

**Д. О. Лисенко**, інспектор Маріупольської митниці  
**Н. В. Халіпова**, кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри транспортних систем та технологій Академії митної служби України

### **ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ НЕСАНКЦІОНОВАНОГО “ВРІЗАННЯ” У МАГІСТРАЛЬНИЙ НАФТОПРОВІД НА ОСНОВІ ВИМІРІВ І АНАЛІЗУ АКУСТИЧНИХ ЗБУДЖЕНЬ**

*У статті проаналізовано проблему виявлення несанкціонованих “врізань” і витоків нафти з магістральних нафтопроводів. Застосовано акустичний метод для встановлення місця несанкціонованого доступу на одній з ділянок магістрального нафтопроводу та оцінено можливу похибку під час встановлення місця “врізання”, пов’язану зі ступенем зношення трубопроводу.*

*In the article there is analyzed the problem of detection of unauthorized cutting-in and oil flowing-out from oil-trunk pipelines. With the help of the acoustic method the place of unauthorized cutting-in at one segment of the oil-trunk pipeline is determined and during the determination of the place of cutting-in there is evaluated the possible error which is connected with pipe-line depreciation.*

**Ключові слова.** Акустичне збудження, система контролю, несанкціоноване врізання, нафтопроводи.

**Вступ.** Нафтопровідна система України – одна з найпотужніших в Європі. Забезпечення її ефективного функціонування дуже важливе для забезпечення енергетичної безпеки держави [1].

Однією з найактуальніших проблем експлуатації магістральних нафтопроводів є проблема виявлення несанкціонованих “врізань” і витоків, запобігання крадіжкам нафти з магістральних нафтопроводів. Її наслідки – забруднення навколишнього середовища, економічні втрати (штрафи за забруднення навколишнього середовища, затрати на ліквідацію пошкодження труби) і, звичайно ж, збільшення строків доставки палива споживачам.

**Постановка завдання.** На об’єктах нафтогазового комплексу України реєструється значна кількість крадіжок нафтогазової сировини і паливо-мастильних матеріалів на всіх етапах технологічного процесу: з діючих та законсервованих свердловин, установок комплексної підготовки нафти та газу, нафтогазоконденсатопроводів. Збитки від них сягають десятків мільйонів гривень. У [2] наведено окремі статистичні дані “врізань”, виявлених на об’єктах Чернігівського нафтопромислового району в 2006–2007 рр.

© Д. О. Лисенко, Н. В. Халіпова, 2009

Основний спосіб вчинення несанкціонованих під’єднань (“врізань”) – несанкціоноване під’єднання до магістральної труби, якою здійснюється транспортування нафтопродукту, через пророблення в ній отвору та встановлення запірної пристрою.

Для виявлення “врізань” і витоків розроблено ряд методів, що ґрунтуються на різних фізичних законах і явищах. Наприклад, метод порівняння витрат; радіоактивний метод; ультразвуковий метод (зондовий); метод акустичної емісії; лазерний газоаналітичний метод; візуальний метод; метод перепаду тисків (зондовий); метод трасуючих газів; метод ударних хвиль Н. С. Жуковського та ін.

Жоден з перерахованих методів виявлення витоків не задовольняє повністю всі поставлені до них вимоги [3]. За допомогою існуючих методів контролю витоків складно виявити несанкціоновані врізання через короткочасність і малі обсяги витоків, не забезпечується вимога оперативності.

**Постановка завдання.** Мета даного дослідження – аналіз методів виявлення несанкціонованих “врізань” і витоків нафти з магістральних нафтопроводів та обґрунтування вибору з проаналізованих акустичного методу для встановлення місць несанкціонованого доступу.

