

622.691.4.052
Г85

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

Грицанчук Андрій Валентинович

622.691.4.052 (043)

УДК 621.643

Г85

**ВПЛИВ ПЛАСТОВИХ ВОД ТА ГІДРАТУОУТВОРЕННЯ НА КОРОЗИЮ
ПРОМИСЛОВИХ ТРУБОПРОВОДІВ**

05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

АВТОРЕФЕРАТ

дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Івано-Франківськ – 2018



Дисертацією є рукопис

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу, Міністерство освіти і науки України

Науковий керівник: доктор технічних наук, професор
Побережний Любомир Ярославович,
професор кафедри хімії Івано-Франківського
національного технічного університету нафти і газу

Офіційні опоненти: доктор технічних наук
Банахевич Юрій Володимирович,
начальник відділу експлуатації лінійної частини
магістральних газопроводів філії «Оператор
газотранспортної системи» ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»
НАК «Нафтогаз України»

кандидат технічних наук
Драгілев Андрій Володимирович,
директор ПП «Інжинірингові технології»

Захист відбудеться «12» квітня 2018 р. о 10⁰⁰ год. на засіданні спеціалізованої вченої ради Д20.052.04 в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15

З дисертацією можна ознайомитися у науково-технічній бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою: 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15

Автореферат розіслано «7» березня 2018 р.

Учений секретар спеціалізованої
вченої ради Д20.052.04
канд. техн. наук, доц.

Л.Д. Пилипів



ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Обґрунтування вибору теми дослідження. Одним зі шляхів енергетичної незалежності України є нарощення видобутку власного природного газу за рахунок розконсервації та експлуатації існуючих свердловин з подальшою їх інтенсифікацією. У цих свердловинах здебільшого характерним є великий вміст високомінералізованих вод, що в свою чергу, призводить до збільшення внутрішньотрубно́ї корозії та утворення гідратів, які сприяють локалізації корозійних уражень.

Вцілому питання утворення газогідратів у промислових трубопроводах, що є великою проблемою їх експлуатації, потрібно приділити значну увагу, щоб виключити аварійні ситуації.

Дослідженню проблем гідратоутворення займалося широке коло вчених, зокрема: Ю.Ф. Макогон, Е. Обанісу, Л. Кларк, С.А. Бондарев, В.І. Бондаренко, О.Ю. Витязь. Однак питання впливу гідратоутворення на внутрішньотрубно́ю корозію та довговічність промислових трубопроводів на даний час практично не вивчене.

Гідрати можуть ініціювати певні види внутрішньої корозії газопроводів. Дана проблема є різнобічною через фізичні і хімічні процеси, які залежать від розміру утвореного гідрату, стадії та періоду його контакту з трубопроводом, внаслідок якого відбувається руйнування захисних плівок на поверхні. Кислотні гази, зокрема H_2S , CO_2 , які є компонентами при утворенні газогідратів, а також йони Cl^- , взаємодіючи з водою сприяють пришвидшенню внутрішньої корозії газопроводів. На кожному етапі процесу утворення гідрату, відбувається хімічна взаємодія між компонентами гідрату і металом трубопроводу, що ініціює початок внутрішньої корозії, яка в подальшому призведе до поступової деградації матеріалу та погіршення цілісності труби. Газопровід почне протікати і це може спровокувати повнопрохідний розрив. Така перспектива може бути причиною економічних, екологічних та політичних наслідків, а також призведе до заміни труб по всій довжині трубопроводу та додаткових виробничих витрат.

Тому актуальною задачею є аналіз причин виникнення позаштатних ситуацій внаслідок утворення газогідратів, зокрема внутрішньотрубно́ї корозії, та встановлення закономірностей впливу газогідратів на фізико-механічні характеристики матеріалу трубопроводів. Це дасть змогу розробляти науково-обґрунтовані інженерні рішення для подолання проблем газової промисловості, пов'язаних із газогідратними утвореннями.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тематика роботи є частиною планових державних науково-технічних програм з розвитку нафтогазового комплексу України. Робота носить науково-прикладний характер і полягає в розв'язанні задачі забезпечення працездатності промислових трубопроводів за спільної дії корозивного середовища (пластових вод) та газових гідратів, що є складовою частиною Енергетичної стратегії України на період до 2030р., схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15.03.2006р. № 145-р. та держбюджетної тематики для молодих науковців ДМ-12-16-П «Моніторинг технічного стану протяжних промислових об'єктів за складних умов

an 2690 - an 2691

експлуатування», номер державної реєстрації: РК0116U006976.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є встановлення закономірностей спільної дії механічних напружень, пластової води та гідратуутворення на корозію та довговічність матеріалу промислових трубопроводів для забезпечення їх працездатності.

Досягнення мети забезпечує реалізація наступних задач:

- розробити методику фізичного моделювання впливу газового гідрату на матеріал трубопроводу;
- розробити математичну модель впливу газового гідрату на внутрішньотрубну корозію;
- встановити закономірності сумісного впливу корозивного середовища, механічних напружень та гідратуутворення на корозію та довговічність промислових трубопроводів;
- розрахувати коефіцієнти впливу газового гідрату на швидкість корозійних процесів;
- провести ранжування родовищ нафтогазових регіонів України за ризиком виникнення аварійних ситуацій внаслідок спільної дії пластових вод та гідратуутворення.

Об'єкт дослідження – промислові трубопроводи.

Предмет досліджень – корозія промислових трубопроводів в результаті сумісної дії пластових вод та газогідратів.

Методи дослідження. Теоретичні дослідження проводили на основі сучасних методів механіки руйнування, механіки корозійного руйнування, корозійної електрохімії напружено-деформованого металу. Експериментальні дослідження виконували з використанням методів тензометрії та потенціометрії за розробленою методикою на базі раніше створеної в ІФНТУНГ автоматизованої випробувальної системи, яка дозволяє отримати високу точність та достовірність результатів експерименту. Математичну обробку результатів проводили у програмному пакеті ORIGIN 2016.

Положення, що виносяться на захист. Закономірності впливу газових гідратів та пластових вод на корозію та довговічність промислових газопроводів.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Вперше встановлено закономірності сумісного впливу механічних напружень, концентрації хлоридів та гідратуутворення на швидкість та локалізацію корозійних процесів. На основі аналізу геометричних розмірів дефектів розраховано ефективні коефіцієнти концентрації напружень і показано, що напруження в околі корозійних дефектів при штатних режимах експлуатації складають від 164 до 545 МПа.

2. Встановлено закономірності впливу концентрації корозивних компонентів пластових вод на швидкість корозії трубних сталей 17ГС та Ст20. Вперше зафіксовано, що при концентрації 2,5 моль/л характер залежності змінюється зі ступеня на лінійний, що пов'язано із прискореним розчиненням пасивних плівок.

3. Вперше враховано вплив гідратуутворення на швидкість корозії шляхом

введення відповідного коефіцієнту. Експериментально визначено значення коефіцієнту впливу газового гідрату для умов рівномірної та локальної корозії, яке становить 1,13 та 1,32 відповідно, що свідчить про підвищення локалізації корозійних процесів під впливом газогідратів на 17%.

4. Вперше досліджено вплив газогідратів на довговічність сталі трубопроводу. Встановлено, що зменшення довговічності становить від 15 до 25 %, а з урахуванням деградації матеріалу сягає до 1,7 разів, що свідчить про необхідність врахування гідратного чинника при оцінці залишкового ресурсу.

Практичне значення отриманих результатів.

