

УДК 621.644.8

ЗАСТОСУВАННЯ ЧАСО-ЧАСТОТНИХ ПЕРЕТВОРЕНЬ АКУСТИЧНИХ СИГНАЛІВ ГЕНЕРОВАНИХ БАГАТОФАЗНИМ ПОТОКОМ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ КОРОЗІЙНО-ЕРОЗІЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ ТРУБОПРОВІДІВ

П.М. Райтер¹⁾, Р.М. Ільницький²⁾

1) – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
вул.Карпатська, 15, м.Івано-Франківськ, 76019, e-mail: pete@nung.edu.ua

2) – Публічне акціонерне товариство «ДАТ «ЧОРНОМОРНАФТОГАЗ», пров. Кірова /
пров.Совнаркомівський, 52/1, м. Сімферополь, АР Крим, 95000, e-mail: ros@gas.crimea.ua

Розглянуто питання моніторингу корозійно-ерозійних процесів в технологічних трубопроводах з багатофазними потоками всередині. Визначено основні чинники такої корозії. Наведено результати дослідження методу контролю швидкостей фаз газорідного потоку свердловини для прогнозування корозійних явищ. Описано результати експериментальних досліджень застосування часо-частотного перетворення Гілберта-Хуанга для системи контролю фазового складу потоку свердловин для ідентифікації найбільш ймовірних умов виникнення корозійних процесів у такому середовищі.

Ключові слова: багатофазний потік, корозія-ерозія, швидкість фази потоку, перетворення Гілберта-Хуанга.

Rассмотрены вопросы мониторинга коррозионно-эрозионных процессов в технологических трубопроводах с многофазными потоками внутри. Определены основные факторы такой коррозии. Приведены результаты исследования метода контроля скоростей фаз газожидкостного потока скважины для прогнозирования коррозионных явлений. Описаны результаты экспериментальных исследований применения часо-частотного преобразования Гилберта-Хуанга для системы контроля фазового состава потока скважин для идентификации наиболее вероятных условий возникновения коррозионных процессов в такой среде.

Ключевые слова: многофазный поток, коррозия-эрозия, скорость фазы потока, преобразование Гилберта-Хуанга.

The question of monitoring of the corrosion-erosion processes in technological pipelines with multiphase flow inside is considered. The main factors of such corrosion are determined. The results of the control method investigation of the phase flow velocity in the gas-liquid flow inside the well pipe to predict corrosion phenomena are reduced. The results of the experimental investigation of time-frequency Hilbert-Huang transform application for control systems of phase content in the flow in wells to identify the most probable conditions of the corrosion processes in such environment are described.

Keywords: Multiphase flow; corrosion-erosion; phase flow velocity; Hilbert-Huang transform.

Експлуатаційна свердловина є інженерною спорудою, що неминуче піддається техногенній дії з боку як гірських порід, так і флюїдів, що видобуваються. В умовах виснаження запасів газу на газових та газоконденсатних родовищах ефективна їх розробка і досягнення високого кінцевого коефіцієнта газовіддачі в основному визначаються можливостями геологічної будови продуктивних пластів і технічним станом експлуатаційних свердловин. Надійність експлуатації свердловин в значній мірі залежить від заданого режиму роботи щодо дебіту і характерного для цього дебіту вмісту в потоці рідких і твердих включень (вода, конденсат і

тверді частки).

Вплив потоку флюїду на корозію трубопроводу свердловини є комплексним, який змінюється в часі і суттєво залежить як від хімічних, так і фізичних параметрів системи. Безумовно в основному механізм дії корозії визначають хімічні та електрохімічні параметри системи «потік-трубопровід», проте структура потоку суттєво впливає на кінетику корозійних реакцій і на участь окремих фаз потоку у цих реакціях. Вказані впливи спричинені безпосередньо дією потоку на переміщення, поширення та перемішування флюїдів у трубопроводі. Нормативними документами,

зокрема [1], для захисту трубопроводів від внутрішньої корозії при транспортуванні газорідних сумішей передбачено формування структури потоку, що запобігає розшаруванню фаз і виділенню рідини, введення інгібіторів корозії, внутрішнє захисне покриття труб.

