

УДК 622.692.4

ДОСЛІДЖЕННЯ РИЗИКІВ НЕБЕЗПЕКИ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ

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

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. +380 (3422) 4-00-98; e-mail: gidro@nung.edu.ua*

Розроблено схему дослідження трубопроводів для прогнозування ризиків. Характер розподілу тисків вздовж нафтопроводу дає змогу прогнозувати об'єм витікання нафти з дефектного отвору у випадку виникнення аварійної ситуації. Розроблено комп'ютерну технологію моделювання процесу витікання нафти. Наведено методичку визначення ризиків безпеки.

Ключові слова: *нафтопровід, прогнозування, ризик, тиск, моделювання.*

Територія України пронизана мережею нафтопроводів, які експлуатуються вже декілька десятків років, тому мають значну кількість корозійних пошкоджень та тріщин, що суттєво знижує їх екологічну безпеку.

Так, у випадку витікання нафти із пошкоджених трубопроводів відбувається взаємодія її з ґрунтово-рослинним шаром, гідросферою та атмосферою. Негативна дія на ґрунтово-рослинний шар зводиться до зниження біологічної продуктивності ґрунтів та пригнічення рослинного покриву.

Внаслідок просочування та фільтрації крізь ґрунти нафта і нафтопродукти можуть проникати у ґрунтові води, де через конвективне перенесення розповсюджуються на значні відстані, змінюючи якість останніх.

Забруднення атмосфери під час аварій на нафтопроводах відбувається внаслідок випаровування летких фракцій нафти, самовільного її займання. Найбільш небезпечними є окис вуглецю, метан, етан, пропан тощо.

Виходячи зі сказаного впливає, що дослідження ризиків безпеки під час експлуатації нафтопроводу є актуальним і допоможе проводити відповідні заходи щодо запобігання забрудненню довкілля.

З цією метою розроблено схему дослідження трубопроводів для прогнозування ризиків, яка чітко вказує на необхідність розгляду технічного та екологічного ризиків у їх взаємозв'язку [1].

Оскільки головним чинником у ході експлуатації є перепад тиску в трубопроводі, шляхом коригування режимів роботи можливо забезпечити надійність даної системи.

На величину екологічного ризику впливає прогнозована кількість нафти, яка може витекти з дефектного отвору, і площа забрудненої території.

Для дослідження трубопроводів з метою прогнозування ризиків необхідно мати характеристику стану як внутрішньої, так і зовнішньої поверхні нафтопроводу. Сучасні методи діагностування поверхні трубопроводів за допомогою інтелектуальних поршнів дають змогу з високою точністю визначити місце розташування дефектів у тілі труби та їх розміри, що потрібно знати в процесі прогнозування можливих витікань нафти під час розриву труби в дефектних місцях та моделюванні ореолу розтікання. Тому вихідною ланкою для проведення дослідження є дані внутрішньотрубного діагностування, одержані за допомогою інтелектуальних поршнів. Статистичне оброблення результатів діагностування дає можливість визначити найбільш небезпечні дефекти, що можуть призвести до аварійної ситуації.

Для визначення прогнозованої витрати з дефектного отвору необхідно знати характер розподілу тиску вздовж трубопроводу. Також потрібно враховувати, що в процесі заміщення легкої нафти важчою, в яких суттєво відрізняються густини, виникає стрибкоподібна зміна тиску, що є причиною виникнення аварійних ситуацій на початковій ділянці трубопроводу. Це вимагає спрощення аналітичної реалізації задачі, що пов'язана з стрибкоподібною зміною тиску в трубопроводі у процесі експлуатації [2]. Отже, за характером розподілу тисків вздовж трубопроводу з урахуванням його стрибкоподібної зміни можна знайти тиск над прогнозованим дефектним отвором для визначення кількості нафти, що може витекти. Проте для повного дослідження розглядати нафтопровід без прив'язки до місцевості, де він прокладений, недостатньо.

Для цього використана геоінформаційна система (ГІС), що дозволяє на принципово новому рівні розв'язувати задачі з моделювання наслідків аварійних розливів нафти і ранжувати ділянки магістральних трубопроводів за екологічним ризиком для розроблення планів проведення ремонтних робіт та обслуговування трубопроводів. Оскільки велика частина інформації, що потрібна для управління процесом транспортування нафти, характеризує географію розташування об'єктів, то використання ГІС дасть змогу розв'язати різноманітні виробничі проблеми. Отже, геоінформаційне моделювання є методологічною основою прогнозування екологічних та соціальних наслідків аварій на магістральних нафтопроводах.

Комп'ютерна технологія, що створена у вигляді програмного продукту Vityk для Windows, дає змогу моделювати траєкторію витікання нафти з дефектного отвору, прогнозувати величину площі забруднення території та її конфігурацію в залежності від рельєфу місцевості (рис. 1) [3]. Слід зауважити, що комп'ютерна технологія дозволяє слідувати за заповненням улоговин під час розливання нафти (рис. 2).