1. Розроблено методику фізичного моделювання роботи трубопроводу в умовах спільної тривалої дії агресивних середовищ з імітацією різких ациклічних перевантажень, у якій вперше змодельовано гідратуутворення за експлуатаційних термобаричних умов роботи.

2. Проведено аналіз складу газу, пластових вод, режимів роботи трубопроводів та річних коливань температури основних нафтогазових регіонів України. За результатами хімічного аналізу пластових вод встановлено, що основним корозивним компонентом є хлориди, та розроблено модельні середовища для корозійно-механічних випробовувань.

3. Удосконалено математичну модель внутрішньотрубної корозії норвезького стандарту NORSOK шляхом введення коефіцієнта впливу гідратуутворення та складено докладний алгоритм її реалізації.

4. За даними річних коливань температури повітря проведено математичне моделювання розподілу температури ґрунту по глибині для прогнозування промерзання ґрунту по регіонах.

5. Проведено оцінку потенційних ризиків гідратуутворення у нафтогазових регіонах за чотирма характеристичними показниками: глибиною промерзання, середньою температурою холодного періоду, тривалістю холодної пори року та загальною протяжністю трубопроводів. Встановлено, що найвищі потенційні ризики припадають на родовища Машівсько-Шебелинського, Північного борту та Глинсько-Солохівського районів Східного нафтогазового регіону та Більче-Волицького району Західного нафтогазового регіону.

6. Розроблено та впроваджено на Пасічнянському газопромислі ГПУ «Львівгазвидобування» ДК «Укргазвидобування» та у навчальний процес кафедри «Розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ» у курсовому проектуванні «Методику визначення ділянок трубопроводів із підвищеним ризиком газогідратної корозії».

Особистий внесок здобувача. Основні результати роботи отримані здобувачем самостійно. Роботи [7,15,16] опубліковані без співавторів. В роботах [3-5,6,12,14,17] автором реалізовано експериментальну частину та повний аналіз результатів, [8,10,11,18] – автором розроблено алгоритм реалізації поставлених задач, у роботах [1,2,9,13,19] проведено аналіз та узагальнення отриманих результатів.

Апробація результатів дисертації. Матеріали дисертації доповідалися на XI, XII Міжнародних конференціях-виставках «Проблеми корозії та протикорозійного захисту конструкційних матеріалів» (м. Львів, 11 - 13 червня 2014р., 14 – 15 червня

2016р.), IV та V Міжнародних науково-технічних конференціях «Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування» (м. Тернопіль, 22-25 вересня 2015р., 19-22 вересня 2017р.), V науково-практичній конференції студентів і молодих учених «Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання» (м. Івано-Франківськ, 24–25 листопада 2015р.), Міжнародних науково-технічних конференціях «Нафтогазова енергетика» (м. Івано-Франківськ, 21-24 квітня 2015р., 15-19 травня 2017р.), Міжнародній науково-технічній конференції та виставці "Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу" (м. Івано-Франківськ, 17–18 травня 2016р.), II міжнародній науково-технічній конференції "Газогідратні технології у гірництві, нафтогазовій справі, геотехніці та енергетиці" (м. Дніпро, 9–11 листопада 2016р.), Науково-практичній конференції «ЕКОГЕОФОРУМ-2017 Актуальні проблеми та інновації» (м. Івано-Франківськ, 22-25 березня 2017р.), 10th International scientific conference Transbaltica 2017: Transportation science and technology (Vilnius, Lithuania, 4–5 May 2017), III Всеукраїнській науково-технічній конференції «Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки і приладобудування» (м. Тернопіль, 8–9 червня 2017р.), International Scientific Conference «PRO-TECH- MA 2017 – SURFACE ENGINEERING» (Bardejov, Slovakia, 20–23 June 2017).

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 19 наукових праць, серед яких 11 наукових статей у фахових журналах (з них 8 у виданнях, які індексуються в наукометричних базах в тому числі 2 в наукометричній базі Scopus) та 8 публікацій матеріалів доповідей на конференціях.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел (143 найменування) та 5 додатків. Викладена на 126 сторінках машинописного тексту, містить 56 рисунків та 11 таблиць.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі обґрунтовано актуальність проблеми, сформульовано мету і завдання дослідження, висвітлено наукову новизну та практичну цінність роботи.

У першому розділі проведено критичний аналіз вітчизняних та закордонних джерел з проблеми корозійних уражень на внутрішній поверхні трубопроводу. Основну увагу приділено опису газових гідратів.

Газові гідрати - це тверді сполуки у формі кристалів з кристалічною решіткою, що утворюються фізичною комбінацією молекул води з маленькими молекулами вуглеводню та неуглеводневими компонентами за умов високого тиску та низької температури під дією слабких сил Ван-дер-Ваальса. Кристалічна структура стабілізується інкапсульованою речовиною з меншим молекулярним діаметром, наприклад CH_4 та C_2H_6 , яка утримується в мікропорожнинних кристалічній решітці основної речовини - води (господар). Для утворення гідратів потрібні три умови: низька температура та високий тиск зі значеннями точок утворення, які залежать від складу газу, присутності утворювача, а також відповідна кількість води. Одну з цих трьох умов необхідно вилучити для запобігання гідратуутворенню.

Проведено структурування родовищ з природними вуглеводнями на

нафтогазові регіони (рис. 1).



У другому розділі описано методику досліджень. Знайшла подальший розвиток автоматизована випробувальна система з ЕОМ, схема якої наведена на рис. 2, для комплексного дослідження в кінетиці деформації, руйнування та електродного потенціалу матеріалу трубопроводу, що включає установку МВ-1К та КН-1 - для випробовувань зразків-моделей, лабораторний комп'ютер, цифровий самописець для мостових датчиків фірми Мтсч, пристрій для сканування поверхонь руйнування з подальшим опрацюванням отриманих цифрових відбитків у графічному редакторі з використанням комп'ютерної бази даних та металографічний мікроскоп Cole-Parmer A48405-25.

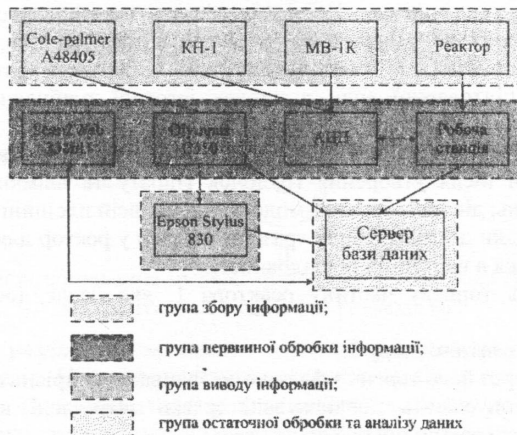
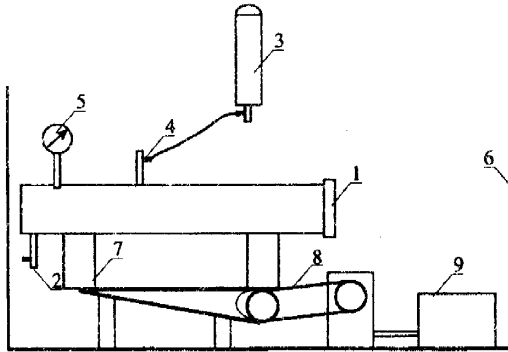


Рисунок 2 – Загальна схема лабораторного комплексу.

