



## ПРОГНОЗУВАННЯ КОРОЗІЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ НА ОСНОВІ МОНІТОРИНГУ СТРУКТУРИ ТА ФАЗОВОГО СКЛАДУ ГАЗОРІДИННОГО ПОТОКУ

П. М. РАЙТЕР, канд. техн. наук (Ів.-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу)

*Розглянуто питання прогнозування корозійних процесів в технологічних трубопроводах з багатофазними потоками всередині. Визначено основні чинники такої корозії та методи її мінімізації. Приведено результати дослідження поточного імпедансного методу контролю водовмісту продукції свердловини для задач прогнозування корозійних явищ. Викладено результати розробки системи контролю структури, фазового складу потоку та вмісту води в продукції свердловини для ідентифікації найбільш ймовірних умов виникнення корозійних процесів у такому середовищі.*

*The problem of prediction of corrosion processes in process pipelines with multiphase flows inside them is considered. The main factors of such corrosion and methods of its minimizing were determined. The paper presents the results of studying on-line impedance method of monitoring water content in gas-liquid flow of the well for problems of forecasting the corrosion phenomena. The results of development of a system for monitoring the water content and solid phase in the well flow to identify the most probable conditions of corrosion process initiation in such a medium are described.*

Розробка та експлуатація нафтогазових та газоконденсатних родовищ вимагає оптимізації процесу видобутку — максимального вилучення вуглеводневої суміші за мінімальних економічних витрат. Розв'язання даної проблеми ускладнене тим, що, як правило, вихідною продукцією свердловин є змінювана в часі суміш газу, пластової води й конденсату чи нафти. Непостійність в часі концентрації компонентів суміші призводить до нестабільності структури, фізичних властивостей і режимів течії багатофазного потоку. Крім того, суміш може містити деяку кількість твердих вуглеводів, а також мінеральні частки й інші механічні домішки. Діюча система нафтозбору 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 суміші, що зумовлює підвищену швидкість корозії. На сьогодні більшість внутрішньопромислових нафтопроводів експлуатуються в умовах інтенсивної внутрішньої корозії, свердловини працюють з винесенням мінеральних часток, зокрема піску, що також призводить до спрацювання обладнання [20, 3]. Найбільш небезпечним видом руйнування внутрішньої поверхні трубопроводу є канавочна корозія [25], вогнища якої мають вид прямокутної канавки шириною до 5 см і завдовжки до 10...12 м, розташованої в нижній області твірної труби. Цей вид руйнування супроводжується розривами труб, що призводить до значних економічних і екологічних збитків. Одним з нових ресурсозберігаю-

чих 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 [25].

Боротьба з корозією є комплексом завдань, що включають корозійний моніторинг [22, 24], створення устаткування в корозійностійкому виконанні і підтримку надійності його експлуатації. Ефективність того або іншого напрямку боротьби з корозією визначається, в першу чергу, об'єктивним діагностуванням причин пошкодження конструкції в агресивних середовищах, що є основним предметом корозійного моніторингу. Аналіз літературних даних [4–15] і результати власних спостережень авторів показують, що для розуміння процесів корозії у трубопроводі важливо досконально знати режим течії багатофазного потоку.

Вплив потоку на корозію трубопроводу є комплексним, змінюваним в часі і суттєво залежним як від хімічних, так і фізичних параметрів системи. Безумовно в основному механізм дії корозії визначають хімічні та електрохімічні параметри системи «потік—трубопровід», але поряд з ними потік має значний вплив на кінетику корозійних реакцій і на участь окремих фаз потоку у цих реакціях. Вказані впливи спричинені безпосередньою дією потоку на переміщення, поширення та перемішування флюїдів в трубопроводі. Нормативними документами, зокрема [15], 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.

Базовим явищем, що визначає характер впливу потоку на корозію, є турбулентність [1, 2]. Висока турбулізація потоку призводить до корозії, породженої потоком, ерозії-корозії чи кавітації. Низька турбулентність спричиняє корозію, зумовлену наявністю сепарованої водяної фази потоку та виникнення корозійних пошкоджень під осадами і/або плівками води на внутрішній поверхні труби. Корозійні явища, зумовлені високою турбулізацією потоку флюїду над внутрішньою поверхнею труби з однофазними і особливо багатозфазними потоками, прийнято визначати як «корозію, породжену потоком» (flow-induced corrosion). Термін «корозія під осадом» (underdeposit corrosion) використовується для опису корозійних пошкоджень (за наявності сепарованої водяної фази) під твердими осадами неметалевої природи на металевій поверхні труби з низькотурбулізованим потоком. Поєднання явищ корозії та ерозії поверхні металу визначає так звану корозію-ерозію поверхні труби (erosion-corrosion), зумовлену фізичною ударною взаємодією на поверхні металу, що спричиняє механічні пошкодження. Причому така ударна взаємодія може здійснюватись як частками твердої фази, що містяться в рідкій або

газовій фазі, так і рідкими краплями, що переносяться газовою фазою потоку.

