

## ДІАГНОСТУВАННЯ МАЛИХ ВИТІКАНЬ ІЗ НАФТОПРОВІДІВ

М.П.Возняк, Г.М.Кривенко, М.В.Мацедонський

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40098

e-mail: public@nuing.edu.ua

*Рассматривается динамический метод диагностики малых утечек с нефтепроводов с нересеченным профилем трасы с учетом температурного расширения и объемного сжатия*

*Dynamic method for describe the insignificant flow out from the pipeline with cross profile of trace with consideration of influence of expansion and compression is given*

Витікання з трубопроводів виникають внаслідок порушення герметичності трубопроводу. Причинами можуть бути зовнішні впливи, тимчасові перевищення тисків у трубах, наслідки зовнішньої і внутрішньої корозії, порушення правил технічної експлуатації, навмисне просверлення отворів тощо.

Процеси, які відбуваються в трубопроводі після порушення герметичності, можна розділити на три етапи [1]:

- падіння тиску в місці втрат нафти;
- перекачування при новому гідравлічному режимі;
- зупинка трубопроводу.

Перший етап починається з утворення тріщин. В інтервалі часу від декількох десятків секунд до однієї-двох секунд відбувається ріст втрат нафти і дуже швидке падіння тиску. З падінням тиску втрата нафти різко зменшується до рівня, прийнятого умовно за 100 відсотків.

Падіння тиску залежить від сорту продукту, тиску в трубопроводі, розташування і величини отвору і деяких інших факторів. Тривалість цього етапу біля двох хвилин, і скоротити його неможливо.

Другий етап закінчується з відключенням насосів та перекриттям засувки. Тривалість його складає близько 15 хвилин.

Третій етап – стабілізація гідравлічних режимів у зупиненому трубопроводі – закінчується витіканням всієї рідини із трубопроводу через отвір і може продовжуватися до двох тижнів.

Дослідження засвідчили, що за величиною втрати нафти бувають лише малі і великі, середніх втрат на практиці не спостерігається. Великі витіки мають вплив на параметри режиму роботи трубопроводу, тому вони можуть бути досить швидко виявлені і локалізовані.

Малі витіки називаються свищами. Їх вплив на параметри режиму роботи трубопроводу несуттєвий, тому виявити їх важко. Втрата продукту і екологічна шкода в цьому випадку можуть бути більшими, ніж у випадку великих витіків внаслідок довготривалого існування малих витіків.

Враховуючи велику кількість факторів, які впливають на визначення цілісності трубопроводу, необхідно використовувати систему для визначення витікань нафти з відповідним програмним забезпеченням, щоб, аналізуючи пото-

чні параметри, можна було об'єктивно оцінити стан трубопроводу, наявність у ньому витікань.

Найпростішими системами виявлення витікань з трубопроводів є системи, що базуються на вимірюванні кількості рідини, яка перекачується, на початку і кінці трубопроводу. Ці системи включають турбінні лічильники рідини, які встановлюються на початку і в кінці контрольованої ділянки трубопроводу. Вони дають реєструвати витіки за балансом перекачування [2].

Для виявлення незначних витікань нафти з трубопроводу, що складають 1% від об'єму перекачування нафти, запропоновано динамічний метод [3, 4]. Цей метод базується на аналізі поточних параметрів, але він не враховує температурного розширення та об'ємного стиснення нафти, а також наявності парогазових (пароповітряних) скупчень у трубопроводах з пересіченим профілем траси.

Тому нижче розглянемо динамічний метод діагностування малих витіків із нафтопроводів з пересіченим профілем траси.

Нехай контрольний об'єм нафти буде рівний (при розриві трубопроводу ця величина буде мати від'ємне значення)

$$V(t) = V_1 - V_{t_0} - V_x(t - t_0) + V_x(t), \quad (1)$$

де:  $V_1$ ,  $V_{t_0}$  – очікуваний об'єм нафти після перекачування по трубопроводу і об'єм нафти на початковий момент спостереження ( $t_0$ );

$V_x(t-t_0)$  – зміна об'єму нафти за час спостереження;

$V_x(t)$  – відхилення об'єму нафти при зміні тиску та температури.

