

## МОНІТОРИНГ КОРОЗІЙНО-ЕРОЗІЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ НА ОСНОВІ ВИЗНАЧЕННЯ СТРУКТУРИ ТА ФАЗОВОГО СКЛАДУ БАГАТОФАЗНОГО ПОТОКУ СВЕРДЛОВИН

П.М. Райтер

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,  
e-mail: pete@nuing.edu.ua

*Розглянуто питання моніторингу корозійно-ерозійних процесів у технологічних трубопроводах з багатофазними потоками всередині. Визначено основні чинники такої корозії та методи її ідентифікації. Наведено результати дослідження поточного імпедансного методу контролю вмісту газорідного потоку свердловини для прогнозування корозійних явищ. Описано результати розроблення систем контролю вмісту та вмісту твердої фази в потоці свердловин для ідентифікації найбільш ймовірних умов виникнення корозійних процесів у такому середовищі.*

Ключові слова: трифазний потік, корозія-ерозія, водовміст, імпеданс, вміст твердої фази.

*Рассмотрены вопросы мониторинга коррозионно-эрозионных процессов в технологических трубопроводах с многофазными потоками внутри. Определены основные факторы такой коррозии и методы ее идентификации. Приведены результаты исследования поточного импедансного метода контроля водосодержания газожидкостного потока скважины для задач прогнозирования коррозионных явлений. Изложены результаты разработки систем контроля водосодержания и содержания твердой фазы в потоке скважины для идентификации наиболее вероятных условий возникновения коррозионных процессов в такой среде.*

Ключевые слова: трехфазный поток, коррозия-эрозия, водосодержание, импеданс, содержание твердой фазы.

*The question of monitoring of the corrosion-erosion processes in technological pipelines with multiphase flow inside is considered. The main factors of such corrosion and methods of its identification are determined. The results of the current impedance control method of the water content in the gas-liquid flow inside the well pipe to predict corrosion phenomena are reduced. The results of the development of control systems of the water content and content of the solid phase in the flow in wells to identify the most probable conditions of the corrosion processes in such environment are described.*

Keywords: three-phase flow; corrosion- erosion; watercut; impedance; solids content.

В умовах виснаження запасів газу на базових газових та газоконденсатних родовищах ефективна їх дорозробка і досягнення високого кінцевого коефіцієнта газовіддачі визначаються здебільшого можливостями геологічної будови продуктивних пластів і технічним станом експлуатаційних свердловин. Тому для забезпечення стійкого постачання вуглеводневої сировини центр уваги повинен зміщуватися у бік видобувної свердловини як основного елемента в системі видобутку вуглеводнів з надр. Експлуатаційну свердловину слід розглядати як інженерну споруду, що неминуче піддається техногенній дії з боку як гірських порід, так і флюїдів, що видобуваються. У постійно ускладнених гірничо-геологічних умовах проблема надійності експлуатації свердловин висувається на передній план.

У свою чергу, надійність експлуатації свердловин значною мірою залежить від заданого режиму роботи по дебіту і відповідного цьому дебіту вмісту в потоці рідких і твердих включень (вода і пісок). Вплив потоку на корозію трубопроводу є комплексним, змінюваним в часі, і суттєво залежним як від хімічних, так і фізичних параметрів системи. В основному механізм дії корозії визначають хімічні та електрохімічні параметри системи «потік-трубопровід», водночас, потік має значний

вплив на кінетику корозійних реакцій і на участь окремих фаз потоку у вказаних реакціях, спричинених безпосередньо дією потоку на переміщення, поширення та перемішування флюїдів в трубопроводі. Нормативними документами, зокрема [18], для захисту трубопроводів від внутрішньої корозії під час транспортування 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 [17]. Висока турбулізація потоку призводить до корозії, породженої потоком, ерозії-корозії чи кавітації. Низька турбулентність спричиняє корозію, зумовлену наявністю сепарованої водної 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 багатофазними потоками, прийнято визначати як «корозію, породжену потоком» (flow-induced corrosion). Термін «корозія під осадом» (underdeposit corrosion) використовується для опису корозійних пошкоджень, що мають місце за наявності сепаро-

ваної 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 фазах, так і рідкими краплями, що переносяться газовою фазою потоку.

Ключовим елементом в контролі корозійних явищ, зумовлених рухом зокрема багатофазного потоку вуглеводнів 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 розроблення методології та апаратного забезпечення для моніторингу структури та фазового складу потоку з умовою мінімізації корозійно-ерозійних пошкоджень шляхом обґрунтованої модифікації умов течії газорідного потоку в трубопроводі нафтогазового та газоконденсатного промислу. Знання того, коли і де корозія, породжена потоком, та корозія-ерозія може мати місце в трубопроводах промислу, є основними для контролю корозійних явищ вказаних важливих технологічних об'єктів.

Загалом газопроводи більше піддаються корозії, ніж нафтопроводи. Це зумовлено, в першу чергу, конденсацією органічних кислот, які суттєво підвищують корозійну активність довідної, присутньої в газопроводі води. На рис. 1 зображено окремі варіанти структур багатофазного потоку, що формуються зі зміною рельєфу залягання морського шлейфового газопроводу свердловини. Детальний аналіз структур багатофазного потоку наведений в [19].



Рисунок 1 – Рух рідких корків та багатофазного потоку флюїду в трубопроводі свердловини

Найбільша частка інгібітора корозії міститься у водяному корку газорідного потоку. Тоді конденсована рідина з розчиненими в ній органічними кислотами і вода, яка пізніше конденсувалась, і тому вільна від інгібітора, можуть збиратись у верхній частині трубопроводу і спричинити корозію. Інгібітори корозії, розчинені в рідкій воді, можуть накопичуватись протягом місяця перед тим, як пройдуть через трубопровід, тоді як конденсат, що рухається зі швидкістю переміщення газової фази, може формуватись тільки упродовж руху вздовж

трубопроводу в довільному місці, де умови температури і тиску сприяють конденсації. За умов, коли газова фаза рухається не достатньо швидко для забезпечення зрошування верхньої частини труби краплями води з інгібітором корозії з низу труби, з'являється корозія верхньої частини циліндричної твірної труби. Тому необхідними є або неперервне інжектування інгібітора в такі трубопроводи, або операції за допомогою очисних поршнів, що дозволяють перерозподілити інгібітор корозії з нижньої частини труби на її верхню частину. З цією метою використовуються полімерні кулі, гелеві поршні і поршні зі спеціальними спреями інгібітора корозії. Для прогнозування виникнення таких умов застосовуються аналітичні моделі прогнозування даного виду корозії.