Ключовим елементом в контролі корозійних явищ, зумовлених рухом, зокрема, багатозфазного потоку вуглеводів в трубопроводі свердловини, є розуміння характеристик потоку, які за визначених умов прискорюють розвиток вказаних вище специфічних корозійних процесів і зміну їх шляхом модифікації течії потоку (режиму потоку), матеріалу конструкції, або корозійного середовища.

Метою даної роботи є розробка методології та апаратного забезпечення для оцінки структури та фазового складу потоку для цілей мінімізації корозійних пошкоджень шляхом обґрунтованої модифікації умов течії газорідного потоку в трубопроводах нафтогазового та газоконденсатного промислу.

Знання того, коли і де корозія породжена потоком та корозія-ерозія може мати місце в трубопроводах промислу є основною для контролю корозійних явищ вказаних важливих технологічних об'єктів. На рис. 1 наведено модифікований алгоритм процедури визначення типу корозії, породженої потоком в трубопроводі, запропонований в роботі [1]. Перший крок — визначення присутності водяної фази в газорідному потоці трубопроводу. За її відсутності корозія не

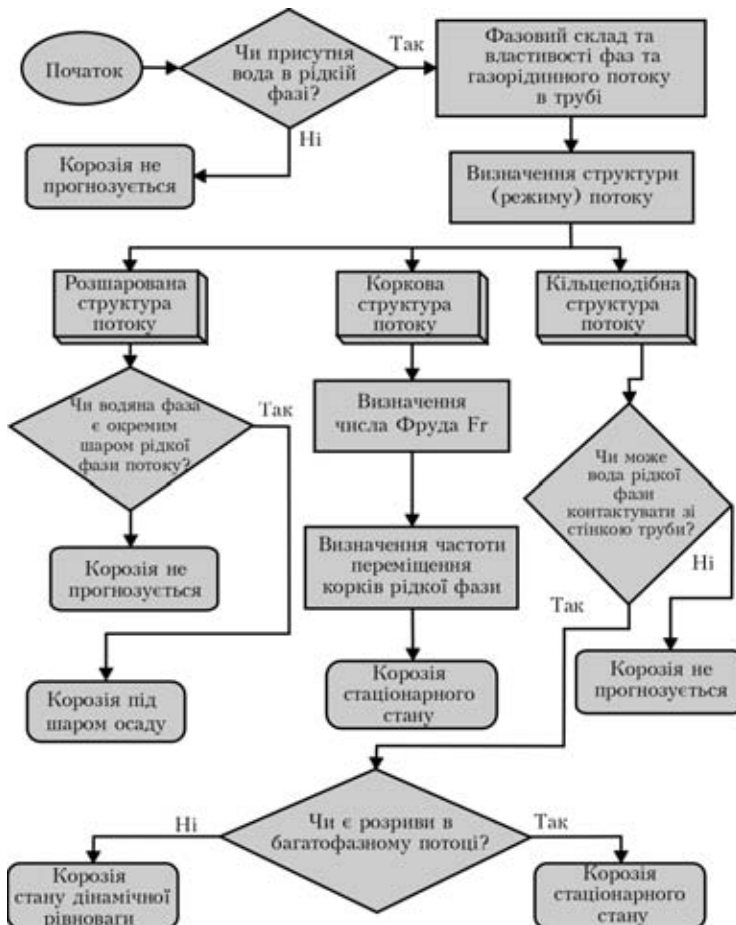


Рис. 1. Алгоритм процедури визначення типу корозії, породженої потоком в трубопроводі



прогнозується. Аналогічно корозія не прогнозується за умови відсутності контакту води рідкої фази із стінкою труби. Далі з інформації про структуру (режим) потоку і наявність розривів останнього визначається рівень турбулентності в водній фазі. За умови підтвердження процесів корозії визначається очікувана її швидкість.

Для мінімізації корозії, породженої потоком в трубопроводі, застосовуються ряд методів та організаційно-технічних заходів по зміні в конструкції, режимі течії і корозійному середовищі. Методи містять наступні дії або їх комбінацію: мінімізація турбулентності флюїду; зміна флюїду в трубопроводі; мінімізація розривів потоку; модифікація структури (режиму) потоку; використання більш корозійностійких сплавів, ніж матеріал труби.