Для визначення об'єму рідини необхідно вимірювати значення витрати, тиску та температури не лише на початку та в кінці трубопроводу, а й по трасі трубопроводу, оскільки зміна цих величин призводить до зміни об'єму.

При визначенні відхилення об'єму враховуємо температурне розширення продукту та його об'ємне стиснення, а також наявність парогазових порожнин (самопливних ділянок) при русі нафти по різко пересіченому профілю траси (1).

Зміну об'єму нафти внаслідок температурного розширення рідини  $\Delta V_T$  враховує коефіцієнт температурного розширення  $\beta_T$ . Зміна об'єму

$$\Delta V_T = V_0 \cdot \beta_T \cdot \Delta T, \quad (2)$$

де:  $V_0$  – початковий об'єм рідини  $V_0 = V_{t_0}$ ;

$\Delta T$  – зміна температури.

Зміну об'єму нафти внаслідок об'ємного стиснення нафти  $\Delta V_p$  враховує коефіцієнт об'ємного стиску  $\beta_V$ . Зміна об'єму

$$\Delta V_p = V_0 \cdot \beta_V \cdot \Delta p, \quad (3)$$

де  $\Delta p$  – зміна середнього тиску в трубопроводі за період від початкового моменту  $t_0$  до моменту  $t$ .

При напірній течії рідини по трубопроводах живий переріз потоку дорівнює площі поперечного перерізу самого трубопроводу. У цьому випадку потік обмежений замкнутим контуром. При русі рідини на ділянках із частково заповненим перерізом всі точки вільної поверхні потоку знаходяться під однаковим тиском газової порожнини. Будь-яка зміна, наприклад, нахилу трубопроводу при сталій витраті або витрати при сталому нахилі труби до горизонталі на самопливних ділянках, призводить до зміни середньої швидкості руху, живого перерізу та координати вільної поверхні потоку (висота заповнення).

Оскільки сума площ поперечних перерізів, які займає рідина і газ, дорівнює площі поперечного перерізу трубопроводу, то з умови нерозривності виходить:

$$\frac{S_c}{S} = \frac{w}{w_c}, \quad (4)$$

де:  $S_c$  – площа живого перерізу, заповненого рідиною на самопливних ділянках;

$S$  – площа поперечного перерізу трубопроводу;

$w$  – середня швидкість руху нафти;

$w_c$  – середня швидкість руху нафти на самопливній ділянці.

Позначимо

$$\alpha = \frac{S_c}{S}, \quad n = \frac{l_c}{l}, \quad b = \alpha \cdot n, \quad (5)$$

де:  $l_c$  – довжина самопливної ділянки.

$l$  – довжина трубопроводу.

Середня швидкість руху нафти на самопливній ділянці  $w_c$  знаходиться за залежністю [5]

$$\frac{w}{w_c} = 4800 \cdot \frac{i^{0.326}}{Re^{0.66}}, \quad (6)$$

де:  $i$  – гідравлічний нахил на самопливній ділянці;

$Re$  – число Рейнольдса.

Відхилення об'єму нафтопродукту з врахуванням (2, 3 і 4) матиме такий вигляд

$$V_x(t) = V_{t_0} \cdot (1 - b) \cdot (\beta_T \cdot \Delta T - \beta_V \cdot \Delta p). \quad (7)$$

Рівняння (1) з врахуванням (7) матиме такий вигляд

$$V(t) = V_t - V_{t_0} - V_x \cdot (t - t_0) + V_{t_0} \cdot (1 - b) \cdot (\beta_T \cdot \Delta T - \beta_V \cdot \Delta p). \quad (8)$$

За формулою (8) можна знайти відхилення об'єму нафти  $V(t)$  з врахуванням температурного розширення та об'ємного стиснення, а також наявності парогазових порожнин (самопливних ділянок) при русі нафти по трубопроводу з різко пересіченим профілем траси (при заданому співвідношенні цих параметрів). Якщо зміна об'єму продукту за час спостереження є від'ємною, то роблять висновок про наявність витікань нафти.