Основною передумовою для керування ерозією-корозією є розпізнавання та визначення відносного внеску в корозію явищ прискореної потоком корозії чи ерозії. Тільки після цього доцільно вживати заходи щодо запобігання вказаним явищам.

Якщо причиною є прискорена корозія, зумовлена руйнуванням захисної плівки, то існують дві альтернативи: виконати дії, які дадуть змогу уникнути руйнування плівки, або допустити руйнування плівки, застосовуючи при цьому методи керування процесом корозії.

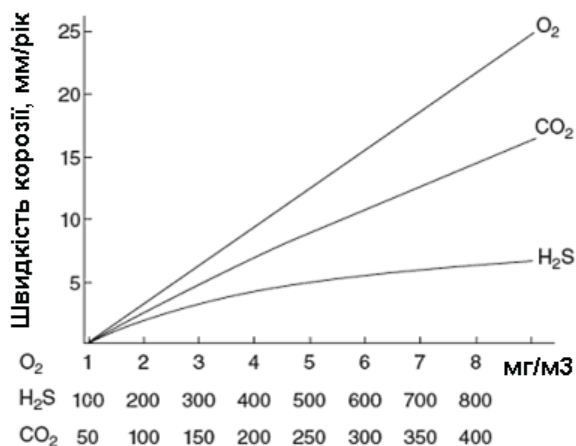
За умови, що основним фактором руйнування є ерозія шару металу (як правило, нижньої частини внутрішньої поверхні твірної труби), то необхідним вирішенням є пошук оптимальної конструкції трубопроводної системи та належний підбір матеріалу труб.

Розпізнавання типу ерозії-корозії часто є відносно нескладним завданням. Ерозія-корозія, зумовлена як однофазним водним потоком, так і твердими частками потоку суспензії, характеризується наявністю згладжених канавок, наскрізних канавок, плитких краплеподібних ямок і заглиблень з підковоподібним профілем здебільшого з очевидною орієнтацією за потоком. Характерною ознакою агресивної дії середовища часто є поява ізольованих плям на поверхні металу, які потім розгортаються до звичайної шорсткої поверхні [1, 2]. За умови кавітації та агресивної дії середовища у вигляді ударів рідких крапель, пошкодження починаються у формі ямок з різкими кромками, які можуть зростатись в сотоподібну структуру. Корозійний атлас [3] та інструкції з розпізнавання та контролю корозії [4] містить фотографії різних форм корозії-ерозії з відповідними методами контролю та прикладами їх застосування.

Порівняно з нафтовими свердловинами, газові та газоконденсатні свердловини є більш корозійно агресивними від початку їх експлуатації. Це зумовлено тим, що всі родовища природного газу продукують певну кількість води, тут наявні і супутні компоненти природного газу, які, конденсуючись у газовому потоці за умов пониження температури і тиску, розчиняються у воді і роблять її корозійно активною.

Більшість підземних родовищ вуглеводнів фактично не містять у флюїдах розчиненого

кисню, що, безумовно, є сприятливим чинником, оскільки відомо, що вже за вмісту кисню лише на рівні однієї мільярдної об'ємної частки газорідної суміші потоку корозійні процеси суттєво посилюються. На відміну від цього, двоокис вуглецю (CO<sub>2</sub>) та сірководень (H<sub>2</sub>S) можуть бути присутні в непостійних кількостях в сировинних потоках як нафтових, так і газових родовищ. Відносний ефект цих трьох газів зображено на рис. 2. Кисень приблизно в 50 разів більш корозійно агресивніший за CO<sub>2</sub> і більше ніж у 100 разів більш корозійно сприятливий за H<sub>2</sub>S [6].



Концентрація газу розчиненого у водній фазі

Рисунок 2 – Залежність швидкості корозії вуглецевих сталей трубопроводу від газів, розчинених у вуглеводневому потоці свердловини [6]

Внутрішньотрубна корозія за відсутності кисню визначається концентраціями CO<sub>2</sub> і H<sub>2</sub>S в потоках свердловин. Терміни «вуглекислотна корозія» (“sweet corrosion”), що описує корозію, спричинену CO<sub>2</sub>, і «сірководнева корозія» (“sour corrosion”), що означає проблеми з H<sub>2</sub>S, вже багато років використовуються для диференціювання того, який з цих двох газів домінує в даній області [7]. Іншими чинниками, які зумовлюють швидкість корозійних процесів в трубопроводах, є температура, тиск, структура потоку флюїду на поверхні металу і вторинні домішки в рідкій водній фазі. З рисунка 3 видно, яким складним є визначення корозійної активності середовища потоку.

Загалом корозійні «атаки» є не однотипними, і це може призводити до появи зон нерівномірних втрат металу вздовж внутрішньої поверхні труби. Приклад таких втрат наведено на рис. 4. Подібні взірці корозії формуються в лініях збору зворотного конденсату парових систем, де витоки повітря змушують рідину, що рухається вздовж лінії збору, ставати кислотно-вмісною. Такий характер корозії інколи називається конденсатним або CO<sub>2</sub>-каналотворюючим.