Для однофазних систем зменшення швидкості руху потоку, як правило, призводить до зменшення інтенсивності турбулентності (масопереносу та дотичних напружень на стінці труби) і, отже, зниження швидкості корозії. Для багатофазних потоків така залежність є суттєво нелінійною, оскільки навіть за низьких швидкостей потоку рівень турбулізації залежить від структури та фазового складу потоку. Тому в багатьох галузях промисловості прийняті перевірені на практиці граничні значення швидкості потоку для різних процесів. Ці межі як правило базуються на виробничому досвіді оцінювання швидкостей потоку, коли швидкості корозії різко збільшуються. Фактично ці правила призначені для обмеження інтенсивності турбулентності і, тим самим, обмеження швидкості корозії.

Існують два шляхи для зменшення корозії, породженої потоком, шляхом модифікації флюїду потоку: вилучення корозійних частинок та використання хімічних присадок, наприклад, додавання інгібіторів корозії.

Основним чинником пошкоджень від корозії, породженої потоком, є розриви потоку, тому важливо їх мінімізувати для даних матеріалу та конструкції трубопровідної системи. Основні шляхи вказаної мінімізації наступні: мінімізувати неточне спраження при зварюванні стиків та фасонних частин труби; зашліфувати наскільки можливо гладко внутрішні зварні шви; використовувати відводи з великим радіусом заокруглення; уникати різких покровових змін в діаметрі трубопроводу; роззенковувати та знімати заусениці біля торців трубної об'язки перед встановленням; захищати труби, які зберігаються на трубних базах, з метою недопущення внутрішньої корозії перед використанням їх для ремонтних операцій; не використовувати кородовані труби, які містять внутрішні прогини, навіть якщо вони відповідають вимогам по міцності труби.

Структури потоку модифікуються шляхом зміни швидкостей газової і/або рідкої фаз в трубопроводі. Вплив цих змін на режим потоку відображається картою режимів потоку. Знання типу структури потоку, що наявна в різних секціях труби, може бути використано для визначення місця, де очікується корозія в трубопроводі і відповідно де треба здійснювати моніторинг корозії особливо ретельно. На стадії розробки розміри трубопроводів уточнюються з метою уникнути коркового потоку на очікуваних швидкостях потоку рідини та газу. Якщо очікуваною проблемою є корозія під осадом в нижній частині труби, то розмір труби уточнюється з метою уникнути розшарованої структури потоку і накопичення осаду в флюїді.

В ряді випадків доступною альтернативою уникнення впливу корозії, породженої потоком, залишається тільки використання корозійностійких сплавів, що, як правило, є найбільш дорогим вирішенням проблеми.

Для багатофазного потоку його фазовий склад має визначальний вплив на утворення в результаті структуру потоку [19]. За визначення корозії, що породжена таким потоком, першочерговою є ідентифікація типу його структури. Вихідними положеннями для її оцінки є визначення: чи буде присутня в потоці рідка корозійна фаза і чи вона буде в контакті з поверхнею металу. Режим потоку визначає турбулентність в рідкій фазі, розміщення її у потоці, і, незалежно від вказаного, можливість осідання твердих часток в потоці. Приклад режимів потоку і схематичне зображення їх границь в залежності від приведених швидкостей фаз газорідного потоку приведено на рис. 2. Детальний опис структур багатофазного потоку приведено в роботах [16, 17].

За наявності рідкої вуглеводневої фази в потоці важливим аспектом впливу режиму потоку на корозію є рівень відокремлення фаз рідких вуглеводів і води, або рівень турбулентності, який необхідний для виключення водяної фази як самостійного утворення, що контактує з металевою стінкою. Трифазний потік газу — конденсату (нафти) — води поєднує характеристики газової та нафтоводної (конденсатоводної) структур потоку. Газова фаза зумовлює високий ступінь турбулентності, але поряд з цим по відношенню до появи корозії, найбільш важливим є контакт води з металевою стінкою труби. В роботі [18] наведено основні механізми утворення корозійних пошкоджень, які характерні для різних режимів потоку за наявності вільної води та водяної турбулентності в потоці свердловини.

В таблиці розглядаються режими потоку, які спричиняють корозію, породжену потоком, та корозію під шаром осаду, без врахування зумовленої потоком корозії-ерозії стінки труби.