Сконструйовано та експериментально перевірено роботу установки для синтезу газових гідратів на поверхні зразків-моделей матеріалу трубопроводу створену на основі «реактора» розробленого фахівцями ІНТУ ім. Кондратюка (рис. 3).



1 – дослідний реактор, 2 – зливний патрубок, 3 – балон з газом, 4 – вхідний патрубок, 5 – манометр, 6 – холодильна камера, 7 – опора, 8 – пасова передача, 9 – електродвигун.

Рисунок 3 –Схема установки для синтезу газових гідратів

Видокремлено декілька схем утворення газових гідратів:

I. Схема без механічних коливань реактора:

1. Зразок нерухомо закріплюється в отворах кільця виконаних з оргскла.
2. Каркас встановлюється у реактор.

II. Схема з дією механічних коливань реактора:

Дана схема аналогічна схемі I тільки після утворення гідрату на поверхні зразка (рис. 4) додатково вмикається генератор механічних коливань реактора. Такий спосіб випробувань дає змогу краще оцінити вплив гідрату при наявності великої кількості підтоварної води в умовах істотної турбулентції газовойдяного потоку.

Також для цієї схеми передбачено встановлення зразків у довільному порядку у каркасі, оскільки після утворення грудочок гідрату та ввімкнення генератора механічних коливань, дія на всі зразки-моделі буде по всій площині каркасу.

Процес закладки досліджуваних зразків-моделей у реактор для синтезу газових гідратів, проводиться в наступній послідовності:

- від'єднують торцеву частину реактора 1, яка надає доступ у середину реактора;
- закривають вентиль зливу 2;
- в реактор через його торець з фланцями, заливається прісна вода в об'ємі 1 л;
- в реактор опускають досліджувані зразки закріплені на каркасі, який запобігає їх перекручуванню під час досліджень;
- закривають торець реактора металічним кільцем з отвором, між якими поміщають оргскло товщиною 3 см для спостереження утворення кристалів

газового гідрату;

- за допомогою газового компресора 3 закачують через вентиль 4 газ – метан, до моменту встановлення тиску у системі на рівні 45 атм, на що вказує манометр 5;
- в холодильній установці 6 створюється температура 2,5 °С;
- реактор монтується на опорах 7 в середині холодильної установки;
- для схеми 2 необхідно увімкнути двигун 9, який через пасову передачу 8 приведе реактор до коливального руху;
- зразки матеріалу трубопроводу витримуються в реакторі за визначеним часом експозиції.

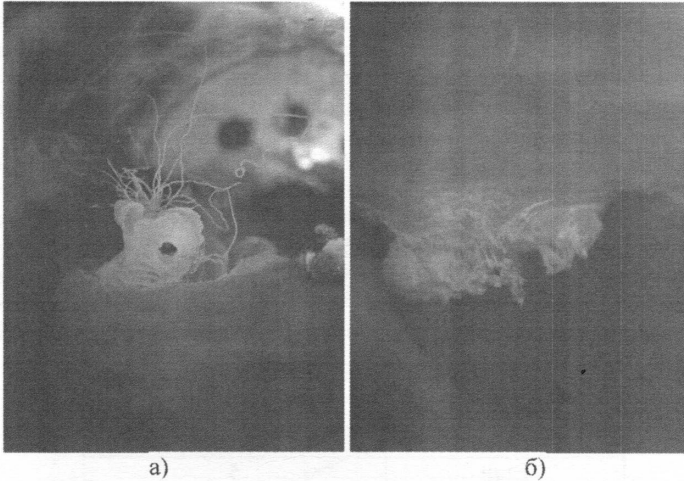


Рисунок 4 – Штучний газовий гідрат на поверхні зразка-моделі в газовій частині (а) та у рідині (б)

Також виділено декілька схем встановлення зразка-моделі в реакторі відносно рівня рідини (рис. 5).

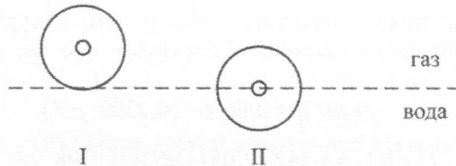


Рисунок 5 – Схеми встановлення зразків: зразок над рівнем води (I), середина зразка знаходиться на поділі фаз газ-вода (II)

У третьому розділі описані основні положення моделювання корозії труб під дією газових гідратів. Нами пропонується розробка емпіричної моделі розрахунку швидкості корозії, де газовий гідрат розглядається в якості кородуючого агента. В моделі розглядалися трубопроводи з вуглецевої сталі, по яких транспортується природний газ при різних показниках температури, тиску, показниках рН.

Для усереднених експлуатаційних умов пропонується наступне рівняння швидкості корозії:

$$V_{cr} = K_{зидр} \cdot K_t \cdot f_t^{0,36} \cdot \left(\frac{\tau}{19}\right)^{0,146 + 0,0324 \cdot \log f_t} \cdot f(pH)_t, \quad (1)$$

де $K_{зидр}$ - коефіцієнт впливу газового гідрату на швидкість корозії матеріалу; K_t - константа швидкості корозії при різних температурах, $f(pH)_t$ - рН - фактор; f_t - коефіцієнт фугітивності; τ - динамічний тиск.

Модель базується на принципах турбулентного потоку, закритої системи та умовах однорідної фази. При створенні цієї моделі особливу увагу приділено термодинамічним властивостям складу газу. Ця модель є прогнозуючою за своєю сутністю, оскільки за її допомогою можна спрогнозувати залишковий ресурс трубопроводу.

Нами розглядається модель швидкості внутрішньої корозії, що виникла в результаті гідратування в підводному сегменті трубопроводу природного газу. Розроблена модель базується на стандарті NORSOK, та групи вчених Мохауддіна і застосуванні термодинамічних властивостей можливого складу гідрату. Склад гідрату є наступним: 90% решітки гідрату складає вода, 10% - інші компоненти. Іншим компонентом в даній роботі є природний газ із складом, який використовувався в лабораторії для Східного нафтогазового регіону (табл. 1).

Таблиця 1 – Склад газу, що використовувався в лабораторії

Компонент	Мольний вміст, %
Метан	80,9
Етан	5
Пропан	3
Бутан	0,94
C ₅₊	0,1
Карбон (IV) оксид	10,06

рН - фактор в межах діапазону робочої температури розраховуємо за рівнянням (2) для діапазону значень $3,5 \leq \text{pH} < 4,6$ або за рівнянням (3) для $4,6 \leq \text{pH} \leq 6,5$.

$$f(pH)_t = 2,0676 - (0,2309 \cdot \text{pH}) \quad (2)$$

$$f(pH)_t = 4,342 - 1,051 \cdot \text{pH} + 0,0708 \cdot \text{pH}^2 \quad (3)$$

Напруження тертя на стінці трубопроводу, спричинене рухом газорідної суміші - це параметр, який береться до уваги при моделюванні швидкості корозії:

$$\tau = 0,125 \cdot \rho_{см} \cdot \lambda \cdot V_{см}^2, \quad (4)$$

де $\rho_{см}$ - густина газорідної суміші, кг/м³; λ - коефіцієнт гідравлічного опору; $V_{см}$ - швидкість газорідної суміші, м/с.

Високе напруження тертя у трубі може спричинити розвиток глибоких

виразкових корозійних уражень, так звану *mesa*-корозію.

