

ТРАНСПОРТ ТА ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

УДК 621.532.4

МЕТОДИ ДІАГНОСТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ОЧИЩЕННЯ ТРУБОПРОВІДІВ ВІД ПАРАФІНОВИХ ВІДКЛАДІВ

Г. М. Кривенко, Л. В. Возняк

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727116
e-mail: vozniaak@tvnet.if.ua*

Наведено особливості експлуатації неізотермічних трубопроводів, зміна температури і тиску яких може призвести до виникнення аварійної ситуації.

Застосовано статистичні методи рангової класифікації та головних компонент для діагностування ефективності очищення від парафінових відкладів, що утворюються на стінках трубопроводів під час транспортування нафти, що містить парафін.

Використано найбільш інформативні параметри, а саме: продуктивність, перепад тиску, середнє значення температури перекачування, в'язкість за заданої температури.

При вивченні впливу різних чинників на процес утворення парафінових відкладів використано метод головних компонент. Цей метод використовується тоді, коли під час вивчення впливу різних чинників на досліджуваний процес основні чинники значно корелюються між собою.

Показано, що метод рангової класифікації дозволяє більш оперативно приймати рішення стосовно регулювання тисків у безпечних межах у процесі транспортування нафти з урахуванням зміни ефективного діаметра трубопроводу.

Ключові слова: рангова класифікація, головні компоненти, трубопровід, тиск, товщина парафінових відкладів.

Приведены особенности эксплуатации неизоотермических трубопроводов, изменение температуры и давления которых может привести к возникновению аварийной ситуации.

Применены статистические методы ранговой классификации и главных компонент для диагностики эффективности очистки от парафиновых отложений, образующихся на стенках трубопроводов при транспорте парафиносодержащей нефти.

Использованы наиболее информативные параметры, а именно: производительность, перепад давления, среднее значение температуры перекачки, вязкость при заданной температуре.

При изучении влияния различных факторов на процесс образования парафиновых отложений использован метод главных компонент. Этот метод используется в случаях, когда при изучении влияния различных факторов на исследуемый процесс основные влияющие факторы сильно коррелируются между собой.

Показано, что метод ранговой классификации позволяет оперативнее принимать решения по регулировке давления в безопасных границах при транспорте нефти с учетом изменения эффективного диаметра трубопровода.

Ключевые слова: ранговая классификация, главные компоненты, трубопровод, давление, толщина парафиновых отложений.

The specific features of the non-isothermal pipeline operation were studied, when the change of temperature and pressure can result in the emergency situation.

The statistical methods of grade classification and main components are applied for diagnosing of cleaning efficiency from paraffin deposits that appear on the pipeline walls during transportation of oil with content of paraffin.

The most informing parameters were used, namely: the volume flow rate, pressure drop, mean value of temperature of pumping-over, viscosity at the set temperature.

At the study of influence of different factors on the process of formation of paraffin deposits the method of main components was used. This method is used when during the study of impact of different factors on a process that is prospected, there are cases, when basic factors are intercorrelated. It was shown that the method of grade classification allows more operatively to make decision to adjust pressure within safe limits in the process of transportation taking into account the change of the pipeline effective diameter.

Keywords: grade classification, main components, pipeline, pressure, thickness of paraffin sedimentations.

Наявність та доступність паливно-енергетичних ресурсів, безпечність і безперебійність їх транспортування та зберігання, ефективність їх використання визначають енергетичну безпеку, яка є важливою складовою національної безпеки країни.

Ефективність використання вуглеводневих енергоносіїв, безпечність і безперебійність їх транспортування та зберігання визначають енергетичну безпеку, яка є важливою складовою національної безпеки країни.

У ХХІ ст. світ вступив у нову енергетичну епоху, що характеризується тенденцією до зростання обсягів споживання палива – лише за останнє десятиріччя воно збільшилося на 11 % [1].

Зростання світових потреб у паливі та енергії обумовлює систематичне дослідження аварійного ризику під час проектування, експлуатації нафтогазових систем та проведення своєчасних заходів для його зменшення.