Ерозія-корозія є результатом комбінації агресивного хімічного середовища та високих швидкостей флюїду вздовж внутрішньої поверхні труби. Це може бути результатом проходження швидкого потоку повз стаціонарний об'єкт або результатом швидкого руху об'єкта в стаціонарному потоці. Загальноприйнятим є взаємозв'язок рівня ерозії-корозії з явищем турбулентності потоку. У роботах [19,20] наведено карти структур горизонтального та вертикального багатофазного потоків, що відображають

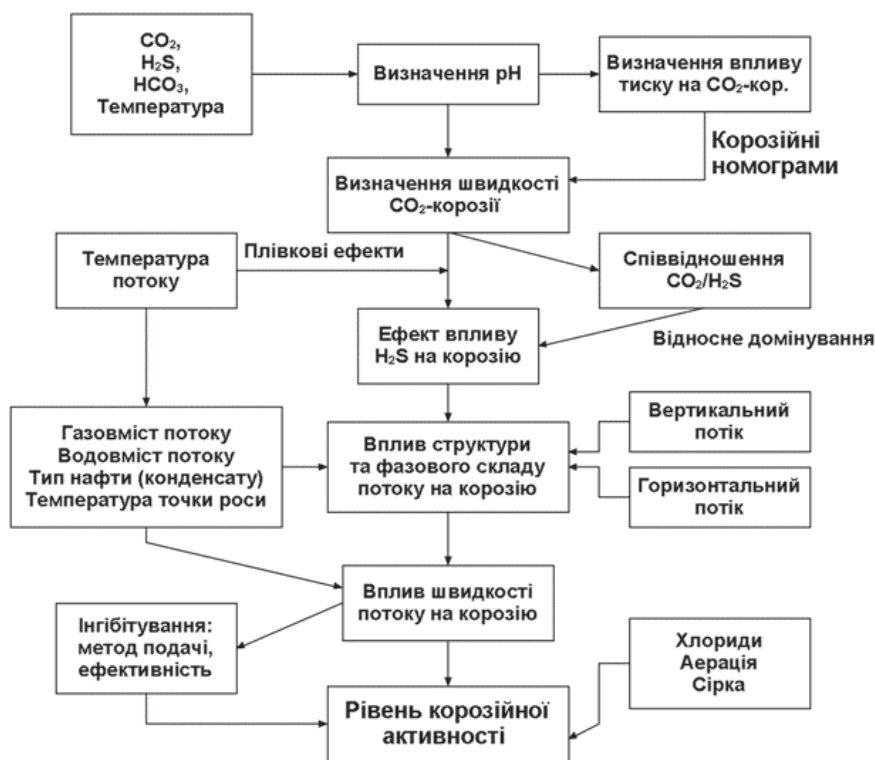
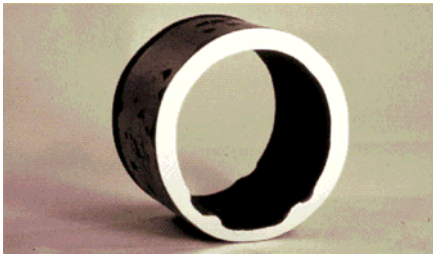


Рисунок 3 – Блок-схема алгоритму оцінювання впливу чинників, які визначають рівень очікуваної корозійної активності середовища потоку нафти і газу [5]



**Рисунок 4 – Наслідки процесу загальної корозії вдовж нижньої частини газопроводу свердловини, де кислотовмісний конденсат потоншує нижню частину циліндричної твірної трубопроводу [8]**

просторовий розподіл рідини та газу в трубі. Хоч коркова структура потоку породжує серйозні корозійні проблеми, пов'язані з його швидкістю, за відсутності механічних домішок сама ерозія-корозія прямолінійних трубопроводів не спостерігається. Але коли структура потоку змінюється, наприклад, на гідравлічно шорсткій трубі або гирловій обв'язці, краплі рідини або газові бульбашки, зіштовхуючись, породжують ударні хвилі, які розбивають захисну поверхневу плівку. Тверді ж частки можуть здійснювати прискорені атаки, забираючи захисну, мінеральну плівку, або плівку інгібітора корозії. Карти режиму потоку не відображають ефекти впливу механічних домішок, наприклад, піску, продуктів корозії, або луски – всього того, що відоме як прискорювачі ерозії-корозії.

У нормативних документах [9] для більшості металів трубопроводів вводиться значення критичної швидкості, яка є найвищою швидкістю флюїду, що може бути допущена до появи процесів ерозії-корозії. Для внутрішньої поверхні трубопровідної мережі, це визначається формулою [9]:

$$V_{\max} = \frac{C \cdot A}{\rho^{0,5}}, \quad (1)$$

де:  $V_{\max}$  – критична (максимальна) швидкість, м/с;  $\rho$  – густина, кг/м<sup>3</sup>;  $A$  – коефіцієнт перетворення.

Рекомендовані значення для коефіцієнта  $C$  [9]:

$C = 100$  для умов відсутності твердих часток в потоці;

$C = 125$  для умов тимчасової присутності твердих часток в потоці;

$C = 150-200$  для постійних умов некорозійного середовища, що не містить твердих часток;

$C = 250$  для тимчасових умов некорозійного середовища, що не містить твердих часток.

Спеціальні нормативні документи цього не вимагають, але наявність ліній ерозії на внутрішній поверхні труби вказує на доцільність зниження максимально допустимих швидкостей потоку. З метою мінімізації коркоутворення на визначених ділянках трубопроводів промислу окремі нормативні документи рекомендаційного характеру пропонують обмежити мінімальну швидкість у двофазному потоці

приблизно 3 м/с. Ця умова є більш важливою за наявності перепаду висот вздовж трубопроводу з потоком. Документи не враховуються такі властивості флюїду, як в'язкість, ефекти твердих часток, властивості матеріалу основи (жорсткість) і геометричні властивості (згини та звуження потоку). Як відомо, усі ці властивості впливають на протидію процесу корозії-ерозії [10].

Для розрахунку максимально доступних швидкостей потоку нафтогазовидобувним компаніями розроблено власні внутрівідомчі нормативні документи. До складу вхідних параметрів для таких документів внесено фазовий склад та структура потоку, а вихідними матеріал труби та швидкість потоку. Діапазон коефіцієнта  $C$  знаходиться в межах: від 200 – для умов стабільного потоку в трубопроводі з вуглецевої сталі та відсутності інгібіторів у багатофазному потоці нафтових і газових свердловин (вище, ніж за нормативним документом [8]) до 450 – для труб зі сплавів на основі нікелю, що містять усі типи середовищ потоку та з інших корозійностійких сплавів для видобутку осушеного природного газу.