В Ивано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу розроблена система для поточного контролю структури та фазового складу газорідних потоків з високим газомістом, які характерні для газоконденсатних родовищ. Поряд з завданнями технологічного контролю ця система, надаючи в режимі реального часу інформацію про режим потоку та водовміст, забезпечує моніторинг умов виникнення корозії в шлейфових трубопроводах експлуатаційних свердловин. Детально структура, складові та принцип функціонування системи викладено в роботі [21]. Оскільки найбільш критичним для оцінки явища корозії трубопроводу є контроль присутності та структури водяної фази в газорідному потоці, то більш детально розглянемо суть реалізованого цією системою імпедансного методу контролю водовмісту в газорідному потоці з високим газомістом.

Датчик імпедансу є спеціально адаптованим для вимірювань об'ємних часток води (водовмісту) в нафтогазових або газоконденсатних потоках з високим газомістом та статичним тиском. Хоча принцип роботи датчика відомий, на практиці є ряд чинників впливу на вимірювання, через які одержані виміри можуть бути спотворені, якщо фізика явища впливу не достатньо відома. Датчик використовується для визначення відношення концентрацій у двофазовому і двокомпонентному потоці за умови, що два компоненти або дві фази

мають різні електричні провідності та діелектричні проникності, наприклад, вода і нафта чи конденсат. Принцип вимірювання базується на положенні, що різниця в провідності різних компонентів чи фаз, які протікають між двома обкладками датчика (електродами), робить ємність чи провідність між ними залежною від відношення концентрацій компонентів або фаз у потоці. Зв'язок між відношенням концентрацій і провідністю та ємністю суміші є нелінійним і залежить від просторового розміщення компонентів або фаз у суміші (режиму потоку). Дослідження показали, що незважаючи на суттєву залежність чутливості імпедансних методів від режиму по-

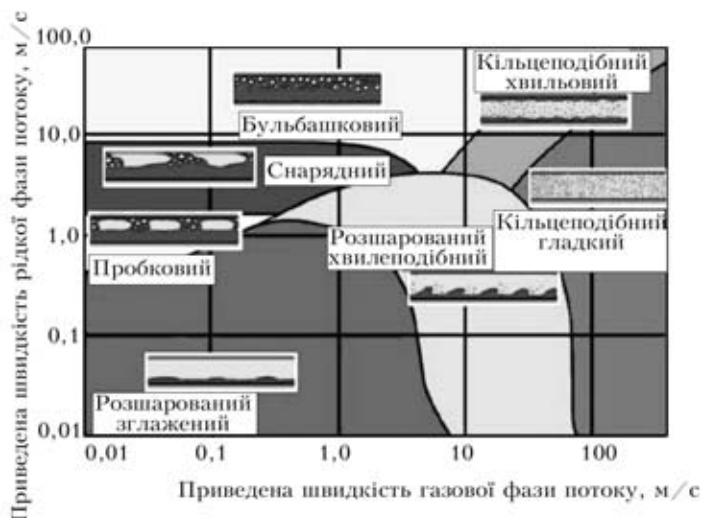


Рис. 2. Карта режимів потоку і схематичне зображення основних структур горизонтального газорідного потоку в залежності від приведених швидкостей фаз потоку

**Вплив структури потоку на корозію стінки труби**

Структура потоку	Розміщення вільної води	Турбулентність води	Тип корозії
<b>Газоводяний потік</b>			
Розширована	Внизу труби	Застійна, близька до ламінарної	Корозія під осадом, пітинг нержавіючих сталей
Коркова	Як правило внизу, суміш	Висока	Корозія, породжена потоком
Кільцева	У вигляді плівки на поверхні труби (в поперечному перерізі труби по колу)	Низька	—
<b>Газоводонафтовий потік</b>			
Розширована	Внизу, сепарована	Застійна, близька до ламінарної	Корозія під осадом, пітинг нержавіючих сталей
Коркова	Як правило внизу, суміш	Висока	Корозія, породжена потоком
Кільцева	У вигляді плівки на поверхні труби (в поперечному перерізі труби по колу)	Можливо низька	Корозія, породжена потоком
<b>Водонафтовий потік</b>			
Розширована	Внизу	Застійна, близька до ламінарної	Корозія під осадом, пітинг нержавіючих сталей
Однорідна суміш	Як правило внизу, суміш	Перехід від ламінарної до турбулентної	Корозія під осадом
Диспергована	Суміш	Низька	Корозія, породжена потоком



току, за умови вдосконалення методики вимірювань та конструкції первинного перетворювача вказані методи можуть бути використані для вимірювання концентрацій, якщо компоненти є гомогенно перемішані.