Нафтогазова промисловість на сьогодні є провідною галуззю паливно-енергетичного комплексу України. При цьому потрібно враховувати, що забезпечення надійності її роботи позитивно впливає на стабільність та розвиток національної економіки, а також надійність постачання природного газу на експорт в країни Європи.

Отже, енергетична політика має вирішальний вплив на стан економіки в державі, на вирішення проблем соціальної сфери та рівень життя населення. Слід зазначити, що останнім часом проведення ефективної енергетичної політики в Україні значно ускладнилося. Це пов'язано як із зовнішніми, так і внутрішніми чинниками. Тому ключові цілі зовнішньої енергетичної політики України складаються із забезпечення енергетичної безпеки.

У зв'язку зі значною зношеністю основних фондів та технологічною відсталістю енергетики України є одним з основних забруднювачів повітря – джерелом близько 69 % загальних викидів парникових газів. Отже, одним з головних завдань функціонування енергетики України є дотримання вимог щодо раціонального використання природних ресурсів з урахуванням мінімізації негативного впливу на довкілля та соціально-економічних потреб у паливно-енергетичних ресурсах.

Політика держави у сфері енергетичної безпеки зосереджена на формуванні та реалізації заходів, що орієнтовані не лише на ліквідацію загроз енергетичній безпеці, але і на їх попередження. Основні напрями та заходи у забезпеченні енергетичної безпеки визначені в “Енергетичній стратегії на період до 2030 року”, Указами і Розпорядженнями Президента України [1].

Основні складові паливно-енергетичного балансу згідно зі Стратегією станом на 2030 рік порівняно з 2005 роком наведено на рисунку 1.

У нафтовій і газовій промисловості існують невід’ємні ризики аварій, що трапляються на будь-якій стадії процесу – від розвідки до видобутку, переробки і транспортування вуглеводневих енергоносіїв, а саме: пожежа, вибух, забруднення навколишнього середовища і травмування персоналу.

Отже, потрібно виявляти ризики в нафтовій і газовій промисловості на всіх етапах її становлення та пропонувати і втілювати в життя заходи із забезпечення надійності експлуатації усіх її складових.

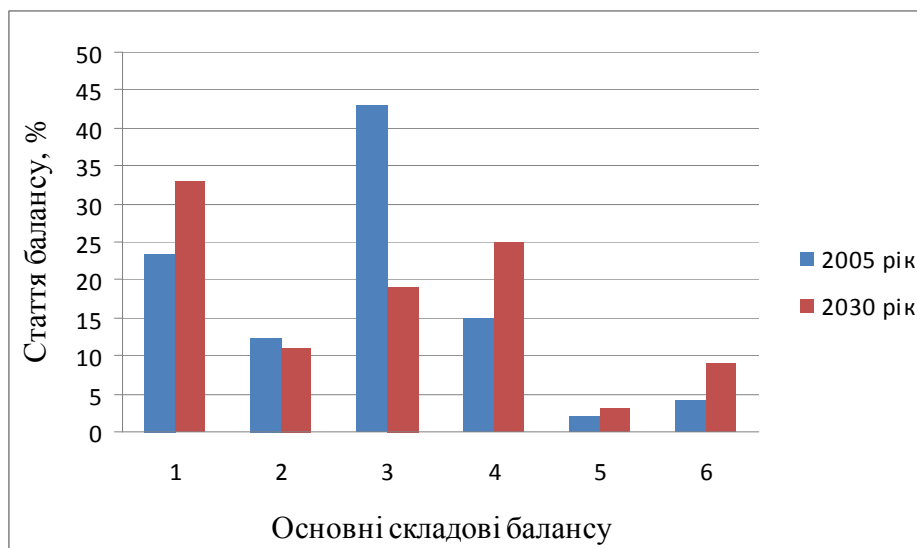
У нафтовій та газовій промисловості ризики, як правило, пов'язані з надійністю обладнання, безпечністю режимів експлуатації, тобто процесів і систем роботи, в яких є потенціал заподіяння негативних наслідків.