Для сигналізації факту несанкціонованого “врізання” й визначення його приблизного місця можливе застосування системи виявлення несанкціонованих “врізань” у магістральний нафтопровід, що передбачає вимір й аналіз виникаючих при впливі на метал труби акустичних збурень. Засоби й системи для виявлення врізань дорогі через використання високоточної апаратури й засобів телемеханіки, але вони себе виправдовують [4, 5]. При спробі створення “врізання” в металі труби в результаті механічного впливу виникають акустичні збурення, які поширюються по трубі як по хвилеводу. Швидкість поширення звуку у важких і міцних металах становить приблизно 4800 м/с. Поздовжня складова деформації хвилі меншою мірою залежить від структури середовища поглинання й матиме загасання порядку 10 дБ на км. Це дає можливість оцінити коефіцієнт згасання в 50...70 дБ. Частотний діапазон оцінюється як 10...7000 Гц (перша область) і 18...22 кГц (друга область).

Структурно система виявлення “врізань” (рис. 1) складається із трьох рівнів. Інформацією для їх виявлення є показання первинних перетворювачів (ПП), наприклад акустичних п’єзодатчиків, які кріпляться безпосередньо на трубі (нижній рівень). Вони перетворюють механічну енергію коливань в електричний сигнал. Обов’язкові умови такі: наявність сигналів з двох датчиків; значення сигналів має перевищувати припустимий рівень шумів, які можуть бути викликані факторами навколишнього середовища, роботою технологічного устаткування (в основному, вібрацією насосних агрегатів). Далі цей сигнал через вторинний перетворювач (ВП) подається у відповідний модуль програмувального логічного контролера (ПЛК), встановленого в контрольному пункті (КП) уздовж траси магістрального нафтопроводу (середній рівень).

Потім обидва сигнали надходять в ЕОМ автоматизованого робочого місця (АРМ) диспетчера, яке розташовано в районному диспетчерському пункті (РДП) (верхній рівень). При цьому переданий на АРМ диспетчера інформаційний пакет містить дані про час події, тому що контролери дозволяють робити синхронізацію в реальному часі. У диспетчерському пункті відображається час події й номери двох сусідніх контрольних пунктів, ПЛК яких зафіксували факт “врізання”. Далі на РДП по спеціальній програмі здійснюється обчислення місця знаходження події і його індикація на моніторі АРМ диспетчера.

Інформативним параметром сигналу, що надходить у РДП, може бути як час приходу сигналу від ПЛК у РДП, так і його інтенсивність (амплітуда).

У першому випадку координата місця врізання у РДП визначається за різницею приходу в часі сигналу від двох найближчих до місця врізання КП з урахуванням довжини ділянки нафтопроводу між ними

$$\begin{cases} t_1 + t_2 = l, \\ t_1 - t_2 = \nu \cdot \Delta t, \end{cases}$$

де  $\Delta t$  – різниця приходу в часі сигналів  $t_1$  й  $t_2$  від двох найближчих КП. При  $t_2 > t_1$  місце врізання перебуває ближче до КП1;

- – швидкість поширення звуку в металі труби. Взагалі вона відома, але її точне значення для кожної конкретної труби визначити складно. Тому надалі будемо розглядати її як таку, що збурює вплив (невідому величину, що перешкоджає обчисленню координати місця врізання).

$x_1, x_2$  – сигнал про врізання сприймаючим ПП;  $x$  – координата місця “врізання”;  
 $l_1, l_2$  – відстань від місця “врізання” до першого і другого ПП (КП);  $l$  – довжина ділянки між двома сусідніми КП

