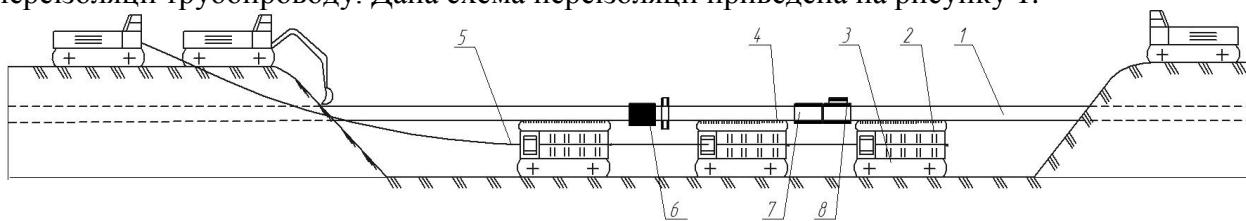


стандартну схему. Водночас із підвищенням продуктивності має знижуватись вартість проведення переізоляції з використанням даної схеми.

Запропонована схема представляє собою комплекс із будівельних машин та n підтримуючих механізмів, які будуть знаходитись під трубопроводом протягом усього часу переізоляції трубопроводу. Дана схема переізоляції приведена на рисунку 1.



1 - трубопровід; 2 - нерухома частина підтримуючого механізму; 3 - нижня рухома частина підтримуючого механізму на гусеничному ході; 4 - металево-резинові гусениці; 6 - тяговий канат; 7 - очисна машина; 8 - машина для нанесення ґрунтовки; 9 - ізоляційна машина

Рисунок 1 – Схема переізоляції з використанням підтримуючих механізмів

Запропонована схема працює наступним чином. На проблемній ділянці розробляється котлован. Потім, трубопровід в одному місці припіднімають за допомогою трубоукладачів і під нього заводять підтримуючий механізм, який переміщується на іншу позицію. Далі заводять ще один механізм, який з'єднується канатом з попереднім. І так, один за одним під трубопровід встановлюється потрібна кількість підтримуючих механізмів, що сполучені між собою. Між них встановлюється обладнання для ремонту ізоляції.

На протяжній ділянці магістрального трубопроводу даний технологічний потік працює наступним чином: спереду рухається землерийна машина, яка розкриває трубопровід; паралельно з нею, по обидва боки рухаються бульдозери, які тягнуть підтримуючі механізми; а в кінці – машина для підбивання ґрунту та бульдозер, який засипає траншею.

Підтримуючий механізм складається з трьох частин (див. рис. 1): нижньої (3), яка рухається по дну траншеї; середньої (2), яка служить рамою; верхньої (4), яка підтримує трубопровід та «рухається» по ньому.

Така схема, на нашу думку, дозволить уникнути всіх негативних моментів, що наведені вище. Але її практичне застосування необхідно підтверджувати відповідними теоретичними розрахунками.

УДК 621.532.4

АНАЛІЗ АВАРІЙНИХ ВТРАТ НАФТИ ЧЕРЕЗ ДЕФЕКТНІ ОТВОРИ В ПРОМИСЛОВИХ ТРУБОПРОВОДАХ

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

ІФНТУНГ; вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019. E-mail: vozniak@tynet.if.ua

На підвищення безпеки функціонування промислових трубопроводів акцентується особлива увага.

Нафтогазопромислові трубопроводи є зв'язуючими елементами в технологічній схемі видобування та підготовки до транспорту нафти, природного газу та газового конденсату. Їх загальна протяжність співпадає з протяжністю магістральних трубопроводів.

Одними з основних принципів концепції забезпечення безпеки трубопроводів є:

- організація безпечного функціонування трубопроводів;
- оперативний аналіз найбільш небезпечних граничних станів[1].

Ці складові одночасно орієнтують на напрямки наукових досліджень та перелік задач, які необхідно розв'язувати.

Оскільки промислові трубопроводи експлуатуються не один десяток літ, то особливу увагу потрібно приділяти стану їх внутрішньої поверхні.

Причини відмов трубопроводів висвітлено у багатьох роботах, зокрема, Р. М. Говдяка, В. Я. Грудза, Б. Є. Патона, І. І. Мазура, О. М. Іванцова, Я. Ю. Кондратьєва, Я. М. Семчука, Л. С. Шлапака, С. Є. Кутукова, В. Д. Шияна та інших.

Однією з основних причин виникнення аварій є дефекти в тілі труби, характер розподілу яких встановлюється за результатами діагностування.

Незважаючи на успіхи у дослідженні питань безпечної експлуатації промислових трубопроводів, все ж виникає ряд труднощів при визначенні можливих аварійних витікань вуглеводневих енергоносіїв. Адже кількість нафти, що витікає з дефектного отвору, є випадкова функція, що залежить від випадкових величин.

Слід зауважити, що дані дефектні отвори створюють загрозу для довкілля. Тому потрібно завчасно проводити заходи щодо забезпечення безаварійної експлуатації промислових трубопроводів.

Оскільки дефекти нерівномірно розподілені вздовж трубопроводу, то відповідні заходи із попередження аварійних ситуацій можуть бути прийняті лише на основі інформації про фактичний стан промислового нафтопроводу – про його дефекти.

Для прогнозування аварійних втрат використано матеріали діагностування ділянки трубопроводу, проведена класифікація даних дефектів. Наприклад, на одній з ділянок трубопроводу в результаті діагностування інтелектуальним поршнем виявлено дефекти у тілі труби різної довжини та глибини.

За результатами діагностування трубопроводу на основі аналізу нормативів оцінки небезпечності дефектів виділено три групи з огляду безпеки експлуатації даної ділянки.

