа, маємо

$$\begin{aligned}&\frac{e^{\frac{(x_0-x)\sqrt{S+\alpha\epsilon^2}}{\sqrt{\alpha\epsilon}}}}{S\sqrt{S+\alpha\epsilon^2}} \rightarrow \\ &\rightarrow \frac{1}{2\sqrt{\alpha\epsilon^2}} \left[e^{-\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha\epsilon}} - \lambda\sqrt{\alpha\epsilon}\right) - e^{\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha\epsilon}} + \lambda\sqrt{\alpha\epsilon}\right) \right]; \\ &\frac{e^{\frac{(x_0-x)\sqrt{S+\alpha\epsilon^2}}{\sqrt{\alpha\epsilon}}}}{S\sqrt{S+\alpha\epsilon^2}} \rightarrow \\ &\rightarrow \frac{1}{2\lambda\sqrt{\alpha\epsilon}} \left[e^{-\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha\epsilon}} - \lambda\sqrt{\alpha\epsilon}\right) - e^{\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha\epsilon}} + \lambda\sqrt{\alpha\epsilon}\right) \right]. \quad (2.27)\end{aligned}$$

Таким чином, перетворення Лапласа функції (2.20) буде

$$\begin{aligned}W &= \frac{q\sqrt{\alpha\epsilon} \cdot \sin \lambda y_0}{2F} [\sigma(x - x_0) - 1] \cdot \frac{1}{2\lambda\sqrt{\alpha\epsilon}} \times \\ &\quad \times \left[e^{-\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha\epsilon}} - \lambda\sqrt{\alpha\epsilon}\right) - e^{\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha\epsilon}} + \lambda\sqrt{\alpha\epsilon}\right) \right] - \\ &\quad - \frac{q\sqrt{\alpha\epsilon} \cdot \sin \lambda y_0}{2F} \sigma(x - x_0) \cdot \frac{1}{2\lambda\sqrt{\alpha\epsilon}} \times \\ &\quad \times \left[e^{-\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha\epsilon}} - \lambda\sqrt{\alpha\epsilon}\right) - e^{\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha\epsilon}} + \lambda\sqrt{\alpha\epsilon}\right) \right]\end{aligned}$$

або

$$\begin{aligned}
W &= \frac{q \sin \lambda y_0}{4 \lambda F} [\sigma(x - x_0) - 1] \times \\
&\times \left[e^{-\lambda(x_0 - x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0 - x}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - e^{\lambda(x_0 - x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0 - x}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right] - \\
&- \frac{q \sin \lambda y_0}{4 \lambda F} \sigma(x - x_0) \times \\
&\times \left[e^{-\lambda(x - x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x - x_0}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - e^{\lambda(x - x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x - x_0}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right].
\end{aligned} \tag{2.28}$$

Виконуємо обернене синус-перетворення Фур'є $w = \frac{\pi}{2} \int_0^{\infty} W \sin \lambda y dy$ і

отримуємо

$$\begin{aligned}
w &= \frac{q}{2\pi F} \int_0^{\infty} \frac{\sin \lambda y_0 \sin \lambda y}{\lambda} \left\{ [\sigma(x - x_0) - 1] \left[e^{-\lambda(x_0 - x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0 - x}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - \right. \right. \\
&- \left. e^{\lambda(x_0 - x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0 - x}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right] - \sigma(x - x_0) \left[e^{-\lambda(x - x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x - x_0}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - \right. \\
&- \left. \left. e^{\lambda(x - x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x - x_0}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right] \right\} d\lambda
\end{aligned} \tag{2.29}$$

Рівність (2.29) дозволяє отримати в кожній точці площини з координатами (x_i, y_i) значення швидкості фільтрації W_i у певний момент часу, зумовлене дією точкового джерела інтенсивністю q .

На основі запропонованої математичної моделі розроблено методику оцінки процесу формування ареалу загазованості ґрунту витоком газу з газопроводу.

2.4 Дослідження формування ареалу загазованості ґрунту з застосуванням математичної моделі

Реалізація (2.29) із застосуванням числових методів дозволила отримати характер розподілу швидкостей фільтрації газу в ґрунті при появі витoku газу з газопроводу різної інтенсивності. Слід зауважити, що математичне моделювання у формулі (2.29) справдилося для проміжку часу,

поки витік газу не досягне поверхні ґрунту .

Для встановлення закономірностей формування поля швидкостей фільтрації газу в ґрунті проведено обчислювальний експеримент на основі створеної моделі. В умовах експерименту вважалося, що на глибині 1 м знаходиться точковий малий витік газу інтенсивністю $20 \text{ мм}^3/\text{с}$ через корозійний отвір у стінці труби круглої форми, діаметром 2 мм. При цьому лінійна швидкість витоку газу через отвір складає $6,37 \text{ мм/с}$ (382 мм/хв). Проникність середовища (ґрунту в непорушеному стані) прийнято рівною 0,5 дарсі. Вздовж осі трубопроводу (засипка траншеї) проникність вважається в 1,5 рази більшою.

На рисунку 2.4 представлено графічну залежність розподілу швидкостей фільтрації газу в пористому середовищі (ґрунті) й утворення ареалу загазованості при виникненні точкового витоку газу з газопроводу низького тиску для моменту часу, коли фільтрація газу досягла поверхні ґрунту. Як видно з графіка, на великих глибинах (близько до поверхні газопроводу) ареал загазованості має майже конічну форму та розширюється з наближенням до поверхні ґрунту. Відносно великий градієнт тиску у вертикальному напрямку зумовлює значне перевищення вертикальної складової швидкості фільтрації над горизонтальною.

Із наближенням до поверхні вертикальний градієнт тиску зменшується за рахунок фільтраційних втрат, і в безпосередній близькості до поверхні вертикальний і горизонтальний градієнти тиску практично вирівнюються. Тому біля поверхні ґрунту спостерігається різке розширення ареалу загазованості. На відстані, що складає 25% від глибини залягання трубопроводу, площа поверхні ареалу загазованості становить 13,3% від максимальної величини на поверхні ґрунту.

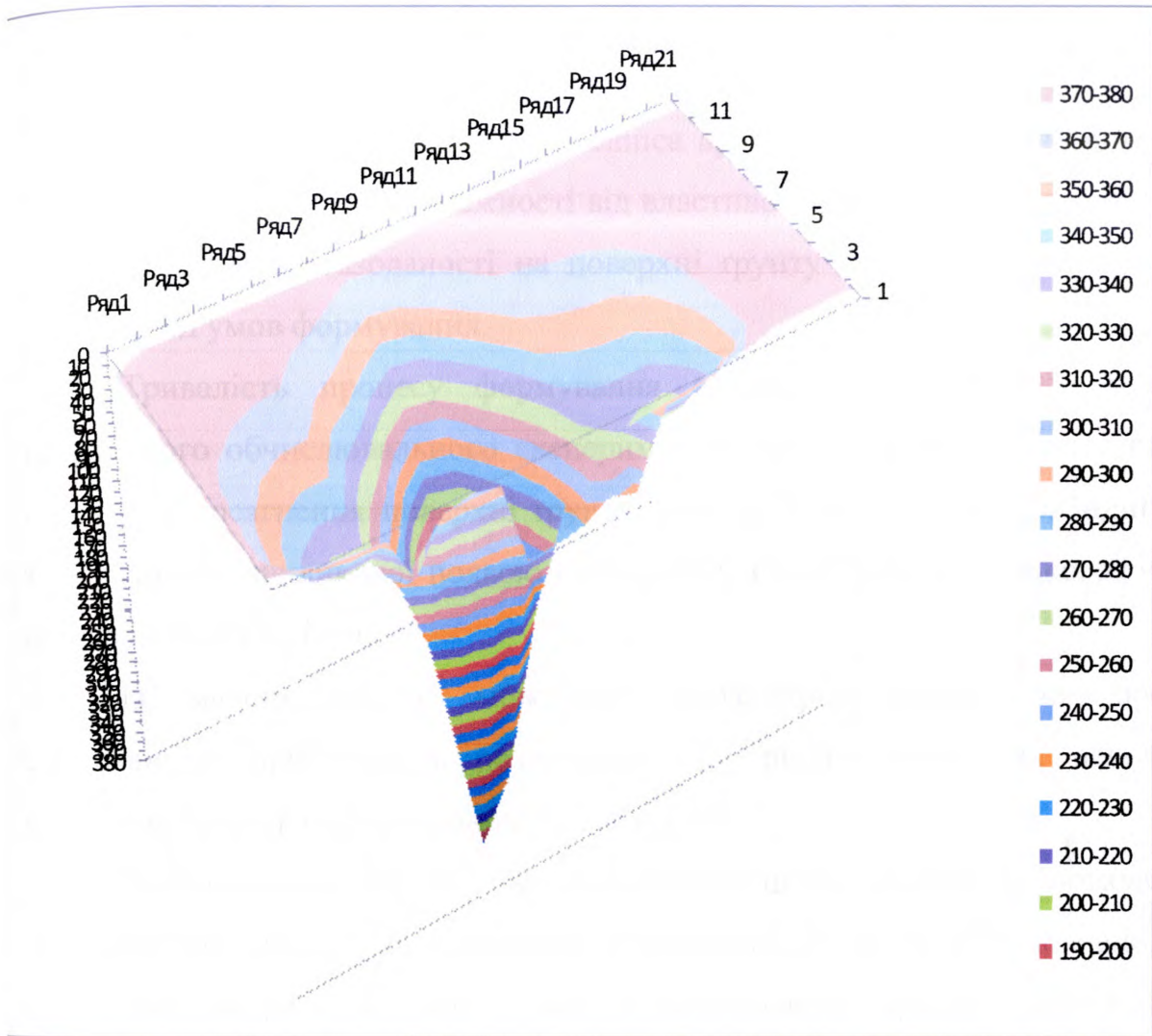


Рисунок 2.4 – Результати математичного моделювання поля швидкостей фільтрації при появі витоку з газопроводу

При відстані від трубопроводу, рівній 50% глибини залягання, ця площа зросла до 16,6%. При подальше наближення до поверхні на відстань 75% глибини залягання трубопроводу площа поверхні ареалу зростає до 33,3%, а на відстані 10% від поверхні ґрунту (90% глибини) ця площа сягає 67,8%. Отже на останніх 10% глибини залягання трубопроводу площа ареалу загазованості збільшується на 32,2%.

На глибинах, близьких до залягання газопроводу, ареал загазованості має форму круга, оскільки проникливість ґрунту в усіх напрямках однакова.

При наближенні до поверхні ґрунту ареал загазованості витягується вздовж осі газопроводу, в зв'язку з тим, що проникливість ґрунту в поперечному напрямку менша. Відношення осей еліпса ареалу загазованості на поверхні ґрунту складає 30-35% у залежності від властивостей ґрунту. Загальна площа поверхні ареалу загазованості на поверхні ґрунту лежить у межах 40 м², залежно від умов формування.

Тривалість процесу формування ареалу загазованості в умовах проведеного обчислювального експерименту, тобто час від моменту появи витoku до досягнення поверхні ґрунту, склала 5 хв. 23 с. Отже, індикація загазованості, викликаної появою витoku газу з газопроводу низького тиску, складе не менше 10 хв.

Із метою оцінки можливих параметрів формування ареалу загазованості проводились розрахунки при різних значеннях величини витрати витoku та різних проникностях ґрунту.

Величина витрати газу через корозійне пошкодження змінювалась у діапазоні 50% від зазначеної, тобто в межах 10-30 мм³/с. Встановлено, що при зміні витрати витoku характер формування ареалу загазованості практично не змінюється. Збільшення витрати витoku на 50% призводить до скорочення тривалості формування ареалу загазованості на величину до 15% при зростанні площі на поверхні ґрунту на величину до 28%. При зменшенні витрати витoku на 50% тривалість формування ареалу загазованості зростає на величину до 77%, а площа ареалу на поверхні ґрунту зменшується на 12%. Отже, має місце нелінійна залежність параметрів формування ареалу загазованості від величини витрати витoku. Зменшення витрати витoku приводить до суттєвого збільшення тривалості формування ареалу загазованості та до незначного зменшення площі ареалу на поверхні ґрунту. Тому малі за величиною витрати витоки найбільш небезпечні з екологічної точки зору.

2.5 Висновки по розділу 2

1. На основі статистичних досліджень встановлено, що для газопроводів низького та середнього тиску характерне різке зниження інтенсивності відмов після проведення капітальних ремонтів із заміною дефектних труб; у подальшому нормальна експлуатація газопроводів на протязі двох років і стрибкоподібне зростання інтенсивності відмов на третьому році експлуатації після капітальних ремонтів, величина тиску в газопроводі та його діаметр практичного значення не мають.

2. Запропонована математична модель дозволяє підвищити ефективність діагностування малих витоків із газопроводів і оцінити розміри ареалів загазованості при цьому.

3. При виникненні малих витоків газу з газопроводів низького тиску їх індикація на поверхні ґрунту можлива через короткий проміжок часу (5-10 хв), залежно від властивостей ґрунту .

4. Ареал загазованості ґрунту витокami газу з газопроводу на глибинах, близьких до трубопроводу, займає поверхню, співрозмірну з розмірами траншеї. При наближенні до поверхні трубопроводу форма ареалу загазованості наближається до еліпса, велика вісь якого спрямована вздовж осі трубопроводу, а площа складає близько 40 м^2 .

РОЗДІЛ 3

АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВИТОКІВ ГАЗУ З ГАЗОПРОВОДУ

Проблема діагностування малих витоків із газопроводів останнім часом стала особливо актуальною. З одного боку це пов'язано зі старінням газотранспортних магістралей і, в зв'язку з цим, високою вірогідністю появи свищів у результаті корозійних процесів, а з іншого – з несанкціонованими відборами газу.

Малим витокком вважається такий шляховий відбір газу, поява якого не впливає на покази штатних контрольно-вимірювальних приладів у межах їх чутливості. Тому діагностувати появу та координату малого витoku за зміною параметрів режиму роботи газопроводу неможливо. Методи, що базуються на застосуванні газоаналізаторів, також неефективні, оскільки необхідно знаходитися в безпосередній близькості від місця витoku, щоб його зафіксувати, що в умовах великої протяжності магістрального газопроводу є практично нереалізованою задачею.

Ідея діагностування малих витоків із газонафтопроводів базується на дослідженнях зміни амплітудно-частотних характеристик при виникненні шляхового відбору. Створена математична модель одержала експериментальне підтвердження на дослідному стенді

Діагностична модель газотранспортної системи повинна зв'язувати основні параметри перекачки газу з діагностичними ознаками. По відношенню до розгалуженої газової мережі така модель обов'язково мусить містити інформацію про характеристики та режими роботи шляхових відборів газу.

Основними вимогами, що ставляться до діагностичних моделей, слід вважати їх швидкодійність та адекватність. Перша полягає в тому, що час реалізації моделі повинен бути достатньо коротким з тим, щоб по

результатах діагностування можна було прийняти оперативне керуюче рішення. Друга повинна гарантувати достовірність одержаних результатів. Задовільнити повністю обидвом вимогам неможливо, оскільки вони суперечать одна одній.

Виходячи з практичної точки зору слід спрощувати діагностичну модель до такої міри, поки результати її реалізації задовільняють інженерним вимогам до точності одержаних результатів.

3.1 Математичні моделі газопроводів зі шляховим відбором газу

Як відомо, нестационарний процес руху газу в лінійній ділянці газопроводу описується рівнянням

$$\frac{\partial P}{\partial x} = -\frac{\lambda \rho w^2}{2d} \quad (3.1)$$

де P - тиск газу; ρ - густина газу; w - лінійна швидкість;

d - внутрішній діаметр труби; x - лінійна координата.

Якщо на ділянці $(x_1; x_2)$ магістралі має місце шляховий відбір газу з масовою витратою q , то рівняння нерозривності газового потоку може бути записане в вигляді

$$\frac{\partial P}{\partial t} = -c^2 \frac{\partial(\rho w)}{\partial x} \mp \frac{q}{F} [\sigma(x-x_1) - \sigma(x-x_2)] / (x_1 - x_2) \quad (3.2)$$

де c - швидкість звуку в газі; F - площа перерізу труби; t - час;

$\sigma(x-x_1)$ - одинична функція Хевісайда.

Рівняння руху у виді (3.1) і рівняння нерозривності у вигляді (3.2) шляхом сумісного розв'язку можна звести до одного рівняння, яке в математичній фізиці відноситься до класу неоднорідних рівнянь теплопровідності

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} \mp \frac{2aq}{F} [\sigma(x-x_1) - \sigma(x-x_2)] / \Delta x, \quad (3.3)$$

де $\Delta x = (x_1 - x_2)$

Тепер для отримання диференційного рівняння газопроводу з зосередженим відбором газу в точці x_1 достатньо в (3.2) перейти до границі $x_2 \rightarrow x_1$, тобто $\Delta x \rightarrow 0$. Як відомо

$$\lim[\sigma(x - x_1) - \sigma(x - x_2)] / \Delta x = \delta(x - x_1)$$

де $\delta(x - x_1)$ є функцією джерела Дірака.

Тепер рівняння (3.3) має вигляд

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} \mp \frac{2aq}{F} \delta(x - x_1) \quad (3.4)$$

В даному випадку функція Дірака має розмірність $1/L$. Окрім того відмітимо наступні властивості функції джерела Дірака:

а)

$$\delta(x - x_1) = \begin{cases} 0, \text{ при } x \neq x_1 \\ \infty, \text{ при } x = x_1 \end{cases}$$

б)

$$\int_{x_1}^{x_2} \delta(x - x_1) dx = \begin{cases} 1, \text{ якщо } x_1 \text{ всередині відрізка} \\ 0, \text{ якщо } x_1 \text{ зовні відрізка} \end{cases}$$

в)

$$\int_{x_1}^{x_2} f(x) \delta(x - x_1) dx = \begin{cases} f(x_1), \text{ якщо } x_1 \text{ всередині відрізка} \\ 0, \text{ якщо } x_1 \text{ зовні відрізка} \end{cases}$$

г)

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x) \delta(x - x_1) dx = f(x_1)$$

Рівняння (3.4) запише без інерційної складової втрат енергії. В загальному випадку система матиме вигляд

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\lambda w}{2d} \rho w + \frac{\partial(vw)}{\partial t} + \rho g \frac{\partial z}{\partial x} + \rho x \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{w^2}{2} \right) &= 0 \\ \frac{\partial P}{\partial t} &= -c^2 \frac{\partial(\rho w)}{\partial x} \mp \frac{q}{F} \delta(x - x_1) \end{aligned} \quad (3.5)$$

Урахування дії інерційних сил у потоці газу призведе до рівняння, яке в математичній фізиці має назву неоднорідне телеграфне рівняння.