Окрім молекули води, кожна інша молекула в гідраті є газоподібною. Однак, за умови високого тиску, більше не можна розглядати ситуацію ідеального газу, оскільки парціальний тиск газу необхідно помножити на його константу леткості. Загальне рівняння леткості гідрату, що складається з багатьох компонентів, можна подати у вигляді:

$$f_T = a \cdot \sum_{i=1}^n P_i \quad (5)$$

Коефіцієнт леткості, як функція температури та тиску визначається за формулою (6), оскільки більшість операцій в трубопроводі виконуються під тиском нижче 25 МПа; до того ж, гідрати здатні утворюватись навіть при тиску 2.5 МПа.

$$a = 10 \cdot \left(0,0031 - \frac{1,4}{T} \right) \quad (6)$$

Отримані результати, загалом, збігаються з очікуваними. При підвищенні робочого тиску, швидкість ерозійної корозії збільшується (рис. 6). Отримане значення співвідношення тиску та швидкості корозії є достовірним з огляду на термодинамічні властивості гідратоутворення. Підвищення робочого тиску призводить до збільшення швидкості в трубопроводі, що, в свою чергу, прискорює переміщення в рідині, що транспортується і це сприяє гідратоутворенню через турбулентність.

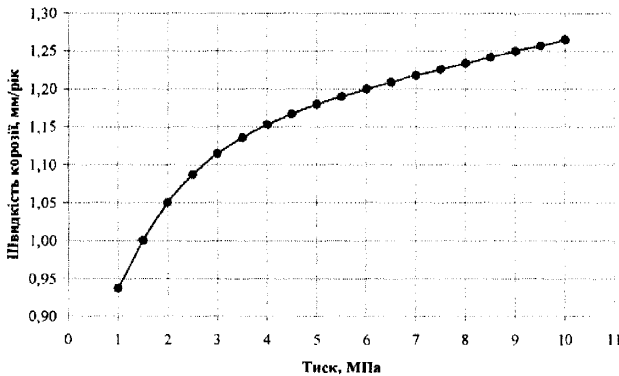


Рисунок 6 – Швидкість корозії в залежності від зміни тиску при $pH = 6,0$ і температурі $2,5^{\circ}C$

Запропонована модель дає змогу прогнозувати корозійні процеси на газопроводах з урахуванням гідратоутворення. Проведено оцінку впливу тиску, температури на швидкість корозійних процесів і показано, що при найнесприятливіших умовах швидкість корозії під дією газогідратів може досягати 1,1 мм/рік. При такому показникові, трубопровід зазнає значних пошкоджень при відсутності негайних ремонтних заходів. Різке підвищення швидкості корозії

негативно впливає на роботу трубопроводу, знижуючи експлуатаційний ресурс трубопроводу. Збільшення робочого тиску підвищує температуру гідратуутворення, але водночас призводить до збільшення швидкості ерозійної корозії. Також показано вплив рН середовища в якому утворюється газовий гідрат. За результатами прогнозноуючої моделі швидкість корозії зростає з рівнем підкислення середовища.

У четвертому розділі описані основні закономірності впливу напруження та гідратуутворення на корозію і локалізацію корозійних процесів та на кінетику деформації зразків.

Проведено оцінку впливу концентрації напружень в залежності від дефектів внутрішньої стінки труби та перераховано номінальні локальні напруження в стінці трубопроводу (табл. 2)

Таблиця 2 – Номінальні локальні напруження в стінці трубопроводу

Нафтогазовий регіон	Робочий тиск, <u>максимальний</u> середній, МПа	Напруження в стінці трубопроводу <u>максимальне</u> середнє, МПа	Напруження в околі корозійного дефекту, <u>максимальне</u> середнє, МПа
Машівсько-Шебелинського	<u>9,8</u> 4,8	<u>141,2</u> 132,1	<u>175,5–521,8</u> 164,1–488,0
Глинсько-Солохівського	<u>12,8</u> 8,1	<u>147,9</u> 137,8	<u>183,8–546,5</u> 171,3–509,3
Північного борту	<u>7,0</u> 5,4	<u>135,7</u> 133,0	<u>168,7–501,7</u> 165,3–491,6
Більче-Волицький	<u>3,9</u> <u>2,1</u>	<u>130,7</u> 128,3	<u>161,3–483,1</u> 157,9–474,2

З отриманих результатів розрахунку коефіцієнтів концентрації напружень випливає, що напруження в трубі з дефектами в декілька разів перевищують номінально-розрахункові, що вказує на необхідність збільшення діапазону рівнів навантажень для механічних та корозійно-механічних випробовувань. На основі проведених розрахунків вибрано діапазон напружень для проведення втомних випробовувань.

Для зразків виготовлених зі сталі 20 та 17ГС спостерігається збільшення швидкості загальної та локальної корозії. Для зразків витриманих у газовому гідраті в порівнянні з контрольними (рис 7-10) з отриманих результатів було розраховано коефіцієнт впливу газового гідрату на корозію, для загальної корозії складає – 1,13 та для локальної корозії – 1,32.

Об'єднаний аналіз корозійної поведінки матеріалу труб в агресивних середовищах хлоридного типу показує схожі закономірності спільного впливу корозивного середовища та механічного чинників на швидкість перебігу корозійних процесів. Так, для обох розглянутих випадків корозії спостерігаємо інтенсифікацію впливу механічного чинника із збільшенням концентрації хлоридів.

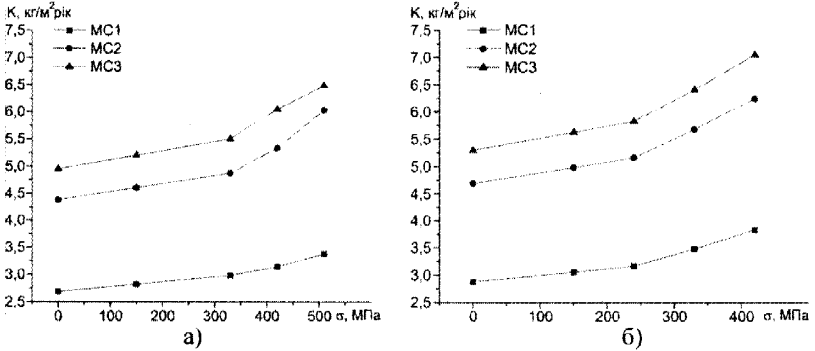


Рисунок 7 –Залежність швидкості загальної корозії у хлоридних електролітах: 17ГC (а) та Ст20 (б) (грунтова корозія)

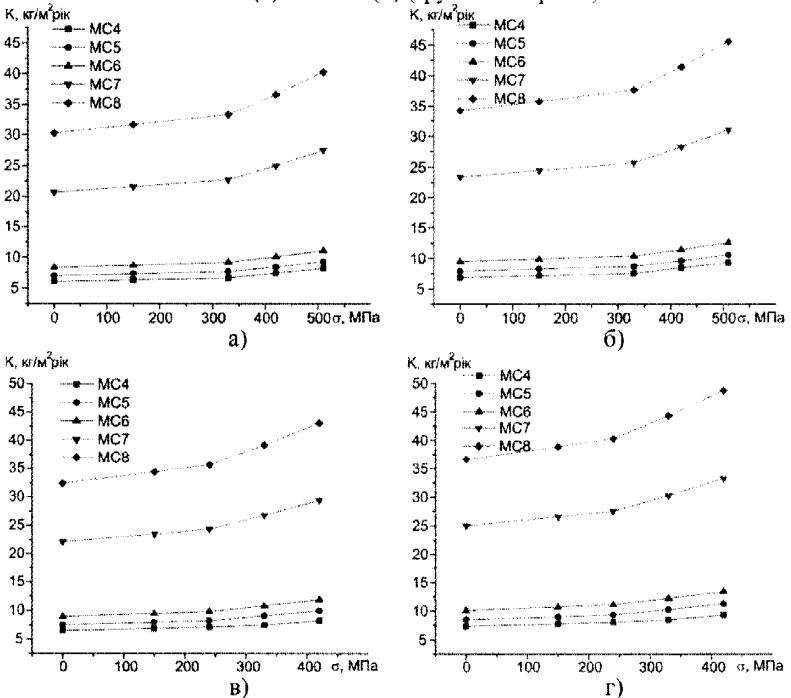


Рисунок 8 –Залежність швидкості загальної корозії у хлоридних електролітах від рівня механічних напружень та хімічного складу середовища: для внутрішньотрубної корозії 17ГC (а, б) та Ст20 (в, г), контрольні зразки (а, в) та зразки витримані у газовому гідраті (б, г)