На сьогодні більшість внутрішньо-промислових нафтопроводів експлуатуються в умовах інтенсивної внутрішньої корозії, свердловини працюють з винесенням мінеральних часток, зокрема піску, що також призводить до спрацювання обладнання [2]. Діюча система збору вуглеводнів завантажена нерівномірно, на багатьох ділянках діаметри трубопроводів завищені порівняно з розрахунковими. Зниження рівня видобутку і використання трубопроводів із завищеними діаметрами призводить до розшарування потоку газонафтової та газоконденсатної суміші, що викликає підвищену швидкість корозії. Найбільш небезпечним видом руйнування внутрішньої поверхні трубопроводу є канавочна корозія [3], вогнища якої мають вид прямокутної канавки шириною до 5 см і завдовжки до 10-12 м і розташовані в нижній області твірної труби. Для канавочної корозії характерна висока швидкість руйнування (4-8 мм/рік). Одним з нових ресурсозберігаючих методів забезпечення безпечної експлуатації трубопроводів і підвищення їх довговічності є профілактичний поворот трубопроводів на ділянках, схильних до «канавочного» руйнування, що дозволяє збільшити термін їх експлуатації за рахунок забезпечення більш рівномірного зносу внутрішньої поверхні стінки труб [3].

Боротьба з корозією є комплексом завдань: корозійний моніторинг, створення устаткування в корозійностійкому виконанні і підтримка надійності його експлуатації. Ефективність того або іншого напрямку боротьби з корозією визначається, в першу чергу, об'єктивним визначенням причин пошкодження конструкції в агресивних середовищах, що є основним предметом корозійного моніторингу. Аналіз літературних даних [4-8] і результати власних спостережень авторів показують, що для розуміння процесів корозії у трубопроводі важливою є детальна інформація про режим течії багатофазного потоку (рис.1).

Ключовим елементом в контролі корозійних явищ, які зумовлені рухом, зокрема, багатофазного потоку вуглеводнів в трубопроводі свердловини, є розуміння характеристик потоку, які за визначених умов прискорюють розвиток вказаних вище специфічних корозійних процесів і їх зміну



Рисунок 1 – Варіанти структури багатофазного потоку флюїду в трубопроводі свердловини

шляхом модифікації течії потоку (режиму потоку), матеріалу конструкції, або корозійного середовища.

Метою досліджень є розробка методології та апаратного забезпечення для моніторингу структури та фазового складу потоку для цілей мінімізації корозійно-абразивних пошкоджень шляхом обґрунтованої модифікації умов течії газорідного потоку в трубопроводі нафтогазового та газоконденсатного промислу.

Завдання контролю структури та фазового складу газорідного потоку в технологічних трубопроводах вимагає вимірювання комплексу параметрів цих потоків: в режимі реального часу розрахунку реальних фазових часток потоку в поперечному перерізі трубопроводу, розрахунку окремо швидкостей руху газової та рідкої фаз. Для вирішення вказаного завдання нами розроблено методи та систему контролю структури та фазового складу газорідного потоку експлуатаційних свердловин [9]. Однією з складових цієї системи є модуль безсепараційного визначення швидкостей газової та рідкої фаз потоку, реалізований на основі поєднання алгоритмів вейвлет – декомпозиції інформаційних акустичних сигналів потоку та кореляційного методу вимірювання швидкості потоку [10]. Суть методу контролю базується на наступних фізичних особливостях явищ, що характерні для газорідного потоку.