За результатами комп'ютерного моделювання можна спрогнозувати екологічний ризик і провести необхідні заходи щодо зменшення не-

безпеки для довкілля в результаті витікання нафти через виникнення аварійної ситуації.

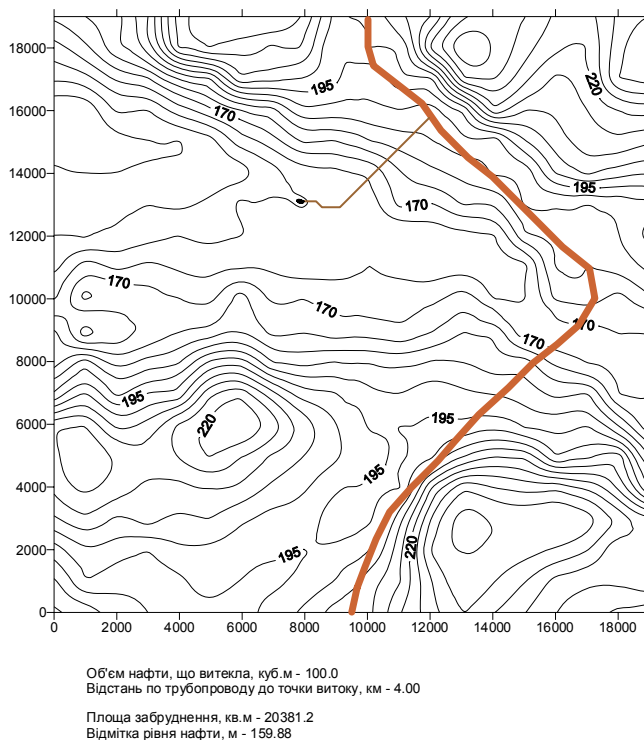


Рис. 1. Результат комп'ютерного моделювання витоку нафти з трубопроводу та прогнозування забруднення території

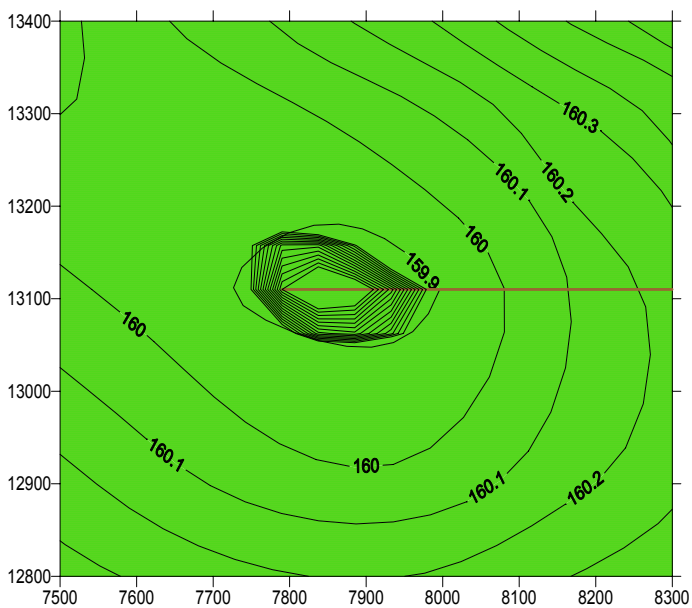


Рис. 2. Заповнення улоговин при розтіканні нафти

Величина екологічного ризику у ході експлуатації магістральних нафтопроводів залежить від ймовірності виникнення аварії (ймовірність

події A) на відрізку трубопроводу довжиною Δl протягом деякого часу (наприклад, протягом року) та від ймовірності нанесення екологічних збитків (подія D – наявність негативного впливу на навколишнє середовище) [4].

Оскільки ці події є залежними, то

$$R_{ек} = P(A) \cdot P_A(D), \quad (1)$$

де $P(A)$ – ймовірність виникнення аварії;

$P_A(D)$ – ймовірність появи екологічних збитків за умови, що аварія відбулася.

Величина екологічних збитків, у свою чергу, залежить від того, який об'єм нафти потрапляє в довкілля (подія B), та яка площа при цьому забруднюється (подія C), тому

$$P_A(D) = P_A(B) \cdot P_{AB}(C), \quad (2)$$

де $P_A(B)$ – ймовірність витікань за умови, що подія A відбулася;

$P_{AB}(C)$ – ймовірність забруднення території за умови, що події A і B відбулися.