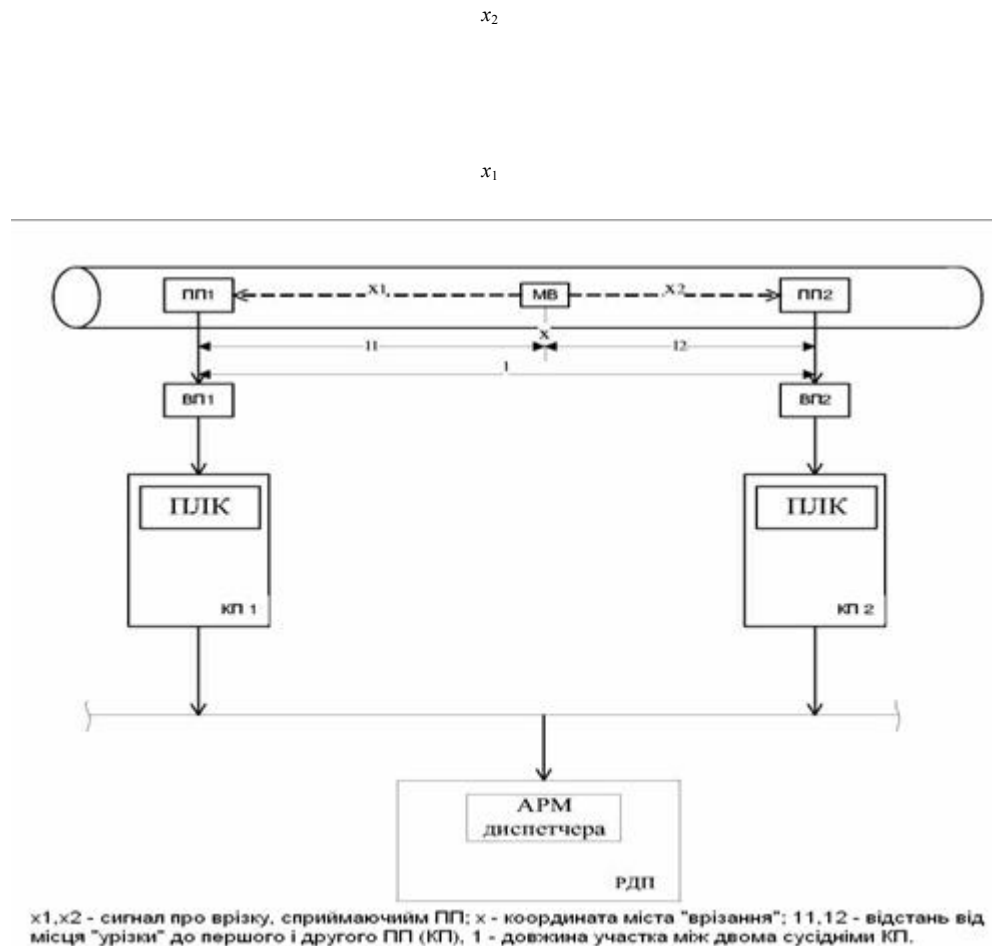


Рис. 1. Структурна схема системи виявлення “врізання”

У другому випадку, коли інформативним параметром є інтенсивність сигналу, потрібно враховувати коефіцієнт згасання акустичних коливань у металі труби й швидкість їхнього поширення, а також коефіцієнт перетворення первинних і вторинних перетворювачів  $\alpha$

$$\begin{cases} x_1 = (1-x) \cdot f \cdot a, \\ x_2 = x \cdot f \cdot a, \end{cases}$$

де  $x$  – координата місця врізання; прийmemo, що вона відраховується від першого КП;

$f$  – вплив, обумовлений неможливістю точного визначення швидкості поширення звуку в металі й загасанням електричних коливань [5].

Незалежно від того, що є інформативним параметром сигналу, на первинний перетворювач, крім вимірюваної величини (механічної енергії звукових коливань), впливатиме ряд факторів, що збурюють. Для їхньої компенсації під час проектування вимірювальних й обчислювальних пристроїв використовується теорія інваріантності, основний принцип якої – принцип багатоканальності передачі збурення [6]. Це дозволяє одержати високу точність виміру, знизити вимоги до стабільності вузлів цих пристроїв й усунути вплив збурень на точність показників.

На рис. 2 наведено структурну схему вимірювального пристрою, що містить первинні перетворювачі (ПП) і вимірювальний пристрій (ВП).