У MC1, MC4 та MC5 бачимо незначні зміни в динаміці процесу при переході з

пружної в пружно-пластичну зону. У MC2, MC3, MC7 та MC8 ці зміни виражені більш яскраво (рис 7-10).

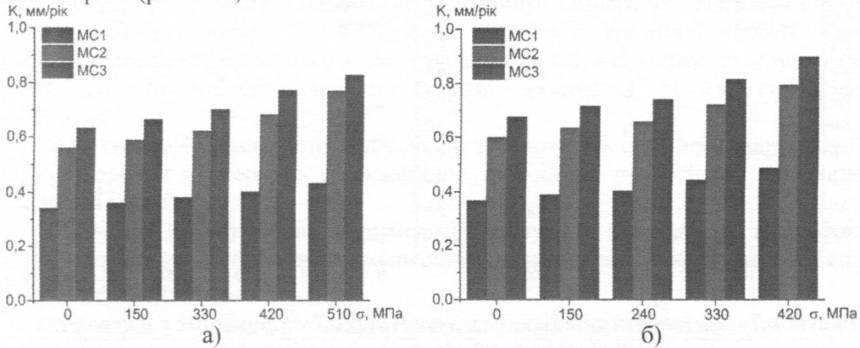


Рисунок 9 – Залежність утонення стінки труби при рівномірній корозії у хлоридних електролітах корозії (грунтова корозія): 17°C (а) та Ст20(б)

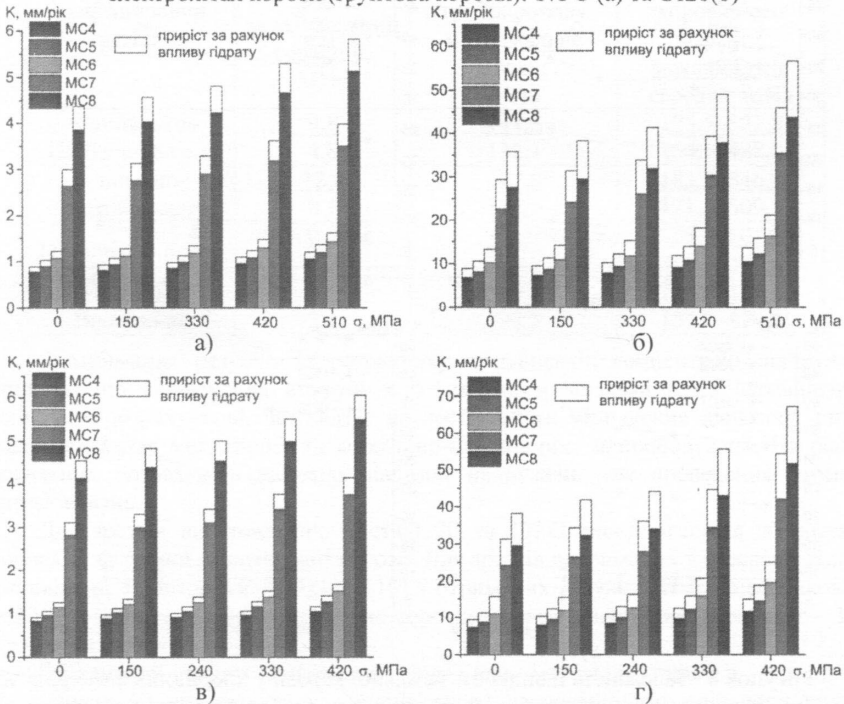


Рисунок 10 – Залежність швидкості корозії у хлоридних електролітах від рівня механічних напружень та хімічного складу середовища для внутрішньотрубно́ї корозії 17°C (а, б) та Ст20 (в, г), загальна корозія (а, в) та корозія з урахуванням локалізації (б, г)

При локальній корозії зі збільшенням рівня механічних напружень спостерігаємо значну інтенсифікацію корозійних процесів, особливо на ділянці пружно-пластичної деформації (діапазон $1,35\sigma_{0,2}^* - 1,65\sigma_{0,2}^*$ - для сталі 17ГС, та $1,45\sigma_{0,2}^* - 1,8\sigma_{0,2}^*$ - для сталі 20). Зафіксоване активне зростання швидкостей загальної та локальної корозії (рис. 7 – 10), хоча у випадку МС1 зростання швидкості локальної корозії незначне, що пов'язано із відносно невеликою локалізацією корозійних процесів. Особливе занепокоєння викликають показники швидкості локальної корозії у змодельованих пластових водах (рис. 8 та рис 10). Як і для випадку рівномірної корозії, фіксуємо інтенсивнішу дію механічного чинника при переході від пружної до пружно-пластичної деформації.

Залежно від рівня напружень та для відповідного модельного середовища приріст загальної швидкості корозії внаслідок дії газового гідрату для сталі 17ГС складає від 0,1 до 0,67 мм/рік, для Ст20 від 0,11 до 0,72 мм/рік.

Для корозії з урахуванням локалізації залежно від рівня напружень та для відповідного модельного середовища приріст внаслідок дії газового гідрату для сталі 17ГС складає від 6,8 до 14,4 мм/рік, для Ст20 від 7,3 до 17,1 мм/рік.

Однак для локальної корозії посилення ролі механічного чинника є вагомішим. Така тенденція пов'язана, на нашу думку, із утворенням локальних гальванічних елементів та полегшенням перебігу процесу розчинення металу у зоні розтягу внаслідок послаблення міжатомної взаємодії через збільшення відстані між вузлами ґратки. В процесі розвитку локального корозійного ураження посиленню ролі механічного чинника сприяє і концентрація напружень на дні корозійних ямок і виразок. Таким чином, створюються більш сприятливі умови для їх росту не в ширину, а саме у глибину. Другим визначальним чинником є здатність хлорид-іонів руйнувати пасивні плівки. Внаслідок дії цього ефекту спостерігаємо значне збільшення швидкості як локальної так і рівномірної корозії при переході від МС6 до МС7 та МС8 (рис 8, 10).

