

òðàí ñí î ðò òà çáàððlãàí í ÿ Í ÀÔÒÈ Í ÆÀÇÓ

УДК 622.692.4

ВИКОРИСТАННЯ АДАПТАЦІЙНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ АНАЛІЗУ ПАРАМЕТРІВ БЕЗПЕЧНОГО ФУНКЦІОНУВАННЯ НАФТОПРОВОДІВ

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

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40098,
e-mail: gidro@nimg.edu.ua

Магістральні нафтопроводи є об'єктами підвищеної небезпеки. Виникнення аварійної ситуації на будь-якій ділянці трубопроводу може призвести до значних втрат матеріальних ресурсів. Наведено основні причини аварій на нафтопроводах. Аналіз статистичних даних з аварійності, кількості дефектів підтверджує, що система магістральних нафтопроводів вступила в період відмов, викликаних розвитком дефектів, що призводять до аварій. Використано адаптаційну модель міри подібності об'єктів для аналізу параметрів безпечного функціонування нафтопроводів. Виконано класифікацію об'єктів та виділено проблемні серед них.

Ключові слова: нафтопровід, класифікація, аварійна ситуація.

Магистральные нефтепроводы – это объекты повышенной опасности. Возникновение аварийной ситуации на каком-либо участке трубопровода приводит к значительным потерям материальных ресурсов. Приведены основные причины аварий на нефтепроводах. Анализ статистических данных по аварийности, количеству дефектов подтверждает, что система магистральных нефтепроводов вошла в период отказов, вызванных развитием дефектов, поэтому увеличивается риск возникновения проблемных ситуаций, приводящих к авариям. Использована адаптационная модель меры сходства объектов для анализа параметров безопасного функционирования нефтепроводов. Выполнена классификация объектов, которая позволила выделить проблемные среди них.

Ключевые слова: нефтепровод, классификация, аварийная ситуация.

Main oil pipelines are the objects of increased hazard. The origin of emergency situation at any pipeline section can result in the significant losses of material resources. The basic reasons of break-downs are given. The analysis of statistical data in accident rate and number of defects confirms that the system of main oil pipelines has entered the period of failures caused by defects development which leads to break-downs. The adaptation model of objects similarity degree is used for parameter analysis of fail-safe pipelines operation. The classification of objects has been performed and the most problematic ones have been singled out.

Keywords: oil pipeline, classification, emergency situation.

Постановка проблеми. Мережа нафтопроводів України відіграє значну роль у забезпеченні енергетичної безпеки країни. На підвищення безпеки функціонування складних технічних систем акцентується особлива увага. Надійний трубопровідний транспорт нафти має велике значення для реалізації економічного потенціалу України.

Нафтотранспортна система України складається з магістральних нафтопроводів загальною протяжністю 4766, 1 км.

Основними об'єктами системи магістральних нафтопроводів є українська ділянка магістрального нафтопроводу «Дружба», ділянки нафтопроводів Мічуринськ – Кременчуг, Сама-

ра-Лисичанськ-Кременчуг-Одеса з входом на нафтоперевалочний комплекс в Одеському порту. Останній нафтопровід має відгалуження в напрямку Тіхорецьк-Новоросійськ з виходом на Новоросійський нафтоперевалочний комплекс. Магістральний нафтопровід «Одеса-Броди» та морський нафтовий термінал «Південний» прийняли і забезпечують транспортування нафти до Мозирського нафтопереробного заводу (Республіка Беларусь).

Найнебезпечнішими складовими системи магістрального транспортування нафти є лінійні частини магістральних трубопроводів, витікання вмісту яких створює найбільші загрози. Нафтові фракції є джерелом підвищеної поже-

жовибухонебезпеки та небезпеки для довкілля, до яких призводять аварійні ситуації. Більшість аварій на нафтопроводах стаються внаслідок зношування труб (більше 1/3 нафтопроводів експлуатуються понад 30 років), через внутрішню корозію. Аналіз причин відмов нафтопроводів показав, що більше 80 % всіх відмов відбулися через внутрішню корозію металу труб. Питома частота поривів нафтопроводів всіх типів змінювалася від 0,131 до 0,247 випадку на км за рік. В середньому вона була рівна 0,168 випадку на км за рік. Найбільша частота відмов характерна для нафтозбірних мереж родовищ.