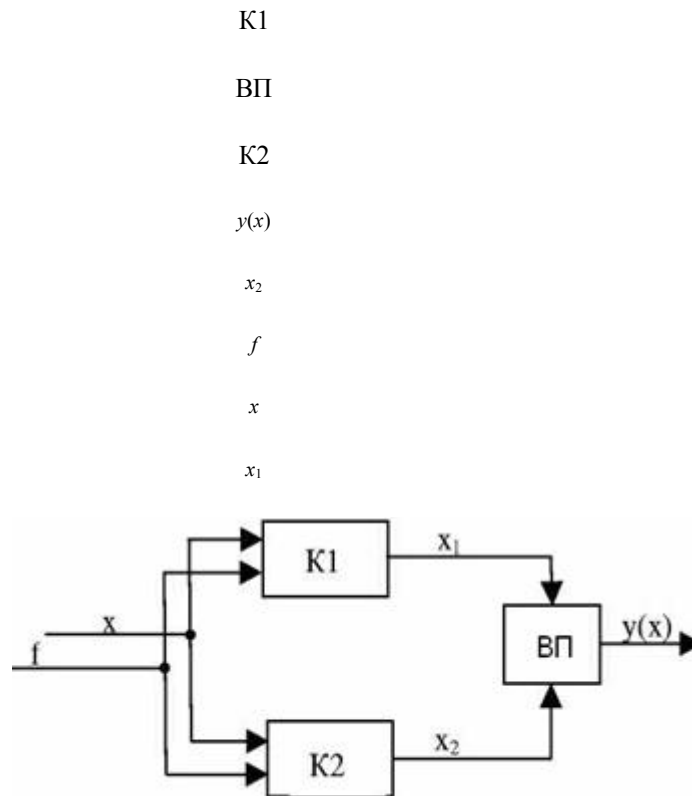


Рис. 2. Структурна схема розімкнутих інваріантних ВП:

$k_1, k_2$  – канали виміру координати  $x$ ; ВП – вимірювальний пристрій;  $f$  – збурюючий вплив;  
 $x$  – вимірювана величина,  $x_1$  – сигнал, який поступає від першого каналу;  
 $x_2$  – сигнал, який поступає від другого каналу

Відповідно до принципу багатоканальності обчислення координати місця несанкціонованого врізання ведеться по двох каналах.

Застосування методу, що ґрунтується на вимірі й аналізі акустичних збурень у металі трубопроводу, які виникають при спробі врізання, є цілком ефективним, оскільки дає змогу за короткий час виявляти місце здійснення “врізання” і скоротити обсяги витоків [7].

**Результати дослідження.** Запропонований підхід із застосуванням методу аналізу акустичних збурень дає змогу оперативно визначити місце несанкціонованого відбору нафти, розрахувати кількість акустичних п’ездатчиків, необхідних для розстановки на трасі трубопроводу.

Розглянемо застосування описаних вище підходів для визначення місця “врізання” на одному з прикладів врізання на нафтопроводі “Т – Г” за такими вихідними даними. Довжина нафтопроводу становить  $L = 80$  км; швидкість поширення звуку у важких металах  $v = 4800$  м/с; час проходження сигналу про “врізання” від першого КП  $t_1 = 20$  с; коефіцієнт перетворення  $a = 0,5$ .

Визначимо місце “врізання” за допомогою акустичного методу виявлення врізань за часом.

Час проходження сигналу по всій довжині нафтопроводу зі швидкістю поширення звуку в металі

$$x_2 = \frac{L}{v} = \frac{80000 \text{ м}}{4800 \text{ м/с}} = 16,6 \text{ с.}$$

Різниця часу приходу сигналів з двох найближчих КП становитиме 3,4 с.

Прийемо, що координата  $x$  відраховується від першого КП. Тоді відстань від місця врізання до другого КП дорівнює  $(L-x)$  і, виходить, різниця відстаней від місця врізання до двох найближчих КП дорівнює  $x = 48160 \text{ м}$ .

Якщо значення шуканої координати – відстань від КП із меншим номером, то

$$x = \frac{1}{2} \cdot (L - \Delta t \cdot v)$$

$$x = \frac{1}{2} (80\ 000 \text{ м} - 3,4 \text{ с} \cdot 4800 \text{ м/с}) = 31\ 840 \text{ м.}$$