Найбільш небезпечним є дефект, у якого втрати металу максимальні як по глибині, так і по довжині (група 1).

Але необхідно віднести другу групу дефектів до небезпечних також, а не через деякий час (короткий чи тривалий, у залежності від швидкості протікання корозії), коли ця нова кількість більш чисельна, стане вже недопустимою, – і після повторного діагностування ділянку трубопроводу знову треба буде ремонтувати [2].

Виходячи з аналізу аварійності, у залежності від обсягу нафти, що витікає, слід виділити два типи аварійних витікань:

- а) через корозійні свищі і пошкодження з характерним розміром до 15 мм (витік першого типу);
- б) через тріщини, що утворилися у тілі унаслідок заводських дефектів, механічних пошкоджень, помилок під час експлуатації або відмови обладнання (витік другого типу).

З аналізу аварійних витоків нафти слідує, що для прогнозування наслідків аварії приймається частка витоків першого типу 70% від загальної кількості розгерметизації, а другого типу - 30%. Розмір дефектних отворів у цьому випадку може варіюватися від декількох сантиметрів до повного (гільотинного) розриву труб.

У процесі експлуатації промислових трубопроводів небезпечними є малі дефекти, що виникають внаслідок корозії металу труби. Еквівалентна площа таких свищів не перевищує $S_{\text{екв}} \leq 10^{-4}$ м² незалежно від діаметра трубопроводу.

Для прогнозування кількості нафти, що може витікати з дефектного отвору, використано інформацію, одержану внаслідок статистичної обробки результатів діагностування трубопроводів. Визначено за локальною формулою Маура-Лапласа ймовірність того, що дефекти, які є в тілі труби, створюють загрозу безпечній експлуатації промислових трубопроводів.

Як відомо, вплив на навколишнє середовище промислових трубопроводів проявляється протягом усього експлуатаційного періоду.

Оскільки основною формою впливу магістрального нафтопроводу на навколишнє середовище є забруднення при витіканні нафти з дефектних отворів ґрунтів, водного середовища та атмосфери, тому для підвищення екологічної безпеки експлуатації нафтопроводів необхідно прогнозувати виникнення аварійних ситуацій та ймовірну кількість нафти, що може витікати з дефектного отвору у випадку виникнення аварійної ситуації. А для цього слід прогнозувати, яка кількість рідини може витікати з аварійного отвору, та наперед проводити заходи щодо запобігання виникнення відмов. Однак, для визначення втрат нафти виникають певні труднощі. Кількість нафти, що витікає з дефектного отвору, є випадкова функція, що залежить від таких випадкових величин, як розміри, та

місцезнаходження отвору; інтервалу часу з моменту виникнення аварії до часу перекриття трубопроводу.

Коефіцієнт витрати отвору μ - емпірична величина, що залежить від форми отвору, властивостей середовища, куди витікає рідина.

Тому нами запропоновано методу визначення аварійних втрат нафти у залежності від параметрів дефектного отвору. При цьому для визначення коефіцієнта витрати при витіканні через некруглий отвір використовується залежність, яка запропонована авторами [3].

Визначено максимально можливі аварійні розливи нафти при виникненні дефектних отворів у тілі труби різних розмірів та площу забруднення території.

Виконано порівняльний аналіз втрат нафти через дефектні отвори різних еквівалентних площ.

Результати розрахунків свідчать, що кількість аварійних втрат залежить від еквівалентної площі отвору, режиму роботи промислового трубопроводу, перепаду тиску у промисловому трубопроводі.

Тому для безпечної експлуатації промислових трубопроводів необхідно, щоб дефекти в тілі труби будь-якого походження, які виявлені засобами діагностування, були усунені у ході проведення ремонту ще до того, як вони стануть небезпечними.

Необхідно коригувати втрати тиску в трубопроводах із значним терміном експлуатації для попередження виникнення аварійних ситуацій.

Отже, для безпечної експлуатації трубопроводів необхідно знати характер розподілу тисків при будь-яких режимах експлуатації. Маючи результати діагностування поверхні трубопроводів та розподіл тисків за різних витрат можна скоригувати робочі тиски та зменшити ризик виникнення аварійних ситуацій.

Літературні джерела

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 безпеки під час експлуатації магістральних нафтопроводів/М.П.Возняк, Л.В.Возняк, Г.М.Кривенко// Прикарпатський вісник НТШ,Число.1(5) Івано-Франківськ-2009 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.

УДК 622.276.53:054

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ЗВОРОТНОГО КЛАПАНА УЕВН ДЛЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ

Гладкий С.І., Бурда М.Й., Шпак Д.С.

ІФНТУНГ, Карпатська, 15, Івано-Франківськ, 76019, hladky6565@gmail.com

На території України, зокрема, на родовищах нафти східної частини, широко застосовуються установки електровідцентрових насосів, оскільки там більшість свердловин є високодебітними.

Відцентрові насоси легше запускаються при нульовій подачі, тобто при закритій засувці. Згідно характеристик заглибних відцентрових електронасосів відомо, що насос споживає найменшу потужність при нульовій подачі й максимальному напорі. При максимальній подачі й нульовому напорі насос, як правило, споживає максимальну потужність, яка на 20...40 % і більше перевищує номінальну. Для полегшення запуску заглибного електронасоса застосовують зворотний клапан.

Як показують дослідження при встановленні зворотного клапана разом із заглибним насосом всередині колони насосно-компресорних труб, при аварійному відключенні насосу і закриванні відповідно клапана всередині колони утворюються пустоти U результатом цього при наступних