Основними причинами аварій є: зовнішні фізичні (силові) дії на трубопроводи, включаючи несанкціоновані врізання, що спричинили витоки вуглеводнів, – 34,7%, порушення норм і правил проведення робіт при будівництві і ремонті, відхилення від проектних рішень – 24,7%; корозійні пошкодження труб, запірної і регулюючої арматури – 23,5%; порушення технічних умов при виготовленні труб і устаткування – 12,4%; помилкові дії експлуатаційного і ремонтного персоналу – 4,7% [1].

У процесі проектування та експлуатації нафтотранспортної системи недостатньо враховується її вплив на довкілля й оцінюється та аналізується ризик виникнення надзвичайних ситуацій. Забезпечення безпеки зводиться, в основному, до дотримання певних відстаней між трасою магістральних трубопроводів та об'єктами інфраструктури. У разі відмов магістральних нафтопроводів, що виникають під дією техногенних, природних та антропогенних факторів, порушується природний режим ґрунтів і водних об'єктів, забруднюється атмосфера, що часто призводить до екологічного лиха.

Діючі нормативні документи на проектування трубопроводів та на їх спорудження застарілі. Вони не відповідають сучасним вимогам безпечної експлуатації нафтопроводів.

Наприклад, порушення технології нанесення ізоляційних покриттів є причиною розвитку корозійних дефектів.

В південних районах, де температура ґрунту більш висока, спостерігається більше корозійних дефектів, ніж в центральних регіонах країни. На ріст дефектів впливає також корозійна активність ґрунтів. На розвиток корозійних дефектів на внутрішній поверхні трубопроводу впливає рівень підготовки нафти до транспортування. Наявність сірки створює передумови для розвитку внутрішньої корозії.

Аварії на нафтопроводах викликають техногенну взаємодію, яка впливає на біохімічні процеси, що відбуваються в атмосфері, ґрунті та водоймах. На час аварійних ситуацій концентрація нафти і нафтопродуктів сягає 200–300 мг/л.

На сьогодні підприємства з видобування, транспортування та переробки нафти є одними з головних джерел техногенної небезпеки. Це пов'язано з викидами надзвичайно шкідливих речовин і екстремальними ситуаціями, до яких відносяться аварії, вибухи, пожежі.

Отже, одним із першочергових завдань є розробка критеріїв виникнення та розвитку аварійних ситуацій і їх запобігання. Вихідними даними для прогнозування аварійної ситуації є опис технічних відхилень, відмов обладнання і непередбачуваних регламентом технологічних режимів експлуатації та помилок обслуговуючого персоналу.

Причинами виникнення аварійних ситуацій є відмова технічних систем внаслідок помилок, допущених при проектуванні, порушення технології виготовлення труб, умов і режимів експлуатації. Корозійне зношення стінок магістральних трубопроводів є основним джерелом утворення та розвитку дефектів. Тому виникає необхідність в проведенні досліджень, пов'язаних з вивченням умов утворення дефектів різної форми в процесі експлуатації складних транспортних систем та у виборі режимів перекачування нафти з початковими тисками, які забезпечать безпечну роботу нафтотранспортних систем.

В даний час формуються нові принципи концепції забезпечення безпеки трубопроводів. Складовими цієї концепції є такі принципи:

- організація безпечного функціонування трубопроводів;
- недопущення найгіршого випадку;
- забезпечення якості вихідних компонентів;
- безперервних експлуатаційних спостережень та документування;
- оперативний аналіз найбільш небезпечних граничних станів.

Ці складові одночасно є і напрямками в перспективних наукових дослідженнях і кожна з них визначає коло своїх задач, які необхідно розв'язувати [1].

Отже безпечне безперебійне функціонування магістральних нафтопроводів має стратегічне значення для економіки України.

Аналіз літературних джерел. Причини відмов, що створюють ризики, висвітлено в низці робіт, зокрема О. М. Іванцова, І. І. Мазура, В. Я. Грудза, Р. М. Говдяка, Я. М. Семчука, Л. С. Шлапака, С. Є. Кутукова та інших [1,2,3,5,6,7].

Отже основними причинами виникнення аварій на трубопроводах є:

- механічні руйнування трубопроводів і конструкцій при перепадах внутрішнього тиску, дії зовнішніх сил, корозії і зміни температури;
- несправності основного і допоміжного обладнання насосних станцій;
- несправності у системі контролю (давачі тиску і температури, індикатори рівня, витратоміри, прилади управління);
- несправності в системі безпеки;
- порушення зварних швів і з'єднувальних фланців.

Аналіз літературних джерел, присвячених аварійним ситуаціям у трубопроводних системах різного призначення, свідчить, що практично кожна з цих подій, здатних викликати великомасштабну аварію, може бути наслідком

стрибокподібної зміни тиску, що особливо небезпечно на початкових ділянках трубопроводу. Також зауважується, що для трубопроводів тривалої експлуатації характерна значна кількість дефектів [8].