Датчик, розроблений в коаксіальному виконанні електродів, містить ізольований внутрішній електрод, що утримується в центрі труби. З цією метою розроблено конструкцію циліндричного ємнісного датчика, побудованого за принципом «труба в трубі» (рис. 3). Електричне поле в такому датчику є негомогенним, але симетричним вздовж осі труби. Чутливість до змін у концентрації рідини є найбільшою біля внутрішнього електрода і залежить від розподілу компонентів у суміші, тому достовірні вимірювання можуть бути виконані тільки тоді, коли режим потоку є сталий і відомий. Для газоконденсатних потоків характерні значення газовмісту порядку 95 % і більше по об'єму та відповідно розшарована або кільцева структура потоку. Тому для підвищення чутливості первинного перетворювача водовмісту його конструкцію виконано таким чином, що при русі потоку плівка рідини (конденсат+вода) попадатиме в міжтрубний зазор. При цьому суттєво збільшується діелектрична проникність, а отже і чутливість датчика водовмісту конденсаторного типу. Однією обкладкою датчика є зовнішня труба, а двома іншими — дві обкладки розрізаної вздовж внутрішньої труби.

Відомі формули для проникності і провідності гомогенних сумішей двох різних матеріалів. На базі відомих моделей виведено формули, які є на даний час загальноприйнятими, коли один з компонентів суміші має більш високу провідність або діелектричну проникність, а другий меншу [27].

Контрольований потік проходить в міжтрубному просторі на ділянці довжиною до 1 м, для якого визначається залежність (годограф) активної і реактивної складових імпедансу потоку як функції водовмісту потоку на різних фіксованих частотах в діапазоні 5000...100000 Гц з кроком 500 Гц. Форма такого годографу залежить від зна-

чення водовмісту, що практично дозволяє його визначати шляхом порівняння та інтерполяції із формами еталонних годографів, збережених таблично в цифровій пам'яті обчислювача для фіксованих значень водовмісту.

Експериментальні дослідження імпедансного методу контролю водовмісту потоку проводились на лабораторній установці ІФНТУНГ [17]. Враховуючи, що на значення вимірюваного імпедансу потоку впливає велика група факторів: температура, тиск середовища, електромагнітні завади, окислення стінок труби датчика, солоність води, наявність домішок в конденсаті та воді, то вимірювати абсолютні значення імпедансу як функцію водовмісту на одній частоті роботи датчика недоцільно. Тому було розроблено пристрій, який вимірює імпеданс середовища в широкому діапазоні вказаних вище частот. Для технічної реалізації пристрою нами застосовувався електронний модуль ф. Analog Device [26] на базі інтегральної схеми (IC) AD5933 — система високоточного перетворювача імпедансу (рис. 4).

Система IC AD5933 містить вбудований генератор і 12-розрядний аналого-цифровий перетворювач (АЦП) з частотою вибірки 1 МГц. Генератор призначений для подачі сигналу у вимірюване коло з датчиком, що має комплексний імпеданс. Сигнал з датчика нормується попереднім підсилювачем, оцифровується вбудованим АЦП і далі засобами вбудованого цифрового процесорного ядра проводиться дискретне перетворення Фур'є отриманих кожних 1024 відліків сигналу. Модуль цифрової обробки сигналу на виході формує кодоване значення дійсної і уявної складових імпедансу  $Z$ , що дозволяє перерахувати значення імпедансу в його модуль і фазу.

Відомо, що для вимірювальних систем, що використовують як чутливий елемент ємність або індуктивність, істотними є проблеми калібрування пристрою і налаштування від впливу зовнішніх електромагнітних і теплових полів. Для вирішення вказаної проблеми в пристрій вбудований ву-