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} + \frac{2aq}{F} \delta(x - x_1) \quad (3.6)$$

Дане рівняння можна вважати найбільш загальною моделлю газопроводу низького тиску з шляховим відбором.

3.2 Реалізація математичної моделі для умов газопроводу низького тиску

У дослідженнях газопроводів зі шляховими відборами показано, що для моделювання нестационарного ізотермічного процесу, викликаного нерівномірністю газоспоживання, точність визначення діагностичної ознаки не виходитиме за межі 5% у випадку лінеаризації рівняння руху. З цією метою вводиться поняття осередненої в часі лінійної швидкості \bar{w} , яка входить до коефіцієнта лінеаризації $2a = \lambda \bar{w} / 2d$. Тоді використаємо для визначення розподілу тисків рівняння (3.6). Дане рівняння може бути покладене в основу створення діагностичної моделі розгалуженої газової мережі, в якій діагностичною ознакою слід вважати коефіцієнт лінеаризації $2a$.

Доповнюють рівняння (3.6) початкові та граничні умови. Для довільного нестационарного процесу як початкові умови можуть бути використані параметри стаціонарного режиму системи як передісторія

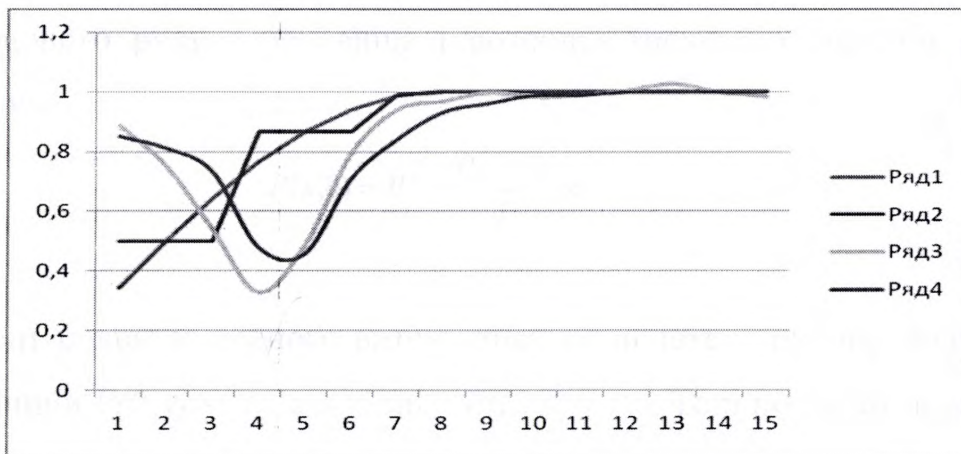
$$P(x,0) = P_H - \frac{P_H - P_K}{L} x \quad M(x,0) = M_0 = \text{const} \quad (3.7)$$

Як граничні умови використовуються значення тиску на початку газової мережі $P(o,t) = P_H$ і тиску в її кінці $P(L,t) = P_K$. На практиці початковий тиск, як правило, підтримується сталим, але витрата в кінці магістралі переважно величина, змінна в часі. Унаслідок цього модель (3.6) не допускає розв'язку в аналітичній формі. Можлива реалізація поставленої задачі числовими методами, серед яких найбільш ефективний кінцево-різницевий. Однак задачі параметричного діагностування систем газопостачання відносяться до класу обернених задач, для котрих кінцево-різницеві методи характеризуються нестійкістю та вимагають значних затрат часу на реалізацію. Так, для реальної газової мережі, що містить 24 шляхових відбори, час реалізації загальної діагностичної моделі, побудованої на основі кінцево-різницевої схеми, складає понад 2 години, в залежності від характеру вихідних даних. Тому така модель не може задовільнити практичним вимогам.

Реалізація моделі (3.6) в аналітичному виді дозволить суттєво скоротити час реалізації, однак при цьому втрачається точність одержаних результатів. Щоб дістати змогу реалізації моделі (3.6) в аналітичному вигляді, необхідно забезпечити постійність граничних умов. Якщо ця вимога до початкової умови повністю виправдана, то для кінцевого перерізу таке припущення недопустиме, оскільки витрата газу в кінці ділянки змінюється в широких межах. Тому приймається рішення про апроксимацію реального графіка газоспоживання кусково-сталою (ступінчатою) функцією. Варіація кроку сталості в часі такої функції дозволить наблизити її до реального графіка газоспоживання з якою завгодно, наперед заданою, точністю з обного боку, і суттєво скоротити час реалізації моделі, одержавши розв'язок в аналітичній формі, – з іншого.

Для оцінки точності спрощеної (лінеаризованої) моделі проведено розрахунки газової мережі з одним відводом для початкових умов у виді (3.7) та граничних умов, що виражають сталість тиску на початку системи та реальний графік газоспоживання в її кінці. Розрахунки проводились для двох варіантів. У першому графік газоспоживання апроксимувався неперервною гладкою функцією часу і для реалізації моделі використовувалась загальна модель, побудована за кінцево-різницевою схемою. В другому варіанті використовувалась апроксимація графіка газоспоживання кусково-сталою функцією і для реалізації моделі використовувався аналітичний розв'язок задачі.

Результати розрахунків одержано в вигляді залежностей безрозмірної витрати в початковому перерізі системи від безрозмірного часу. Їх аналіз показує, що максимальна похибка лінеаризованої моделі, тобто відхилення її результатів від результатів, одержаних за загальною моделлю, характерна для моменту початку стабілізації процесу і за величиною не перевищує 5%. Час, затрачений на реалізацію лінеаризованої моделі, виявився в 22.5 раза меншим часу, затраченого на реалізацію загальної моделі.



крива газоспоживання (1) та її кусково-постійна апроксимація (2); відносна витрата газу на початку ділянки при заданій функції газоспоживання (3) та кусково-постійній апроксимації (4)

Рисунок 3.1 – Реалізація математичних моделей

Результати досліджень дозволяють рекомендувати для діагностування гідравлічного стану газових мереж лінеаризовані математичні моделі, які характеризуються задовільною точністю та високою швидкістю.

Малі витоки з трубопроводів не мають суттєвого впливу на параметри їх роботи в межах точності та чутливості існуючих приладів. Тому при експлуатації газотранспортної системи такі витоки можуть існувати достатньо довго, наносячи значну матеріальну й екологічну шкоду. Методи визначення місць малих аварійних витоків базуються на періодичних оглядах траси лінійними обхідниками та не можуть задовільнити вимоги надійної експлуатації систем газонафтопостачання.

З метою аналітичного визначення місця аварійного витoku з трубопроводу розглянемо ділянку трубопроводу довжиною L і діаметром d , у точці x_1 якої має місце аварійний витік із масовою витратою q , яку вважатимемо сталою в часі. Зв'язок між зміною тиску $P(x, t)$ і масовою витратою $Q(x, t)$ у магістралі при наявності шляхового витoku продукту визначається системою рівнянь (3.5)

Нехай до появи аварійного витoku трубопровід працював в умовах стаціонарного руху середовища і розподіл тисків по довжині визначався рівнянням

$$P(x,0) = P_H - \frac{P_H - P_K}{L} x \quad (3.8)$$

У момент появи аварійного витoku тиск на початку трубопроводу змінився до величини $P(0, t) = P_1$, а в кінці – $P(L, t) = P_2$. Тоді постановка задачі може

бути сформульована у вигляді:

Знайти розв'язок рівняння

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} + \frac{2aq}{F} \delta(x - x_1) \quad (3.9)$$

при початкових умовах

$$P(x, 0) = P_H - \frac{P_H - P_K}{L} x \quad (3.10)$$

і граничних умовах

$$P(0, t) = P_1, \quad P(L, t) = P_2. \quad (3.11)$$

Розв'язок шукаємо методом інтегральних перетворень. Використаємо синус-перетворення Фур'є

$$P_s = \frac{2}{L} \int_0^L P(x, t) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx \quad (3.12)$$

Множимо (3.9) на $\frac{2}{L} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right)$ й отримуємо після інтегрування

$$\begin{aligned} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx &= \frac{2a}{c^2} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial P}{\partial t} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx + \frac{1}{c^2} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx \\ &+ \frac{2}{L} \int_0^L \frac{2aq}{F} \delta(x - x_1) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx \end{aligned} \quad (3.13)$$

Для кожної зі складових отримаємо

$$\begin{aligned} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx &= \frac{2}{L} \left[\frac{\partial P}{\partial x} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) \Big|_0^L - \left(\frac{\pi n}{L}\right) \int_0^L \frac{\partial P}{\partial x} \cos\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx \right] = \\ &- \frac{2}{L} \left(\frac{\pi n}{L}\right) \left[P \cos\left(\frac{\pi n x}{L}\right) \Big|_0^L + \left(\frac{\pi n}{L}\right) \int_0^L \frac{\partial P}{\partial x} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx \right] = \frac{2\pi n}{L^2} [P_2 (-1)^n - P_1] - \left(\frac{\pi n}{L}\right)^2 P_s \\ 2a \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial P}{\partial t} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx &= 2a \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{2}{L} \int_0^L P(x, t) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx \right] = 2a \frac{dP_s}{dt} \end{aligned}$$

$$\frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} \sin\left(\frac{\pi mx}{L}\right) dx = \frac{\partial^2}{\partial t^2} \left[\frac{2}{L} \int_0^L P(x,t) \sin\left(\frac{\pi mx}{L}\right) dx \right] = \frac{d^2 P_s}{dt^2}$$

$$\frac{2}{L} \int_0^L \frac{2aq}{F} \delta(x-x_1) \sin\left(\frac{\pi mx}{L}\right) dx = \frac{2}{L} \sin\left(\frac{\pi mx_1}{L}\right)$$

Підставивши отримані результати в рівняння (3.13), отримаємо

$$\frac{d^2 P_s}{dt^2} + 2a \frac{dP_s}{dt} + \left(\frac{\pi m}{L}\right)^2 P_s = \frac{2\pi mc^2}{L^2} [P_2(-1)^n - P_1] - \frac{4ac^2 q}{V} \sin\left(\frac{\pi mx_1}{L}\right) \quad (3.14)$$

де $V=FL$ – геометричний об'єм газопроводу.

Для розв'язання (3.14) необхідно провести синус-перетворення початкової умови

$$P_s(0) = \frac{2}{L} \int_0^L P(x,0) \sin\left(\frac{\pi mx}{L}\right) dx = \frac{2}{L} \int_0^L \left(P_H - \frac{P_H - P_K}{L} x\right) \sin\left(\frac{\pi mx}{L}\right) dx =$$

$$= \frac{2}{\pi m} \left[P_H (1 - (-1)^n) - (P_H - P_K)(-1)^n \right] \quad (3.15)$$

Розв'язок рівняння (3.14) представимо у вигляді

$$P_s = P_s^* + P_s^{**}$$

де P_s^* - загальний розв'язок відповідного однорідного рівняння;

P_s^{**} - частковий розв'язок неоднорідного рівняння (3.14).

Однорідне рівняння

$$\frac{d^2 P_s}{dt^2} + 2a \frac{dP_s}{dt} + \left(\frac{\pi m}{L}\right)^2 P_s = 0 \quad (3.16)$$

має відповідне характеристичне рівняння

$$k^2 + 2ak + \left(\frac{\pi mc}{L}\right)^2 = 0 ,$$

розв'язки якого

$$k_{1,2} = -a \pm \sqrt{a^2 - (\pi mc / L)^2}$$

Оскільки корені характеристичного рівняння комплексно-спряжені, то загальний розв'язок (3.16) має вигляд

$$P_s^* = \exp(-at)(C_1 \cos \omega_n t + C_2 \sin \omega_n t) \quad (3.17)$$

де

$$\omega_n = \sqrt{(\pi n c / L)^2 - a^2}$$

Частковий розв'язок неоднорідного рівняння шукаємо у вигляді

$$P_s^{**} = At^2$$

Використовуючи (3.14), отримаємо

$$A = C$$

Тоді частковий розв'язок рівняння (3.14) має вигляд

$$P_s^{**} = \frac{\frac{\pi n c^2}{2L^2} [P_1 - P_2(-1)^n] - \frac{4ac^2}{V} q \sin\left(\frac{\pi n x_1}{L}\right)}{1 + 2at + \frac{1}{2} \left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 t^2} t^2 \quad (3.18)$$

Загальний розв'язок задачі в синус-перетворенні Фур'є має вигляд

$$P_s = \exp(-at)(C_1 \cos \omega_n t + C_2 \sin \omega_n t) + \frac{\frac{\pi n c^2}{2L^2} [P_1 - P_2(-1)^n] - \frac{4ac^2}{V} q \sin\left(\frac{\pi n x_1}{L}\right)}{1 + 2at + \frac{1}{2} \left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 t^2} t^2$$

Для визначення сталих інтегрування використаємо умову (3.15) й одержимо

$$C_1 = C_2 = \frac{2}{\pi i} [P_H(1 - (-1)^n - (P_H - P_K)(-1)^n]$$

Тоді розв'язок задачі у синус-перетвореннях Фур'є має вигляд

$$P_s = \frac{2}{\pi n} [P_H (1 - (-1)^n - (P_H - P_K)(-1)^n)] \exp(-at) (\cos \omega_n t + \sin \omega_n t) + \frac{\frac{\pi n c^2}{2L^2} [P_1 - P_2(-1)^n] - \frac{4ac^2}{V} q \sin(\frac{\pi n x_1}{L})}{1 + 2at + \frac{1}{2} (\frac{\pi n c}{L})^2 t^2} \quad (3.19)$$

Для переходу від синус-перетворення до оригіналу використаємо процедуру

$$P(x, t) = \sum_{n=1}^{\infty} P_s \sin(\frac{\pi n x_1}{L}) \quad (3.20)$$

Після нескладних алгебраїчних і тригонометричних перетворень отримуємо розв'язок задачі у вигляді

$$P(x, t) = (1 - \frac{x}{L}) \sum_{n=1}^{\infty} [P_1 - P_2(-1)^n] + \frac{qL}{c^2} \left\{ \frac{x(L-l_a)/L^2 \text{ при } x \leq l_a}{l_a(L-l_a)/L^2 \text{ при } x > l_a} \right\} + \frac{2}{c^2} (1 - \frac{x}{L}) e^{-at} \sum_{n=1}^{\infty} [(P_H - P_1) - (P_K - P_2)(-1)^n] \frac{1}{\omega_n} (\sin \omega_n t + \cos \omega_n t) - \frac{qL}{\pi c^2} e^{-at} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n\omega_n} \sin \frac{\pi n x}{L} [\cos(\omega_n t + \varphi) - \cos(\omega_n t - \varphi)] [\sin(\omega_n t + \varphi) - \sin(\omega_n t - \varphi)] \quad (3.21)$$

Одержаний розв'язок дозволяє визначити тиск у кожній точці трубопроводу в умовах нестационарного режиму, викликаного зміною тисків на початку та в кінці ділянки і появою зосередженого витoku газу.

3.3 Аналіз результатів аналітичних досліджень витоків газу з газопроводів низького тиску

Реалізація математичної моделі у формі (3.21) здійснювалася методом ітерацій із порівнянням кожного наступного члена безмежного ряду з попереднім за умови абсолютної різниці між ними не менше 10^{-6} . Якщо абсолютне значення різниці ставало меншим зазначеної величини, то всі

наступні члени ряду відкидалися й ітераційна процедура вважалася завершеною.

Загальний розв'язок задачі у формі (3.21) складається з трьох частин. Перша частина характеризує стаціонарний процес руху газу в газопроводі

$$P^{(1)} = \left(1 - \frac{x}{L}\right) \sum_{n=1}^{\infty} [P_1 - P_2(-1)^n] + \frac{qL}{c^2} \left\{ \frac{x(L-l_a)/L^2 \text{ при } x \leq l_a}{l_a(L-l_a)/L^2 \text{ при } x > l_a} \right\}$$

За числовими характеристиками ця частина розв'язку є найбільшою та не залежить від часового фактору.

Друга частина розв'язку характеризує нестаціонарний процес, викликаний стрибком тисків

$$P^{(2)} = \frac{2}{c^2} \left(1 - \frac{x}{L}\right) e^{-at} \sum_{n=1}^{\infty} [(P_H - P_1) - (P_K - P_2)(-1)^n] \frac{1}{\omega_n} (\sin \omega_n t + \cos \omega_n t)$$

За числовими характеристиками ця частина розв'язку складає приблизно 20-35% від величини першої частини, залежить від часового фактору, проте не залежить від величини шляхового відбору. Частота коливань тиску ω_n визначає власну частоту коливань газового потоку в трубопроводі з шляховим відбором і є характеристикою газопроводу

$$\omega_n = \frac{1}{2L} \sqrt{(2\pi n c)^2 - \left(\frac{\lambda W}{4d} L\right)^2}$$

Очевидно, що ця частота характеризує коливальний процес, викликаний скачком тисків на початку і в кінці газопроводу.

Третя частина розв'язку характеризує коливний процес у газопроводі, викликаний появою витоку в певний момент часу

$$P^{(3)} = \frac{qL}{\pi c^2} e^{-at} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n\omega_n} \sin \frac{\pi n x}{L} [\cos(\omega_n t + \varphi) - \cos(\omega_n t + \varphi)] [\sin(\omega_n t + \varphi) - \sin(\omega_n t + \varphi)]$$

За числовими характеристиками ця частина розв'язку складає приблизно 2-5% від величини першої частини (при величині шляхового відбору не менше 0,1% витрати газу в газопроводі) і залежить від часового фактору та від величини шляхового відбору. Частота коливань тиску ω_n визначає власну частоту коливань газового потоку в трубопроводі та залишається незмінною, проте фаза коливного процесу одержує зміщення на величину φ , яка характеризується координатою шляхового відбору

$$\varphi = \pi x_1 / L$$

Розрахунки, проведені для різних умов на основі (3.21), дозволили побудувати графіки коливного процесу в газопроводі, викликаного скачком тисків на початку і в кінці ділянки та появою шляхового відбору у визначеній точці траси. Графіки приведено на рисунку 3.2.