З метою виявлення ступеня впливу температурного розширення та об'ємного стиснення у трубопроводах з пересіченим профілем траси розглянемо ділянку трубопроводу з внутрішнім діаметром  $D = 0,257$  мм, продуктивністю  $Q = 0,06$  м<sup>3</sup>/с = 216 м<sup>3</sup>/год. Коефіцієнт температурного розширення нафти, що перекачується по трубопроводу,  $\beta_T = 0,0007$  К<sup>-1</sup>, а об'ємної стисливості  $\beta_V = 5,88 \cdot 10^{-10}$  Па<sup>-1</sup>. Приймемо контрольний час роботи нафтопроводу одну годину. Визначимо значення контрольного об'єму рідини при зміні тиску і температури на ділянці трубопроводу (зміна температури  $\Delta T = (1 - 12)$  °С, зміна середнього тиску в трубопроводі  $\Delta p = (0,5 \cdot 10^5 - 0,5 \cdot 10^6)$  Па) і за результатами розрахунків побудуємо графічні залежності (рисунок 1).

Як видно з рисунка, при  $\Delta T = 1$  °С і  $\Delta p = 0,5 \cdot 10^5$  відхилення об'єму становить  $V = 0,144$  м<sup>3</sup>, а при зростанні  $\Delta T$  до 12 °С стає рівним 1,793 м<sup>3</sup>. За умови збільшення контрольного часу до 5 год. при  $\Delta T = 1$  °С і  $\Delta T = 12$  °С відхилення об'єму буде рівним 0,718 і 8,966 м<sup>3</sup> відповідно.

За умови контрольного часу одна година при  $\Delta T = 1$  °С і зміні  $\Delta p$  від  $0,5 \cdot 10^5$  до  $0,5 \cdot 10^6$  Па числові значення відхилення об'єму відповідно дорівнюють 0,087 м<sup>3</sup> і 1,737 м<sup>3</sup>.

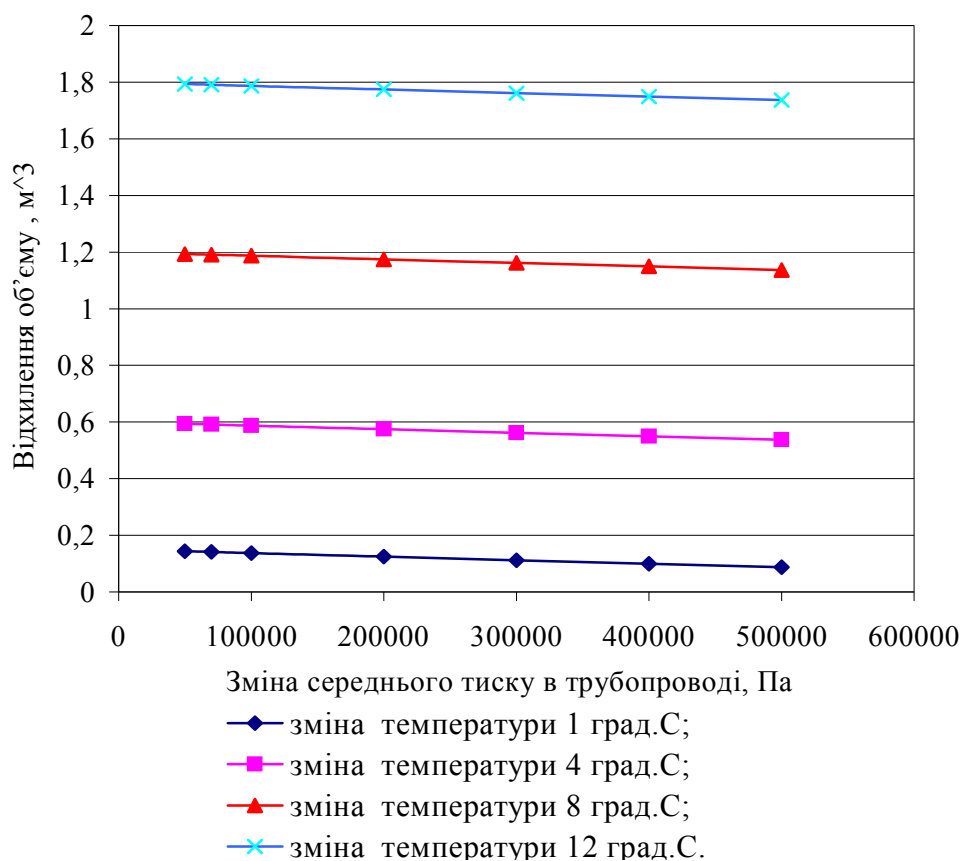
За умови контрольного часу одна година для трубопроводу з внутрішнім діаметром  $D = 510$  мм і  $Q = 0,27$  м<sup>3</sup>/с = 972 м<sup>3</sup>/год при  $\Delta T = 1$  °С і  $\Delta p = 0,5 \cdot 10^5$  відхилення об'єму складає  $V = 0,643$  м<sup>3</sup>, а при зростанні  $\Delta T$  до 12 °С воно стає рівним 8,022 м<sup>3</sup>.