Необхідно особливу увагу приділяти безперебійному функціонуванню магістральних нафтопроводів, що має важливе значення для економіки України, адже, поки що не існує альтернативної заміни системи магістральних нафтопроводів.

Значна частина трубопроводів експлуатується більше тридцяти років. Нафтопроводи, що входять до системи нафтозабезпечення, відрізняються часом введення в експлуатацію, тож для них використовувалися різні нормативи проектування. Виходячи з наведеного вище, на сьогодні є актуальним питання підвищення ефективності та безпечності експлуатації нафтопроводів, особливо неізотермічних.

Довготривале спостереження за роботою неізотермічних нафтопроводів Прикарпаття вказує на те, що при перекачуванні нафти з високим вмістом парафіну розподіл тисків та температур по довжині трубопроводу значно відрізняється від значень цих параметрів, обчислених за теоретичними формулами В. Г. Шухова, Л. С. Лейбензона, В. І. Чернікіна, Дарсі-Вейсбаха та ін. [3.]. Отже, виникають труднощі з проведення аналізу безпечної експлуатації таких нафтопроводів. Для аналізу роботи діючого нафтопроводу необхідно оперативно визначити ефективний діаметр нафтопроводу для прогнозування утворення відкладів парафіну на стінках труби.

Оскільки підігріта нафта вистигає під час руху в трубопроводі і її в'язкість зростає в напрямі течії нафти, то гідравлічні нахили повинні збільшуватися при зниженні температури нафти. Але якщо ж у результаті досліджень буде виявлено, що на окремих ділянках характер зміни гідравлічних нахилів інший, то це вказуватиме на накопичення в трубопроводі відкла-



1 - вугілля, 2 - нафта, 3 - природний газ, 4 - атомна енергія, 5 - гідроенергія, 6 - НВДЕ

Рисунок 1 – Основні складові паливно-енергетичного балансу України

дів парафіну, які нерівномірно розподілені по його довжині.

Відомо, що транспортування нафти з підвищеним вмістом парафіну або асфальто-смолистих речовин призводить до підвищення в'язкості та температури застигання. Це пов'язано із значними труднощами в процесі експлуатації. Під час підігрівання нафти до температури вище температури випадіння парафіну руйнується структурна ґратка, що утворюється кристалами парафіну, в комірках якої мобілізується рідка фаза нафти. У результаті усуваються умови для появи аномальної в'язкості, тиксотропії та інших реологічних особливостей високопарафінистої нафти.

Оскільки нафта за такої температури є ньютонівською, і в'язкість її значно знижується, це дозволяє здійснювати перекачування нафти в трубопроводах з можливим використанням звичайного обладнання. Але під час руху нафти відбувається її охолодження та виникає необхідність знову її підігрівати до потрібної температури.

Частина магістральних нафтопроводів перекачує високов'язку нафту в підігрітому стані, наприклад, нафтопровід Долина-Дрогобич.

Слід зауважити, що експлуатація нафтопроводів з підігріванням має свої особливості, перш за все обумовлених теплообміном трубопроводів з навколишнім середовищем та суттєвою залежністю реологічних характеристик нафти, що перекачується, від температури.

Адже технологія перекачування з підігрівом, так зване "гаряче" перекачування, передбачає підтримання температури продукту, що транспортується, у заданому діапазоні. Верхня межа можливої зміни температури визначається обмеженням на стійкість трубопроводу та хімічну стабільність нафти. Окрім цього підвищення температури вище оптимального рівня призводить до економічно необґрунтованого росту енергетичних затрат.

Також мінімальне значення температури нафти, що транспортується, обмежується небезпекою надмірного підвищення гідравлічного опору, коли відбувається різке зниження пропускної здатності трубопроводу, або його повна зупинка.