Аналіз графіків показує, що коливання тиску в газопроводі мають згасаючий характер. Якщо в (3.21) прийняти $q = 0$, то одержимо нестационарний процес, викликаний стрибкоподібною зміною тисків на початку і в кінці ділянки газопроводу, який характеризується певною частотою та декрементом згасання.

Поява витоку газу з газопроводу вносить корективи в характер протікання нестационарного процесу, що характеризуються зміною амплітуди, частоти коливань і зміщення фази процесу.

У процесі числового моделювання розглядалися варіанти розміщення витоку з масовою витратою 0,5% від витрати газу по магістралі, причому витік розміщався на віддалі 20% від початку та кінця ділянки. В обидвох випадках витік газу включався на 70 секунді від початку нестационарного процесу, викликаного стрибкоподібною зміною тисків на початку та в кінці ділянки. Для варіанту розміщення витоку на віддалі 20% від початку ділянки

характерне зменшення частоти коливного процесу та зростання амплітуди коливань. Крім того, в момент часу, що відповідає появі витоку, спостерігається зміщення характеристики процесу по фазі. Для варіанту розміщення витоку газу на віддалі 89% від початку ділянки газопроводу характерне зростання частоти коливного процесу та зростання амплітуди коливань, але в значно меншій мірі, ніж у першому випадку. В момент часу, що відповідає появі витоку, спостерігається зміщення характеристики процесу по фазі, причому значно суттєвіше, ніж у першому варіанті.

З одержаного розв'язку у формі (3.21) видно, що при наявності аварійного витоку з трубопроводу повинен змінитися тиск у кожній точці. Однак, якщо витік q досить малий, то він впливає на загальний розподіл тисків у межах похибки вимірювання, отже зафіксувати зміну параметрів неможливо.

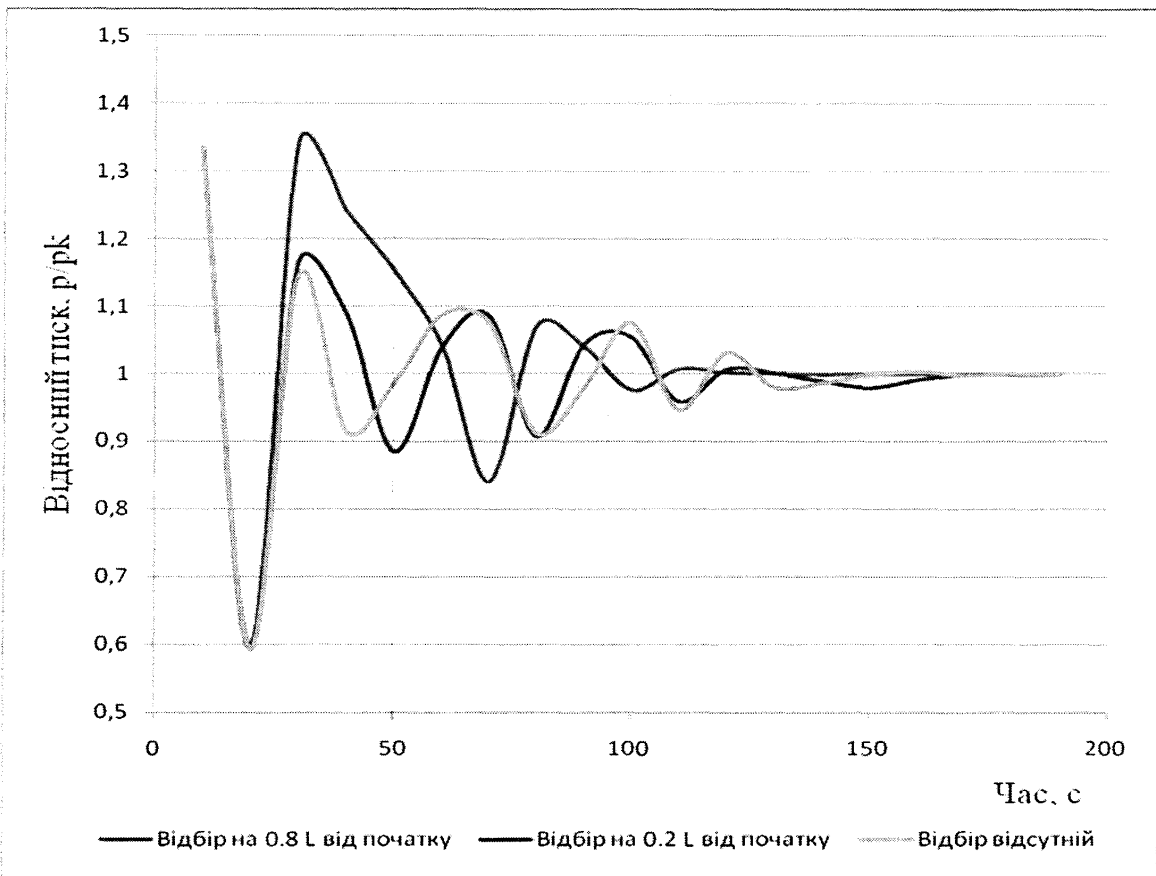


Рисунок 3.2 – Характер коливання тиску в газопроводі

Однак, якщо в одержаному розв'язку прийняти $q = 0$, то власна частота коливань у трубопроводі становитиме

$$\omega_n = \frac{1}{2L} \sqrt{(2\pi mc)^2 - \left(\frac{\lambda W}{4d} L\right)^2} \quad (3.22)$$

При виникненні аварійного витoku ($q \neq 0$) власна частота коливань середовища зміщується за фазою на величину $\varphi = \pi x_1 / L$.

Отже, за величиною фази зміщення власних коливань середовища в трубопроводі можна оцінити відносну координату аварійного витoku x_1/L , незалежно від величини самого витoku. Таким чином, для діагностування малих витоків із трубопроводу слід визначити власну частоту коливань ω_0 середовища та слідкувати за зміщенням коливань за фазою. Якщо таке зміщення виникне, то це свідчить про наявність витoku з трубопроводу, а за величиною фазового зміщення можна оцінити лінійну координату витoku.

Зазначена ідея може бути реалізована на основі явища резонансу. Відомо, що, якщо частоти власних коливань і вимушуючої сили співпадають, то це призводить до зростання амплітуди коливань.

На початку ділянки в трубопровід вводиться джерело коливань (наприклад, звукових), амплітуда яких постійна, а частоту можна змінювати. В кінці трубопроводу встановлюється приймач коливань. Очевидно, що амплітуди коливань в кінці та на початку трубопроводу будуть різними, але, якщо при зміні частоти коливань амплітуда їх в кінці трубопроводу почне зростати, то це свідчить, що власна частота коливань середовища в трубопроводі співпадає з частотою ініційованих коливань. У такий спосіб можна виміряти частоту власних коливань середовища в трубопроводі ω_0 . У момент виникнення аварійної відмови спостерігається зміщення фази власних коливань на величину φ . Це зміщення можна зафіксувати, і, як було

показано вище, за його величиною розрахувати місце аварійного витоку. Однак, розрахунковий шлях може не відповідати точності визначення координати аварійного витоку. Тому можна використати метод тарування. Для цього створюють витік продукту на лінійній координаті la і фіксують при цьому фазове зміщення. Надалі лінійна інтерполяція дозволить поставити у відповідність координату витоку та фазове зміщення.

3.4 Висновки по розділу 3

1. Проведений аналіз нестационарних процесів у газових мережах середнього та низького тисків та їх математичного моделювання показав, що малі витоки з газопроводів не можуть суттєво вплинути на параметри режиму.

2. Аналітичні дослідження процесу коливання тиску в газопроводах показали, що в момент появи витоку з газопроводу спостерігається фазове зміщення амплітудно-частотної характеристики на величину, пропорційну віддалі до витоку.

3. Одержано аналітичні залежності для власної частоти коливань тиску в газопроводі та величини фазового зміщення амплітудно-частотної характеристики при появі витоку з газопроводу.

РОЗДІЛ 4

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ШЛЯХОВОГО ВІДБОРУ ГАЗУ НА АМПЛІТУДНО-ЧАСТОТНУ ХАРАКТЕРИСТИКУ ГАЗОПРОВОДУ

На основі теоретичних розробок і досліджень характеру руху газу в лінійній ділянці газопроводу при умові утворення шляхового відбору газу встановлено, що в момент утворення витoku збурення отримає амплітудно-частотна характеристика системи. Однак, аналітичні дослідження містять ряд факторів, які не піддаються точній числовій оцінці та величина яких суттєво впливає на режим роботи газопроводу з шляховим відбором.

Основною метою проведених аналітичних досліджень є встановлення моменту виникнення несанкціонованого шляхового відбору газу, визначення його лінійної координати й оцінка величини. Очевидно, що аналітичні розв'язки не можуть повною мірою дати відповіді на поставлені запитання. В умовах нестационарних процесів руху газу в газопроводі визначити момент включення малого за величиною шляхового відбору встановити вкрай важко, оскільки коливання тиску та витрати, викликані нерівномірністю газоспоживання, будуть накладатися на коливання цих параметрів, викликані появою відбору. Ще важчою постає задача визначення лінійної координати і величини шляхового відбору.

На основі сказаного можна зробити висновок, що аналітичні дослідження дозволяють лише якісно оцінити процес у газопроводі, викликаний появою несанкціонованого шляхового відбору. Для вирішення поставленої задачі діагностування малих витоків із газопроводу необхідний комплексний підхід, який включає в себе аналітичні дослідження, лабораторні експерименти та натурні випробування методу.

4.1 Аналітичні передумови методу діагностування малих витоків із газопроводу

Результати аналітичних досліджень показали, що поява витоків із газопроводу (навіть малих за величиною) спричиняє зміни амплітудно-частотної характеристики магістралі, зокрема призводить до фазового зміщення процесу коливання тиску в рамках нестационарної течії газу. Встановлено також, що величина фазового зміщення пропорційна віддалі від початку ділянки до місця появи витoku. Цей висновок покладено в основу методу діагностування малих витоків із газопроводу мережі низького або середнього тисків.

З одержаного розв'язку у формулі (3.21) видно, що за наявності аварійного витoku з трубопроводу повинен змінитися тиск у кожній точці. Однак, якщо витік q досить малий, то він впливає на загальний розподіл тисків у межах похибки вимірювання, отже зафіксувати зміну параметрів неможливо.

Якщо в одержаному розв'язку прийняти $q = 0$, то власна частота коливань у трубопроводі становитиме

$$\omega_n = \frac{1}{2L} \sqrt{(2\pi mc)^2 - \left(\frac{\lambda W}{4d} L\right)^2} \quad (4.1)$$

При виникненні аварійного витoku ($q \neq 0$) власна частота коливань середовища зміщується за фазою на величину $\varphi = \frac{\pi x_1}{L}$.

Отже, за величиною фази зміщення власних коливань середовища в трубопроводі можна оцінити відносну координату аварійного витoku x_1/L , незалежно від величини самого витoku. Таким чином, для діагностування малих витоків із трубопроводу слід визначити власну частоту коливань ω_n

середовища та слідкувати за зміщенням коливань за фазою. Якщо таке зміщення виникне, то це свідчить про наявність витоків з трубопроводу, а за величиною фазового зміщення можна оцінити лінійну координату витоків.

Зазначена ідея може бути реалізована на основі явища резонансу. Відомо, що, якщо частоти власних коливань і вимушеної сили співпадають, то це призводить до зростання амплітуди коливань.

Для реалізації методу на практиці необхідно організувати в газопроводі неперервний нестационарний процес і слідкувати за коливанням тиску в часі. Однак, нестационарність викличе появу в газовому потоці інерційних сил опору, робота яких призведе до зростання гідравлічних втрат енергії. Тому така практика діагностування технологічно не виправдана.

Слід зауважити, що в турбулентному газовому потоці мають місце мікроколивання швидкості газу та тиску навіть при стаціонарній течії. Тому для реалізації методу пропонується їх посилити, створивши звукові коливання заданої частоти. Відмітимо, що при цьому обов'язково зростуть енергетичні втрати в газовому потоці, які зі збільшенням частоти звукових коливань зменшуватимуться. Однак високочастотні звукові коливання важко контролювати, тобто визначати фазове зміщення. Тому вибір частоти звукових коливань для діагностування малих витоків із газопроводу є важливою задачею дослідження.

На початку ділянки в трубопроводі вводиться джерело коливань (наприклад, звукових), амплітуда яких постійна, а частоту можна змінювати. В кінці трубопроводу встановлюється приймач коливань. Очевидно, що амплітуди коливань в кінці та на початку трубопроводу будуть різні, але, якщо при зміні частоти коливань їх амплітуда в кінці трубопроводу почне зростати, то це свідчить, що власна частота коливань середовища в трубопроводі співпадає з частотою ініційованих коливань. Таким чином можна виміряти частоту власних коливань середовища в трубопроводі ω_n . У

момент виникнення аварійної відказу спостерігається зміщення фази власних коливань на величину φ . Це зміщення можна зафіксувати, і, як було показано вище, за його величиною розрахувати місце аварійного витoku. Однак, розрахунковий шлях може не відповідати точності визначення координати аварійного витoku. Тому можна використати метод тарування. Для цього створюють витік продукту на лінійній координаті l_a і фіксують при цьому фазове зміщення. Надалі лінійна інтерполяція дозволить поставити у відповідність координату витoku та фазове зміщення.

4.2 Експериментальний стенд і методика проведення дослідів

Експериментальні дослідження процесу появи малих витоків газу з газопроводу проводилися з метою підтвердження аналітичних висновків про вплив шляхового відбору газу на амплітудно-частотну характеристику системи та визначення ряду технологічних параметрів, необхідних для практичного застосування методу діагностування малих витоків із газопроводу на основі аналізу фазового зміщення амплітудно-частотної характеристики.

Важливою задачею досліджень є експериментальне підтвердження зміщення фази амплітудно-частотної характеристики в момент виникнення відбору. Крім того, важливо довести, що величина зміщення фази є функцією від координати шляхового відбору, а також встановити, який вплив на результати мають інші параметри процесу.

Для розробки методу діагностування малих витоків із газопроводу важливими етапами є визначення власної частоти системи, величина якої значною мірою визначає вибір діапазону дослідження коливного процесу в газопроводі. Крім того, слід акцентувати увагу на визначенні порогу чутливості та степені точності вимірювальних приладів, які забезпечать

вловлювання та передачу сигналу. Важливе значення варто надати вибору джерела коливань, характеру його розміщення на трубопроводі. І, нарешті, не останню роль відіграють конструктивні частотні характеристики первинних перетворювачів, а також комплекс апаратури, що служить для передачі та реєстрації сигналів.

Лабораторні експерименти проводились на спеціальному стенді, основою якого був трубопровід, змонтований із труби діаметром 25,4 мм і довжиною 16,8 м. Джерелом стиснутого середовища служив балон, заповнений під тиском вуглекислим газом, який з'єднувався з початком трубопроводу-моделі через понижуючий редуктор. Тиск середовища до та після редуктора контролювався за допомогою шкальних манометрів класу точності 1. На початку трубопроводу-моделі розміщена камера, в якій знаходилось джерело коливань, в якості якого використано низькочастотні генератори сигналів ГЗ-118, ГЗ-4. Частота коливань задавалась генератором у межах від 10 Гц до 1 КГц.

На трубопроводі, в різних його точках по довжині, розміщені відводи. Частина з них використовується в якості моделі шляхового відбору газу. Такі відводи оснащені кранами, закритими заглушкою з каліброваним отвором для забезпечення сталості шляхового відбору за величиною витрати газу. В інших відводах розміщені первинні перетворювачі коливного процесу, сигнали з яких передаються на осцилограф С1-77, С1-103.

Окрім того, на початку ділянки трубопроводу, в кінці та біля кожного з діючих відборів розміщено манометри для контролю за величиною тиску в трубопроводі в ході проведення досліду. Величина витрати газу по лінійній ділянці газопроводу, а також величини шляхових відборів у кожному з проведених дослідів вимірювалися за допомогою лічильника газу барабанного типу СГ-5 і секундоміра.

Технологія проведення одиничного дослід з серії спланованих експериментів забезпечувала визначення зміщення по фазі амплітудно-частотної характеристики газопроводу в конкретних умовах виникнення шляхового відбору газу.

У підготовчий період на відводі, розміщеному в заданій точці траси газопроводу, встановлювалась заглушка з каліброваним отвором, що імітує шляховий відбір газу заданої величини. Аналогічно, в кінці газопроводу встановлювалась заглушка з каліброваним отвором, що імітує величину витрати газу по газопроводу. До початку проведення дослідів всі крани на відводах і в кінці газопроводу закриті.

Через комутатор до осцилографа під'єднувався первинний перетворювач коливань у газопроводі, розміщений у заданій точці газопроводу. Джерело коливань створювало хвилі заданої частоти коливань системи та визначалось за формулою (4.1).

Середня швидкість газу визначалась за величиною витрати газу в газопроводі, яка, в свою чергу, задавалась величиною калібровочного отвору в заглушці та контролювалась за допомогою лічильника та секундоміра. При тиску в газопроводі P і величині витрати (за даними вимірювань лічильника) $Q_{л}$, величина витрати при робочих умовах визначалась з залежності

$$Q = Q_{л} \frac{P_{cm}}{P} \frac{T}{T_{cm}},$$

де P_{cm}, T_{cm} – стандартні умови;

P, T – умови руху газу в газопроводі.

За таких умов середня швидкість газу в газопроводі знаходилась з формули

$$W = \frac{4Q}{\pi d^2},$$

Для визначення коефіцієнта гідравлічного опору за допомогою редуктора на початку газопроводу-моделі встановлювався певний початковий тиск газу, який вимірювався за допомогою ртутного U-подібного манометра. Аналогічно вимірювався тиск у кінці газопроводу-моделі. За одержаними даними величина коефіцієнта гідравлічного опору визначалася з формули

$$\lambda = \frac{2(h_n - h_k) \rho_{рт}}{LW^2 \rho_{г}},$$

де h_n , h_k – покази ртутного манометра, розміщеного на початку та в кінці ділянки газопроводу;

$\rho_{рт}, \rho_{г}$ - густина ртуті і газу відповідно;

$$\rho_{г} = \frac{P}{RT},$$

R – газова стала середовища.

Варто зазначити, що коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу для кожного дослідження приймав різні значення, оскільки рух газу здійснювався в зоні гладких труб турбулентного режиму.