У процесі руху газорідного потоку різниця густин та в'язкостей його газової і рідких фаз є причиною утворення границі розділу фаз і виникнення так званого міжфазного «слизання» фаз потоку [11]. За умов, що фази потоку рухаються з різними швидкостями, границя розділу фаз зазнає суттєвої трансформації. Внаслідок цього вказане явище завжди призводить до виникнення завищень на межі розділу фаз, оскільки в окремих точках приграничних об'ємів потоку

існує градієнт швидкостей. То рідке середовище під дією зовнішніх сил потоку змінює свою форму. Вказані завихрення породжують в потоці газогідродинамічні пульсації і акустичні сигнали. Характер вказаних коливань тиску має суттєво стохастичну природу, викликану, зокрема, явищем турбулентності.

Незважаючи на в цілому стохастичну природу турбулентності потоку, вказані вище гідродинамічні пульсації і акустичні шуми характеризують процеси утворення, руйнування і руху залишків когерентних структур на локальних ділянках потоку, особливо за гідравлічними опорами вниз по руху течії. Дані когерентні структури (їх характеризують сигнали генеровані локально стійкими вихроутвореннями в потоці), які утворюються як в газовій, так і рідкій фазах потоку, нами використано як «маркери» фаз рухомого потоку. Завихрення, утворюючись в обох фазах потоку, ними і переносяться як правило зі швидкістю руху рідини або газу [12]. Тоді, вимірюючи швидкість переміщення завихрень в окремих фазах потоку, визначаються фазові швидкості потоку. Для цього два акустичні давачі в захисних акустичних камерах встановлюють в/або на трубопровід двофазового потоку (рис. 2) на фіксованій відстані L . Флуктуації тиску і акустичний шум, генерований рухомим завихренням потоку, послідовно реєструється спочатку першим акустичним давачем, а після, через деякий проміжок часу t , другим давачем, встановленими співвісно з першим. Поділом значення L на t одержимо значення швидкості руху середовища. Постає проблема визначення параметра t як максимуму функції кореляції сигналів двох давачів у потоці. Враховуючи стохастичний характер гідродинамічних пульсацій і акустичних шумів у потоці, вказане завдання вимагає попереднього опрацювання сигналів давачів перед визначенням їх кореляційних функцій.

Для контролю фазового складу газоконденсатних потоків з високим газовмістом нами запропоновано опрацювання виконати шляхом багаторівневої декомпозиції реалізацій інформаційних сигналів за допомогою вейвлет трансформації сигналів давачів [13]. Подальші дослідження вказаного методу на експериментальній установці в умовах діючого промислу показали доцільність подальшого його розвитку шляхом виконання такої декомпозиції інформаційних сигналів з використанням замість вейвлет-трансформації перетворення Гільберта-Хуанга (Hilbert-Huang transform), що дозволяє підвищити достовірність

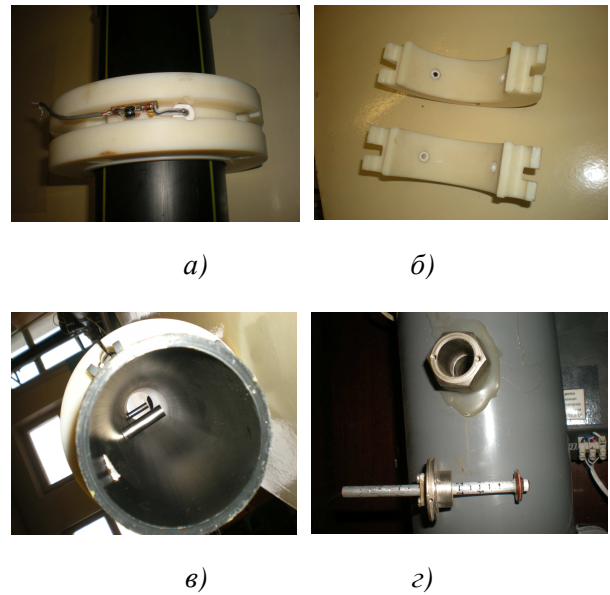


Рисунок 2 – Варіанти установки акустичних давачів на поверхні труби (а, б) та всередині труби (в, г) на прикладі труб лабораторної експериментальної установки

результатів контролю за інших структур потоку, для яких є характерними суттєві нелінійності сигналів потоку.