Досліджено корозію матеріалу трубопроводів у агресивних робочих середовищах на прикладі ґрунтового електроліту хлоридного типу та пластової води. Встановлено закономірності корозійної деградації трубопроводів у хлоридних робочих середовищах та вперше виявлено зміну механізму корозії у хлоридах при переході від концентрації 2,5 моль/л до вищих концентрацій. Проведено математичний опис результатів експерименту та отримано відповідні залежності для першої та другої ділянок кривої швидкості корозії. Для математичного опису першої ділянки кривої запропоновано використовувати степеневу залежність типу $y = a \cdot x^b$, для другої ділянки – лінійну $y = k \cdot x + b$. Математична обробка даних проводилася в програмному пакеті ORIGIN 2016. Для випадку контрольного ненавантаженого зразка отримаємо рівняння: для марки сталі 17ГС – перша ділянка $y = 6.91 \cdot x^{0.17}$, друга ділянка $y = 8.77 \cdot x - 13.11$; для марки сталі Ст20 – I – $y = 7.47 \cdot x^{0.19}$, II – $y = 9.38 \cdot x - 14.03$.

Завершальним етапом дослідження була математична інтерпретація отриманих експериментальних даних швидкості корозії з урахуванням концентрації хлоридного електроліту та рівня механічних напружень. Для математичного опису вибрано залежність виду $y = A_1 \cdot e^{(-x/11)} + y_0$, оскільки вона дає найменшу похибку. Параметри рівняння для досліджуваних середовищ наведено у табл. 3.

Таблиці 3 – Вихідні дані для побудови аналітичних залежностей

0,01 моль/л NaCl						
сталь	y_0		A_1		t_1	
17ГС	2,57328		0,13002		-280,772	
Ст20	2,65		0,22592		-254,34899	
0,05 моль/л NaCl						
сталь	y_0		A_1		t_1	
17ГС	4,34816		0,07638		-164,88	
Ст20	4,32368		0,3686		-254,34899	
0,1 моль/л NaCl						
сталь	сталь			сталь		
17ГС	17ГС			17ГС		
Ст20	Ст20			Ст20		
0,5 моль/л NaCl						
сталь	y_0		A_1		t_1	
	без г/г	з урах. впливу г/г	без г/г	з урах. впливу г/г	без г/г	з урах. впливу г/г
17ГС	5,94798	6,72717	0,14613	0,16527	-184,126	-184,125
Ст20	6,21553	6,84113	0,32288	0,51037	-229,824	-265,026
1,5 моль/л NaCl						
сталь	y_0		A_1		t_1	
	без г/г	з урах. впливу г/г	без г/г	з урах. впливу г/г	без г/г	з урах. впливу г/г
17ГС	6,88937	7,79188	0,15846	0,17922	-185,955	-185,954
Ст20	7,09391	7,81944	0,4115	0,66664	-214,714	-254,351
2,5 моль/л NaCl						
сталь	y_0		A_1		t_1	
	без г/г	з урах. впливу г/г	без г/г	з урах. впливу г/г	без г/г	з урах. впливу г/г
17ГС	8,21425	9,29032	0,18894	0,21369	-185,955	-185,954
Ст20	8,45812	9,3232	0,49064	0,79482	-214,714	-254,349
3,75 моль/л NaCl						
сталь	y_0		A_1		t_1	
	без г/г	з урах. впливу г/г	без г/г	з урах. впливу г/г	без г/г	з урах. впливу г/г
17ГС	20,3214	22,98356	0,46742	0,52865	-185,955	-185,954
Ст20	20,9247	23,06491	1,2138	1,96632	-214,714	-254,348
5 моль/л NaCl						
сталь	y_0		A_1		t_1	
	без г/г	з урах. впливу г/г	без г/г	з урах. впливу г/г	без г/г	з урах. впливу г/г
17ГС	29,7533	33,65099	0,68436	33,65099	-185,955	-185,955
Ст20	30,6366	33,77012	1,77717	2,87894	-214,714	-254,348

Втомні випробовування на повітрі та в корозивному середовищі, як для сталі марки 17ГС так і для Ст20 показали (рис. 11) тристадійну кінетику деформації сталі трубопроводу, однак на кінетичній кривій зразка після витримки в газогідраті фіксуємо дещо вищий рівень циклічної деформації, який може бути зумовлений корозійним пошкодженням поверхні. Для зразків, витриманих у газогідраті показники приросту циклічної деформації вищі на 5-7%. Така деформаційна поведінка може бути пов'язана із підвищенням пошкоженості поверхні внаслідок дії газогідрату. На користь такої гіпотези свідчить збільшення тривалості третьої стадії втомні на повітрі. Корозійні дефекти виступають в якості концентраторів напружень і, як наслідок, точками зародження мікротріщин.

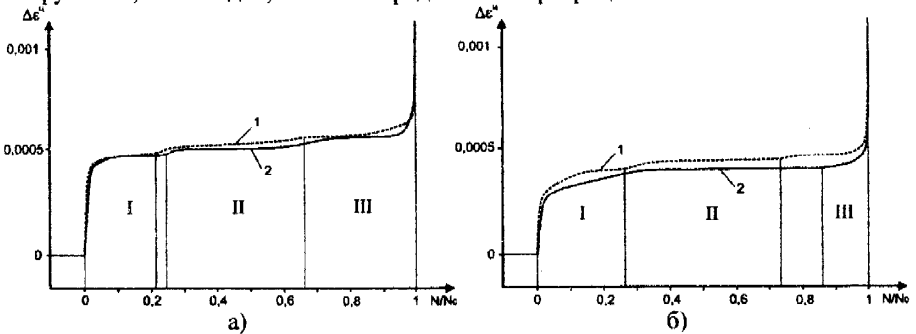


Рисунок 11 – Кінетика деформації зразка Ст20 (а) – 240МПа та 17ГС (б) – 340МПа після витримки в гідраті (1) та контрольного (2)

Загальний вигляд зламів вказує на окрихчення поверхневого шару, про що свідчить згладжування рельєфу поверхні руйнування у зразків, витриманих у гідраті, порівняно із контрольними. Особливо помітна ця зміна характеру руйнування у корозивному середовищі. Якщо на зламі контрольного зразка фіксуємо досить високі уступи, то поверхня зламу зразка після експозиції у газогідраті практично рівна, що вказує на швидкий перехід до розвитку магістральної тріщини. Втомні випробовування у корозивному середовищі ($0,05 \text{ mol/l NaCl} + 0,05 \text{ mol/l Na}_2\text{SO}_4$) показали збільшення деформаційних стрибків для зразка, витриманого у газогідраті, які, швидше за все, відповідають підростанню втомної тріщини. Вплив газогідрату на відносну тривалість стадій низькочастотної втоми виявляється у зменшенні третьої стадії, яка відповідає живучості трубопроводу (роботі у режимі обмеженої функціональності). Схожі тенденції було відзначено раніше для матеріалу морських трубопроводів. Вони є досить небезпечними, оскільки зменшується час на реалізацію ремонтних заходів. Тому поглиблене дослідження явищ пов'язаних із впливом газогідратів на поверхню труби має велике практичне значення.

Втомні випробовування зразків після витримки в газогідраті показали помітне зменшення довговічності (на 15-25%), причиною якого, на нашу думку є збільшення дефектності поверхні зразків в результаті агресивної дії газогідратів, яка призводить до утворення локалізованих корозійних уражень, що слугують концентраторами

напружень, полегшуючи ініціацію та розвиток тріщин у сталі трубопроводу. Таке зменшення довговічності співмірне із впливом на метал 3% розчину NaCl, що підтверджує істотну агресивну дію газогідратів на матеріал труби. Не слід забувати також про зменшення його пластичності внаслідок експлуатаційної деградації, яка зумовлює зниження показників тріщиностійкості, супроводжується наводнюванням металу та нагромадженням розсіяного пошкодження у об'ємі.