Таким чином, визначена частота створювалась генератором і подавалась на джерело, що забезпечувало виникнення хвильового коливного процесу в потоці газу. Сигнали вловлювались первинним перетворювачем, розміщеним у заданій точці трубопроводу, і реєструвались осцилографом.

Після досягнення стабільності в показах приладів відкривався кран на відводі, котрий імітував шляховий відбір газу. Величина відбору задавалась калібровочним отвором його заглушки та вимірювалась у ході дослідження з

допомогою лічильника. Вважалось, що включення шляхового відбору газу не вплине на характеристики потоку газу (середня швидкість, коефіцієнт гідравлічного опору), оскільки величина шляхового відбору мала в порівнянні з витратою газу по газопроводу

Для оцінки впливу різних факторів на величину фазового зміщення в момент включення відбору проводилися серії дослідів у різних умовах за описаною вище методикою.

Частота звукових сигналів, що вводилися в потік газу, змінювалася в межах 17 – 1700 гц. Залежності фазового зміщення від зміни частоти сигналу в рамках допустимої точності вимірювальних приладів не зафіксовано.



Рисунок 4.1 – Первинний перетворювач тиску

Діапазон вимірювання абсолютного та відносного тиску перетворювачем тиску складає від 25 па до 13.8 МПа , витримує статичний тиск – до 25 МПа, межа допустимої приведенної похибки становить 0, 075 МПа при діапазоні вимірювань 1:10 , маса перетворювача становить 2,8 кг

У серіях проведених експериментів вплив зміни робочого тиску в заданих межах на величину фазового зміщення амплітудно-частотної характеристики процесу не спостерігався.

Серед незалежних факторів, які мають вплив на величину фазового зміщення в момент включення відбору, були вибрані наступні:

- відстань відбору газу від початку ділянки газопроводу, L ;
- відстань до первинного перетворювача сигналів I , від початку ділянки газопроводу X ;
- величина витрати газу по магістралі до включення відбору, Q ;
- величина витрати відбору, q ;

Кожен із незалежних параметрів міг приймати в даній серії дослідів 5 конкретних значень.

В якості функції-відгуку вибрано фазове зміщення в момент ввімкнення відбору газу $\delta\varphi$.

Таким чином, функціональні залежності функції-відгуку від незалежних параметрів будувались по п'яти рівнях з метою отримання формули вигляду

$$\delta\varphi = F(l, x, Q, q),$$

Умови проведення серій дослідів приведено в таблиці 4.1.

У відповідності до методики раціонального планування експерименту побудовано комбінаційний квадрат для обробки результатів дослідів і отримання емпіричної залежності.

Обробка результатів досліджень проводилась за методикою, яка базується на розробці І. І. Протодьяконова і М. О. Тедера [83]. В основу її покладено поняття про комбінаційний квадрат, заповнення якого є результатами експериментів і дозволяє скоротити число дослідів (при п'яти рівнях реалізації кожної залежності) з 625 до 25.

На основі комбінаційного квадрату складаються матриці, подані в таблицях 4.2 і 4.3 відповідно.

		Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5
		q_i	q_i	q_i	q_i	q_i
		1 2 3 4 5	1 2 3 4 5	1 2 3 4 5	1 2 3 4 5	1 2 3 4 5
L_1	\bar{X}	1 2 3 4 5				
L_2	\bar{X}	1 2 3 4 5				
L_3	\bar{X}	1 2 3 4 5				
L_4	\bar{X}	1 2 3 4 5				
L_5	\bar{X}	1 2 3 4 5				

Рисунок 4.2 – Комбінаційний квадрат

Таблиця 4.1 – Умови проведення експерименту

№ п/п	ПАРАМЕТРИ				Функція- Відгук, град.
	L, см	X, см	Q, л/с	q, л/с	
1	102.0	931.0	5.2	0.6	54,6
2	218.0	812.0	10.4	0.6	82,4
3	420.0	682.0	15.6	0.6	17,5
4	522.0	319.0	20.8	0.6	0,32
5	580.0	58.0	26.0	0.6	17,5
6	102.0	812.0	26.0	1.2	18,8
7	218.0	682.0	5.2	1.2	21,3
8	420.0	319.0	10.4	1.2	14,6
9	522.0	58.0	15.6	1.2	57,9
10	580.0	931.0	20.8	1.2	24,8
11	102.0	682.0	20.8	1.8	25,0
12	218.0	319.0	26.0	1.8	22,6
13	420.0	58.0	5.2	1.8	2,9
14	522.0	931.0	10.4	1.8	7,5
15	580.0	812.0	15.6	1.8	3,6
16	102.0	319.0	15.6	2.4	13,2
17	218.0	58.0	20.8	2.4	2,7
18	420.0	931.0	26.0	2.4	5,7
19	522.0	812.0	5.2	2.4	14
20	580.0	682.0	10.4	2.4	52,3
21	102.0	58.0	10.4	3.0	17,8
22	218.0	931.0	15.6	3.0	27,5
23	420.0	812.0	20.8	3.0	69,2
24	522.0	682.0	26.0	3.0	32,1
25	580.0	319.0	5.2	3.0	37,7

Принципова схема експериментальної установки приведена на рисунку 4.3

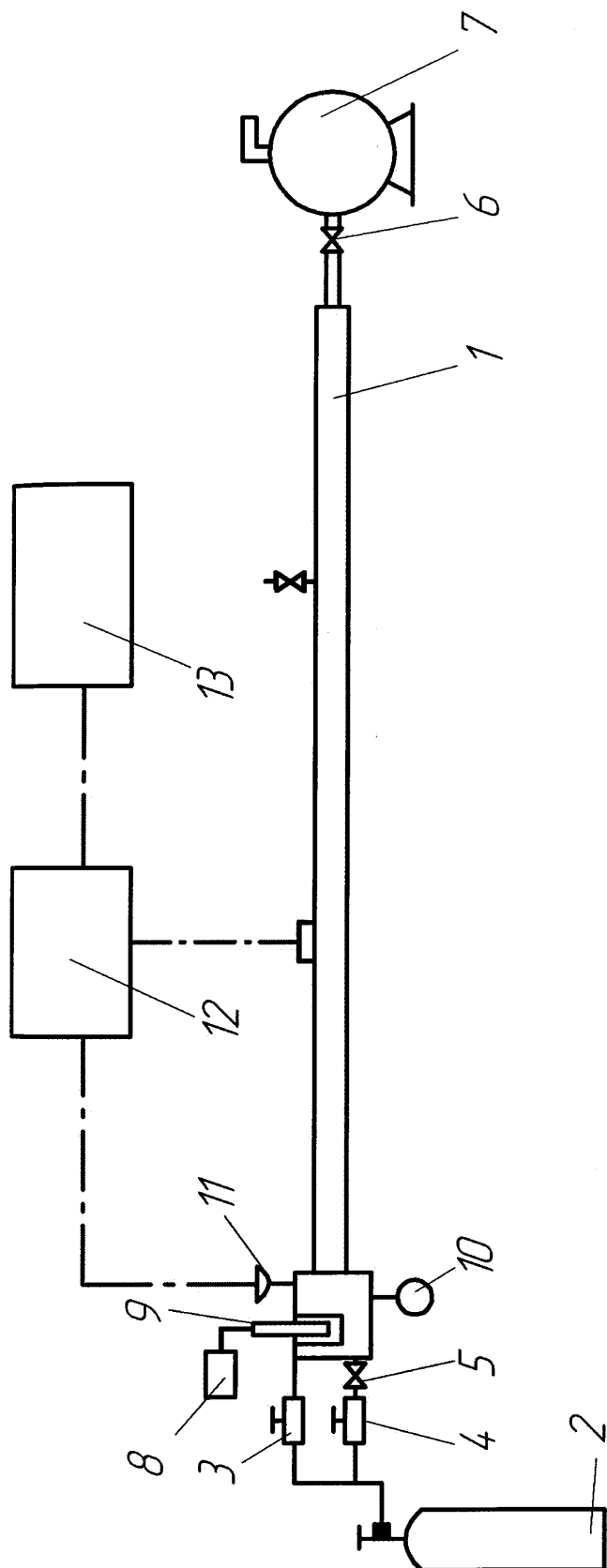


Рисунок 4.3 – Схема лабораторного станда



Рисунок 4.4 – Загальний вигляд дослідного стенду

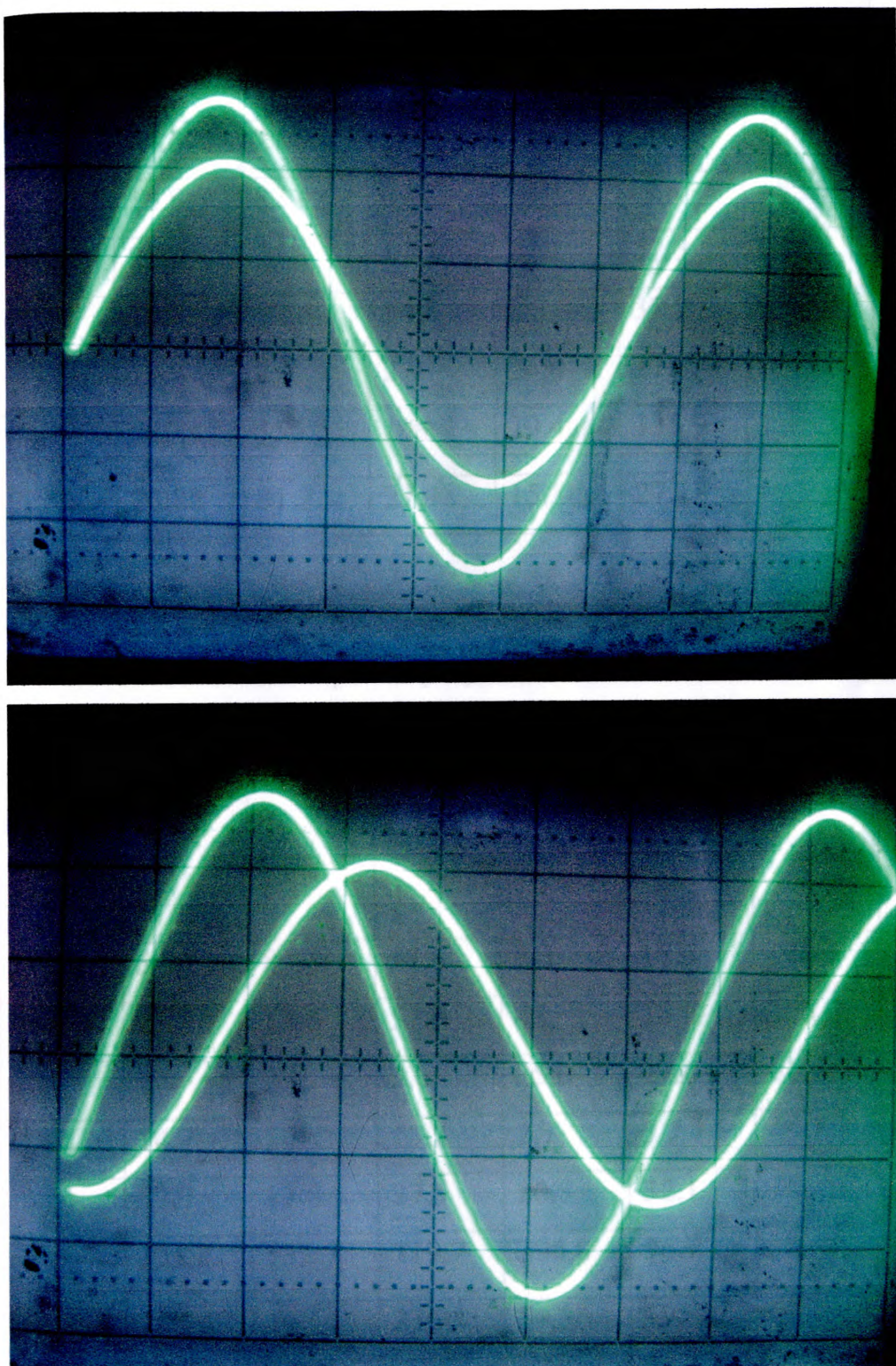


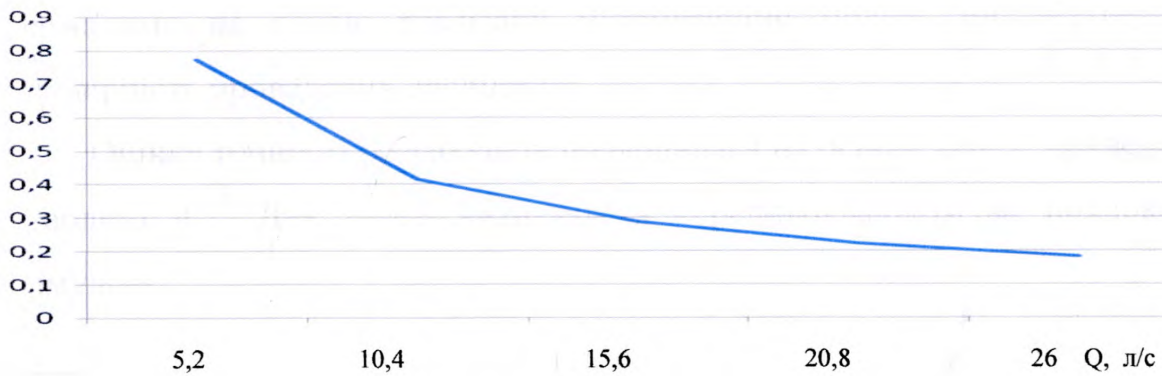
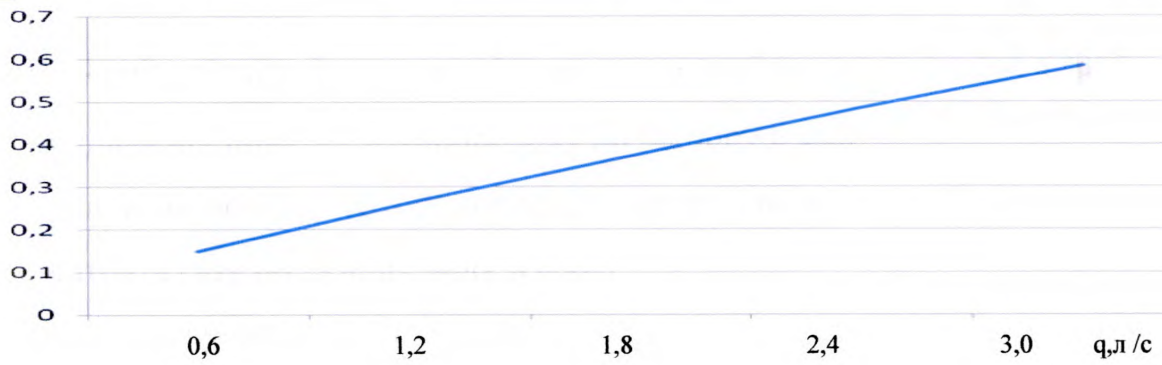
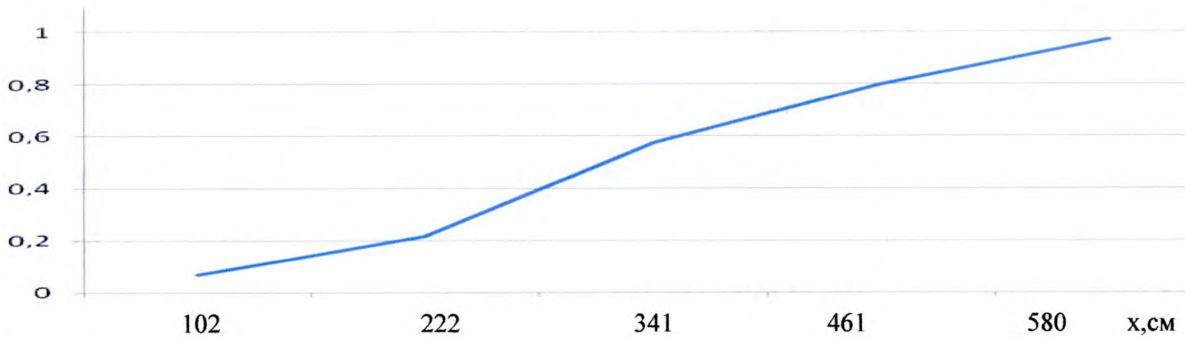
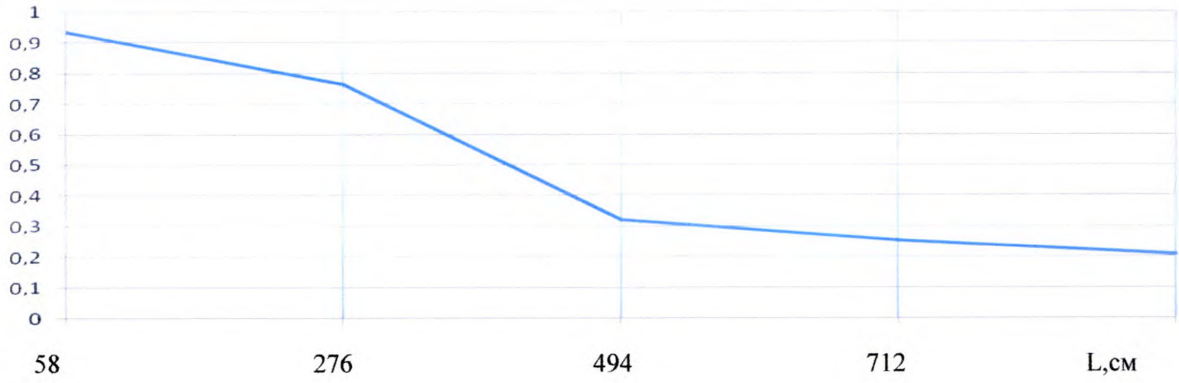
Рисунок 4.5 – Визначення фазового зміщення в умовах проведення експерименту

Таблиця 4.2 – Обробка результатів дослідів за параметрами L, x

$L, \text{см}$ $X, \text{см}$	102	218	420	522	580	$\sum \varphi_i$	$F_1(x)$
931	54.6	27.5	5.7	7.5	24.8	120.1	24.02
812	18.8	82.4	69.2	14.7	3.6	188.7	37.74
682	25.0	21.3	17.5	32.1	52.3	148.2	29.64
319	13.2	22.6	14.6	0.3	37.7	88,4	17.68
58	17.8	2.7	2.9	24.8	17.5	65.7	13.14
$\sum \varphi_i$	129.4	156.5	109.9	79.4	135.9		
$F_2(L)$	25.88	31.3	21.98	15.88	27.18		

Таблиця 4.3 Обробка результатів дослідів за параметрами $Q i q$

$Q,$ л/хв $q,$ л/хв	5.2	10.4	15.6	20.8	26.0	$\sum \varphi_i$	$F_3(q)$
0.6	54.6	82.4	17.5	0.3	17.5	172.3	34.46
1.2	21.3	14.6	57.9	48	18.8	306.6	72.12
1.8	2.9	7.5	3.6	25.0	22.6	61.6	12.32
2.4	14.7	10.4	13.2	2.7	5.7	46.7	9.34
3.0	37.7	17.8	27.5	20.8	32.1	135.9	27.18
$\sum \varphi_i$	131.2	132.7	119.7	296.8	96.7		
$F_2(L)$	26.24	26.54	23.94	59.36	19.34		



а – довжини; б – віддалі до приймача; в – величини витоку; г – витрати газу

Рисунок 4.6 – Залежність функції-відгуку від незалежних параметрів

Числові значення функції-відгуку усереднювались у горизонтальних рядках і вертикальних стовбцях і за результатами усереднення побудовано графіки, які оброблялися за методом найменших квадратів. У результаті кожна з залежностей була апроксимована формулою степеневого вигляду

$$J(x_i) = \alpha_i x_i^m .$$

Загальна математична модель для багатofакторної функції знаходилась як добуток

$$F(x_1, x_2, x_3, x_4) = \alpha f(x_1) \cdot f(x_2) \cdot f(x_3) \cdot f(x_4) .$$

Усереднений коефіцієнт знаходився методом найменших квадратів за даними таблиці 4.1. У результаті отримано емпіричну залежність, що має вигляд

$$\delta\varphi = 0.85 \cdot 10^4 x^{1.5} L^{-1.47} Q^{-0.9} q^{0.88} , \quad (4.2)$$

де $\delta\varphi$ - зміщення за фазою амплітудно-частотної характеристики в град.;

L – віддаль від початку трубопроводу до відбору в см.;

x - віддаль від початку трубопроводу до датчика в см.;

Q – витрата газу по газопроводу в л/хв.;

q - витрата газу через відбір в л/хв.