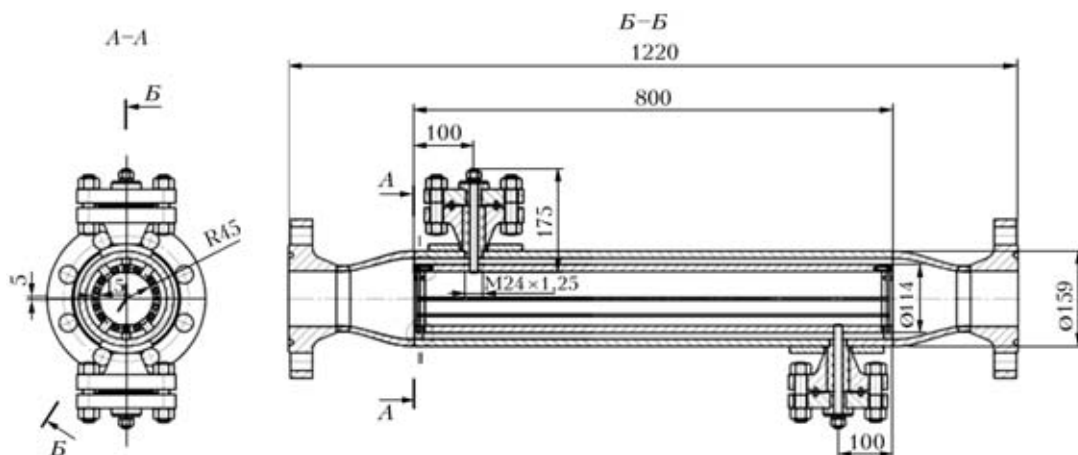


Рис. 3. Конструкція імпедансного датчика для контролю водовмісту потоку для умов газоконденсатного промислу



Рис. 4. Модуль обробки сигналу імпедансного датчика на базі AD5933

зол калібрування на зразковому конденсаторі, причому ємність такого конденсатора підбирається того ж порядку, що і вимірювана ємність фаз потоку. Перед кожною зміною початкових даних вимірювання проводиться автоматичне калібрування системи, зменшуючи тим самим вплив систематичної завади, що становить суттєву величину. Випадкова складова завад виключається в процесі математичної обробки сигналу в мікропроцесорі пристрою.

Проведені нами дослідження залежності вихідних значень дійсної і уявної частин інформаційного сигналу датчика при різному заповненні зазору між обкладками датчика газово-конденсатною сумішшю показали доцільність використання методу для технологічного контролю водовмісту на окремих ділянках технологічного ланцюга. На рис. 5 подані графіки значень модуля сигналу датчика імпедансу, їх лінійна апроксимація як функції частоти задаючого генератора при різному заповненні газова-

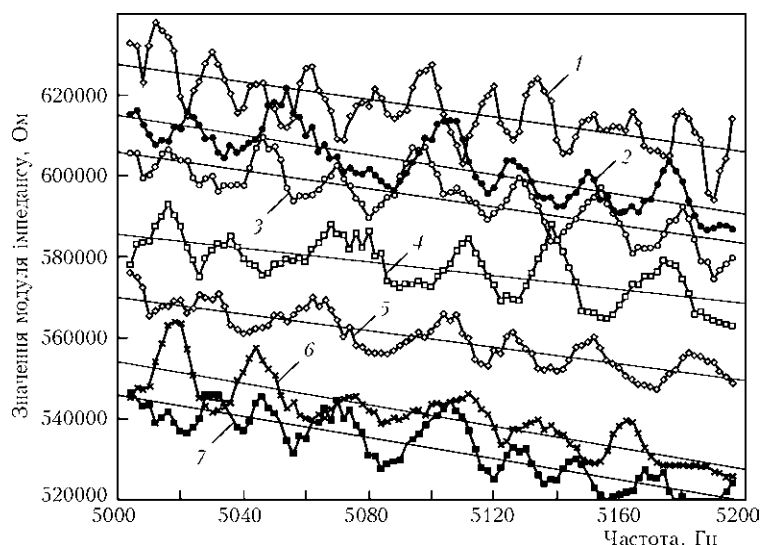


Рис. 5. Залежність значень модуля імпедансу ємнісного датчика водовмісту потоку та їх лінійна апроксимація при зміні ємності потоку, пФ: 1 — 2,2; 2 — 3,9; 3 — 5,1; 4 — 8,2; 5 — 10,1; 6 — 11,2, 7 — 12 в діапазоні частот 5000...5200 Гц з дискретністю 2 Гц (умовні позначки — експериментальні значення модуля сигналу датчика імпедансу при різних значеннях ємності потоку)

доконденсатної суміші зазору між обкладками датчика, що відповідає різним значенням ємності. В роботі [21] приведено годографи інформаційного сигналу ємнісного давача водовмісту потоку, отримані при зміні ємності потоку. Такий набір даних годографа після калібровки пристрою запам'ятовується в табличній області пам'яті мікропроцесора. Ця пам'ять містить комплект таких годографів по кожній свердловині по 10...15 рівнях водовмісту. Це дозволяє врахувати відмінності діелектричних властивостей води і конденсата по кожній свердловині. Визначення конкретного значення водовмісту здійснюється в процесі інтерполяції табличних значень водовмісту як функції імпедансу датчика водовмісту потоку.