Значення  $f = \frac{1}{v}$  впливу, що збурює, і дорівнює

$$f = \frac{1}{4800 \text{ м/с}} \approx 0,00021 \text{ с/м.}$$

Ураховуючи цей вплив:

$$x_1 = t_1 - t_2 = \frac{x}{v} - \frac{L-x}{v} = f \cdot x - f \cdot L + f \cdot x = 2 \cdot f \cdot x - f \cdot L$$

$$x_2 = t_2 = L \cdot f$$

$$x_1 = t_1 - t_2 = 2 \cdot 0,00021 \text{ с/м} \cdot 48160 \text{ м} - 0,00021 \text{ с/м} \cdot 80\ 000 \text{ м} = 3,42 \text{ с,}$$

$$x_2 = 80\ 000 \text{ м} \cdot 0,00021 \text{ с/м} = 16,8 \text{ с.}$$

Обидва сигнали  $x_1$  та  $x_2$  надходять в обчислювальний пристрій, у нашому випадку процесорний модуль контролера, де відбувається обчислення відношення величин сигналів  $m$ :

$$m = \frac{x_1}{x_2} = \frac{2 \cdot f \cdot x - f \cdot L}{f \cdot L} = \frac{2 \cdot x - L}{L}$$

$$m = \frac{3,42 \text{ с}}{16,8 \text{ с}} = 0,2.$$

Тоді значення координати  $x$

$$x = \frac{80\ 000 \text{ м}}{2} \cdot (0,2 + 1) = 48\ 000 \text{ м,}$$

де  $m \ll 1$ .

При цьому вдається звільнитися від впливу, що збурює.

Визначимо місце “врізання” за допомогою акустичного методу виявлення врізань за загасанням (інтенсивністю) сигналу.

У цьому випадку сигнал від першого каналу

$$x_1 = (L - x) \cdot f \cdot a,$$

$$x_1 = (80\ 000 \text{ м} - 48\ 160 \text{ м}) \cdot 0,00021 \text{ с/м} \cdot 0,5 = 3,34 \text{ с,}$$

сигнал від другого каналу:

$$x_2 = x \cdot f \cdot a,$$

$$x_2 = 48\ 160 \text{ м} \cdot 0,00021 \text{ с/м} \cdot 0,5 = 5,06 \text{ с,}$$

де  $a = k_{\text{пт}} \cdot k_{\text{вп}}$  – постійний коефіцієнт, однаковий для обох каналів;

$k_{\text{пт}}$  – коефіцієнт перетворення первинного перетворювача;

$k_{\text{вп}}$  – коефіцієнт перетворення вторинного перетворювача.

Обидва сигнали  $x_1$  та  $x_2$  надходять в обчислювальний пристрій, у якому послідовно виконуються такі дії:

а) додавання значень сигналів  $x_1$  та  $x_2$

$$x_1 + x_2 = 3,34 \text{ с} + 5,06 \text{ с} = 8,4 \text{ с;}$$

б) ділення  $x_2$  на суму значень сигналів  $x_1$  та  $x_2$

$$m = \frac{5,06 \text{ с}}{8,4 \text{ с}} = 0,6.$$

У такий спосіб вдається звільнитися від впливу, що збурює  $f$ :

в) обчислення значення  $x$

$$x = 0,6 \cdot 80 \text{ 000 м} = 48 \text{ 000 м},$$

де  $m < 1$ .

Отже, двома методами визначено місце несанкціонованого доступу до нафтопроводу – це 48-й кілометр нафтопроводу “Т–Г”.

Визначимо кількість акустичних п’єзодатчиків, необхідних для розстановки на трасі трубопроводу “Т–Г”, беручи час приходу сигналу про врізання від першого КП  $t_1 = 3,4$  с; час приходу сигналу про врізання від другого КП  $t_2 = 16,6$  с; відстань від КП із меншим номером  $L_u = 31\ 840$  м; швидкість поширення звуку у важких металах  $v = 4800$  м/с; довжину нафтопроводу “Т–Г”  $L_n = 80$  км.

Зазвичай при роботі з шукачами течії два його датчики розташовуються на поверхні ділянки трубопроводу, по обидві сторони від витоку. Як правило, датчики розташовуються у штатних місцях доступу до трубопроводу, відстань між якими може сягати декількох сотень метрів.

Акустичні сигнали реєструються датчиками і передаються (по кабелях або по радіо) для подальшої обробки в блок оператора шукача витоків. Результатом пошуку витоку за допомогою шукача є відстань  $L_d$  від КП із меншим номером до витоку

$$L_d = \frac{L_d}{2} - \frac{(\tau_0 \cdot v)}{2},$$

де  $L_d$  – відстань між датчиками;

$v$  – швидкість поширення звуку у важких металах;

$\tau_0$  – різниця часу приходу акустичних сигналів від витоку до датчиків.