Явище ерозії-корозії є також характерним для ділянок, де зміни структури потоку флюїду супроводжуються змінами тиску і температури. Такі ділянки спостерігаються безпосередньо за запірною арматурою та іншими гідравлічними опорами в потоці, де утворюється додаткова турбулентність і локально змінюється його фазовий склад та структура.

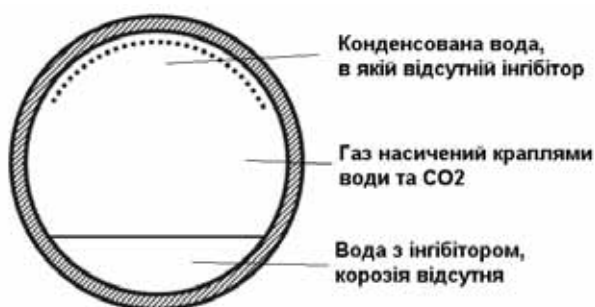
На рис. 5 зображено наслідки ерозії-корозії вуглецевих сталей трубопроводів на коліні трубопроводів природного газу. Додаткова турбулентність на гострокутних згинах в трубопроводах породжує прискорену ерозію, зокрема коли механічні домішки присутні в потоці. На згинах труби можуть також ударятися рідкі краплі та призводити до утворення подібних ерозійних пошкоджень. Важливо за наявності ерозії інспектувати власне ті місця, де вона відбувається. Зміщення ультразвукового первинного перетворювача тільки на кілька сантиметрів від місця утворення таких пошкоджень може призвести до спотворення оцінки корозійного стану трубопроводу. Ця проблема спонукає до розроблення програмних продуктів, що моделюють ерозійно-корозійні процеси на визначених ділянках трубопроводу і дають можливість обґрунтовано визначити місця періодичного технічного діагностування трубопровідних систем промислу.



**Рисунок 5 – Результати ерозії-корозії на згинах трубопроводу природного газу**

Системи нагнітання пари в пласт для інтенсифікації видобутку є навіть більш складними, ніж трубопроводи силових установок. На даний час відсутнє програмне забезпечення для прогнозування місць, де є доцільним виконання неруйнівного контролю і технічного діагностування. Кожне потенційне діагностування є складним, оскільки більшість ділянок ерозії трубопроводу – об'єкт діагностування – знаходиться в трубопроводах, зовні покритих шаром ізоляції, тож якість струменя (присутність чи відсутність водяних крапель) є більш складною для ідентифікації в системах впорскування. Одним з можливих засобів мінімізації ерозії-корозії в трубопроводах для подачі пари є збільшення радіуса кожного із згинів трубопроводу. Це, в свою чергу, призводить до підвищення інсталяційної вартості, площі просторового розміщення, що зокрема в шельфових умовах часто суттєво ускладнює реалізацію вказаних засобів мінімізації впливу ерозії-корозії.

Зростання довжини маніфольдних систем багатофазних шельфових трубопроводів і шлейфових трубопроводів свердловин зумовило підвищення уваги до корозії верхньої частини прямолінійного трубопроводу [13, 14]. Цей тип корозії схематично зображений на рис. 6. Конденсат потоку свердловини з високим вмістом (додатково може містити  $\text{CO}_2$ , етанову кислоту та інші органічні кислоти) агресивно атакує верхню частину циліндричної твірної труби, де відсутній інгібітор корозії. За умови що інгібітор корозії може бути впроваджений у водяну фазу внизу труби, складним є завдання забезпечити його потрапляння у верхню частину труби. Великі зусилля концентруються на моделюванні явищ, що супроводжують даний тип корозії, і на те, у який спосіб можна ввести інгібітор у вказану проблемну область труби. Науково-дослідні роботи містять моделювання температурних профілів підводних трубопроводів.



**Рисунок 6 – Корозія верхньої частини циліндричної твірної труби трубопроводів з багатофазним потоком [13]**

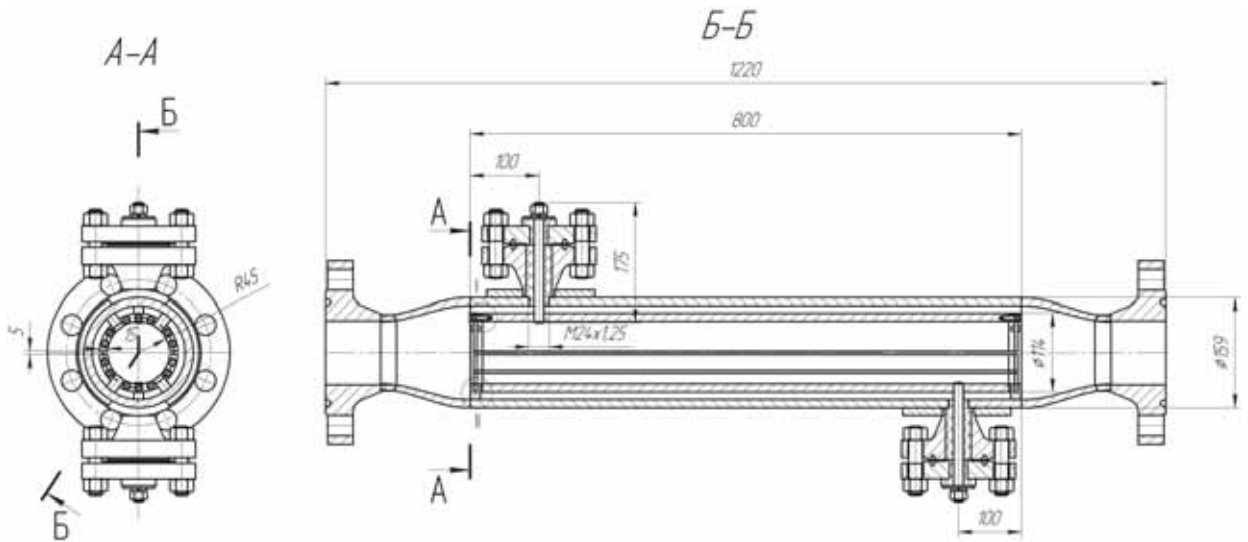
Введення інгібітора корозії у верхню частину труби виконується шляхом періодичного поршнювання трубопроводу за допомогою водяних корків з інгібітором корозії [20]. Даний тип корозії ще перебуває на етапі досліджень.

В Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу розроблено систему для поточного контролю структу-

ри та фазового складу газорідних потоків з високим газовмістом, характерних для газоконденсатних родовищ. Поряд із завданнями технологічного контролю, ця система, надаючи в режимі реального часу інформацію про режим потоку та водовміст, забезпечують моніторинг умов виникнення корозії в шлейфових трубопроводах експлуатаційних свердловин. Детально структура, складові та принцип функціонування системи викладено в [11]. 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 газовмістом.

Давач імпедансу є спеціально адаптованим для вимірювань об'ємних часток води (водовмісту) в нафтогазових або газоконденсатних потоках з високим газовмістом та статичним тиском. Хоча принцип роботи давача відомий, на практиці існує низка чинників, що впливають на вимірювання, внаслідок чого одержані виміри можуть бути спотворені, якщо фізика явища впливу не достатньо відома. Давач використовуються 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 двох обкладок давача (електродів), 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 попри на суттєву залежність чутливості імпедансних методів від режиму потоку за умови вдосконалення методики вимірювань та конструкції первинного перетворювача вказані методи можуть бути використані для вимірювання концентрацій, якщо компоненти гомогенно перемішані.

Давач, розроблений в коаксіальному виконанні електродів, містить ізольований внутрішній електрод, що утримується в центрі труби. Електричне поле в такому давачі 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 сталим і відомий. 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 [24].



**Рисунок 7 – Конструкція імпедансного давача для контролю водовмісту потоку для умов газоконденсатного промислу**

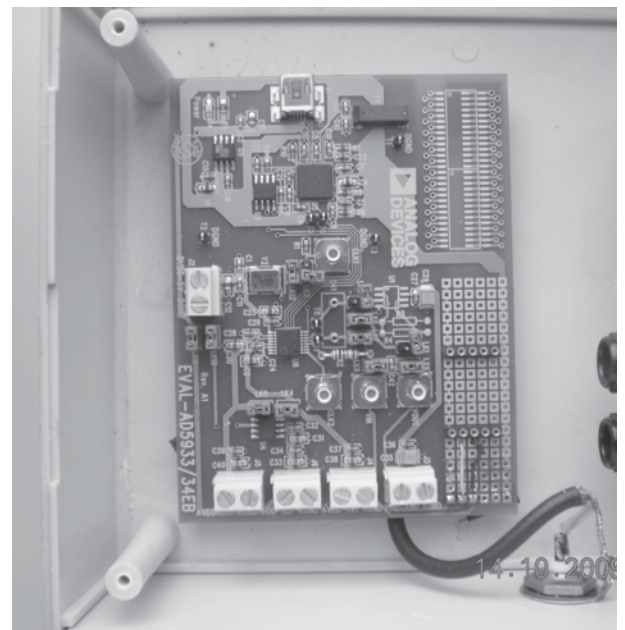
Частка площі перерізу трубопроводу, зайнята водою, визначається імпедансним методом, в основу якого покладена залежність імпедансу газорідного потоку від співвідношення часток води і нафти (конденсату) рідкої фази потоку. З цією метою розроблено конструкцію циліндричного ємнісного давача, побудованого за принципом «труба в трубі» (рис. 4). Для газоконденсатних потоків характерні значення газовмісту порядку 95% і більше за об'ємом та, відповідно, розширована або кільцева структура потоку. Тому для підвищення чутливості первинного перетворювача водовмісту його конструкцію виконано таким чином, що при русі потоку плівка рідини (конденсат+вода) потраплятиме до міжтрубного зазору. При цьому суттєво збільшується діелектрична проникність, а отже, і чутливість давача водовмісту конденсаторного типу. Однією обкладкою давача є зовнішня труба, а двома іншими – дві обкладки розрізаної вздовж внутрішньої труби.

Контрольований потік рухається міжтрубним простором 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 годографа залежить від значення водовмісту, що практично дозволяє визначати його шляхом порівняння та інтерполяції з формами еталонних годографів, збережених таблично в цифровій пам'яті обчислювача для фіксованих значень водовмісту.