Звідси випливає, що температура перекачування – це важливий чинник, який впливає на ефективність та надійність експлуатації трубопроводів, що транспортують в'язкі підігріті нафти. При цьому зміна температури нафти дозволяє регулювати завантаження трубопроводу та змінювати режим роботи насосних станцій для забезпечення графіка постачання нафти, мінімальної витрати енергоресурсів та ін.

Потрібно враховувати, що за запланованих змін або випадкових порушень доцільно проаналізувати масштаби та особливості зміни температури та тиску для оцінювання небезпеки виникнення аварійних ситуацій та вибору ефективних способів управління роботою трубопроводу в таких умовах.

Часто виявляються розбіжності між проектними та фактичними параметрами у практиці експлуатації трубопроводів. Наведемо для прикладу нафтопровід Долина-Дрогобич, який запроектований на тиск 1,9 – 2 МПа (за проектної температури підігрівання нафти 60 °С). При цьому забезпечує задану в проекті продуктивність за тієї ж температури підігрівання лише за тиском порядку 3,5 – 4,0 МПа.

Отже, аналіз та досвід експлуатації роботи "гарячих" нафтопроводів має практичний інтерес, оскільки дозволяє виявити та розв'язати найбільш важливі проблеми, що стоять перед організаціями, зайнятими проектуванням та експлуатацією таких трубопроводів.

Проблеми перекачування високов'язкої парафінистої нафти висвітлено у роботах Агапкіна В. М., Арменського Є. С., В'язунова К. Б., Голосовкера В. І., Кривошеїна Б. Л., Новоселова В. Ф., Тугунова П. І. та ін. [4, 5, 6, 7].

У результаті аналізу встановлено, що, не зважаючи на успіхи в дослідженні питань транспортування нафти з підігрівом, виникає ряд труднощів у процесі перекачування такої нафти, а саме, визначення діаметра прохідного перерізу та тисків, найбільш оптимальних для перекачування, з огляду на безпечну експлуатацію та ін.

Тому виникає потреба у більш детальному дослідженні процесів, що стосуються неізотермічних трубопроводів.

Метою даного дослідження є проведення аналізу ефективності очищення внутрішньої поверхні магістрального трубопроводу на основі статистичного оброблення диспетчерських даних.

Для вирішення даної проблеми потрібно оперувати найбільш інформативними параметрами, а саме: продуктивністю, перепадом тиску, середнім значенням температури перекачування, в'язкістю за заданої температури для безпечної експлуатації вуглеводневих енергоносіїв [8].

Оскільки магістральні нафтопроводи експлуатуються не один десяток літ, то для безпечної їх роботи потрібно керувати режимами перекачування енергоносіїв в напрямку зниження втрат тиску в трубопроводі, адже вони є одним з основних чинників виникнення аварійної ситуації, яка призводить до забруднення довкілля. Перепад тиску при транспортуванні енергоносіїв залежить від діаметра трубопроводу. А в залежності від перепаду тиску коригується тиск на початку нафтопроводу.

Аналізування фактичного стану нафтопроводу свідчить про те, що перекачування парафінових нафт призводить до значного зменшення внутрішнього діаметра трубопроводу через наявність парафінових відкладів по його довжині. Для ефективної роботи потрібно знати стан внутрішньої поверхні трубопроводу. З цією метою запропоновано діагностування наявності відкладів парафіну з використанням методу рангових класифікацій та головних компонент.

Попри регулярне очищення трубопроводу гумовими кулями товщина парафінових відкладів у трубах повільно, але постійно збільшується.

Практика свідчить, що під час очищення трубопроводів шкребками ускладнень не спостерігається, тому вони широко використовуються як у нас, так і за кордоном.

У процесі експлуатації трубопроводу, використовуючи диспетчерські дані, можна прогнозувати стан внутрішньої поверхні труби і встановлювати доцільність проведення очищення внутрішньої поверхні трубопроводу.

Для цього застосуємо метод рангових класифікацій, який дасть змогу оцінити наявність парафінових відкладів до і після проведення очищення внутрішньої поверхні трубопроводу, використовуючи найбільш інформативні диспетчерські дані для оцінки наявності парафінових відкладів.