Аналіз статистичних даних з аварійності, кількості дефектів підтверджує, що система магістральних нафтопроводів увійшла в період відмов, викликаних розвитком дефектів. При цьому збільшується ризик виникнення проблемних ситуацій, що призводять до аварій.

Враховуючи щорічне погіршення стану магістральних нафтопроводів, потрібно мати повну інформацію про стан трубопроводу та його дефекти. Об'єктом підвищеної небезпеки є мережа магістральних нафтопроводів, що пронизують територію України. Сучасний технічний стан цієї нафтопровідної системи забезпечує безперервне постачання нафти споживачам. Слід зазначити, що магістральні нафтопроводи мають значний термін експлуатації. З найбільшим розмахом будувалися нафтопроводи в 1970 - 1984 роках для транспортування значних об'ємів нафти з родовищ Західного Сибіру в центральні регіони СРСР.

Можна виділити три основних етапи будівництва магістральних нафтопроводів, а саме:

- споруджені до 1970 р.;
- споруджені в 1970-1975 рр.;
- споруджені після 1975 р.

Отже, система нафтопостачання складається з нафтопроводів, що відрізняються за «віком», для яких використовувалися різні нормативи проектування, спорудження. Тому потрібно створити систему безпечної експлуатації та продовження терміну служби магістральних нафтопроводів.

Так, наприклад, створена в Росії система безпечної експлуатації дозволила в 1997 р. більше, ніж в 4 рази порівняно з 1993 р. зменшити кількість аварій на магістральних нафтопроводах – до величини 0,06 аварій на 1000 км/рік (3 аварії на рік). А в період з 2000 по 2002 рік втрати нафти в результаті аварій зменшилися у 8,4 рази. Сумарні затрати «Транснафти» на природоохоронні заходи (разом з капіталовкладеннями) склали 528 млн рублів [1].

В умовах нерівномірного розподілу дефектів по довжині трубопроводу та їх росту відповідні заходи із попередження аварійних ситуацій можуть бути прийняті лише на основі інформації про фактичний стан нафтопроводу – про його дефекти.

При роботі трубопроводу в оптимальному режимі граничні значення тиску на виході з насосної станції обмежуються міцністю трубопроводу. Правильний вибір функціонування трубопровідної системи має велике значення, тому що за однієї ж продуктивності на одних ділянках тиск може бути підвищеним, а на інших заниженим. За значенням перепаду тиску можна визначити, який буде тиск на початку трубопроводу. Важливо, щоб він був меншим за понижений тиск, визначений з урахуванням втрат металу в стінці труби внаслідок довготривалої експлуатації та стрибкоподібну зміну

тиску на початку трубопроводу, що виникає в результаті заміщення легкої нафти важчою, у яких густини суттєво відрізняються. З аналізу джерел, присвячених аварійним ситуаціям на магістральних трубопроводах, впливає, що існує необхідність у проведенні комплексних досліджень щодо вибору режимів перекачування нафти з початковими тисками, які забезпечать безпечну роботу нафтотранспортних систем, що розглядається у даній статті.

Метою даного дослідження є проведення аналізу параметрів безпечної функціонування нафтопроводу на основі адаптаційної моделі. **Об'єктом** дослідження є магістральний нафтопровід із значним терміном експлуатації.

Виклад основного матеріалу. Експлуатація магістральних нафтопроводів характеризується наявністю великої кількості легкозаймистої рідини під високим тиском, яка внаслідок аварійної ситуації може розлитися і за наявності джерела запалювання горіти. Особливу небезпеку становлять трубопроводи із різко пересіченим профілем траси.

Для безпечної функціонування нафтопроводів, характерною ознакою яких є наявність значної кількості дефектів, важливо врахування пониженого тиску внаслідок втрат металу труб в процесі довготривалої експлуатації. Адже одним із найбільш інформативних чинників, що впливають на технічний ризик, є тиск в місці дефекту.

Враховуючи, що трубопроводи експлуатуються не одне десятиріччя, внаслідок чого наявне сильне корозійне зношення стінок труби, експлуатація таких трубопроводів за тисків, які не ведуть до подальшого руйнування стінок труби та не призводять до аварійних ситуацій, має важливе практичне значення.

Виходячи з аналізу диспетчерських даних 30 режимів експлуатації діючого нафтопроводу та розрахунку інформативності чинників на показник процесу перепаду тиску, для визначення безпечних режимів експлуатації використаємо такі параметри: масова витрата нафти M , кг/с; в'язкість нафти ν , мм²/с, температура, t , °С, густина ρ , кг/м³.