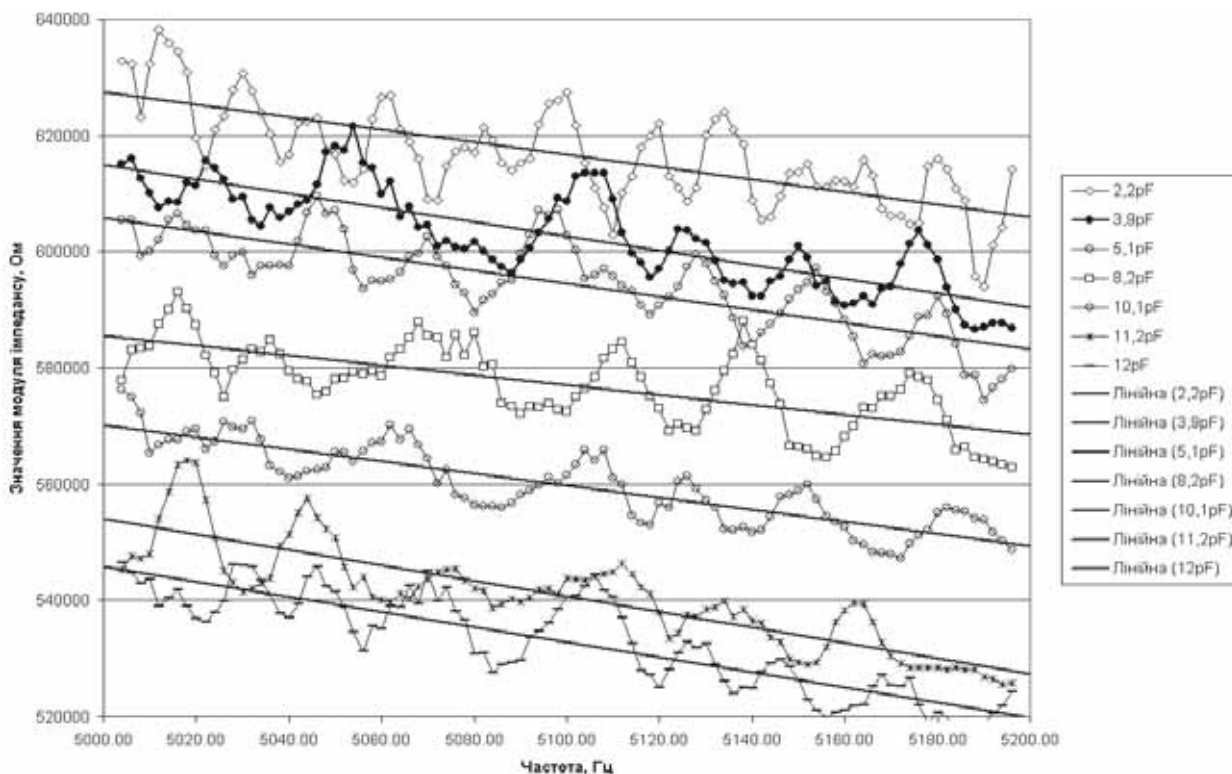
Експериментальні дослідження імпедансного методу контролю водовмісту потоку проводились на лабораторній установці ІФНТУНГ [11]. Імпедансний давач водовмісту для лабораторних випробувань був виготовлений в пропорційно зменшеному вигляді з врахуванням критеріїв подібності до реального імпедансного давача промислу. Враховуючи, що на значення

вимірюваного імпедансу потоку впливає велика група чинників: температура, тиск середовища, електромагнітні завади, окислення стінок труби давача, солоність води, наявність домішок в конденсаті та воді, то вимірювати абсолютні значення імпедансу як функцію водовмісту на одній частоті роботи давача недоцільно. Тому було розроблено пристрій, який вимірює імпеданс давача водовмісту в широкому діапазоні частот від 5000 до 100000 Гц з дискретністю 500 Гц.

Для технічної реалізації вказаного пристрою нами застосовувався електронний модуль ф. Analog Device [24] на базі інтегральної схеми (IC) AD5933 – система високочастотного перетворювача імпедансу (рис. 8).



**Рисунок 8 – Модуль обробки сигналу імпедансного давача на базі AD5933**



**Рисунок 9 – Зміна модуля імпедансу емісійного датчика водовмісту потоку при зміні ємності потоку відповідно 2.2пФ, 3.3 пФ, 3.6 пФ, 5.1 пФ, 6.8 пФ, 8.2 пФ, 10.2 пФ, 12 пФ в діапазоні частот 5000 - 5200 Гц з дискретністю 2 Гц**

ІС AD5933 містить вбудований генератор і 12-розрядний аналого-цифровий перетворювач (АЦП) з частотою вибірки 1 МГц. Генератор призначений для подавання сигналу у вимірюване коло з датчиком, що має комплексний імпеданс. Сигнал з датчика нормується попереднім підсилювачем і 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 (Re) і уявної (Im) складових імпедансу  $Z$ , що дозволяє перерахувати значення імпедансу в його модуль і фазу:

$$A = \sqrt{(\operatorname{Re}(Z))^2 + (\operatorname{Im}(Z))^2}, \quad (2)$$

$$Ph = \arctg\left(\frac{\operatorname{Im}(Z)}{\operatorname{Re}(Z)}\right). \quad (3)$$

Відомо, що для вимірювальних систем, що використовують як чутливий елемент ємність або індуктивність, істотними є проблеми калібрування пристрою і мінімізації впливу зовнішніх електромагнітних і теплових полів. Для вирішення вказаної проблеми в пристрій вбудовано вузол 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 вплив систематичної завади, що становить суттєву величину. Випадкова складова завад ви-

ключається в процесі математичного оброблення сигналу в мікропроцесорі пристрою.

Проведені нами дослідження залежності вихідних значень дійсної і уявної частин інформаційного сигналу датчика за різного заповнення зазору між обкладками датчика газозводоконденсатною сумішшю показали доцільність використання методу для технологічного контролю водовмісту на окремих ділянках технологічного ланцюга. На рис. 9 зображено графіки значень модуля сигналу датчика імпедансу як функції частоти задаючого генератора за різного заповнення газозводоконденсатної суміші зазору між обкладками датчика, що відповідає різним значенням ємності. Наведені результати свідчать, що за допомогою пропонованого пристрою імпедансним методом можливо реалізувати технологічний контроль за процесом контролю водовмісту потоку на рівні відносної похибки 3-4% за об'ємом (за умови попереднього калібрування).

За тривалої експлуатації морських газоконденсатних родовищ спостерігається підвищення інтенсивності зношення металевих трубопроводів та арматури, особливо тих, що знаходяться в зоні гирлової об'язки свердловин. Як показав аналіз аварійних ділянок трубопроводів, вони зруйнувались внаслідок інтенсивного зменшення товщини стінок та корозії. У більшості випадків зменшення товщини стінок трубопроводів мало нерівномірний "борозно-подібний" характер. При чому "борозни" мали довжину від 30 до 200 мм і, як правило, були не прямими, а "закручувались" відповідно до руху