Суть методу рангових класифікацій полягає у такому: відбирають найбільш інформати-

вні ознаки, які характеризують розподіл об'єкта за класами. Увесь діапазон зміни кожної ознаки розбивається на ряд інтервалів та кожному інтервалу присвоюється певне число рангів. Усім значенням ознак, які потрапляють до даного інтервалу, присвоюється значення рангу, що відповідає даному інтервалу.

Функція класифікації для даного об'єкта визначається сумуванням значень рангів за всіма ознаками, які характеризують даний об'єкт [2]:

$$F = \sum_{i=1}^n R_{xi}, \quad (1)$$

де R_{xi} – значення рангів за найбільш інформативними ознаками.

Розглянемо використання методу рангової класифікації на прикладі розпізнавання ефективності очищення парафінових відкладень. У даному випадку показником процесу є товщина відкладів парафіну, а ознаками – витрата, перепад тиску та перепад температур. У таблиці 1 наведено інтервали значень кожної ознаки та відповідні їм ранги.

Одержані дані зводимо до таблиці 2.

Аналіз техніко-економічних показників до і після очищення трубопроводу від парафінових відкладів показав, що за товщини парафінових відкладів 14 мм і більше необхідно проводити очищення від парафінових відкладів.

З таблиці 2 випливає, що функція класифікації Φ дозволяє встановити ефективність очищення внутрішньої поверхні трубопроводу від парафінових відкладів.

З аналізу таблиці 2 робимо такі висновки: при $\Phi \leq 9$ не проводити, а при $\Phi \geq 10$ проводити очищення труби від відкладів. Таким чином, з 16 спостережень 11 класифіковано правильно та 5 – помилково. Вдале прогнозування становить 68,75 %.

Ураховуючи простоту методу рангової класифікації порівняно з іншими, можна рекомендувати його для практичного використання.

Також наведемо приклад використання методу головних компонент для оцінювання ефективності очищення від парафінових відкладів внутрішньої поверхні трубопроводу. Цей метод використовується тоді, коли вибір основних чинників ускладнюється великою кількістю ознак, що розглядаються.

При вивченні впливу різних чинників на процес, який досліджується, можуть бути випадки, коли основні чинники, що впливають на даний процес, значно корелюються між собою. При цьому важко встановити, які з чинників впливають найбільш суттєво, а також ступінь цього впливу. У таких випадках для інтерпретації результатів досліджень вигідно перетворити вихідні дані, використовуючи метод головних компонент.

Під головними компонентами розуміють лінійні комбінації, що складаються з "незалежних" змінних (x), що володіють властивостями кореляції між собою [2]:

Таблиця 1 – Розподіл значень рангів на кожному інтервалі ознаки

Витрата Q , м ³ /с	Перепад тиску Δp , МПа	Перепад температур ΔT , °С	Значення рангів
0,0675 - 0,0653	2,943 - 3,115	23,30 - 25,24	1
0,0653 - 0,0630	3,115 - 3,286	25,24 - 27,12	2
0,0630 - 0,0610	3,286 - 3,468	27,12 - 29,12	3
0,0610 - 0,0578	3,468 - 3,630	239,12 - 31,06	4
0,0578 - 0,0510	3,630 - 3,801	31,06 - 33,00	5

Таблиця 2 – Використання методу рангових класифікацій для оцінювання ефективності очищення парафінових відкладів