Для аналізу значної кількості режимів експлуатації використаємо задачу класифікації, а саме: адаптаційну модель міри подібності об'єктів. Один із можливих шляхів класифікації – це побудова дендрограми.

Суть методу побудови дендрограми полягає в наступному. Нехай є клас об'єктів A_i , $i = 1, 2, \dots, n$, що характеризуються ознаками a_{ip} , $p=1, 2, \dots, k$. У нашому випадку (диспетчерські дані режимів експлуатації нафтопроводу). За показник процесу вибираємо перепад тиску в трубопроводі. Із урахуванням інформативності ознак на показник процесу відмітимо, що основну роль відіграє масова витрата. Оскільки режими перекачування нафти на даному діючому нафтопроводі ізотермічні, то вплив таких ознак, як в'язкість, густина за температури перекачування, є несуттєвим.

Розмах диспетчерських даних перепаду тиску складає 2,57 МПа, масової витрати – 360 кг/с.

Із бази даних групуємо об'єкти, в яких сконцентровані подібні режими експлуатації.

Основна ідея закладена в побудові ієрархічної системи, що об'єднує групи подібних режимів експлуатації.

Відомо, що геометричний зміст коефіцієнта кореляції – косинус кута між двома векторами в n -вимірному евклідовому просторі. Тоді \arccos коефіцієнта кореляції розглядається як міра відстані між векторами, а, отже, як міра подібності між режимами.

Коефіцієнт кореляції визначається за формулою [4]

$$r_{A_i A_j} = \frac{\sum_{p=1}^k (a_{ip} - \bar{a}_i) \cdot (a_{jp} - \bar{a}_j)}{\sqrt{\sum_{p=1}^k (a_{ip} - \bar{a}_i)^2 \cdot \sum_{p=1}^k (a_{jp} - \bar{a}_j)^2}}, \quad (1)$$

де \bar{a}_i , \bar{a}_j – середні арифметичні, які обчислені за набором величин a_{ip} та a_{jp} .

Основою для використання будь-якого методу групування об'єктів у зв'язані групи слугує симетрична матриця S , елемент якої S_{ij} є відстанями між об'єктами A_i та A_j

$$S_{ij} = \arccos r_{A_i A_j}. \quad (2)$$

Побудова дендрограми є послідовною процедурою об'єднання сусідніх елементів або груп у нову групу.

На першому кроці об'єднуються два об'єкти A_i і A_j , яким відповідає мінімальний елемент (відстань) матриці S^1 . Значення міри наближення двох найбільш подібних об'єктів запам'ятовується і розглядається в подальшому як величина, що характеризує ієрархічний рівень першої стадії групування. У даному випадку ієрархічний рівень першої стадії групування згідно з (1) дорівнює 0,072.

На кожному наступному етапі необхідно знову вибирати два найбільш наближені об'єкти (режими експлуатації), об'єднати їх. Отже, при вихідному числі елементів, що дорівнює n , вся процедура закінчується на $(n-1)$ кроці.

Матриця S симетрична. Мінімальний елемент $S_{12}=0,072$ відповідає об'єктам A_1 і A_2 , які об'єднуємо в одну групу $\langle A_1, A_2 \rangle$ на ієрархічному рівні $h_1 = 0,072$. Об'єднання груп A_1 , A_2 , A_3 відбувається на ієрархічному рівні $h_2 = 0,12$. На останньому кроці відбувається об'єднання усіх елементів в єдину групу $\langle A_1, A_2, A_3, A_4 \rangle$, ієрархічний рівень дорівнює $h_3 = 0,19$.

Якщо вздовж горизонтальної осі відкладаєти значення ієрархічного рівня h , то послідовний процес об'єднання можна подати у вигляді багатоступінчастого графа (рисунок 1). Подібне

графічне зображення упорядкованої послідовності називається дендрограмою.

В результаті класифікаційного аналізу режими експлуатації нафтопроводу поділилися на дві групи (рисунок 1, об'єкти A_1 , A_2 , A_3 і A_4). У першій групі робочі тиски не перевищують максимально допустимих з урахуванням втрат металу внаслідок корозійних пошкоджень, і не є причиною виникнення проблемних ситуацій. У цій групі перепад тиску коливається у межах 1,52–3,40 МПа, масова витрата – 310–850 кг/с.