Приведені результати показують, що за допомогою запропонованого пристрою імпедансним методом можливо реалізувати технологічний контроль за водовмістом потоку на рівні відносної похибки 3...4 % за об'ємом (за умови попереднього калібрування).

Відповідно до плану досліджень ДАТ «Чорноморнафтогаз» виконано комплекс робіт по монтажу розробленого в ІФНТУНГ блоку первинних перетворювачів пристрою контролю структури та витрати газорідного потоку на морському шельфовому газоконденсатному промислі МСП-17 та врізці його в трубопровід дослідної лінії промислу [21]. В залежності від витрати фаз потоку кожної з 14 свердловин промислу, потоки яких по черговою комутуються на вимірювальну ділянку, здійснюється імітація різних режимів руху газорідного потоку, витрат фаз потоку за відповідно різних швидкостей потоку. Перевагою такої експериментальної установки є використання реальних флюїдів свердловин при реальних термодинамічних умовах (тиск до 6 МПа, температура до 38 °С).

## Висновки

Серед чинників, які прискорюють корозію трубопроводів з багатофазним потоком одним з основних є структура та фазовий склад потоку. Знання того коли і де корозія, породжена потоком, може мати місце в трубопроводах, є основою для контролю корозійних явищ промислів.

Запропоновано модифікований алгоритм процедури прогнозування типу корозійного пошкодження потоком в трубопроводі та основні методи та заходи для мінімізації корозії, породженої багатофазним потоком.

Приведено основні структури горизонтального багатофазного потоку і типи корозії труби, які при цьому прогнозуються. Показано, як на базі застосування



імпедансного методу вимірювань виконати технологічний контроль водовмісту в газоконденсатному потоці свердловини за високих значень газомісту та статичного тиску.

Приведені результати досліджень поточного імпедансного давача контролю водовмісту в потоці свідчать, що на основі запропонованої методики та конструкції давача забезпечується технологічний контроль за поточним водовмістом потоку свердловини на рівні відносної похибки 3...4 % за об'ємом (за умови попереднього калібрування).

*Рассмотрены вопросы прогнозирования коррозионных процессов в технологических трубопроводах с многофазными потоками. Определены основные факторы такой коррозии и методы ее минимизации. Приведены результаты исследования поточного импедансного метода контроля водосодержания продукции скважины для задач прогнозирования коррозионных явлений. Изложены результаты разработки систем контроля структуры, фазового состава потока и содержания воды в продукции скважины для идентификации наиболее вероятных условий возникновения коррозионных процессов в такой среде.*