Отже,

$$R_{ек} = P(A) \cdot P_A(B) \cdot P_{AB}(C). \quad (3)$$

Оскільки кількісна оцінка рівня екологічного ризику (або абсолютне значення екологічного ризику) не дає вирішення питання про його прийнятність чи неприйнятність, то вводиться поняття відносного екологічного ризику $R_{ек.в}$, який уможливорює порівняння реального значення ризику $R_{ек.дійсне}$ з його максимально допустимим значенням $R_{ек.дон}$ (при цьому для розрахунків береться середня частота відмов на магістральних нафтопроводах, щоб не нівелювався вплив екологічних показників):

$$R_{ек.в} = \frac{R_{ек.дійсне}}{R_{ек.макс.дон}} = \frac{\lambda}{\lambda_{сер}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{Q_{max} \cdot n} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{S_i}{S_{max} \cdot n}, \quad (4)$$

де λ – частота відмов, 1/(рік·км);

$\lambda_{сер}$ – середня частота відмов на магістральних нафтопроводах;

n – кількість дефектів у тілі труби (за результатами діагностування);

Q_i – прогнозоване витікання нафти;

Q_{max} – максимальний допустиме витікання нафти;

S_i – площа забруднення під час витікання Q_i , визначена у ході комп'ютерного моделювання витікань;

S_{max} – максимальна допустима площа забруднення;

$\sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{Q_{max} \cdot n}$ – ступінь навантаження на навколишнє середовище, (ви-

значений шляхом порівняння значення прогнозованого витікання нафти з максимальним прийнятним витіканням), який згідно з [5] становить 1300 м^3 ;

$\sum_{i=1}^n \frac{S_i}{S_{\max} \cdot n}$ – ступінь навантаження на навколишнє середовище, (ви-

значений шляхом порівняння прогнозованої площі забруднення зі значенням прийнятної площі забруднення) – 5 га [5].

Результати розрахунків за формулою (4) свідчать, що екологічний ризик для ділянки трубопроводу складає $R_{ек.в} = 0,041$.

Якщо максимальний відносний екологічний ризик прийняти $R_{ек(max).в} = 1$, то досліджувану ділянку трубопроводу можна віднести до сприятливої в екологічному відношенні.

Аналогічні міркування були проведені для визначення відносного технічного ризику у ході експлуатації трубопроводу, що оцінюється за такою залежністю

$$R_{Т.В} = \frac{\lambda}{\lambda_{сеп}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_{експ.i}}{P_{n.i}} \cdot n, \quad (5)$$

де $p_{експ}$ – експлуатаційний тиск;

p_n – значення пониженого тиску з урахуванням втрат металу.

Значення пониженого тиску обчислювалося за методикою, що використовується фірмою Pipetronix згідно американського стандарту ASME B31G.

Для ділянки трубопроводу $R_{Т.В} = 0,235$. На початку трубопроводу значення технічного ризику буде більшим.

Отже, прогнозна оцінка відносного екологічного та технічного ризиків дає змогу порівняти реальне значення ризику з його максимально допустимим.

Розроблена система прогнозування ризиків дає змогу ранжувати заходи за їх пріоритетами, підвищенню екологічної безпеки у ході експлуатації магістральних нафтопроводів.

Література

1. Вплив чинників на технічний ризик у ході експлуатації нафтопроводів / Г.М. Кривенко, Я.М. Семчук, М.П. Возняк, Л.В. Возняк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – 4(29). – С. 108-111.
2. Кривенко Г.М. Прогнозування технічних ризиків з'єднаних трубопроводів підземних сховищ / Г.М. Кривенко // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – 2(8). – С. 190-191.
3. Кривенко Г.М. Комп'ютерне моделювання розтікання нафти та зони забруднення / Г.М. Кривенко // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2005. – 2(11). – С. 82-85.
4. Енергоекологічна безпека нафтогазових об'єктів / [Р.М. Говдяк, Я.М. Семчук, Л.Б. Чабанович та ін.]. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2007. – 556 с.

5. Методика визначення ризиків та їх прийнятних рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки. Міністерство праці і соціальної політики. № 637 від 4.12.2002 р. – 29 с.

*Стаття постуила в редакційну колегію 21.09.2009 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором Середюк М.Д.*

THE INVESTIGATION OF DANGER RISK BY OPERATE THE MAIN OIL PIPELINE

M. P. Vozniak, L. V. Vozniak, Kryvenko G. M.

*Ivano-Frnkivs'k National Technical University of Oil and Gas;
Carpats'ka street, 15, Ivano-Frnkivs'k, 76019, Ukraine;
ph. +380 (3422) 4 00 98; e-mail: gidro@nung.edu.ua*

The diagram of investigation pipeline for forecast the risk is given.

The distribution of pressure across the length of the pipeline gives the forecast volume rate of oil.

Computers model the flow of oil through the orifices gives the direction and covered of oil area.

Calculate of danger risk is given.

Key words: *oil pipeline, forecast, risk, pressure, model.*