ВИСНОВКИ

За результатами роботи вирішено важливу науково-прикладну задачу забезпечення працездатності промислових трубопроводів за спільної дії корозивного середовища (пластових вод) та газових гідратів.

1. Розроблено методику фізичного моделювання роботи трубопроводу в умовах спільної тривалої дії агресивних середовищ із імітацією різких ациклічних переважань, у якій вперше змодельовано гідратоутворення при експлуатаційних режимах роботи. Встановлено, що основним корозивним компонентом пластових вод досліджуваних родовищ є хлориди. Вибрано 8 модельних середовищ для проведення корозійних випробовувань матеріалу промислових трубопроводів.

2. Удосконалено математичну модель внутрішньотрубною корозії норвежського стандарту NORSOK шляхом введення коефіцієнта впливу гідратоутворення на швидкість корозії $K_{гдр}$. Запропонована модель дає змогу прогнозування корозійних процесів на газопроводах з урахуванням гідратоутворення. Проведено оцінку впливу тиску, температури на швидкість корозійних процесів і показано, що при найсприятливіших умовах швидкість корозії під дією газогідратів може досягати 1 мм/рік.

3. За експериментальними результатами встановлено закономірності впливу концентрації корозивних компонентів пластових вод на швидкість корозії трубних сталей 17ГС та Ст 20. Вперше встановлено, що при концентрації 2,5 моль/л характер залежності змінюється зі степеневого на лінійний. Проведено втомні та корозійно-втомні випробовування зразків трубних сталей 17ГС та Ст 20 після експозиції у газогідраті за двома схемами та показано істотний вплив газогідратів на довговічність сталі трубопроводу. Встановлено, що зменшення довговічності становить від 15 до 25 %, а з урахуванням деградації матеріалу сягає до 1,7 разів, що свідчить про необхідність урахування гідратного чинника.

4. Вперше встановлено закономірності сумісного впливу механічних напружень, концентрації хлоридів та гідратоутворення на швидкість та локалізацію корозійних процесів. За результатами досліджень розраховано коефіцієнт впливу газогідратів $K_{гдр} = 1,13$ для рівномірної корозії та для локальної – 1,32.

5. Проаналізовано дані про склад газу, пластових вод та режими роботи понад 300 родовищ усіх нафтогазових регіонів України та визначено, що найбільший ризик виникнення аварійних ситуацій внаслідок корозійної дії пластових вод та гідратоутворення є для Машівсько-Шебелинського, Північного борту та Глинсько-Солохівського районів Східного нафтогазового регіону та Більче-Волицького району Західного нафтогазового регіону. Розроблено та впроваджено на Пасічнянському газопромислі ГПУ «Львівгазвидобування»

ДК «Укргазвидобування», та у навчальний процес кафедри РЕНГР у курсовому проєктуванні: «Методику визначення ділянок трубопроводів із підвищеним ризиком газогідратної корозії». Результати впровадженнь кореспондують з розробленою методикою – в 4-х випадках з 6-и прослідковується регулярне утворення газових гідратів на досліджуваних ділянках.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті в іноземних виданнях

1 Poberezhny L. Ya., Maruschak P.O., Poberezhna L. Ya., Prentkovskis O., Stanetsky A.I., Hrytsanchuk A.V. Impact of Gas Hydrates and Long-Term Operation on Fatigue Characteristics of Pipeline Steels. *Procedia Engineering*. 187. 2017. pp. 356–362. (*Scopus*)

2 Poberezhnyi L. Y., Marushchak P. O., Sorochak A. P., Draganovska D., Hrytsanchuk A. V., Mishchuk B. V. Corrosive and mechanical degradation of pipelines in acid soils. *Strength of Materials*. 2017. pp. 539-549. (*Scopus*)

Статті у фахових виданнях

3 Побережний Л. Я., Грицанчук А.В., Грицанчук В.В. Вплив газогідратів на довговічність сталі трубопроводу. *Науковий вісник НЛТУ України*. 2015. № 25.8. С. 226-231. (*Index Copernicus*)

4 Побережний Л.Я., Грицанчук А.В. Вплив газових гідратів на довговічність промислових трубопроводів зі сталі 20. *Проблеми корозії та протикорозійного захисту конструкційних матеріалів*. Спеціальний випуск № 11. 2016. С. 328-331.

5 Побережний Л. Я., Грицанчук А.В., Грицанчук В.В. Корозійно-механічне руйнування труб викидних ліній свердловин під дією газових гідратів. *Науковий вісник НЛТУ України*. 2016. № 26.7. С. 267-272. (*Index Copernicus*)

6 Побережний Л.Я., Грицанчук А.В. Оцінка потенційних ризиків гідратоутворення на викидних лініях свердловин. *Науковий вісник НЛТУ України*. 2017. № 27.1. С. 145–147. (*Index Copernicus*)

7 Грицанчук А.В. Вплив газогідратів на роботоздатність викидних ліній свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. № 2 (63). 2017. С. 66–79.

8 Побережний Л.Я., Грицанчук А.В. Виникнення позаштатних ситуацій у шлейфах газових свердловин внаслідок. *Науковий вісник НЛТУ України*. 2017. № 27.4. С. 108–112. (*Index Copernicus*)

9 Побережний Л.Я., Станецький А.І., Грицанчук А.В. Корозія тривалоексплуатованих трубних сталей у середовищах хлоридного типу. *Науковий вісник НЛТУ України*. № 27.5. 2017. С. 114-118. (*Index Copernicus*)

10 Побережний Л.Я., Грицанчук А.В., Петрущак С.М. Спрощена математична модель впливу газогідратів на внутрішньотрубну корозію. *Вісник НЛТУ України*. 2017. № 27.6. С. 150–153. (*Index Copernicus*)

11 Побережний Л.Я., Грицанчук А.В. Вплив напружень тертя газоріднинної суміші на швидкість корозії. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 64. С. 119-128.



Тези наукових конференцій

12 Побережний Л.Я., Мазур М.П., Грицанчук А.В. Внутрішньотрубна корозія промислових трубопроводів. Матеріали 4-ої міжнародної науково-технічної конференції 21-24.04.2015 р. *Нафтогазова енергетика 2015*. С. 306-309.

13 Побережний Л.Я., Мазур М.П., Грицанчук А.В. Внутрішньотрубна корозія промислових газопроводів. Міжнародна науково-технічна конференція 21-24 вересня 2015 р. *Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування*. С. 44-46.

14 Побережний Л. Я., Мазур М.П., Грицанчук А.В. Втомна та корозійно-втомна поведінка сталі трубопроводу після експозиції у газогідраті. Міжнародна науково-технічна конференція та виставка 16-20 травня 2016 р. *Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу*. С. 242-246.

15 Грицанчук А.В. Вплив гідратів на довговічність матеріалу промислових трубопроводів в робочих середовищах. 2-га міжнародна науково-технічна конференція 9 - 11 листопада 2016. Державний ВНЗ Національний гірничий університет. *Газогідратні технології у гірництві, нафтогазовій справі, геотехніці та енергетиці*. С. 70-71.

16 Грицанчук А.В. Аналіз небезпек утворення гідратних корків у викидних лініях свердловин. ЕКОГЕОФОРУМ-2017 22 – 25 березня 2017 р. *Актуальні проблеми та інновації до 50-річчя Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. С. 179-181.

17 Побережний Л. Я., Мазур М.П., Грицанчук А.В. Вплив тривалої експлуатації та гідратоутворення на довговічність матеріалу шлейфів. Міжнародна науково-технічна конференція 15-19 травня 2017 р. *Нафтогазова енергетика - 2017*. С. 59-61.