Різниця часу приходу акустичних сигналів від витоку до датчиків

$$\tau_0 = t_1 - t_2,$$

де  $t_1$  – час приходу сигналу про врізання від першого КП;

$t_2$  – час приходу сигналу про врізання від другого КП.

Тоді відстань між датчиками  $L_d$  дорівнює

$$L_d = ((t_1 - t_2) \cdot v) + 2 \cdot L_u,$$
$$L_d = ((3,4 \text{ с} - 16,6 \text{ с}) \cdot 4800 \text{ м/с}) + 2 \cdot 31840 \text{ м} = 320 \text{ м}.$$

Кількість необхідних датчиків для розстановки на трасі нафтопроводу

$$N_d = \frac{L_n}{L_d} = \frac{80 \text{ 000 м}}{320 \text{ м}} = 250 \text{ шт.},$$

де  $L_n$  – довжина нафтопроводу “Т–Г” [8].

Отже, для безпечної роботи нафтопроводу “Т–Г” необхідно 250 штук акустичних датчиків, які треба кріпити до трубопроводу з інтервалом 320 м.

При роботі з трубопроводами враховується залежність швидкості від діаметра й матеріалу труби, а

також від температури нафти. Разом з тим, відповідно до формули  $L_d = \frac{L_d}{2} - \frac{(\tau_0 \cdot v)}{2}$ , отриманої Кортвегом, у вираз для швидкості поширення звуку у важких металах, входить товщина стінки труби. Товщини стінок вітчизняних зношених трубопроводів можуть в різних місцях відрізнятися від вихідних у кілька разів. Унаслідок цього, відповідно до згаданих формул, реальна швидкість поширення акустичного звуку вздовж трубопроводу може відрізнятися від швидкості, прийнятої в прикладі ( $v = 4800$  м/с), приблизно до 30 %. Для наочності, на рис. 3 представлено діаграму відмінності реальної швидкості поширення акустичного звуку уздовж трубопроводу, що задається в прилад для пошуку, з урахуванням ступеня зносу трубопроводу для типових діаметрів 102, 219, 325, 720, 1020, 1220 мм. Для більших діаметрів (720, 1020 й 1220 мм) відмінності реальної швидкості від заданої однакові у процентному співвідношенні. Невідповідність реальної швидкості поширення акустичного сигналу вздовж трубопроводу заданому значенню призводить до помилки  $L_{ном}$  при визначенні координати витоку [8].