Одержана залежність добре корегує з аналітичними виразами, одержаними на основі реалізації математичної моделі, що підтверджує достовірність проведених досліджень.

Оцінка точності розрахунків проводилася на основі даних, приведених у таблиці 4.1. Для цього визначалася середньоквадратична похибка за формулою

$$\sigma = \frac{1}{n} \sqrt{\sum_1^n (X_{cp} - X_i)^2} ,$$

де n – число дослідів;

X_{cp}, X_i – середньоарифметичне і біжуче значення вимірюваної величини.

Ширина гарантійного інтервалу

$$\Delta X = \frac{\sigma t_{\alpha;n}}{n-1}$$

де $t_{\alpha;n}$ - коефіцієнт Стюдента.

Тоді гарантійний інтервал складе ($X_{\text{ср}} - \Delta X \leq X \leq X_{\text{ср}} + \Delta X$). Результати розрахунків для різних показників у (4.2) подано в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Значення гарантійних інтервалів

Показник	Гарантійний інтервал
α	(0,835;0,865)
m_1	(1,44;1,56)
m_2	(1,41;1,53)
m_3	(0,84;0,96)
m_4	(0,82;0,94)

Як видно з таблиці 4.4, для показників m_1 та m_2 , а також для показників m_3 та m_4 гарантійні інтервали перетинаються. Це дозволяє замінити розмірні величини x та L безрозмірним симплексом x/L , аналогічно розмірні величини q та Q безрозмірним симплексом q/Q . Тоді емпірична залежність (4.2) матиме вигляд

$$\delta\varphi = 0.55\delta x^{1.5}\delta q^{0.9} \quad (4.3)$$

де $\delta x = x/L$; $\delta q = q/Q$

Таким чином, на основі проведених досліджень встановлено наступне.

Створено математичну нестационарну модель газопроводу зі шляховим витокком із магістралі та запропоновано методику її реалізації для оцінки можливостей контролю за витокками газу з газопроводу.

У результаті реалізації математичної моделі встановлено, що при виникненні витокку з магістралі відбувається фазове зміщення амплітудно-

частотної характеристики системи, причому величина зміщення фази не залежить від величини витoku й є функцією його координати.

Результати аналітичних досліджень дозволили запропонувати метод діагностування малих витоків із газопроводу, котрий базується на проведенні вимірювань, які дозволяють контролювати фазове зміщення амплітудно-частотної характеристики системи.

Створена фізична модель системи та проведені серії експериментів, результати яких підтверджують теоретичні прогнози та дозволяють вибрати й оцінити величини параметрів для створення вимірювальної та реєструючої апаратури, необхідної для реалізації методу.

4.3 Дослідно-промислова апробація методу діагностики малих витоків із газопроводу

Метою проведення дослідно-промислової апробації запропонованого методу діагностування появи та місцезнаходження малого витoku газу з газопроводів газових мереж низького та середнього тисків була перевірка достовірності результатів фазового зміщення процесу коливання тиску в газовому потоці при виникненні витoku та можливості визначення його координати в умовах, максимально наближених до виробничих.

Полігоном для проведення дослідно промислових випробувань запропонованого методу діагностування витоків обрано газопровід середнього тиску діаметром 108x4 мм, прокладений уздовж вул. Шкільна с. Старі Кути Косівського району.

Проект газопроводу виконано ВП «Карпатагрогаз» у 1992 році, будівництво газопроводу закінчено 22.06.1992 р., газопровід був введений в експлуатацію відбувся 25.06.1992 р. і знаходиться на балансі Косівського УЕГГ. Загальна довжина газопроводу складає 1659 м, із них 985 м до

першого відбору. На початковій ділянці 47 м газопроводу прокладено надземним методом, решта заглиблено на глибину 1 м до верхньої твірної труби. Газопровід на кінцевій ділянці (починаючи з відмітки 985 м) має 46 відводів загальною довжиною 552 м. Газопровід прокладено, в основному, в суглинкових ґрунтах; тип ізоляції – бітумна; труби виготовлено з матеріалу Сталь-20; активний захист від корозії відсутній.

За статистичними даними про експлуатацію газопроводу встановлено, що в 2008 році за січень місяць зафіксовано 8 аварій, які супроводились витокami газу, для ліквідації яких затрачено в загальному 6 діб. Загальні втрати газу при аваріях склали 52096 м^3 , а загальні затрати на ліквідацію аварій – 179853 грн. За наведеними даними розраховано показники надійності: інтенсивність відмов, яка складала $0,913 \cdot 10^{-4}$ 1/год., та коефіцієнт готовності, який склав 0,9836.

У 2009 році в лютому місяці зафіксовано 8 аварій, що супроводжувались витокami газу, в липні – 4, в листопаді – 4. Загальна тривалість ліквідації аварій складала 28 діб, при цьому втрати газу становили 146080 м^3 , а затрати на ліквідацію аварій – 504317 грн. Загальна інтенсивність аварій за 2009 рік зросла до $1,826 \cdot 10^{-4}$ 1/год., а коефіцієнт готовності знизився до 0,9233.

Ліквідація аварійних витоків, які являли собою результати корозійних пошкоджень стінки труб, здійснювалась шляхом заміни котушки (капремонт).

14 листопада 2010 року на газопроводі було створено систему для реалізації запропонованого методу контролю за появою витоків.

У початковій точці газопроводу встановлено камеру, в якій розміщено низькочастотний генератор звукових коливань ГЗ-118 потужністю 10 Вт, виводи якого через спеціальні ущільнення з'єднані через регулятор частоти з джерелом струму. На віддальх 41,7 м, 329,5 м, 599,1 м, 807,3 м у газопровід

були врізані відводи з кранами, які імітували аварійні витoki газу з газопроводу, а в кінцевій точці, на віддалі 984,4 м, у газопровід врізано відвід, у який вмонтовано приймач звукових коливань із передачею сигналу на осцилограф СІ -79, котрий фіксує фазове зміщення амплітудно-частотної характеристики отриманого сигналу. Для спрощення слідкування та реєстрації фазового зміщення система обладнана фазовим аналізатором, що подає звуковий сигнал у момент виникнення витoku та записує час надходження сигналу.

Були проведені серії експериментів, в яких витoki газу приблизно однакової витрати, яка встановлювалась за допомогою калібровочної шайби на відводах, почергово включалися; в результаті на екрані осцилографа вимірювалась величина фазового зміщення. В результаті проведених експериментів встановлено, що вказаним координатам аварійних витоків із трубопроводу відповідають величини фазового зміщення, подані в таблиці 4.5

Таблиця 4.5 – Величини фазових зміщень

Координата витoku, м	Фазове зміщення, град.
41,7	1,6
329,5	12,2
599,1	29,8
807,3	45,2

Дані, приведені в таблиці 4.5, дозволяють наближено встановити координату витoku з газопроводу за величиною фазового зміщення амплітудно-частотної характеристики процесу звукових коливань.

7 листопада 2011 року о 11 год. 33 хв. система слідкування зареєструвала сигнал про фазове зміщення в $31^{\circ}25'$, що у відповідності до

даних таблиці 4.5 відповідає відстані 622 м від початку газопроводу, й об 11 год. 40 хв. було перекрито подачу газу в газопровід. О 13 год. 40 хв. на місце аварії виїхала бригада для ліквідації витоку. За допомогою газоаналізатора встановлено точне місце виникнення витоку, яке знаходилось на відстані 634 м від початку, тобто похибка прогнозу склала 12 м або 1,9%. До 14 год 45 хв. тривали земляні роботи з відкриття газопроводу, о 15 год. 05хв. почалися зварювально-монтажні роботи, внаслідок яких було вирізано котушку довжиною 2,3 м і замінено її новою трубою. О 16 год. 15 хв. було відновлено подачу газу в газопровід, а о 16 год 55 хв. повністю завершено ліквідацію витоку. Таким чином, тривалість операції від виявлення витоку до його ліквідації склала 5 год. 22 хв., а власне тривалість ліквідаційних робіт склала 3 год. 15 хв. Втрати газу внаслідок виникнення та ліквідації витоку склали 680 м^3 ; затрати на ліквідацію аварії – 2,4 тис. грн.

29 листопада 2011 року аналогічний витік газу був відслідкований системою на віддалі 365 м від початку газопроводу о 18 год. 20 хв.



Рисунок 4.7 – Фазове зміщення амплітудно-частотної характеристики

Зміщення фаз амплітудно-частотної характеристики склало $17^{\circ}36'$, що відповідає відстані до місця витoku 383,8 м, тобто похибка складає 18,8 м або 5,15%. Тривалість операції від виявлення витoku до його ліквідації склала 6 год. 42 хв., а власне тривалість ліквідаційних робіт склала 4 год. 25 хв. Втрати газу внаслідок виникнення та ліквідації витoku склали 664 м^3 , а затрати на ліквідацію аварії – 2,24 тис. грн.

Таким чином, із результатів апробації запропонованої системи відстеження появи витоків із газопроводів видно високу економічну й екологічну ефективність розробки.

4.4 Висновки по розділу 4

1. Запропоновано методику діагностування малих витоків із газопроводів низького та середнього тисків, що базується на створенні гармонічних звукових коливань у газовому потоці та визначення фазового зміщення амплітудно-частотної характеристики в момент появи витoku газу.

2. Створено експериментальний стенд і проведено серії дослідів за методикою раціонального планування експерименту з метою встановлення залежності між фазовим зміщенням амплітудно-частотної характеристики та координатою витoku газу з газопроводу.

3. Запропоновано емпіричну залежність, яка зв'язує фазове зміщення амплітудно-частотної характеристики газового потоку в газопроводі з координатою місця витoku газу.

4. Проведена апробація запропонованої методики діагностування малих витоків із газопроводу на газопроводі середнього тиску газової мережі УЕГГ «Косівгаз» показала адекватність і надійність методу.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ

На основі проведених досліджень встановлено закономірності протікання нестационарних процесів у газопроводах мереж низького та середнього тисків, що дозволило розробити методику діагностування малих витоків із газопроводів на основі аналізу амплітудно-частотних характеристик газових потоків, а саме:

1. Проведений аналіз аварійних витоків газу з газових Косівського УЕГГ за період 2008 – 2011 років і статистична обробка експлуатаційних параметрів показали, що для газопроводів низького та середнього тиску характерне різке зниження інтенсивності відмов після проведення капітальних ремонтів із заміною дефектних труб, у подальшому нормальна експлуатація газопроводів на протязі двох років і стрибкоподібне зростання інтенсивності відмов на третьому році експлуатації після капітальних ремонтів, величина тиску в газопроводі та його діаметру практичного значення не мають.

2. Запропонована математична модель і її реалізація дозволили встановити, що при виникненні малих витоків газу з газопроводів низького тиску індикація їх на поверхні ґрунту можлива через короткий проміжок часу (5-10хв), у залежності від властивостей ґрунту. Ареал загазованості ґрунту витоками газу з газопроводу на глибинах, близьких до трубопроводу, займає поверхню, співрозмірну з розмірами траншеї; при наближенні до поверхні трубопроводу форма ареалу загазованості наближається до еліпса, велика вісь якого спрямована вздовж осі трубопроводу, а площа складає близько 40 м^2 .

3. Аналітичні дослідження процесу коливання тиску в газопроводах показали, що в момент появи витoku з газопроводу спостерігається фазове зміщення амплітудно-частотної характеристики на величину, пропорційну

віддалі до витoku. Одержано аналітичні залежності для власної частоти коливань тиску в газопроводі та величини фазового зміщення амплітудно-частотної характеристики при появі витoku з газопроводу. Запропоновано методику діагностування малих витоків із газопроводів низького та середнього тисків, що базується на створенні гармонічних звукових коливань у газовому потоці та визначення фазового зміщення амплітудно-частотної характеристики в момент появи витoku газу.

4. Створено експериментальний стенд і проведено серії дослідів за методикою раціонального планування експерименту з метою встановлення залежності між фазовим зміщенням амплітудно-частотної характеристики та координатою витoku газу з газопроводу, запропоновано емпіричну залежність. Проведена апробація запропонованої методики діагностування малих витоків із газопроводу на газопроводі середнього тиску газової мережі Косівського УЕГГ показала адекватність і надійність методу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Араманович.И. Уравнения математической физики / И. Араманович, В. И. Левин. – М.:Наука,1964.–286 с
2. Альтшуль А.А. Гидравлические сопротивления / А. А. Альтшуль.– М.:Недра,1970.
3. Андронов А.А. Теория колебаний / А. А. Андронов, А. А. Витт, С Э. Хайкин. – М.: Физматгиз, 1959. – 427с.
4. Абрамович Н. Прикладная газовая динамика/ Н. Абрамович.– М.:Наука,1969.–544 с.
5. Араманович.И. Уравнения математической физики/ И. Араманович, В. И. Левин. – М.:Наука,1964.–286 с
6. Асатурян А.М. О неустановившихся движениях газа в трубопроводах/ А. М. Асатурян, З. Т. Галиуллин, В. И. Черников// Изв. вузов. Нефть и газ. – Баку. – 1961. – Т10. – С.73-79
7. Бахвалов И.С. Численные методы / И. С. Бахвалов.–М.:Наука,1973.–631 с.
8. Белаконь Н. И. Термодинамика/ Н. И. Белаконь. – М.-Л.:Госэнергоиздат,1954. – 416 с
9. Биргер И.А.Техническая диагностика/ И. А. Биргер.–М.:Машиностроение, 1978. – 139с
10. Бобровский С.А. Движение газа в газопроводе с путевым отбором / С. А. Бобровский, С. Г. Щербаков, М. А. Гусейнзаде.–М.: Наука,1972.–193 с
11. Бакаев В.В. Технологии и оборудование компании "Розен" для диагностики объектов нефтегазовой отрасли/ В. В. Бакаев// Материалы 3 науч.-техн. конф. "Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта". – Минск, 2000. – С.120-123
12. Булгаков Б.В. Колебания / Б. В. Булгаков. – М.: Гостехиздат,1954.–399 с.

14. Варгафтик Н.П. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н. П. Варгафтик. – М.:Наука,1972.–720 с.
17. Вольский Э.Л. Режимы работы магистрального газопровода/ Э. Л. Вольский, И. М. Константинова.–М.:Недра,1970. – 168 с.
- 19.Галиуллин З.Т. Вопросы физического моделирования нестационарных течений газа в магистральных газопроводах с учетом влияния инерционных сил и зон гидравлического сопротивления. Повышение надежностигазоснабжения/ З. Т. Галиуллин, И. Е. Ходанович, В. В. Девичев// Труды ВНИИГАЗ,1976. – С.7-16
- 20.Галиуллин З.Т. Оценка влияния инерционных сил при нестационарном течении газа в магистральных газопроводах / Т. Галиуллин, И. Е. Ходанович, В. В. Девичев//Труды ВНИИГАЗ. Магистральные газопроводы.–М,1975. – С.71-79
- 21.Гарляускас А.И. Математическое моделирование оперативного и перспективного планирования систем транспорта газа/ А. И. Гарляускас.– М.:Недра, 1975. – 160 с.
24. Гусейнов Ч.С. Влияние конденсата на производительность газопровода / Ч. С. Гусейнов//Трубопроводный транспорт нефти и газа.– Труды МИНХ и ГП им.И.М.Губкина. – вып.45. – 1963. – С.83-88
- 25.Гусейнов И.А. Расслоеное движение жидкости и газа в трубопроводах/ И. А. Гусейнов, В. Ю. Елшин //Изв.Сиб.АН СССР. – сер.техн.наук. – вып.2.– Т8. – 1969. – С.221
26. Гончарук М.І. Довідник з газопостачання населених пунктів України/ М. І. Гончарук, М. Д. Середюк, В. І. Шелуденко.–Івано-Франківськ: «Сімик», 2006. – 1313с.
27. Гончарук М.І. Корозія та розгерметизація газопроводів/ М. І. Гончарук // Нафтова і газова промисловість. — 2003. — № 2. — С. 56-57.