На рис. 3 наведено процес реєстрації інформаційних акустичних сигналів трубопроводу з газоконденсатним потоком на експериментальній установці в умовах діючого морського промислу МСП-17 ДАТ «Чорноморнафтогаз». Реєстрація здійснювалась за допомогою двох ідентичних акустичних мікрофонів двома методами. За першим методом (рис. 3, а) сигнали від мікрофонів після підсилення автономним блоком нормування сигналу подавались на стереовхід звукової карти комп'ютера HP4525 і після 16-ти бітного АЦП-перетворення з частотою дискретизації 44,1 кГц записувались файли wav-формату і опрацьовувались в подальшому в середовищі MATLAB. За другим методом (рис. 3, б) сигнали вказаних давачів після підсилення оброблялись цифровим сигнальним процесором dsPIC30F6014, результати опрацювання виводились в режимі реального часу на графічний рідкокристалічний екран модуля обробки сигналу. Така постановка експериментів дозволила за допомогою другого методу визначити оптимальні точки встановлення давачів на трубопроводі, де забезпечується максимальна чутливість та достовірність методу контролю швидкості фаз.



а)



б)

Рисунок 3 - Реєстрації інформаційних акустичних сигналів трубопроводу з газоконденсатним потоком на експериментальній установці в умовах діючого морського промислу за допомогою звукової карти комп'ютера (а) та модуля обробки інформації в режимі реального часу (б)

Опрацювання експериментальних реалізацій сигналів акустичних давачів закріплених в різних точках поверхні експериментальної ділянки трубопроводу (довжина 3 м) після гідравлічного опору у вигляді двох послідовних трубних колін (рис. 3, а) свідчить про наступне. Спектри реалізацій сигналів давачів, які закріплені на нижніх точках циліндричної твірної труби містять більше низькочастотних складових сигналу (до 800 Гц), ніж спектри аналогічних реалізацій, які отримані за умови установки давачів на верхніх точках циліндричної твірної горизонтальної труби з потоком. Враховуючи, що потік має розшаровану структуру, то в нижній частині труби рухається рідка фаза, якій притаманне генерування низькочастотних коливань, а у верхній частині труби рухається з вищою швидкістю газова фаза, яка спричиняє

генерацію в основному високочастотних коливань. Вказана особливість дозволяє підвищити чутливість методу контролю швидкості окремих фаз потоку шляхом синхронної реєстрації сигналів за допомогою накладних двох пар мікрофонів (закріплених у верхній і нижній точках циліндричної твірної труби).

Декомпозиція емпіричних мод (ДЕМ) Гільберта-Хуанга – це високоадаптивний метод аналізу нелінійних і нестационарних сигналів, якими є сигнали гідродинамічних та акустичних пульсацій тиску потоку. Його головна перевага в тому, що базис, використовуваний при розкладанні (набір функцій внутрішніх мод), конструюється безпосередньо з даних реалізацій сигналів [14]. Це дозволяє врахувати всі їх локальні особливості, зумовлені структурою потоку. ДЕМ має важливі для даного застосування властивості: ортогональність, локальність, повнота і адаптивність.

За попередньої декомпозиції синхронних реалізацій акустичних сигналів двох давачів в набір функцій внутрішніх мод розраховуються кореляційні функції не власне реалізацій сигналів, а їх відповідних функцій внутрішніх мод (intrinsic mode function - IMF):

$$C^G(m) = \frac{1}{N-m} \sum_{k=0}^{N-m-1} imf 2_k^1 \cdot imf 2_{k+m}^2, \quad (1)$$

$$C^L(m) = \frac{1}{N-m} \sum_{k=0}^{N-m-1} imf 6_k^1 \cdot imf 6_{k+m}^2, \quad (2)$$