18 Побережний Л.Я., Мазур М.П., Побережна Л.Я., Грицанчук А.В. Комп'ютеризований випробувальний комплекс для моделювання поведінки матеріалу трубопроводів за тривалої дії експлуатаційних середовищ. III Всеукраїнської науково-технічної конференції 8-9 червня 2017. *Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки і приладобудування*. С. 181-183.

19 Побережний Л. Я., Мазур М.П., Грицанчук А.В. Модель внутрішньотрубною корозії трубопроводів під дією газогідратів. Міжнародна науково-технічна конференція 19-22 вересня 2017 р. *Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування*. С. 42-45.

АНОТАЦІЯ

Грицанчук А.В. Вплив пластових вод та гідратоутворення на корозію промислових трубопроводів. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2018.

Розроблено методикку фізичного моделювання впливу газогідратів на матеріал

трубопроводу за експлуатаційних термобаричних умов та сконструйовано дослідну установку. На основі об'єднання підходів норвезького стандарту NORSOK та групи вчених на чолі з Мохауддіном розроблено математичну модель внутрішньотрубної корозії з урахуванням гідратуутворення. За результатами корозійно-механічних випробовувань вперше встановлено закономірності спільної дії механічних напружень, концентрації хлоридів та гідратуутворення на швидкість та локалізацію корозійних процесів. Розраховано коефіцієнти впливу гідратуутворення для загальної та локальної корозії, які становлять 1,13 та 1,32 відповідно, що підтверджує гіпотезу про інтенсифікацію локальної корозії внаслідок гідратуутворення. Проведено втомні випробовування матеріалу трубопроводу після витримки у газогідраті за двома схемами та показано істотний вплив газогідратів на довговічність сталі трубопроводу. Зменшення довговічності сягає 1,7 разів.

Ключові слова: газовий гідрат, нафтогазовий регіон, корозійно-механічні випробовування, вплив гідратуутворення, математична модель, внутрішньотрубна корозія.

АННОТАЦІЯ

Грицанчук А.В. Влияние пластовых вод и гидратообразования на коррозию промышленных трубопроводов. - Квалификационный научный труд на правах рукописи.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.15.13 – Трубопроводный транспорт, нефтегазохранилища. – Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, 2018.

В целом вопросу образования газогидратов в промышленных трубопроводах, что является большой проблемой их эксплуатации, нужно уделить значительное внимание, чтобы исключить аварийные ситуации.

Проведен критический анализ отечественных и зарубежных источников по проблеме коррозионных поражений на внутренней поверхности трубопровода. Выделен ряд основных видов коррозии трубопроводной стали (точечной, щелевой, кавитационной, эрозионной, общей коррозии). Основное внимание уделено описанию газовых гидратов, как корродирующего фактора трубопровода. Сконструирована установка и экспериментально проверена её работа для синтеза газовых гидратов на поверхности образцов-моделей материала трубопровода на основе «реактора» разработанного специалистами ПНТУ им. Кондратюка. По результатам анализа пластовых вод исследуемых месторождений установлено, что основным коррозионным компонентом является растворимые хлориды. Предложено для коррозионных и коррозионно-механических испытаний 8 модельных сред.

Описаны основные положения по моделированию коррозии труб под действием газовых гидратов. Проведена оценка влияния концентрации напряжений в зависимости от дефектов внутренней стенки трубы, и перечислено номинальные локальные напряжения в стенке трубопровода. Нами предлагается разработка эмпирической модели расчета скорости коррозии, где газовый гидрат рассматривается в качестве корродирующего агента. В модели рассматривались

трубопроводы из углеродистой стали, по которым транспортируется природный газ при различных показателях температуры, давления, указателя pH. На основе объединения подходов норвежского стандарта NORSORK и группы ученых во главе с Моухалдином разработана математическая модель внутритрубной коррозии с учетом гидратообразования. По данным годовых колебаний температуры воздуха проведено математическое моделирование распределения температуры почвы по глубине для прогнозирования промерзания почвы по регионам.

Описаны основные закономерности влияния напряжения и гидратообразования на коррозию и локализацию коррозионных процессов и на кинетику деформации образцов. Для образцов, изготовленных из стали 20 и 17ГС наблюдается увеличение скорости общей и локальной коррозии. Для образцов выдержанных в газовом гидрате по сравнению с контрольными из полученных результатов были рассчитаны коэффициент влияния газового гидрата на коррозию. Объединенный анализ коррозионного поведения материала труб в агрессивных средах хлоридного типа показывает похожие закономерности совместного влияния коррозионной среды и механических факторов на скорость течения коррозионных процессов. Усталостные испытания на воздухе, как для стали марки 17ГС, так и для Ст20 показали трехстадийную кинетику деформации стали трубопровода, однако на кинетической кривой образца после выдержки в газогидрате фиксируем несколько выше уровень циклической деформации, который может быть обусловлен коррозионным повреждением поверхности. Исследования показали, что как на воздухе, так и в коррозионной среде наблюдаем трехстадийную кинетику процесса деформации и разрушения. Для образцов, выдержанных в газогидрате показатели прироста циклической деформации выше на 5-7%. Рассчитаны коэффициенты воздействия гидратообразования для общей и локальной коррозии, которые составляют 1,13 и 1,32 соответственно, что подтверждает гипотезу об интенсификации локальной коррозии вследствие гидратообразования. Проведено усталостные испытания материала трубопровода после выдержки в газогидрате по двум схемам и показано существенное влияние газогидратов на долговечность стали трубопровода. Уменьшение долговечности достигает 1,7 раз.

Ключевые слова: газовый гидрат, нефтегазовый регион, коррозионно-механические испытания, влияние гидратообразования, математическая модель, внутритрубная коррозия.

SUMMARY

Hrytsanchuk A.V. Impact of the formation water and hydrate in corrosion of industrial pipeline. - Qualifying scientific work on the rights of manuscripts.

Thesis for the degree of a candidate of technical sciences in specialty 05.15.13 - pipeline transport, oil and gas storage. - Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2018.

The method of physical modeling of the influence of gas hydrates on the material of the pipeline under the operating thermobaric conditions has been developed and a pilot plant has been created. Based on the combination of Norwegian NORSORK approaches and a group of scientists led by Mohualdin, a mathematical model of intrauterine corrosion

was developed based on hydrate formation. According to the results of corrosion-mechanical tests for the first time the laws of joint action of mechanical stresses, concentration of chlorides and hydrate formation on the speed and localization of corrosion processes have been established. The coefficients of the influence of hydrating on general and local corrosion are calculated, which make up 1,13 and 1,32 respectively, which confirms the hypothesis of intensification of local corrosion as a result of hydration formation. Volumetric tests of the pipeline material after exposure in gas hydrate in two circuits have been carried out and the significant effect of gas hydrates on the durability of steel pipelines has been demonstrated. Reduced duration reaches 1.7 times.

Key words: gas hydrate, oil and gas region, corrosion-mechanical tests, influence of hydrate formation, mathematical model, intrinsic corrosion.

Друк різнографічний. Гарнітура Times New Roman. Авт. арк. 0,9. Наклад 100.

Видавець та виготівник «Симфонія форте»

76019, м. Івано-Франківськ, вул. Крайківського, 2, тел. (0342) 77-98-92

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до державного реєстру видавців та виготівників видавничої продукції: серія ДК № 3312 від 12.11. 2008 р.