28. Гончарук М.І. Аналіз причин втрат природного газу/ М. І. Гончарук // Нафтова і газова промисловість. — 2003. — № 1. — С. 51-53.
29. Гончарук М.І. Корозійно-механічна поведінка металу газопроводу/ М. І. Гончарук, Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний // Науковий вісник Національного технічного університету нафти і газу. — 2003. — № 1(5). — С. 54-59.
30. Гончарук М.І. Щодо ситуації на ринку природного газу України/ М. І. Гончарук // Нафтова і газова промисловість (Спец. Випуск). — 2003. — С. 16-20.
31. Гончарук М.І. Стан та перспективи виробництва і реалізації скрапленого газу в Україні/ М. І. Гончарук, В. І. Репалюк, Казанцева Н. Л. // Нафтова і газова промисловість. — 2003. — № 3. — С. 54-56.
32. Гухман А.А Введение в теорию подобия/ А. А. Гухман. — М.:Высшая школа,1973. — 254 с.
33. Грудз В.Я. Обслуживание газотранспортных систем/ В. Я. Грудз, Д. Ф. Тымкив, Е. И. Яковлев. — К.: УМКВО,1991. — 159 с.
34. Грудз В.Я. Оптимизация процесса очистки полости магистрального газопровода/ В. Я. Грудз, Д. Ф. Тымкив, В. З. Манько //Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. — Вып.24. — 1987. — С.88-89.
35. Грудз В.Я. Методика диагностики состояния магистрального газопровода/ В. Я. Грудз, В. Б. Мыхалкив, Д. Ф. Тымкив. — К.:Час,1990.
36. Грудз В.Я. Оптимальне планування режимів роботи газотранспортних систем в умовах багатокритеріальності / В. Я. Грудз, Я. В. Грудз// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. — Вип.32. — 1995. — С.12-15
37. Грудз В.Я. Математичні моделі для діагностування гідравлічного стану газових мереж/ В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, В. Д. Фейчук// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. — Вип.35. — 1998. — С.218-221

38. Грудз В.Я. Діагностування малих витоків з трубопроводу/ В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, В. Д. Фейчук// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Вип.36. – 1999. – С.42-44
39. Грудз В.Я. Математичне моделювання фільтрації газу в ґрунті внаслідок виникнення малих витоків в газопроводі./В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Фейчук, Н.Я. //
40. Грудз Я. В. Статистична оцінка втрат газу в розподільчих мережах/ Я.В. Грудз, Н.Я. Дрінь, В.В. Фейчук // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – №2. – 2012. – С. 34-36
41. Грудз В.Я. Оцінювання величин втрат газу і площ забруднея при пошкодженні магістрального газопроводу/В.Я.Грудз, Я.В. Грудз, В.В Фейчук та інші //Надежность и безопасность трубопроводного транспорта. Материалы 7 международной научно-технической конференции. – Полоцк, 2011
42. Грудз В.Я. Разработка методов диагностики газотранспортных систем на нестационарных режимах и повышения эффективности их обслуживания. – Диссертация на соиск. уч. степ. докт. техн. наук. – Ивано-Франковск, 1995. – С. 357
43. Жидкова М.А. Переходные процессы в магистральных газопроводах/ М. А. Жидкова -К.:Наукова думка,1979. – 255 с.
44. Жидкова М.А. Трубопроводный транспорт газа/ М. А Жидкова. – К.:Наукова думка, 1973. – 142 с.
45. Жидкова М.О. Моделювання технологічних процесів і підвищення ефективності трубопроводного транспортугазу/ М. О. Жидкова//Вісник АН УРСР: ТЗ. – К.: Наукова думка,1985. – С.37-44.
46. Жидкова М.А. О точности линеаризации уравнения движения газа/ М. А. Жидкова // Газовая промышленность. – №11. – 1965. – С. 20-26.

47. Загоруйченко В. А. Уравнение состояния и термодинамические свойства газовых смесей водорода, азота и метана/ В. А. Загоруйченко// Теплофизические свойства газов. – М.: Наука, 1970. – С.95-97.
48. Загоруйченко В.А. Метод составления уравнений состояния многокомпонентных смесей/ В. А. Загоруйченко// Теплофизика высоких температур. – т.3. – №3. – 1965. – С.244-249
49. Капцов И.И. Восстановительные работы на МГ: пути повышения эффективности/ И. И. Капцов, В. Н. Гончаров, В. Н. Гончар// Газовая промышленность. – №4. – 1990. – С.28-30
50. Капцов И.И. Определение количества жидкости в газопроводе/ И. И. Капцов, В. Н. Гончар // Газовая промышленность. – №3. – 1989. – С.22-26
51. Лойцянский Л. Г. Механика жидкости и газа/ Л. Г. Лойцянский. – М.:Техтеориздат. – 1950. – 784 с.
- 502 Лурье М.В. Газодинамическое сопротивление при движении поршня в трубе/ М. В. Лурье//Изв.вузов.Нефть и газ. – Баку. – Т8. – 1976. – С.42-46
53. Лейбензон А.С. Собрание починений. т.3. Нефтепромысловая механика/ А. С. Лейбензон. – М.: Изд-во АН СССР. – 1956. – 678 с.
54. Мазур И.И.Безопасность трубопроводных систем/ И. И. Мазур, О. М. Иванцов. – М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. – 1104с.
55. Майгуров Е.Н. Определение времени стационарного движения газа по трубопроводу/ Е. Н. Майгуров// Вопросы развития газовой промышленности УССР. Труды УкрНИИГАЗ. – вып.15. – М.:Недра,1966. – С.28-32
56. Майгуров Е.Н. Методика расчета параметров продувки трубопровода/ Е. Н. Майгуров // Газовая промышленность. – №11 – 1968. – С.20-26
57. Методика расчета сложных газотранспортных систем с пересеченным профилем трассы/ [Яковлев Е.И.,Мыхалкив В.Б.,Грудз В.Я и др.] :РИ-Киев,Час,1990.

58. Мирзанжанзаде А.Х. Решение задач нефтепромысловой механики/ А. Х. Мирзанжанзаде, М. А. Гусейнзаде. – М.:Недра,1969. – 199 с
59. Мозгалевский А. В. Техническая диагностика/ А. В. Мозгалевский, Д. В. Гаспаров. – М.:Высшая школа,1975.
60. Мыхалкив В.Б. Разработка методов оперативного расчета режимов эксплуатации сложных систем газопроводов с пересеченным профилем трассы: Диссертационная работа на соискание уч. степ.канд.техн.наук. – М.,1985.
61. Мыхалкив В.Б. Определение количества отложений во внутренней полости действующих газопроводов/ В.Б. Мыхалкив, В.Я. Грудз, А. В. Шибнев// Транспорт, хранение и использование газа в народном хозяйстве. – ВНИИЭГАЗПРОМ. – вып.5. – 1983. – С.16-17
62. Мыхалкив В.Б. Об оптимальной периодичности очистки полости газопровода/ В. Б. Мыхалкив, В. Я. Грудз, А. В. Шибанев //Транспорт, хранение и использование газа в народном хозяйстве. – ВНИИЭГАЗПРОМ. – вып.6. – 1983. – С.8-9
63. Методика расчета сложных газотранспортных систем с пересеченным профилем трассы/ [Яковлев Е.И., Казак А.С.,Грудз В.Я. и др.] – К,1984.
64. Методика диагностики состояния полости магистрального газопровода/ [Яковлев Е.И., Иванов В.А., Грудз В.Я. и др.] – К,1987.
65. Олейников В.А. Оптимальное управление технологическими процессами в нефтяной и газовой промышленности/ В. А. Олейников. – Л.:Недра,1982. – 216 с.
66. Обморшев А.Н. Введение в теорию колебаний/ А. Н. Обморшев. – М.:Наука,1965. – 275 с.
67. Огибалов П. М. Нестационарное движение вязкопластичных сред/ П. М. Огибалов, А. Х. Мирзанжанзаде. – М.:Изд-во МГУ, 1970. – 346 с.

68. Одишария Г.З. Результаты обследования работы газопровода Серпухов-Ленинград/ Г. З. Одишария, В. Г. Скрыбин//Газовое дело. – №6. – 1962. – С.39-41
69. Репников А.В. Колебания в оптимальных системах автоматического регулирования/ А. В. Репников. – М.:Машиностроение,1968. – 239 с.
70. Рауз Х. Механика жидкости/ Х. Рауз. – М.: Изд-во литературы по строительству,1967. – 410 с
71. Ретинский В.С. О методике исследования режимов работы сложных магистральных трубопроводных сетей на ЭВМ/ В. С. Ретинский. – Тр.МИНХ и ГП им. Губкина,1979. – вып.139. – С. 85-100
72. Режимы газотранспортних систем/ [Яковлев Е.І., Казак О.С., Михалків В.Б. и др.] – Львів:Світ,1993. – 170 с.
73. Середюк М.Д. Проектування та експлуатація систем газопостачання населених пунктів: навч. посібник/ М. Д. Середюк, В. Я. Малик, В. Т. Болонний. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 140 с.
74. Середюк М.Д. Технологічні розрахунки газових мереж населених пунктів: навч. посібник/ М. Д. Середюк, Л. Д. Пилипів, Ю. І. Зарубіна. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 152 с.
75. Тихонов А.Н. Уравнения математической физики/ А. Н. Тихонов, А. А. Самарский. – М.: Наука, 1972. – 735 с.
76. Трубопроводный транспорт газа/ [С.А. Бобровский, С.Г. Щербаков, Е.И. Яковлеи и др.] – М.: Наука, 1976. – 475 с.
77. Трубопровідний транспорт газу/ [М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін.]– К.: АренаЕКО, 2002. – 600с.
78. Тимків Д.Ф. Розробка методів керування режимами газотранспортних систем з пересіченим профілем траси та їх оптимізації: дисертація на здобуття наук. ступ. докт. техн. наук. – Івано-Франківськ, 1999. – 386 с. (12.10.99)

79. Фейчук В.В. Ремонт трубопроводів без зупинки перекачування/ В. В. Фейчук, Я. В. Дорошенко// Обслуговування і ремонт газопроводів./ Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Михалків В.Б., Костів В.В. – Івано-Франківськ: Лілея, 2009. – 750 с.
80. Ходанович И.Е. Тепловые режимы магистральных газопроводов/ И. Е. Ходанович, Б. Л. Кривошеин, Р. Н. Бикчентай. – М.:Недра,1971. – 216 с.
81. Ходанович Е. И Аналитические основы проектирования и эксплуатации магистральных газопроводов/ Е. И. Ходанович. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 127 с.
82. Ходанович Е. И. Температурный режим газопровода с учетом термодинамической неидеальности газа/ Е. И. Ходанович// Тр.ВНИИГАЗ. – №87. – М.,1970. – С.78-81
83. Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах/ И. А. Чарный. – М.:Гостехиздат,1951. – 224 с.
84. Чарный И. А. Основы газовой динамики/ И. А. Чарный. – М.:Гостоптехиздат, 1961. – 200 с.
85. Щербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа/ С. Г. Щербаков. – М.:Наука, 1982. – 205 с.
86. Щербаков С.Г. Определение аварийного состояния газопроводов/ С. Г. Щербаков, С. А. Бобровский. – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 34 с.
87. Яковлев Е. И. Анализ неустановившихся процессов в нитках магистрального газопровода статистическими методами/ Е. И. Яковлев// Изв.вузов. Нефть и газ. – Баку. – Т2. – 1968. – С. 72-76
88. Яковлев Е. И. Методика оперативного диспетчерского управления режимами сложных газотранспортных систем/ Е. И. Яковлев, В. Я. Грудз, Д. Ф. Тымкив. – К.: Час, 1990.
89. Ясин Э.М. Надежность магистральных газопроводов/ Э. М. Ясин, В. Л. Березин, К. Е. Расщепкин. – М.: Недра, 1972. – 183 с

90. Яковлев Е. И. Газовые сети и газохранилища/ Яковлев Е. И. – М.: Недра, 1991 – 543с.
91. Aerodynamic of Turbines and Compressors.-High Speed Aerodynamics and Yet Propulsion.Volume X. Editor W.R.Hawtorne.London.Oxford University Press.1964.s.616
92. New concept single signature vibration monitoring through the lifetimes of an engine. - Aircraft Engineering, 1979, 51, 3, P. 21-22.
- 93.Bush William L. Instrumentation pays off compressor regulator stations / William L. Bush // . – Pipeline Industry, 1970.- 32.N5.- P. 55-56, 61.
- 94.Chisholm Roland. Techniques of vibration analysis applied to gas turbines / Roland Chisholm // . – Gas Turbine Int., 1976, 17, N6, P.16-22.
- 95.De Mott L.B. TF 41-A-2/H7E inglight engine condition monitoring system (IECMS) / De Mott L.B.// . – AIAA Papers, 1978, N1472, P.9.
- 96.Du Bois M.R. Inspection and maintenance of gas turbine nozzles, buckets and rotors / M.R. Du Bois, R.Q. Fresneda // . – Power Engineering (USA), 1978, 82, N7, P.58-61.
- 97.Edmunds David B. Modular engine maintenance concept consideration for aircraft turbine engines / David B. Edmunds // . – Aircraft Engineering, 1978, 50, N1. P. 14-17.
- 98.Engine maintenance program triples time between overhauls. – Pipelines and Gas Journal, 1976, 203, N6, P. 66,69,71.
- 99.Engineering develops turbine diagnosis system. – Diesel and Gas Turbine Progress, 1979, 45, N5, P.82.
- 100.Ford T.E. The changing balance of design requirements / T.E. Ford // . - Aircraft Engineering, 1976.- 48.- N1- P.21-22,25.
- 101.Kruchenberg U.D. Design and testing of the American airlines prototype 747.AiDS system / U.D. Kruchenberg //.- Journal of Aircraft, 1972.- v.9.- N4.- P.17-19.

102. Barranger J.P. Laser-optical blade tip clearance measurement system. / J.P. Barranger, M.J. Ford // – Trans ASME. t Engineering Power, 1983.- 103.- N2.- P.457-460.
103. Maintenance information system for gas turbines. – Pipe Line Industry, 1981, .- N6.- P. 33-36.
104. Methodenzur fruhdiagnose von Schaden an Bewegungselementen Gantzen E. – TU, 1981.- 22.- N7.- P. 312-315.
105. Muchlow P.A. Wear particle monitoring / P.A. Muchlow // . – Brit. J. Non-Destruct test, 1980.- 22.- N6.- P.275-280.
106. Natrass Donald. Measuring gas turbine perforce parameters / Donald Natrass // . – J. Diesel and Gas Turbine Progress, 1976.- 42.- N7.- P.16.
107. Parrish R. Care and repair of turbine engines / R. Parrish // . – Bus and commer Aviant., 1978.- 43.- N7.- P.54-58.
108. Ottensmann G. Operational experience on engine health monitoring / G. Ottensmann // . – FGLR-Tachbuhr Bd 6, Koln, 1976, P. 59-75.
109. Paul A. Gas turbines maintenance practice / A. Paul // . – Energy Dev, 1979.- 3.- N1.- P. 25-28.
110. Scott J.N. Performance analysis boots efficiency of gas turbines / J.N. Scott // . – The Oil and Gas J., 1977, N18, P. 51-55.
111. Simms W.H. Boroscoping of gas turbine engines for condition monitoring / W.H. Simms // . – Gas Turbine Int., 1976.- 17.- N16.- P. 32-33.
112. Survey of rotating machinery using vibration monitoring techniques. – Norw Shipp News, 1977.- N11c.- P.25-26, 29.
113. Corrigan J.T. The inspection of heave duty industrial gas turbines using fibre-optical boroscope / Corrigan J.T// . – Turbomachineri Int., 1981.- 22.- N8.- P. 15-20.
114. Valory R. Effectiveness of the realtime ferrograph and other oil monitors as related to oil filtration. – U.S. Department Commer. Publ., 1977.- N494.- P. 49-72.

115. Van de Water B. Ten years of on-condition turbine operation / B. Van de Water //. – SAE-Austral, 1980.- 40.- N6.- P. 295-301.
116. Walker C.I. Parts tracking and engine history recording for on-condition maintenance / C.I. Walker, R.M. Donovan //. – AIAA Papers, 1979, N1280, P.11.
117. Weinert N. Marine gas turbine diagnostic testing / N. Weinert //. – Navigational Engineering J., 1976.- 88.- N6.- P. 51-61.
118. Wulf R.H. CE6 get engine performance deterioration / R.H. Wulf //. – AIAA Papers, 1979.- N1233.- P. 8.
119. Wurm L.W. Computer ueilds compressor options / L.W. Wurm //. – The Oil and Gas J., 1978.- 75.- N32.- P. 62,66.
120. War-Josepk P., Blesh I.I. The Stability of Flexible Rotor Supported by Circumferentially Fed-Journal bearings. Trans.ASME,1977,F99,N4.p.469-477

Газопровід		Тиск газу	Діаметр, мм	Дата	К-ть витоків	Тривалість витоків, днів	Втрати газу, тис.м3	Характер ремонту	Затрати+ збитки, тис.грн.
м.Косів	вул.Гоголя,Тарнавського	н/т	89	11.07р.	6	10	38,976	капермонт	134,558
м.Косів	вул.Міцкевича,Л.Українки	н/т	108	11.07р.	5	10	32,480	капермонт	112,132
м.Косів	вул.Довбуша,Грушевського	н/т	108	11.07р.	7	8	37,632	капермонт	129,918
м.Косів	вул.пр.Драгоманова,Павлика	н/т	108	11.07р.	6	10	38,976	капермонт	134,558
м.Косів	вул.Павлика,пр.Павлика	н/т	108	11.07р.	8	8	43,008	капермонт	148,478
м.Косів	вул.А.Павлик,Лісна	н/т	108	11.07р.	9	10	58,464	капермонт	201,838
м.Косів	вул.Стефурака	н/т	108	11.07р.	2	8	10,752	капермонт	37,120
м.Косів	вул.Гвардійська,Горбового	н/т	89	11.07р.	11	8	59,136	капермонт	204,158
м.Косів	вул.Лисенка,Піша,Тиха	н/т	89	11.07р.	9	8	48,384	капермонт	167,038
м.Косів	вул.Тиха,пр.Туристичний	н/т	89	11.07р.	5	8	26,880	капермонт	92,799
с.Верх.Березів	вул.Орла, Шкільна	с/т	89	11.07р.	9	7	69,696	капермонт	240,614
с.Верх.Березів	вул.Центральна, Голинського	с/т	89	11.07р.	9	8	71,280	капермонт	246,083
с.Верх.Березів	вул.Кривоноса	с/т	89	11.07р.	9	7	69,696	капермонт	240,614
с.Уторопи	вул.Центральна	с/т	89	11.07р.	8	7	56,320	капермонт	194,436
с.Ст.Косів	вул.Садова,Л.Українки	н/т	76	12.07р.	6	7	26,880	капермонт	92,799
с.Ст.Косів	вул.Шевченка	н/т	89	12.07р.	7	7	31,360	капермонт	108,265
с.Ст.Косів	вул.Дружби,Молодіжна,Пушкіна	н/т	89	12.07р.	4	7	17,920	капермонт	61,866
с.Ст.Косів	вул.Букатчука, Спеціалістів	н/т	89	12.07р.	5	7	22,400	капермонт	77,332
с.Ст.Косів	вул.Шевченка, Шкільна	н/т	89	12.07р.	3	7	13,440	капермонт	46,399
с.Ст.Косів	вул.Набережна,Горького	н/т	89	12.07р.	4	7	17,920	капермонт	61,866
с.Ст.Косів	вул.Чорновола, Черемшини	н/т	89	12.07р.	3	7	13,440	капермонт	46,399
с.Кобаки	вул.Дупея, Зелена, Клима	н/т	89	12.07р.	4	5	14,336	капермонт	49,493
с.Кобаки	вул.Гушмана, Шевченка	н/т	89	12.07р.	4	5	14,336	капермонт	49,493
с.Кобаки	вул.Шевченка,Головна	н/т	89	12.07р.	3	5	10,752	капермонт	37,120