Із цього випливає, що:

– зміна температури більше впливає на відхилення об'єму нафти, ніж зміна тиску;

– за умови зростання пропускної здатності нафтопроводу контрольний час між спостереженнями можна зменшувати.

Запропонований метод дає добрі результати виявлення витоків із нафтопроводу при проведенні вимірювання витрати в трьох часових інтервалах: поточному, годинному і добовому. Поточний інтервал для ділянок трубопроводу з добовою продуктивністю понад 1,5 тис. м<sup>3</sup> вибирається рівним 5 хвилин [6]. Набір даних, замірених на годинному інтервалі, містить 12 груп вимірювань відхилень об'єму нафти, що перекачується, тиску і температури нафти на початку і кінці ділянки для кожної секції трубопроводу. Наприкінці кожної години ці дані усереднюються за кожним параметром і записуються в добовий буфер, де зберігаються від-



**Рисунок 1 — Відхилення об'єму з врахуванням температурного розширення та об'ємного стиснення, а також наявності газоповітряних порожнин**

повідно 24 набори даних по кожній контрольованій ділянці. При цьому значення відхилень об'ємної витрати підсумовуються алгебраїчно.

Для ділянок з меншою витратою тривалість поточного інтервалу повинна враховувати точність витратомірів для зниження похибки обчислень.

### Література

1 Вязунов Е.В., Дымшиц Л.А. Методы обнаружения утечек из магистральных нефтепродуктопроводов // Обзорная информация. Сер.: Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – 52 с.

2 Динамический метод определения разрыва трубопроводов // Зарубежная информация. РНТС. Сер.: Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 2002. – № 12. – С. 12–13.

3 Лурье М.В., Макаров П.С., Черников В.А. Новый алгоритм оперативного обнаружения утечек жидкости из трубопроводов // РНТС. Сер.: Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 2001. – № 3. – С. 16-18.

4 Scott Don M. CPM offers an additional leak detection capability // Pipe Line & Gas Ind. – 2001. – Vol.84. – № 6. – P.43-46, 48.

5 Корнилов Г.Г., Кутыршин А.П. Изменение средней скорости и отношения  $H/d$  при движении жидкостей на самотечных участках // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. Труды ВНИИСПТнефть. – Вып. 8. – Уфа, 1971. – С. 15-23.

6 Бусыгин Г.Н. Эксплуатация систем контроля утечек в ОАО “Уралтранснефтепродукт” // Транспорт и хранение нефтепродуктов: НТС. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1999. – № 9-10. – С. 30-31.