Друга група об'єднує режими експлуатації, які потрапляють до групи ризику (об'єкт A_4). Тут перепад тисків коливається в межах 3,53–4,10 МПа, масова витрата 500–860 кг/с. За результатами досліджень дефектів у тілі труби, одержаних під час діагностування нафтопроводу інтелектуальними поршнями, на деяких ділянках трубопроводу коефіцієнт пониження тиску з урахуванням втрат металу складає 0,72 [3]. Для попередження виникнення проблемної ситуації необхідно коригувати тиск на початку трубопроводу, оскільки за тривалої експлуатації початкова ділянка є найбільш небезпечною, тому що у ході експлуатації трубопроводної системи часто виникають різкі зміни в режимах роботи технологічного обладнання, які залежать від фізико-хімічних характеристик транспортованої нафти.

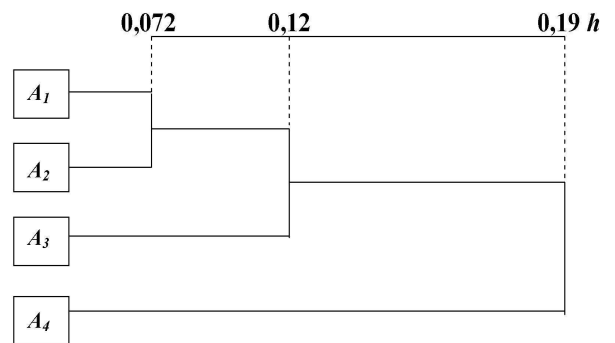


Рисунок 1 – Процес об'єднання об'єктів на різних значеннях ієрархічного рівня

Для підтримання нормального стану магістральних нафтопроводів слід впровадити такі заходи:

- проводити діагностику стану поверхні трубопроводу за допомогою інтелектуальних поршнів;
- діагностика стану поверхні нафтопроводу повинна виконуватися з певною періодичністю;
- за результатами діагностування повинен проводитися моніторинг технічного стану нафтопроводу.

Отже необхідно створити систему безпечної експлуатації та продовження терміну служби магістральних нафтопроводів, що відповідає як технічним, так і економічним цілям. Технічна ціль полягає у забезпеченні безпечної експлуатації. Економічна ціль забезпечує продовження терміну служби нафтопроводів, тобто збільшення прибутку.

Після побудови дендрограми та її аналізу наступним кроком буде задача розпізнавання для конкретних режимів експлуатації, тобто, до якої групи потрапляє технологічний режим нафтопроводу, і яка ймовірність його безпечної експлуатації.

Висновки

Дефекти в тілі труби будь-якого походження повинні бути виявлені засобами діагностування та усунені у ході проведення ремонту, ще до того, як вони стануть небезпечними.

При функціонуванні нафтопроводів із значним терміном експлуатації необхідно коригувати тиски на початку трубопроводу для попередження виникнення аварійних ситуацій.

Подальший напрямок досліджень полягає у розробленні багатофункціональної системи забезпечення екологічної безпеки магістральних нафтопроводів.

Література

1 Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И.Мазур, О.М.Иванцов. – М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. – 1104 с.

2 Возняк М.П. Дослідження ризиків небезпеки під час експлуатації магістральних нафтопроводів / М.П.Возняк, Л.В.Возняк, Г.М.Кривенко // Прикарпатський вісник НТШ. Число. – Івано-Франківськ, 2009. – №1(5). – С.263-268.

3 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.

4 Мирзаджанзаде А.Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа / А.Х.Мирзаджанзаде, Г.С.Степанова. – М.: Недра, 1977. – 228 с.

5 Енергоекологічна безпека нафтогазових об'єктів / [Р.М.Говдяк, Я.М.Семчук, Л.Б.Чабанович та ін.]. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2007. – 556 с.

6 Бабаджанова О.Ф. Пожежонебезпечні аварійні виливи нафти з лінійної частини магістрального нафтопроводу / О.Ф.Бабаджанова, Ю.Е.Павлюк, Ю.Г.Сукач. – Режим доступу: www.nbu.gov.ua-2010.

7 Кутуков С.Е. Диагностика режимов перекачки высоковязких парафинистых нефтей / С.Е.Кутуков // Нафта і газ України: збірник наукових праць. – 2000. – С.19-21.

8 Кривенко Г.М. Класифікація дефектів з'єднувальних трубопроводів підземних сховищ / Г.М.Кривенко, Я.М.Семчук, М.П.Возняк, Л.В.Возняк // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – №2(8). – С.192-193.

Стаття надійшла до редакційної колегії

23.02.12

Рекомендована до друку професором

В.Я. Грудзом