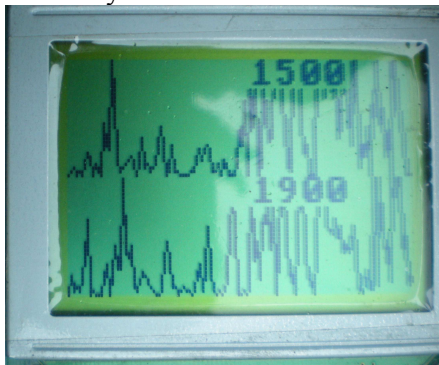
де C^G та C^L – взаємкореляційні функції сигналів давачів для визначення, відповідно, швидкостей газової та рідкої фаз потоку, як функції зсуву m між відліками k реалізацій сигналів при сталому періоді дискретизації Δt сигналів давачів; $imf 2_k^1$ – k -те значення функції другої внутрішньої моди сигналу першого давача; $imf 2_{k+m}^2$ – $(k+m)$ -те значення функції другої внутрішньої моди сигналу другого давача; $imf 6_k^1$ – k -те значення функції шостої внутрішньої моди сигналу першого давача; $imf 6_{k+m}^2$ – $(k+m)$ -те значення функції другої внутрішньої моди сигналу другого давача; N – число відліків в реалізації сигналу.

Значення часового зсуву $(\Delta t \cdot m)$, за якого вказані взаємкореляційні функції набувають максимальних значень (3), визначають час перенесення збурень потоком між давачами, які кріпляться на трубопроводі на заданій відстані:

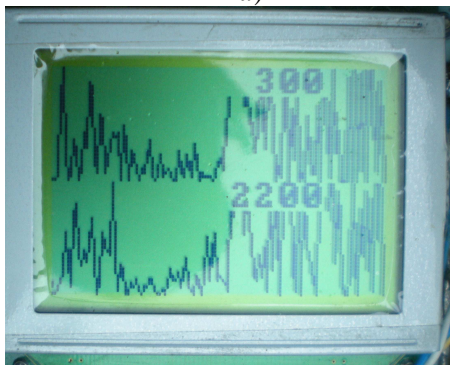
$$t_G = \max_{m=1}^{N/2} (C^G(m)) \quad \text{і} \quad t_L = \max_{m=1}^{N/2} (C^L(m)), \quad (3)$$

а отже в кінцевому результаті і швидкість фаз потоку.

Експериментальні реалізації сигналів опрацьовані згідно викладеного алгоритму з використанням *R* пакету EMD [15] та в середовищі MATLAB. Вказані алгоритми у вигляді оптимізованого коду запрограмовані у електроперепрограмовану (flash) пам'ять числового сигнального процесора dsPIC30F6014 модуля обробки інформації пристрою контролю швидкості фаз. На рис.4 наведено приклади експериментально отриманих функцій другої внутрішньої моди (а) та шостої внутрішньої моди (б) сигналів акустичних давачів, які закріплені на поверхні трубопроводу з потоком на відстані 2 м один від одного. Із зображення видно, що вказані функції давачів зміщені по часовій координаті, що свідчить про послідовну реєстрацію спочатку першим, а потім другим давачем сигналів руху когерентних структур завихрень газової та рідкої фаз потоку. Вказані зміщення засвідчують доцільність реалізації пропонованого методу визначення швидкості руху фаз потоку.



а)



б)

Рисунок 4 – Відображення функцій другої (а) та шостої (б) внутрішньої моди експериментальних сигналів акустичних давачів закріплених на поверхні трубопроводу з потоком на відстані 2 м один від одного

ВИСНОВКИ

Аналіз результатів досліджень свідчить про доцільність реалізації часо-частотних алгоритмів на основі перетворення Гільберта-Хуанга в цифрових обчислювачах систем поточного контролю фазового складу та структури потоку для вирішення задач прогнозування ділянок корозійно-ерозійних пошкоджень шлейфових трубопроводів свердловин. Подальші дослідження спрямовані на оптимізацію вказаних алгоритмів в напрямку підвищення швидкодії роботи системи.