1. *Efird K. D.* Flow effects on corrosion, Uhlig's Corrosion Handbook / Third Ed., Ed. by R. Winston Revie Copyright // John Wiley & Sons, Inc. — 2011. — P. 203–213.
2. *Thomas A. S., Bull M. K.* On the Role of Wall Pressure fluctuations in Deterministic Motions in the Turbulent Boundary Layer // J. Fluid Mech. — 1983. — 128. — P. 283–322.
3. *Postlethwaite J., Nesic S.* Erosion-corrosion in single- and multiphase flow, Uhlig's Corrosion Handbook / Third Ed., Ed. by R. Winston Revie Copyright, 2011, John Wiley & Sons, Inc. — P. 215–227.
4. *Гоник А. А.* Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. — М.: Недра, 1976. — 192 с.
5. *Бок М.* Предупреждение коррозии в газожидкостных и нефтяных скважинах. Пер. № 15/56П. — М.: ЦНИИГ-нефть, 1956. — 8 с.
6. *Боксерман Ю. И., Зарембо К. С., Охрименко Е. П.* Исследования коррозионного разрушения внутренней поверхности стальных газопроводных труб // Тр. ВНИИга. — 1959. — Вып. 5(13). — С. 304–322.
7. *Маркович Э. Э., Калугин Г. Н.* и др. Измерение основных параметров газожидкостных потоков при пробковой структуре течения в действующих трубопроводах. — М.: ВНИИОЭНГ. — 1956. — № 7. — С. 14–16.
8. *Корнилов Г. Г.* Влияние вязкостных свойств фаз смеси на истинную газонасыщенность двухфазных потоков // Нефтяное хоз-во. — 1975. — № 1. — С. 41–44.
9. *Галлямов А. К., Губин В. Е.* Влияние скоплений воды и газа на эксплуатационные характеристики магистральных трубопроводов. — М.: ЕНИИОЭНГ, 1970. — 44 с. (Темат. науч.-техн. обзор. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов).
10. *Внутренняя коррозия трубопроводов при транспорте газожидкостных смесей / Г. Г. Корнилов, Ф. Н. Маричев, Ю. И. Толкачев, М. Д. Гетманский // Нефтяное хоз-во. — 1981. — № 8. — С. 48–51.*
11. *Roberge, Pierre R.* Corrosion inspection and monitoring, WILEY SERIES IN CORROSION, Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2007. — 283 p. — ISBN: 978-0-471-74248-7 (cloth).
12. *Исследование причин разрушения внутренней поверхности трубопроводов с многофазными потоками / Г. Г. Корнилов, Ю. И. Толкачев, Я. М. Каган, Ф. Н. Маричев. — Нефтяное хоз-во. — 1983. — № 4. — С. 51–54.*
13. *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.: БНИИОЭНГ, 1981, № 2. — С. 4–6.*
14. *Влияние гидродинамического режима транспорта газожидкостных смесей на внутреннюю коррозию сборных трубопроводов / Ф. Н. Маричев и др. // Тез. докл. на респ. межотрасл. науч.-практ. конф. — Уфа: 1. УНИ, 1980 (май). — С. 13–14.*
15. *Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (ВНТП 3-85), Дата введения 1986-03-01, п.2.40.*
16. *Falcone G., Hewitt G. F., Alimonti C.* Multiphase Flow Metering: Principles and Applications: 54 (Developments in Petroleum Science) — Elsevier Science; London, — 2009.
17. *Райтер П. М., Карнаш О. М.* Методи та засоби оброблення інформації для контролю структури та витрати газорідних потоків. — Монографія. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. — 262 с.
18. *Efird K. D.* Disturbed Flow and Flow Accelerated Corrosion in Oil and Gas Production // Proc.: ASME Energy Resources Technology Conference, Houston, TX, Feb., 1998.
19. *Zhou X., Jepson W. P.* Corrosion in Three-Phase Oil/Water/Gas Slug Flow in Horizontal Pipes, Paper No.94026, CORROSION/94, NACE International, New Orleans, LA, Mar., 1994.
20. *Чернов В., Макаренко В., Шлапак Л.* Забезпечення опірності корозії трубопроводів технологічними методами // Фіз.-хім. механіка матеріалів. Спецвипуск: Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів: В 2-х т. — № 4. — Львів: Фіз.-мех. ін-т ім. Г. В. Карпенка НАН України. — 2004. — Т. 1. — С. 421–425.
21. *Райтер П. Н.* Идентификация структуры и определение расхода фаз газовойдо-нефтяного потока скважины // Электрон. науч. ж-л «Нефтегазовое дело». — 2010. — [http://www.ogbus.ru/authors/Raiter/Raiter\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Raiter/Raiter_1.pdf). — 15 с.
22. *Карнаш О. М., Криничный П. Я., Райтер П. М.* Особливості реалізації засобів товщинометрії та корозиметрії нафтогазового обладнання // Фіз.-хім. механіка матеріалів. Спецвипуск: Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів. — № 4. — Львів: Фіз.-мех. ін-т ім. Г. В. Карпенка НАН України, 2004. — Т. 2. — С. 882–887.
23. *Карнаш О. М., Райтер П. М., Криничный П. Я.* Засоби оцінки корозійного пошкодження нафтового обладнання // Зб. наук. праць «Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій» / Під ред. В. В. Панасюка. — Львів: ФМІ ім. Г. В. Карпенка НАНУ, 2004. — С. 499–504.
24. *Система технічного моніторингу стану трубопроводів експлуатаційних свердловин в умовах шельфового видобутку / І. Р. Ващишак, С. П. Ващишак, П. М. Райтер, А. В. Яворський // Матер. 5-ї Нац. наук.-техн. конф. «Неуруйнівний контроль та технічна діагностика. — Київ, 10–14 квітня 2006. — С. 301–306.*
25. *Султанмагомедов С. М.* Обеспечение безопасной эксплуатации и долговечности промышленных трубопроводов, подверженных канавочному износу: Автореф. дис. ... д-ра. техн. наук (нефтегазовая отрасль). — Уфа: Уфимский гос. нефтяной техн. ун-т, 2003. — 48 с.
26. *Network Analyzer AD5934, Datasheet., 12-Bit Impedance Converter: www.analog.com, 2005 Analog Devices, Inc.*
27. *Agilent Impedance Measurement Handbook: A guide to measurement technology and techniques 4th Edition, Agilent Technologies, Inc. 2000-2009, режим доступу <http://cp.literature.agilent.com/litweb/pdf/5950-3000.pdf>*

Надійшла до редакції  
20.10.2011