$$D = 102 \text{ мм}$$

$$D = 720 \text{ мм}$$

$$D = 426 \text{ мм}$$

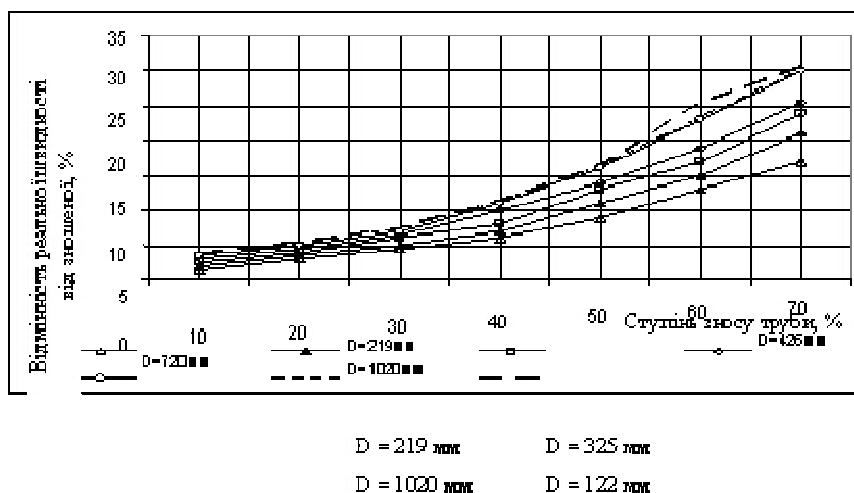


Рис. 3. Діаграма відмінності реальної швидкості від заданої

У попередніх розрахунках було розглянуто ідеальну систему, тобто швидкість поширення акустичного звуку вздовж трубопроводу  $v = 4800$  м/с. Насправді трубопровід “Т-Г” досить зношений. Ступінь зносу становить близько 30 %. При його діаметрі  $D = 325$  мм, як видно з рис. 3, можлива похибка швидкості поширення акустичного сигналу вздовж трубопроводу, що становить 7–8 %.

Тобто реальна швидкість  $V_{\text{реальна}}$  буде

$$V_{\text{реальна}} = \frac{V_{\text{приблизна}} \cdot 92,5\%}{100\%},$$

що становить 4440 м/с.

Помилка визначення швидкості  $V_{\text{пом}}$  дорівнюватиме

$$V_{\text{пом}} = V_{\text{приблизна}} - V_{\text{реальна}} = 360 \text{ м/с},$$

а похибка у відстані  $L_{\text{пом}}$  відповідно, становитиме

$$L_{\text{пом}} = \frac{(360 \text{ м/с} \cdot 13,2 \text{ с})}{2} = 2376 \text{ м}.$$

Як видно з розрахунків, похибка досить значна. Це, у свою чергу, може призвести до досить значних збитків у результаті втрати часу для моментального ліквідування несанкціонованого доступу або просто витoku нафти з нафтопроводу. Фактично обхідникам довелося б оглядати 2,5 км нафтопроводу, а це дорогочінний час, за який злочинці б завдали значних збитків державі.

Щоб такого не сталося, потрібно заміряти фактичну швидкість поширення звуку в металі, тобто проводити її калібрування. Калібрування має проводитися із заданою періодичністю (наприклад, один раз в сезон) за конкретних фіксованих умов експлуатації.

**Висновки.** З проаналізованих методів виявлення несанкціонованих “врізань” і витоків нафти з магістральних нафтопроводів, які базуються на різних фізичних законах та явищах, для нафтопроводу “Т-Г” був обраний метод, який ґрунтується на законах акустики (акустичний метод). Для випадку “врізання” в нафтопровід “Т-Г” за допомогою розрахунків встановлено місце несанкціонованого доступу та проведено оцінку можливої похибки під час встановлення місця “врізання”, пов’язаного зі ступенем зношення трубопроводу.

В подальшому важливим завданням є оцінка економічної ефективності розглянутих в статті заходів щодо виявлення місць “врізань” у нафтопровід.

#### Література

1. Нафтотранспортна система України: стан і перспективи [Текст] / А. М. Пасічник та ін. // Вісник Академії митної служби України. – 2008. – № 4 (40). – С. 135–141.
2. Лисенко Д. О. Актуальність захисту від несанкціонованого доступу та витоків магістрального нафтопроводу [Текст] / Д. О. Лисенко, Н. В. Халіпова // Збірник праць III міжнародної науково-практичної

конференції “Актуальні проблеми економічної безпеки та митної політики України”. – Дніпропетровськ : Академія митної служби України, 2008. – 17 жовтня.

3. Гольянов А. А. Анализ методов обнаружения утечек на трубопроводах [Текст] / А. А. Гольянов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2002. – № 10–11. – С. 5–14.

4. Харенко Д. Н. Система обнаружения несанкционированной врезки в магистральный нефтепровод [Текст] / Д. Н. Харенко. – Казань, 2004.

5. Латишев Л. Н. Система обнаружения несанкционированных врезок в магистральный нефтепровод [Текст] / Л. Н. Латишев. – Уфа, 2004.

6. Принцип инвариантности в измерительной технике [Текст] / за ред. Б. Н. Петрова. – М. : Недра, 1976.

7. Методика расчета ущерба от криминальных врезок в нефтепродуктопровод [Текст] / Министерство энергетики Российской Федерации. – М., 2001.

8. Трубопроводный транспорт нефти и газа [Текст] / под. ред. Р. А. Алиева. – М. : Недра, 1988.