1. *Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (ВНТП 3-85). Дата введения 1986-03-01, п.2.40.*
2. В.Чернов, В.Макаренко, Л.Шлапак, *Забезпечення опірності корозії трубопроводів технологічними методами //Фізико-хімічна механіка матеріалів. С.: Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів: В 2-х т. - № 4. - Львів: Фізико-механічний інститут ім.Г.В. Карпенка ПАН України, 2004 Т. 1. – 421-425с.*
3. Султанмагомедов С.М., *Обеспечение безопасной эксплуатации и долговечности канавочному износу [Текст], автореф. дис. на соиск. науч. степени д-ра.техн.наук: спец.05.26.03 – пожарная и промышленная безопасность, 05.02.13 – машины, агрегаты, процессы (нефтегазовая отрасль)/ Султанмагомед Магомедтагирович Султанмагомедов; Уфимский гос.нефтяной техн. ун-т – Уфа, 2003. – 48 с.*
4. Гоник А.А. *Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения [Текст]. / А.А. Гоник. М.:Недра, 1976. -192с.*
5. *Внутренняя коррозия трубопроводов при транспорте газожидкостных смесей /Г.Г.Корнилов, Ф.Н.Маричев, Ю.И.Толкачев, М.Д.Гетманский. // Нефтяное хозяйство, 1981, №8, - С.48-51.*
6. Roberge, Pierre R. *Corrosion inspection and monitoring, WILEY SERIES IN CORROSION, Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2007, - 283 p.*
7. *Исследование причин разрушения внутренней поверхности трубопроводов с многофазными потоками /Г.Г.Корнилов, Ю.И.Толкачев, Я.М.Каган, Ф.Н.Маричев//Нефтяное хозяйство, 1983, № 4, с.51-54.*
8. *Влияние химического состава транспортируемых сред и структуры потока на коррозию нефтепроводов/В.П.Редько, В.Н.Иванов, Ф.Н.Маричев и др. // РНТС. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. М. : ВНИИОЭНГ, 1981, № 2,*

- С.4-6. 9. Райтер П.М., Карпаш О.М. Методи та засоби оброблення інформації для контролю структури та витрати газорідних потоків. Монографія. – Видавництво: ІФНТУНГ. 2009, Рекомендовано Вченою радою ІФНТУНГ - 262с.
10. Райтер П.М. Визначення швидкостей фаз газорідного потоку свердловини на основі кореляційного аналізу вейвлет перетворень датчиків акустичних сигналів потоку//Фізичні методи та засоби контролю середовищ матеріалів та виробів (серія), вип.14: Неруйнівний контроль матеріалів і конструкцій: Зб.наук.праць.- Львів: ФМІм.Г.В.Карпенка НАНУкраїни, 2009 –С.13-21.
11. Falcone G., Hewitt G.F, Alimonti C.,2009, *Multiphase Flow Metering: Principles and Applications: 54 (Developments in Petroleum Science)* - Elsevier Science; London.
12. Движение газожидкостных смесей в трубах [Текст]: монография /[Мамаев В.А., Г.Э.Одишария, О.В.Клапчук, А.А.Точигин, Н.Е.Семенов];за общ.ред. В.А.Мамаева:-«Недра»-Москва, 1978, - 270 с.
13. Райтер П.Н. Идентификация структуры и определение расхода фаз газоводонефтяного потока скважины // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2010. http://www.ogbus.ru/authors/Raiter/Raiter_1.pdf.-15 с.
14. Norden Huang et al. *The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis. Proceedings of the Royal Society of London. A* 454, 903–995 (1998).
15. Donghoh Kim, Hee-Seok Oh, *EMD:A Package for Empirical Mode Decomposition and Hilbert Spectrum, The R Journal Vol.1/1, May 2009.-p.40-46.*

Поступила в редакцію 05.12.2011 р.

Рекомендував до друку докт. техн. наук,
проф. Карпаш О. М.