	Витрата Q , м ³ /с	Ранги ознаки	Перепад тиску Δp , МПа	Ранги ознаки	Перепад температур ΔT , °С	Ранги ознаки	Товщина парафінових відкладів δ , мм	Значення функції класифікації
1	0,0675	1	3,433	3	29,4	4	13,5	8
2	0,0635	2	3,306	3	29,8	4	12,5	9
3	0,0635	2	3,326	3	29,1	3	12,5	8
4	0,0635	2	3,512	4	28,2	3	12,5	9
5	0,0635	2	3,414	3	29,0	3	12,5	8
6	0,0566	5	3,041	1	29,9	4	14,0	10
7	0,0566	5	2,992	1	32,0	5	14,5	11
8	0,0566	5	2,943	1	31,4	5	13,0	11
9	0,0578	4	3,051	1	32,0	5	14,0	10
10	0,0578	4	3,022	1	33,0	5	13,0	10
11	0,0578	4	3,022	1	32,3	5	13,0	10
12	0,0579	4	3,747	5	23,3	1	15,0	10
13	0,0579	4	3,698	5	24,0	1	15,0	10
14	0,0608	4	3,801	5	24,9	1	14,5	10
15	0,610	3	3,667	5	31,8	5	13,0	13
16	0,0610	3	3,669	5	29,2	4	13,0	12

$$z_j = \sum_{i=1}^n a_{ij} \cdot x_i, \quad (2)$$

де $i, j = 1, 2, \dots, n$.

Вибір лінійних комбінацій за “незалежними” змінними не довільний, а строго визначений, тобто завдання методу головних компонент полягає у лінійному перетворенні m ознак (x_1, x_2, \dots, x_p) у новий набір p випадкових величин z_1, z_2, \dots, z_m , який робить їх “незалежними” та розташовує у порядку зменшення дисперсій.

Аналізування за методом головних компонент призводить до того, що значну частку дисперсії характеризують перші дві-три компоненти. Виділивши ці компоненти, можна розраховувати їх для об’єктів різних видів і за групуванням точок їх класифікувати, або ж на основі цих компонент складати рівняння регресій, за яким виявляються суттєві та несуттєві чинники.

Кожна головна компонента визначається через власні вектори кореляційної матриці незалежних змінних. Отже, якщо маємо кореляційну матрицю

$$R = \begin{pmatrix} 1 & r_{x_1 x_2} & \dots & r_{x_1 x_n} \\ r_{x_2 x_1} & 1 & \dots & r_{x_2 x_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ r_{x_n x_1} & r_{x_n x_2} & \dots & 1 \end{pmatrix},$$

тоді власні вектори визначаються з співвідношення

$$R \vec{U}_i = \lambda_i \vec{U}_i, \quad (3)$$

де \vec{U}_i - власні вектори;

λ_i - власні числа.

Визначивши власні вектори кореляційної матриці, будеться вектор головних компонент, де

$$\|a\| = |\vec{W}_1 \vec{W}_2, \dots, \vec{W}_k|. \quad (4)$$

Тобто вектори \vec{W} , що визначаються у вигляді $\vec{W}_i = (\vec{U} \vec{U}_i)^{1/2} \lambda^{1/2}$, є стовпцями матриці $\|a\|$, що визначає головні компоненти. Компоненти розподіляються у послідовності z_1, z_2, \dots, z_k у сторону зменшення дисперсій.

Розглянемо використання методу головних компонент на прикладі прогнозування наявності парафінових відкладів у трубопроводі.

Нехай об'єм вибірки даних промислових вимірювань – 40. Кожне спостереження складало чотири вимірювання, тобто вектор стану має такий вигляд:

$$x = \begin{pmatrix} D_{ef} \\ Q \\ \Delta p \\ \Delta T \end{pmatrix}, \quad (5)$$

де D_{ef} - ефективний діаметр,
 Q - витрата нафти,
 Δp - перепад тиску на тертя,
 ΔT - перепад температур.

На основі даних, наведених у [8], будується кореляційна матриця.

$$R = \begin{matrix} & Q & \Delta p & D & \Delta T \\ \begin{matrix} D_{ef} \\ Q \\ \Delta p \\ \Delta T \\ \sum \end{matrix} & \begin{vmatrix} 1 & 0,3665 & -0,3987 & 0,7219 \\ 0,3665 & 1 & 0,2893 & -0,0206 \\ -0,3987 & 0,2893 & 1 & -0,7999 \\ 0,7219 & 0,0206 & -0,7999 & 1 \\ 0,7219 & =1,6298 & =0,0907 & =0,898 \end{vmatrix} \end{matrix}$$

Обчислюємо перше власне число λ_1 та власний вектор \vec{U}_1 . Для цього вибираємо пробний вектор \vec{U}_1 , за елементи якого беремо числа, пропорційні сумах стовпців, та знаходимо добуток $\vec{U}_1 R$.