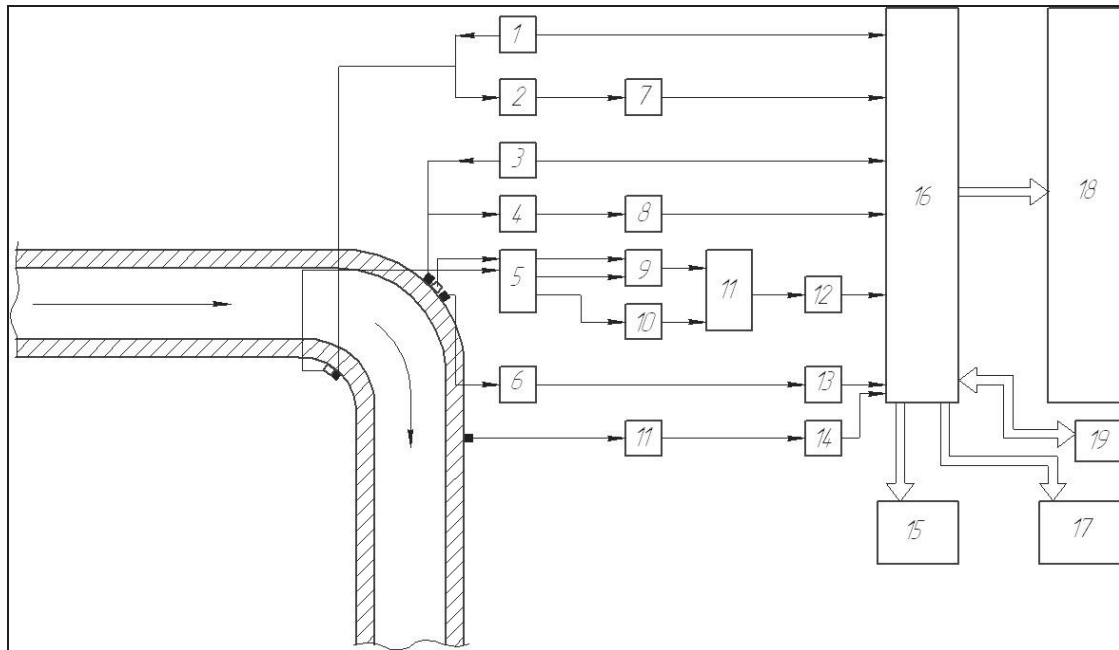


Рисунок 10 – Функціональна схема пристрою моніторингу трубопроводу

газового потоку. Це дало підстави стверджувати, що інтенсивне зношування стінок трубопроводу було спричинене не його старінням, а компонентами багатофазного потоку, який транспортувався трубопроводом.

Запропонована система оперативного контролю за станом трубопроводу як для умов появи в багатофазному потоці твердої фази, так і за її відсутності [23]. Система дає змогу оперативно реагувати на появу твердої фази шляхом подачі аварійних сигналів оператору та керування роботою аварійної апаратури. Окрім того, система постійно здійснює вимірювання товщини стінки трубопроводу, що дає змогу визначити його корозію та залишкову товщину. Дані від системи можуть передаватися і прийматися через радіоканал, через який можна керувати роботою системи.

Структурна схема системи контролю зображена на рис. 10. Звукові, ультразвукові та температурні давачі закріплюються у місці згину трубопроводу за допомогою стяжної фторопластової обойми. Роботою ультразвукових давачів керують генератори 1, 3. Дані від ультразвукових давачів надходять на підсилювачі 2 та 4, а потім на детектори 7 і 8. З виходів детекторів сигнали надходять на мікропроцесорний контролер 16. Контролер 16 також керує роботою ультразвукових генераторів 1, 3 для здійснення одиничного або диференційного вимірювання. Сигнали з акустичних давачів надходять на комутатор 5. Залежно від вибраного виду вимірювань до виходів давачів приєднуються диференційний 9 або звичайний 10 підсилювачі. Виходи з підсилювачів залежно від виду вимірювань комутуються комутатором 11, після чого подаються на нормуючий підсилювач 12. Давач температури під'єднано до попереднього підсилювача 6, вихід якого з'єднаний з нормуючим підсилювачем 13.

У зоні трубопроводу, після його згину, розміщено давач тиску, який під'єднано до підсилювача 11 та нормуючого перетворювача 14. Сигнал з виходу нормуючого перетворювача 14 надходить на вхід мікропроцесорного контролера 16. Контролер 16 керує всіма комутаторами сигналів. Також він керує аварійною сигналізацією 15 (яка виводиться на пульт оператора) та створює керуючі сигнали на елементи аварійного керування 17. Виміряні значення товщини трубопроводу, тиску та температури виводяться на індикацію 18. Система передбачає передачу даних радіоканалом 19, через який можливе і її керування.

Система розміщується на трубопроводі в зонах гідравлічних опорів і працює періодично. Сигнали акустичних давачів обробляються мікроконтролером 16 за допомогою вейвлет-фільтрації та ідентифікатора на основі алгоритму штучної нейронної мережі. Система УЗ-товщинометрії апаратно реалізована за принципом, викладеним в [21, 22]. За допомогою диференційних та одиничних вимірювань система дає змогу підвищувати їх чутливість і виявляти “пробковий режим” течії. Система дає змогу оперативно оцінювати корозію стінки трубопроводу під час проходження газорідного потоку, а також з високою швидкістю реагувати на появу в ньому твердої фази. Структура потоку всередині трубопроводу є багатофазною, для якої характерний турбулентний режим течії. На даний час відсутні однозначні аналітичні моделі генерації акустичних сигналів такими потоками. Для оброблення таких дискретизованих стохастичних акустичних сигналів розроблено алгоритм штучної нейронної мережі та програмне забезпечення для ідентифікації режиму течії, за якого в потоці присутня тверда фаза в критичній кількості.



Таким чином, реалізація запропонованої системи дає змогу адаптувати алгоритм технічного моніторингу до умов контролю досить складних об'єктів, забезпечуючи при цьому інваріантність систем оброблення інформації до впливу збурюючих чинників, що не несуть корисної інформації.

### 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, і корозія-ерозія можуть мати місце в трубопроводах промислу є основою для контролю корозійних явищ таких об'єктів.

На основі аналізу алгоритму оцінювання впливу факторів, які визначають рівень очікуваної корозійної активності середовища потоку нафти і газу, показано, що ерозія-корозія є результатом комбінації агресивного хімічного середовища та високих швидкостей флюїду вздовж внутрішньої поверхні труби.