с.Кобаки	вул.Головна, Сивалюка	н/т	89	12.07р.	6	5	21,504	капермонт	74,239
с.Кобаки	вул.Черемшини,Подоляка	н/т	89	12.07р.	5	5	17,920	капермонт	61,866
с.Кобаки	вул.Жовтнева,Жукова, Піонерська	н/т	89	12.07р.	8	5	28,672	капермонт	98,985
с.Хімчин	вул.Садова,Шевченка, Дружби	с/т	108	01.08р.	6	4	23,232	капермонт	80,205
с.Хімчин	вул.Л.Українки,Бандери	с/т	108	01.08р.	4	4	15,488	капермонт	53,470
с.Ст.Кути	вул.Шкільна	с/т	108	01.08р.	8	6	52,096	капермонт	179,853
с.Стопчатів	Березняк	с/т	108	01.08р.	9	6	58,608	капермонт	202,335
с.Смодна	вул.Дорожня, Зелена	н/т	108	01.08р.	8	8	42,112	капермонт	145,385
с.Смодна	вул.Ходана, Шевченка	н/т	108	01.08р.	6	8	31,584	капермонт	109,039
с.мт.Яблунів	центр	н/т	76	01.08р.	8	4	19,712	капермонт	68,053
с.Кобаки	вул.Піонерська, Радянська	н/т	76	01.08р.	5	4	12,320	капермонт	42,533
с.Ст.Кути	вул.Шкільна, Сагайдачного	с/т	76	01.08р.	7	3	24,640	капермонт	85,066
с.Хімчин	вул.Набережна,Франка	с/т	89	01.08р.	13	3	45,760	капермонт	157,979
с.Слобідка	вул.Незалежності, Шухевича	с/т	89	01.08р.	6	4	26,400	капермонт	91,142
с.Рожнів	вул.Стеблицька, Зарічна, Бойчука	с/т	89	01.08р.	3	8	24,816	капермонт	85,673
с.мт.Яблунів	вул.Центральна, Стефаника	с/т	89	01.08р.	10	8	84,480	капермонт	291,654
с.мт.Кути	вул.Вижницька, Шевська	с/т	89	01.08р.	3	7	23,232	капермонт	80,205
с.Кобаки	вул.Радянська, Чорновола	н/т	89	02.08р.	3	8	15,120	капермонт	52,199
с.Кобаки	вул.Дупля, Зелена, Клима	н/т	89	02.08р.	2	9	11,872	капермонт	40,986
с.Кобаки	вул.Головна	н/т	108	02.08р.	4	9	24,640	капермонт	85,066
с.Кобаки	вул.Жовтнева, Жукова	н/т	108	02.08р.	4	9	24,640	капермонт	85,066
с.Кобаки	вул.Кондревича	н/т	89	02.08р.	3	9	18,480	капермонт	63,799
с.Ст.Косів	вул.Л.Українки,Шкільна	н/т	89	02.08р.	5	10	32,480	капермонт	112,132
с.Ст.Косів	вул.Качурова, Молодіжна	н/т	89	02.08р.	8	9	47,488	капермонт	163,945
с.Ст.Косів	вул.Шкільна, Чапаєва	н/т	89	02.08р.	6	9	36,960	капермонт	127,598
с.Ст.Косів	вул.Тиха, Набережна	н/т	89	02.08р.	8	9	49,280	капермонт	170,131
с.Ст.Косів	вул.Спеціалістів, Ходана	н/т	89	02.08р.	6	8	33,600	капермонт	115,999
с.Верх.Березів	вул.Кривоноса, Орла	с/т	76	02.08р.	18	9	174,240	капермонт	601,536

с.Верх.Березів	вул.Блинського	с/т	76	02.08р.	17	9	167,552	капермонт	578,446
с.Ст.Кути	вул.Косівська, Шевченка	н/т	76	02.08р.	22	9	135,520	капермонт	467,861
с.Рожнів	вул.Хвильового, Тиха	н/т	108	03.08р.	15	9	92,400	капермонт	318,996
с.Рожнів	вул.Коновальця, Печеніцька	н/т	108	03.08р.	9	9	53,424	капермонт	184,438
с.Рожнів	вул.Бойчука	н/т	108	03.08р.	10	9	61,600	капермонт	212,664
с.Рожнів	вул.Гагаріна, Данка, Шевченка	н/т	108	03.08р.	9	9	53,424	капермонт	184,438
с.Стопчатів	вул.Молодіжна, Крушник	с/т	108	03.08р.	16	9	149,248	капермонт	515,255
с.Рожнів	вул.Бойчука	с/т	108	03.08р.	23	9	222,640	капермонт	768,629
с.Рожнів	вул.Стефаника,Хмельницького	с/т	108	03.08р.	17	9	164,560	капермонт	568,117
с.Стопчатів	вул.Центральна	с/т	108	03.08р.	16	10	163,328	капермонт	563,864
с.Ст.Кути	вул.Довга, Стефаника, Косівська	с/т	108	03.08р.	3	9	27,984	капермонт	96,610
с.мт.Кути	вул.Глибока	с/т	108	04.08р.	18	9	174,240	капермонт	601,536
с.мт.Кути	вул.Франка, Косівська	с/т	108	04.08р.	20	9	193,600	капермонт	668,373
с.мт.Кути	вул.Гагаріна, Гоголя	н/т	108	04.08р.	20	9	123,200	капермонт	425,328
с.мт.Кути	вул.Боднарська, Грушевського	н/т	108	04.08р.	23	10	149,408	капермонт	515,807
с.мт.Кути	вул.Шкільна, Пушкіна	с/т	108	04.08р.	6	10	61,248	капермонт	211,449
с.С.Березів		с/т	89	04.08р.	9	9	82,368	капермонт	284,362
м.Косів	вул.Гоголя, Л.Українки	н/т	89	05.08р.	16	9	93,184	капермонт	321,703
м.Косів	вул.Драгоманова,Лісна	н/т	89	05.08р.	18	9	104,832	капермонт	361,916
м.Косів	вул.О.Кобилянської, Туристична	н/т	89	05.08р.	15	9	94,080	капермонт	324,796
м.Косів	вул.Гвардійська, Грушевського	н/т	76	05.08р.	15	9	87,360	капермонт	301,596
м.Косів	вул.Стефурака, Грушевського	н/т	76	05.08р.	25	9	154,000	капермонт	531,660
с.Тюдів	вул.Шевченка, Л.Українки	н/т	76	05.08р.	17	10	110,432	капермонт	381,249
с.С.Березів	вул.Залунга	н/т	108	05.08р.	19	9	117,040	капермонт	404,062
с.Стопчатів	вул.Шкільна, Берізіник	н/т	108	05.08р.	8	4	19,712	капермонт	68,053
с.Уторопи	вул.Центральна	н/т	108	05.08р.	10	4	24,640	капермонт	85,066
с.Хімчин	вул.Садова, Шевченка	н/т	108	05.08р.	10	4	24,640	капермонт	85,066
с.Ст.Кути	вул.Каменець, Лазорики	н/т	108	05.08р.	5	8	25,200	капермонт	86,999

с.Вербовець	вул.Щорса	н/т	108	05.08р.	8	4	19,712	капермонт	68,053
с.Ст.Косів	вул.Л.Українки	н/т	108	05.08р.	4	4	11,200	капермонт	38,666
м.Косів	вул.Над Гуком, Туристична	н/т	108	05.08р.	3	4	8,400	капермонт	29,000
с.мт.Кути	вул.Іванюка, Майдан, Л.Вовк	н/т	108	06.08р.	7	4	17,248	капермонт	59,546
с.мт.Кути	вул.Гагаріна, Грушевського	н/т	108	06.08р.	6	8	30,240	капермонт	104,399
с.мт.Кути	вул.Косівська, Лугова, Миру	с/т	108	06.08р.	18	8	113,400	капермонт	391,495
с.мт.Кути	вул.Орла, Павлова, Франка	с/т	89	06.08р.	16	8	100,800	капермонт	347,996
с.мт.Кути	вул.Черемошна, Павлика	с/т	89	06.08р.	11	8	69,300	капермонт	239,247
с.мт.Кути	вул.Тюдівська	с/т	89	06.08р.	10	8	63,000	капермонт	217,497
с.Верх.Березів	вул.Бодругівка, Голинського	с/т	89	06.08р.	6	8	37,800	капермонт	130,498
с.Верх.Березів	вул.Кривоноса, Мороза	с/т	89	06.08р.	6	4	21,000	капермонт	72,499
с.Верх.Березів	вул.Мочара, Орла	с/т	89	06.08р.	14	8	88,200	капермонт	304,496
м.Косів	вул.Л.Українки	с/т	89	06.08р.	12	4	36,960	капермонт	127,598
с.Черганівка	вул.Довбуша, Шевченка	н/т	89	07.08р.	8	4	19,712	капермонт	68,053
с.Ст.Кути	вул.Потокова, Франка	н/т	108	07.08р.	9	8	45,360	капермонт	156,598
с.Ст.Кути	вул.Цикалівка, Шкільна	н/т	108	07.08р.	7	8	35,280	капермонт	121,799
с.Ст.Кути	вул.Глібківська, Банська	н/т	108	07.08р.	4	8	21,504	капермонт	74,239
с.Хімчин	вул.Січ.Стрільців	с/т	108	07.08р.	7	8	48,020	капермонт	165,781
с.Хімчин	вул.Грушевського, Кобилянська	с/т	108	07.08р.	9	8	56,700	капермонт	195,748
с.Рожнів	вул.Галицького	с/т	108	08.08р.	5	7	30,800	капермонт	106,332
с.Рожнів	вул.Шевченка, Гагаріна	н/т	108	08.08р.	8	7	39,424	капермонт	136,105
с.Рожнів	вул.Шевченка, Коновальця	н/т	108	08.08р.	11	9	67,760	капермонт	233,931
с.Рожнів	вул.Печеніцька, Данка	н/т	76	08.08р.	8	8	40,320	капермонт	139,198
с.Рожнів	вул.Данка, Мартовича	н/т	76	08.08р.	8	8	40,320	капермонт	139,198
с.Стопчатів	вул.Центральна	с/т	89	08.08р.	18	8	113,400	капермонт	391,495
с.Стопчатів	вул.Підгора, Канівка	с/т	89	08.08р.	15	8	94,500	капермонт	326,246
с.Тюдів	вул.Шевченка, Зелена	с/т	89	08.08р.	18	8	123,480	капермонт	426,295
с.Кобаки	вул.Фенчука, Шкільна	с/т	89	09.08р.	7	7	54,208	капермонт	187,144

м. Косів	вул. Дружби, Франка	н/т	89	09.08р.	4	7	19,712	капермонт	68,053
м. Косів	вул. Франка, Івасюка	с/т	89	09.08р.	8	8	63,360	капермонт	218,740
с. Верх. Березів	вул. Мороза, Васкуляка	с/т	89	09.08р.	13	7	100,672	капермонт	347,554
с. Верх. Березів	вул. Бодругівка	с/т	89	09.08р.	12	7	92,928	капермонт	320,819
с. Верх. Березів	вул. Шкільна	с/т	89	09.08р.	7	8	55,440	капермонт	191,398
с. Тюдів	вул. Черемшини, Сокольська	н/т	219	09.08р.	3	8	15,120	капермонт	52,199
с. Вербовець	вул. Павлика, Гайова, Учительська	с/т	89	09.08р.	2	7	15,488	капермонт	53,470
с. Тюдів	вул. Шевченка, Л.Українки	с/т	89	10.08р.	5	8	39,600	капермонт	136,713
с. Хімчин	вул. Бандери, Незалежності	с/т	89	10.08р.	10	8	79,200	капермонт	273,425
с. Ст. Косів	вул. Садова, Л.Українки	н/т	108	10.08р.	7	7	33,712	капермонт	116,385
с. Ст. Косів	вул. Шевченка, Чорновола	н/т	108	10.08р.	8	8	40,320	капермонт	139,198
с. Верх. Березів	вул. Кривоноса	с/т	89	11.08р.	5	8	39,600	капермонт	136,713
с. Верх. Березів	вул. Центральна	н/т	89	11.08р.	5	8	25,760	капермонт	88,932
с. Тюдів	вул. Л.Українки, Шевченка	с/т	219	11.08р.	12	7	90,816	капермонт	313,528
с.мт. Кути	вул. Іванюка, Прикарпатська	н/т	108	11.08р.	5	7	24,640	капермонт	85,066
с.мт. Кути	вул. Гоголя, Довбуша	н/т	108	11.08р.	6	12	46,368	капермонт	160,078
с.мт. Кути	вул. Франка, Драгоманова	н/т	108	11.08р.	7	11	51,744	капермонт	178,638
с.мт. Кути	вул. Л.Українки, Сагайдачного	н/т	108	11.08р.	7	11	49,392	капермонт	170,518
с.мт. Кути	вул. Сагайдачного, Іванюка	н/т	108	12.08р.	6	11	43,680	капермонт	150,798
с.мт. Кути	вул. Гоголя, Грушевського	н/т	108	12.08р.	5	11	36,960	капермонт	127,598
с.мт. Кути	вул. Пушкіна, Макаренка	н/т	108	12.08р.	7	11	51,744	капермонт	178,638
с.мт. Кути	вул. Шевченка	н/т	108	12.08р.	4	11	29,568	капермонт	102,079
с.мт. Кути	вул. Косівська	н/т	108	12.08р.	2	11	14,784	капермонт	51,039
с.мт. Кути	вул. Тюдівська	н/т	108	12.08р.	1	11	7,392	капермонт	25,520
с.мт. Кути	вул. Довга, Довженка	н/т	108	12.08р.	3	11	21,840	капермонт	75,399
с.мт. Кути	вул. Черемошна	н/т	89	12.08р.	3	11	22,176	капермонт	76,559
с.мт. Кути	вул. Глибока	н/т	89	12.08р.	5	11	36,400	капермонт	125,665
с.мт. Кути	вул. Стефаніка	с/т	89	12.08р.	4	12	48,576	капермонт	167,701

с.Тюдів	вул.Зелена	с/т	89	12.08р.	3	10	31,152	капермонт	107,547
с.Тюдів	вул.Яким'юка, Черемшини	с/т	89	12.08р.	5	11	58,080	капермонт	200,512
с.Верх.Березів	вул.Бодругівка	с/т	89	12.08р.	6	11	68,640	капермонт	236,969
с.Верх.Березів	вул.Мороза	с/т	89	12.08р.	6	11	66,528	капермонт	229,677
с.Верх.Березів	вул.Центральна	с/т	89	12.08р.	4	11	45,760	капермонт	157,979
с.Верх.Березів	вул.Ільницького	с/т	89	12.08р.	6	7	46,464	капермонт	160,410
с.Верх.Березів	вул.Шкільна	с/т	89	01.09р.	6	7	46,464	капермонт	160,410
с.мт.Яблунів	вул.Стефаніка, Центр	с/т	89	01.09р.	4	9	38,720	капермонт	133,675
с.Ст.Кути	вул.Пенківка	с/т	76	01.09р.	4	7	30,976	капермонт	106,940
с.Верх.Березів	вул.Кривоноса	с/т	76	01.09р.	6	9	58,080	капермонт	200,512
с.Рожнів	вул.Франка, Галана	с/т	76	02.09р.	3	9	29,040	капермонт	100,256
с.Рожнів	вул.Піонерська, Ільницького	с/т	108	02.09р.	2	10	20,768	капермонт	71,698
с.Рожнів	вул.Л.Українки, Фенка	с/т	108	02.09р.	5	9	48,400	капермонт	167,093
с.Рожнів	вул.Довуша, Веселова,	с/т	108	02.09р.	4	9	38,720	капермонт	133,675
с.Ст.Кути	вул.Шкільна	с/т	108	02.09р.	8	10	84,480	капермонт	291,6536
с.Ст.Кути	вул.Снятинська	н/т	108	02.09р.	3	9	18,480	капермонт	63,799
с.Ст.Кути	вул.Косівська, Тюдівська	н/т	108	02.09р.	3	7	14,784	капермонт	51,039
с.Хімчин	вул.Січ.Стрільнів, Грушевського	с/т	76	02.09р.	6	2	14,784	капермонт	51,039
м.Косів	вул.Кобилоянської, Гвардійська,	с/т	76	02.09р.	5	5	25,520	капермонт	88,104
м.Косів	вул.Винниченка, Дудаєва	с/т	76	02.09р.	4	5	20,416	капермонт	70,483
с.Хімчин	вул.Незалежності, Бандери,	с/т	76	02.09р.	3	6	17,952	капермонт	61,976
с.Хімчин	вул.Садова, Шкільна, Лепкого,	с/т	76	02.09р.	4	6	23,936	капермонт	82,635
с.Хімчин	вул.Дружби, Франка, Довбуша,	с/т	76	02.09р.	5	7	38,720	капермонт	133,675
с.Ст.Косів	вул.Горького, Миру	с/т	76	02.09р.	9	7	69,696	капермонт	240,614
с.Ст.Косів	вул.Миру, Пушкіна	с/т	76	02.09р.	4	7	30,976	капермонт	106,940
с.Ст.Косів	вул.Л.Українки	с/т	76	02.09р.	7	7	54,208	капермонт	187,144
с.Ст.Косів	вул.Тиха, Набережна	с/т	76	04.09р.	6	8	37,800	капермонт	130,498
с.Уторопи	вул.Центральна, Царина	с/т	76	04.09р.	11	7	67,760	капермонт	233,931