Нормований добуток приймаємо рівним новому пробному вектору. Процес продовжується до тих пір, поки елементи вектора не набудуть деяких стаціонарних значень.

У нашому випадку ці значення такі:

$$\vec{U}_{10}' R = \begin{pmatrix} 1,1 \\ 0,46 \\ -0,45 \\ 0,82 \end{pmatrix}$$

Виділяємо найбільший елемент та проводимо нормування. Найбільший елемент приймається за перше власне значення $\lambda = 1,1$, а нормований вектор визначає перший власний вектор

$$\vec{U}_1 = \begin{pmatrix} 1 \\ 0,372 \\ -0,409 \\ 0,729 \end{pmatrix}$$

Після одержання власного вектора та власного числа розраховуємо матрицю ваг головних компонент W . Кожен вектор-стовпець матриці ваг визначається добутком вектора \vec{U}_j на відповідне число β_j , яке визначається за залежністю:

$$\beta_j = (\vec{U}_j' \vec{U}_j)^{-1/2} \lambda_j^{1/2}, \quad (6)$$

тоді

$$\vec{W}_j = \beta_j \vec{U}_j. \quad (7)$$

Оскільки $\beta = 0,860$, то

$$\vec{W} = \begin{pmatrix} 0,860 \\ 0,320 \\ 0,347 \\ 0,625 \end{pmatrix}$$

Щоб одержати друге власне значення та відповідний власний вектор матриці R_1 , потрібно розрахувати залишкову матрицю, виключаючи вплив першої головної компоненти.

Увесь процес розрахунків повторюється описаним вище способом до тих пір, поки не отримаємо усі значення власних векторів та власних чисел.

Для даного прикладу значення компонент можна виразити через значення змінних

$$z_1 = \frac{0,860D_{ef} + 0,320Q - 0,347\Delta p + 0,625\Delta T}{1,1}; \quad (8)$$

$$z_2 = \frac{0,214D_{ef} + 0,227Q + 0,271\Delta p + 0,221\Delta T}{0,210}$$

Результати розрахунків наведено на рисунку 2 в системі координат z_1 та z_2 .

За результатами розрахунків, наведеними у [9], доцільно проводити очищення трубопроводу від парафінових відкладів, якщо ефективний діаметр складає 228 і менше міліметрів.

За одержаною моделлю усі дані розподілилися на дві межі. Перша, де ефективний діаметр більший за 228 мм, відповідає ефективності проведення очищення від парафінових відкладів, друга, де ефективний діаметр менший за 228 мм, вказує на неефективність очищення внутрішньої поверхні.

Розподіл структур за наведеною вище методикою збігається з даними, отриманими методом рангової кореляції. Правильність прогнозування становить 73 %.

Метод головних компонент та рангових класифікацій дає практично однакові результати під час діагностування парафінових відкладів у нафтопроводі.

Але метод рангових класифікацій набагато простіший, тому його можна рекомендувати для діагностування стану внутрішньої поверхні трубопроводів на рівні диспетчерів.

Результати розрахунків свідчать, що використання запропонованого методу визначення ефективності очищення нафтопроводу дозволяє оперативно вирішувати технологічні задачі, які виникають в процесі експлуатації неізотермічного трубопроводу.

Завданням наступних досліджень є прогнозування стану внутрішньої поверхні неізотермічного нафтопроводу для оцінювання небезпеки виникнення аварійних ситуацій.