Показано, як на базі застосування розробленого імпедансного методу вимірювань виконується технологічний контроль вмісту в газоконденсатному потоці свердловини за високим значенням газівмісту та статичного тиску. Наведено результати досліджень поточного імпедансного давача контролю вмісту в потоці свідчать, що на основі запропонованої методики та конструкції давача забезпечується технологічний контроль за поточним вмістом потоку свердловини на рівні відносної похибки 3-4% за об'ємом (за умови попереднього калібрування).

Розроблено будову та принцип роботи системи поточного контролю вмісту твердої фази в потоці з метою контролю корозійно-ерозійних пошкоджень трубопроводу в місцях його згину.

### Література

1 G. Bianchi, G. Fiori, P. Longhi, and F. Mazza, "Horse Shoe Corrosion of Copper Alloys in Flowing Sea Water: Mechanism, and Possibility of Cathodic Protection of Condenser Tubes in Power Stations," *Corrosion*, 34, 396-406 (1978).

2 J. Postlethwaite, B. J. Brady, M.W. Hawrylak, and E. B. Tinker, "Effects of Corrosion on the Wear Patterns in Horizontal Slurry Pipelines," *Corrosion*, 34, 245-250 (1978).

3 E. D. D. Doring, comp., *Corrosion Atlas: A Collection of Illustrated Case Histories*, Vol. 1: Carbon Steels; Vol. 2: Stainless Steels and Non-Ferrous Materials: "Erosion-Corrosion of Copper Tubing," 06.05.34.01; "Valve Erosion," 04.01.32.01; "Pump Cavitation," 04.11.33.01; Elsevier, Amsterdam, 1988.

4 D. McIntyre (Ed.), *Forms of Corrosion, Recognition and Prevention*, NACE Handbook 1, NACE, Vol. 2, Houston, TX, 1997, pp. 89, 93.

5 V. Jangama and S. Srinivasan. 2008. Calibration of an integrated model for prediction of corrosivity of CO<sub>2</sub> / H<sub>2</sub>S environments <http://www.corrosionsource.com/events/intercorr/techsess/papers/session7/abstracts/vamshi.html> (accessed November 10, 2008).

6 A. Shankardass. 2004. *Corrosion control in pipelines using oxygen stripping*. Oilsands water usage workshop. 2004. Edmonton, Alberta, Canada.

7 R. Kane, 2006, Corrosion in petroleum production operations. In *Metals Handbook, Vol. 13C — Corrosion in Specific Industries*, ed. S. D. Cramer and B. S. Covino, 922 - 966. Metals Park, OH: ASM International.

8 H. G. Byars. 1999. *Corrosion Control in Petroleum Production*, TPC Publication 5, 2nd ed. Houston, TX: NACE International.

9 ANSI/API RP 14E. Design and installation of offshore products platform piping systems — One operator's approach. NACE 06592.

10 J. W. Martin, Y. Sun, J. Alvarez, E. Babiian-Kibala, and S. Hernandez. Design and operations guidelines to avoid erosion problems in oil and gas production systems.

11 Райтер П.М. Методи та засоби оброблення інформації для контролю структури та витрати газорідних потоків: монографія / П.М. Райтер, О.М. Карпаш. — Івано-Франківськ: Видавництво ІФНТУНГ, 2009. — 262 с.

12 W. Bogaerts and K. S. Agema. 1991. *Active Library on Corrosion*. Houston, TX: NACE-Elsevier, NACE International.

13 R. Nyborg and A. Dugstad. Top of line corrosion and water condensation rates in wet gas pipelines. NACE 07555.

14 Y. M. Gunaltun, D. Supriyatman, and J. Achmad. Top of line corrosion in multiphase gas lines. A case history. NACE 99036.

15 F. Vitse, S. Nestic, Y. Gunaltun, D. L. de Torreben, and P. Duchet - Suchaux. Mechanistic model for the prediction of top-of-the-line corrosion risk. NACE 03633.

16 B. Hedges, H. J. Chen, T. H. Bieri, and K. Sprague. A review of monitoring and inspection techniques for CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S corrosion in oil and gas production facilities: location, location, location. NACE 06120.

17 NACE SP0192. Monitoring corrosion in oil and gas production with iron counts.

18 Влияние гидродинамического режима транспорта газожидкостных смесей на внутреннюю коррозию сборных трубопроводов / Ф.Н.Маричев и др. // Тезисы докладов на республиканской межотраслевой научно-практической конференции. — Уфа: УНИ, 1980 (май). — С.13-14.

19 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (ВНТП 3-85), Дата введения 1986-03-01, п.2.40.

20 Falcone G., Hewitt G. F., Alimonti C., 2009, *Multiphase Flow Metering: Principles and Applications: 54 (Developments in Petroleum Science)* - Elsevier Science; London - ISBN: 978-0-444-52991-6

21 K. D. Efir, "Disturbed Flow and Flow Accelerated Corrosion in Oil and Gas Production," Proceedings: ASME Energy Resources Technology Conference, Houston, TX, Feb. 1998.

22 Карпаш О. Особливості реалізації засобів товщинометрії та корозиметрії нафтогазового обладнання / О. Карпаш, П. Криничний, П. Райтер // Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск: Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів. – №4. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В.Карпенка НАН України, 2004. – Т. 2. – С. 882-887.

23 Карпаш О.М. Засоби оцінки корозійного пошкодження нафтового обладнання / О.М.Карпаш, П.М.Райтер, П.Я.Криничний // Зб. наук. праць „Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій”; під ред. В.В. Панасюка. – Львів: ФМІ ім. Г.Карпенка, 2004. – С.499-504.

24 Ващишак І.Р. Система технічного моніторингу стану трубопроводів експлуатаційних свердловин в умовах шельфового видобутку / І.Р. Ващишак, С.П. Ващишак, П.М. Райтер, А.В. Яворський // Матеріали 5-ї Національної науково-технічної конференції "Неруйнівний контроль та технічна діагностика", Київ, 10-14 квітня 2006. – С.301-306.

25 Network Analyzer AD5934, Datasheet., 12-Bit Impedance Converter: [www.analog.com](http://www.analog.com), 2005 Analog Devices, Inc.

26 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>

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*10.12.11*

*Рекомендована до друку професором*

***Івасівим В.М.***