с.Тюдів	вул.Зелена	с/т	89	12.08р.	3	10	31,152	капермонт	107,547
с.Тюдів	вул.Яким'юка, Черемшини	с/т	89	12.08р.	5	11	58,080	капермонт	200,512
с.Верх.Березів	вул.Бодругівка	с/т	89	12.08р.	6	11	68,640	капермонт	236,969
с.Верх.Березів	вул.Мороза	с/т	89	12.08р.	6	11	66,528	капермонт	229,677
с.Верх.Березів	вул.Центральна	с/т	89	12.08р.	4	11	45,760	капермонт	157,979
с.Верх.Березів	вул.Ільницького	с/т	89	12.08р.	6	7	46,464	капермонт	160,410
с.Верх.Березів	вул.Шкільна	с/т	89	01.09р.	6	7	46,464	капермонт	160,410
с.мт.Яблунів	вул.Стефаніка, Центр	с/т	89	01.09р.	4	9	38,720	капермонт	133,675
с.Ст.Кути	вул.Пенківка	с/т	76	01.09р.	4	7	30,976	капермонт	106,940
с.Верх.Березів	вул.Кривоноса	с/т	76	01.09р.	6	9	58,080	капермонт	200,512
с.Рожнів	вул.Франка, Галана	с/т	76	02.09р.	3	9	29,040	капермонт	100,256
с.Рожнів	вул.Піонерська, Ільницького	с/т	108	02.09р.	2	10	20,768	капермонт	71,698
с.Рожнів	вул.Л.Українки, Фенка	с/т	108	02.09р.	5	9	48,400	капермонт	167,093
с.Рожнів	вул.Довуша, Веселова,	с/т	108	02.09р.	4	9	38,720	капермонт	133,675
с.Ст.Кути	вул.Шкільна	с/т	108	02.09р.	8	10	84,480	капермонт	291,6536
с.Ст.Кути	вул.Снятинська	н/т	108	02.09р.	3	9	18,480	капермонт	63,799
с.Ст.Кути	вул.Косівська, Тюдівська	н/т	108	02.09р.	3	7	14,784	капермонт	51,039
с.Хімчин	вул.Січ.Стрільнів, Грушевського	с/т	76	02.09р.	6	2	14,784	капермонт	51,039
м.Косів	вул.Кобиллянської, Гвардійська,	с/т	76	02.09р.	5	5	25,520	капермонт	88,104
м.Косів	вул.Винниченка, Дудаєва	с/т	76	02.09р.	4	5	20,416	капермонт	70,483
с.Хімчин	вул.Незалежності, Бандери,	с/т	76	02.09р.	3	6	17,952	капермонт	61,976
с.Хімчин	вул.Садова, Шкільна, Лепкого,	с/т	76	02.09р.	4	6	23,936	капермонт	82,635
с.Хімчин	вул.Дружби, Франка, Довбуша,	с/т	76	02.09р.	5	7	38,720	капермонт	133,675
с.Ст.Косів	вул.Горького, Миру	с/т	76	02.09р.	9	7	69,696	капермонт	240,614
с.Ст.Косів	вул.Миру, Пушкіна	с/т	76	02.09р.	4	7	30,976	капермонт	106,940
с.Ст.Косів	вул.Л.Українки	с/т	76	02.09р.	7	7	54,208	капермонт	187,144
с.Ст.Косів	вул.Тиха, Набережна	с/т	76	04.09р.	6	8	37,800	капермонт	130,498
с.Уторопи	вул.Центральна, Царина	с/т	76	04.09р.	11	7	67,760	капермонт	233,931

с.Тюдів	вул.Зелена	с/т	89	12.08р.	3	10	31,152	капермонт	107,547
с.Тюдів	вул.Яким'юка, Черемшини	с/т	89	12.08р.	5	11	58,080	капермонт	200,512
с.Верх.Березів	вул.Бодругівка	с/т	89	12.08р.	6	11	68,640	капермонт	236,969
с.Верх.Березів	вул.Мороза	с/т	89	12.08р.	6	11	66,528	капермонт	229,677
с.Верх.Березів	вул.Центральна	с/т	89	12.08р.	4	11	45,760	капермонт	157,979
с.Верх.Березів	вул.Ільницького	с/т	89	12.08р.	6	7	46,464	капермонт	160,410
с.Верх.Березів	вул.Шкільна	с/т	89	01.09р.	6	7	46,464	капермонт	160,410
с.мт.Яблунів	вул.Стефаніка, Центр	с/т	89	01.09р.	4	9	38,720	капермонт	133,675
с.Ст.Кути	вул.Пенківка	с/т	76	01.09р.	4	7	30,976	капермонт	106,940
с.Верх.Березів	вул.Кривоноса	с/т	76	01.09р.	6	9	58,080	капермонт	200,512
с.Рожнів	вул.Франка, Галана	с/т	76	02.09р.	3	9	29,040	капермонт	100,256
с.Рожнів	вул.Піонерська, Ільницького	с/т	108	02.09р.	2	10	20,768	капермонт	71,698
с.Рожнів	вул.Л.Українки, Фенка	с/т	108	02.09р.	5	9	48,400	капермонт	167,093
с.Рожнів	вул.Довуша, Веселова,	с/т	108	02.09р.	4	9	38,720	капермонт	133,675
с.Ст.Кути	вул.Шкільна	с/т	108	02.09р.	8	10	84,480	капермонт	291,6536
с.Ст.Кути	вул.Снятинська	н/т	108	02.09р.	3	9	18,480	капермонт	63,799
с.Ст.Кути	вул.Косівська, Тюдівська	н/т	108	02.09р.	3	7	14,784	капермонт	51,039
с.Хімчин	вул.Січ.Стрільнів, Грушевського	с/т	76	02.09р.	6	2	14,784	капермонт	51,039
м.Косів	вул.Кобиллянської, Гвардійська,	с/т	76	02.09р.	5	5	25,520	капермонт	88,104
м.Косів	вул.Винниченка, Дудаєва	с/т	76	02.09р.	4	5	20,416	капермонт	70,483
с.Хімчин	вул.Незалежності, Бандери,	с/т	76	02.09р.	3	6	17,952	капермонт	61,976
с.Хімчин	вул.Садова, Шкільна, Лепкого,	с/т	76	02.09р.	4	6	23,936	капермонт	82,635
с.Хімчин	вул.Дружби, Франка, Довбуша,	с/т	76	02.09р.	5	7	38,720	капермонт	133,675
с.Ст.Косів	вул.Горького, Миру	с/т	76	02.09р.	9	7	69,696	капермонт	240,614
с.Ст.Косів	вул.Миру, Пушкіна	с/т	76	02.09р.	4	7	30,976	капермонт	106,940
с.Ст.Косів	вул.Л.Українки	с/т	76	02.09р.	7	7	54,208	капермонт	187,144
с.Ст.Косів	вул.Тиха, Набережна	с/т	76	04.09р.	6	8	37,800	капермонт	130,498
с.Уторопи	вул.Центральна, Царина	с/т	76	04.09р.	11	7	67,760	капермонт	233,931

с.Тюдів	вул.Зелена	с/т	89	12.08р.	3	10	31,152	капермонт	107,547
с.Тюдів	вул.Яким'юка, Черемшини	с/т	89	12.08р.	5	11	58,080	капермонт	200,512
с.Верх.Березів	вул.Бодругівка	с/т	89	12.08р.	6	11	68,640	капермонт	236,969
с.Верх.Березів	вул.Мороза	с/т	89	12.08р.	6	11	66,528	капермонт	229,677
с.Верх.Березів	вул.Центральна	с/т	89	12.08р.	4	11	45,760	капермонт	157,979
с.Верх.Березів	вул.Ільницького	с/т	89	12.08р.	6	7	46,464	капермонт	160,410
с.Верх.Березів	вул.Шкільна	с/т	89	01.09р.	6	7	46,464	капермонт	160,410
с.мт.Яблунів	вул.Стефаніка, Центр	с/т	89	01.09р.	4	9	38,720	капермонт	133,675
с.Ст.Кути	вул.Пенківка	с/т	76	01.09р.	4	7	30,976	капермонт	106,940
с.Верх.Березів	вул.Кривоноса	с/т	76	01.09р.	6	9	58,080	капермонт	200,512
с.Рожнів	вул.Франка, Галана	с/т	76	02.09р.	3	9	29,040	капермонт	100,256
с.Рожнів	вул.Піонерська, Ільницького	с/т	108	02.09р.	2	10	20,768	капермонт	71,698
с.Рожнів	вул.Л.Українки, Фенка	с/т	108	02.09р.	5	9	48,400	капермонт	167,093
с.Рожнів	вул.Довуша, Веселова,	с/т	108	02.09р.	4	9	38,720	капермонт	133,675
с.Ст.Кути	вул.Шкільна	с/т	108	02.09р.	8	10	84,480	капермонт	291,6536
с.Ст.Кути	вул.Снятинська	н/т	108	02.09р.	3	9	18,480	капермонт	63,799
с.Ст.Кути	вул.Косівська, Тюдівська	н/т	108	02.09р.	3	7	14,784	капермонт	51,039
с.Хімчин	вул.Січ.Стрільнів, Грушевського	с/т	76	02.09р.	6	2	14,784	капермонт	51,039
м.Косів	вул.Кобиллянської, Гвардійська,	с/т	76	02.09р.	5	5	25,520	капермонт	88,104
м.Косів	вул.Винниченка, Дудаєва	с/т	76	02.09р.	4	5	20,416	капермонт	70,483
с.Хімчин	вул.Незалежності, Бандери,	с/т	76	02.09р.	3	6	17,952	капермонт	61,976
с.Хімчин	вул.Садова, Шкільна, Лепкого,	с/т	76	02.09р.	4	6	23,936	капермонт	82,635
с.Хімчин	вул.Дружби, Франка, Довбуша,	с/т	76	02.09р.	5	7	38,720	капермонт	133,675
с.Ст.Косів	вул.Горького, Миру	с/т	76	02.09р.	9	7	69,696	капермонт	240,614
с.Ст.Косів	вул.Миру, Пушкіна	с/т	76	02.09р.	4	7	30,976	капермонт	106,940
с.Ст.Косів	вул.Л.Українки	с/т	76	02.09р.	7	7	54,208	капермонт	187,144
с.Ст.Косів	вул.Тиха, Набережна	с/т	76	04.09р.	6	8	37,800	капермонт	130,498
с.Уторопи	вул.Центральна, Царина	с/т	76	04.09р.	11	7	67,760	капермонт	233,931

с.Смодна	вул.Будівельна, Ірчана, Л.Українки	с/т	76	09.10р.	5	6	25,200	капермонт	86,999
с.Смодна	вул.Щорса, Яремчука, Санаторна	с/т	76	09.10р.	8	6	39,200	капермонт	135,332
с.Смодна	вул.Перемоги, Лісна, Пріски,	с/т	76	09.10р.	12	11	110,880	капермонт	382,795
с.Пістинь	вул.Черемшини, Українська,	с/т	76	10.10р.	10	11	92,400	капермонт	318,996
с.Ст.Кути	вул.Банська, Глібківська, Довбуша,	с/т	76	10.10р.	33	11	304,920	капермонт	1052,688
с.Ст.Кути	вул.Перемоги, Стуса	с/т	76	10.10р.	3	7	18,060	капермонт	62,349
м.Косів	вул.Дружби	с/т	76	11.10р.	2	7	11,200	капермонт	38,666
м.Косів	вул.Середня, Сагайдачного,	с/т	76	11.10р.	12	8	82,320	капермонт	284,197
м.Косів	вул.Чорновола, Шашкевича,	н/т	108	11.10р.	7	8	36,064	капермонт	124,505
с.Мт.Кути	вул.Кобилянської, Мостовича,	н/т	108	12.10р.	5	7	24,080	капермонт	83,132
с.Мт.Кути	вул.Черемозна, Л.Українки, Тиха,	н/т	108	11.10р.	8	7	39,424	капермонт	136,105
с.Рибне	вул.Центральна	н/т	108	11.10р.	5	8	25,760	капермонт	88,932
с.Хімчин	вул.Косівська	н/т	108	11.10р.	3	8	16,464	капермонт	56,839
с.Микитинці		с/т	89	01.11р.	4	8	25,200	капермонт	86,999
с.Н.Березів		с/т	89	01.11р.	6	7	36,960	капермонт	127,598
м.Косів	вул.Дружби, Довбуша,	н/т	108	01.11р.	10	8	51,520	капермонт	177,865
с.Хімчин	Грушевського, Лисенка, Над Гуком	н/т	108	01.11р.	10	7	48,160	капермонт	166,265
м.Косів	вул.Тиха, Незалежності, Зелена	н/т	108	01.11р.	22	7	105,952	капермонт	365,782
м.Косів	вул.Кобилянської, Незалежності,	н/т	108	01.11р.	6	7	28,896	капермонт	99,759
м.Косів	вул.Лісна, Вітовського, Павлика,	н/т	108	01.11р.	10	8	54,880	капермонт	189,464
м.Косів	вул.Шашкевича, Яблунева,	н/т	108	02.11р.	10	7	49,280	капермонт	170,131
с.Рожнів	вул.Тиха, Туристична	н/т	108	02.11р.	25	7	123,200	капермонт	425,328
с.Ст.Кути	вул.Котляревського, Л.Українки,	н/т	108	02.11р.	7	7	33,712	капермонт	116,385
с.Вербовець	вул.Кушнірська, Лазорики,	н/т	108	02.11р.	11	9	66,528	капермонт	229,677
с.Вербовець	вул.Дружби, Зелена, Ковпака, Міч	н/т	108	03.11р.	6	7	26,880	капермонт	92,799
с.Вербовець	вул.Підгора, Л.Українки, Шевченка	н/т	108	03.11р.	6	9	36,288	капермонт	125,279
с.Ст.Косів	вул.Шевченка, Щорса, Горького,	н/т	108	03.11р.	10	10	66,080	капермонт	228,131

с.Ст.Косів	вул.Молодіжна, Пушкіна, Садова,	н/т	108	03.11р.	8	9	48,384	капермонт	167,038
с.Ст.Косів	вул.Чорновола, Шевченка, Миру,	н/т	108	03.11р.	4	9	24,192	капермонт	83,519
с.Вербовець	вул.Банська, Франка, Гагаріна,	н/т	108	04.11р.	8	10	52,864	капермонт	182,505
с.мт.Кути	вул.Цикалівка, Довга,	н/т	108	04.11р.	26	10	165,984	капермонт	573,033
м.Косів	вул.Франка, Карпатська, Дружби	н/т	108	04.11р.	15	9	90,720	капермонт	313,196
с.мт.Кути	вул.Довбуша, Глибока, Банська,	н/т	108	04.11р.	25	8	126,000	капермонт	434,995
с.мт.Кути	вул.Кобилянської, Довга	н/т	108	04.11р.	10	8	51,520	капермонт	177,865
с.Слобідка	вул.Лисенка, Незалежності,	н/т	108	05.11р.	10	7	49,280	капермонт	170,131
с.Тюдів	вул.Центральна, Косівська, Довга	с/т	89	05.11р.	4	7	24,640	капермонт	85,066
с.Кобаки	вул.Шевченка, Черемшини,	н/т	108	05.11р.	14	8	70,560	капермонт	243,597
с.Кобаки	вул.Осічного, Кондревича,	н/т	108	05.11р.	5	8	25,200	капермонт	86,999
м.Косів	вул.Над Гуком, Туристична,	н/т	108	05.11р.	9	7	43,344	капермонт	149,638
м.Косів	вул.Гоголя, Грушевського	н/т	89	06.11р.	2	7	9,632	капермонт	33,253
с.Пістинь	вул.40-чця Перемоги	н/т	89	06.11р.	5	7	24,640	капермонт	85,066
с.Смодна	вул.Шевченка, Лісна, Дружби	н/т	89	06.11р.	4	8	20,608	капермонт	71,146
с.Рибне	вул.Шевченка, Черемшини,	н/т	89	06.11р.	10	8	51,520	капермонт	177,865
с.Хімчин	вул.Незалежності, Гагаріна,	н/т	89	07.11р.	10	8	54,880	капермонт	189,464
с.Хімчин	вул.Зелена, Косівська, Лісна,	н/т	89	07.11р.	4	8	21,056	капермонт	72,692
с.Хімчин	вул.Січ.Стрільців, Саагдачного,	н/т	89	07.11р.	9	7	44,352	капермонт	153,118
м.Косів	вул.Павлика, пр.Павлика	н/т	89	07.11р.	5	7	24,640	капермонт	85,066
с.Кобаки	вул.Клима, пр.Зелений	н/т	89	09.11р.	3	11	22,176	капермонт	76,559
с.Ст.Кути	вул.Лазорики, Мічуріна,	н/т	89	09.11р.	6	11	44,352	капермонт	153,118
с.Ст.Кути	вул.Л.Українки, Франка, Тюдівська,	н/т	89	09.11р.	15	11	105,840	капермонт	365,396
с.Рожнів	вул.Зелена, Коновальця	н/т	89	09.11р.	7	11	49,392	капермонт	170,518
с.Вербовець	вул.Щорса, Руднева	н/т	89	09.11р.	9	9	56,448	капермонт	194,878
с.Рожнів	вул.Демка, Довбуша	н/т	108	09.11р.	10	9	62,720	капермонт	216,531
с.Вербовець	вул.Миру, Середня	н/т	108	09.11р.	2	6	7,840	капермонт	27,066
с.Вербовець	вул.Л.Українки, Ковпака	н/т	108	10.11р.	5	11	36,960	капермонт	127,598

с.Ст.Кути	вул.Банська, Каменець, Косівська,	н/т	108	11.11р.	3	9	18,480	капермонт	63,799
с.Ст.Кути	вул.Шкільна	с/т	108	11.11р.	2	1	1,344	капермонт	4,640
с.Вербовець	вул.Миру, Середня, Хімчинська	н/т	108	11.11р.	2	8	10,752	капермонт	37,120