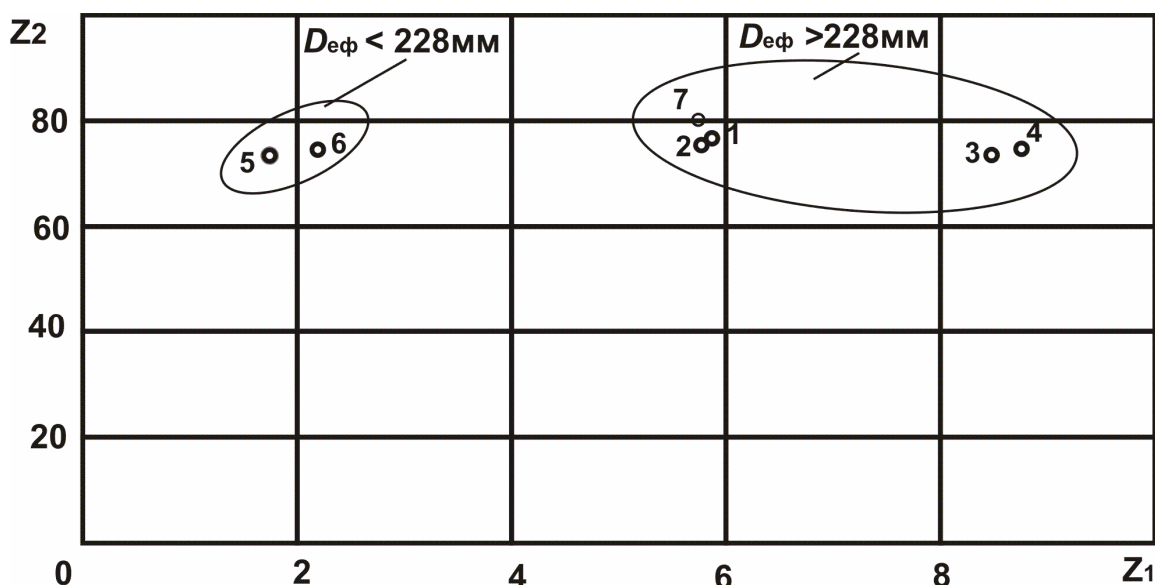


Рисунок 2 – Розподіл на області ефективності та неефективності очищення від парафінових відкладів методом головних компонент

Література

1 Перспективи енергозабезпечення України в контексті світових тенденцій: монографія / За заг. науковою ред. А. Шевцова. – Д.: РФ НІСД, 2008. – 208 с.

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

3 Возняк М. П. Гидравлический расчет трубопроводов при неизотермическом режиме перекачки парафинистых нефтей / М. П. Возняк // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1987. – Вып. 24. – С. 90-92.

4 Тугунов П. И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов / П. И. Тугунов. – М.: Недра, 1984. – 224 с.

5 Агапкин В. М. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов / В. М. Агапкин, Б. Л. Кривошеин, В. А. Юфин. – М.: Недра, 1981. – 256 с.

6 Арменский Е. А. Некоторые вопросы температурного режима работы нефтепроводов / Е. А. Арменский // Нефть и газ. – 1974. – № 2. – С. 91-94.

7 Вязунов К. В. Исследование закономерностей парафинизации трубопроводов / К. В. Вязунов, В. И. Голосовкер // РНТС Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1975. – № 1. – С. 3-4.

8. Возняк М. П. Аналіз інформативності різних ознак відносно ефективного діаметра нафтопроводу / М. П. Возняк, Г. М. Кривенко // Матеріали 6 Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України -2000»: Збірник наукових праць. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – С. 111-116.

9 Кривенко Г.М. Спрощений метод діагностування ефективного діаметра нафтопроводу / Г. М. Кривенко, М. П. Возняк, Л. В. Возняк // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2012. – № 3(33). – С.166 – 171).

Стаття надійшла до редакційної колегії
18.11.16

Рекомендована до друку
професором **Грудзом В.Я.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Степ'юком М.Д.**
(УМГ «Прикарпаттрансгаз»
ПАТ «Укртрансгаз», м. Івано-Франківськ)