

ОСОБЛИВОСТІ РУЙНУВАННЯ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ В УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ З ВИСОКИМ ВМІСТОМ КОРОЗІЙНО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН

Н.І. Чабан, В.Д. Миндюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 506611,
e-mail: public@nung.edu.ua; nazarii.chaban@gmail.com; tinlaven@gmail.com

Значний вплив на ресурс безпечної експлуатації нафтогазового обладнання здійснює фактичний стан металу, що визначається показниками його мікроструктури та фізико-механічними властивостями. Аналіз механізмів корозійного руйнування насосно-компресорних труб (НКТ) в умовах транспортування корозійно-активної продукції виявив безпосередню залежність цього процесу від ступеня мінералізації та обводнення свердловини продукції, дебіту, вмісту агресивних компонентів, випадкові поєднання яких по-різному впливають на швидкість і характер корозійного руйнування труб. Дана стаття присвячена вирішенню актуальної проблеми – визначенню механізму корозії, спричиненої дією агресивних середовищ при високих тисках і температурах, на метал насосно-компресорних труб при експлуатації газоконденсатних родовищ значної глибини і родовищ з високим вмістом сірководню і вуглекислого газу у флюїді. Подаються результати оцінювання фактичного стану трубних зразків насосно-компресорних труб, визначено причини та характер корозійних пошкоджень, та також механізми їх утворення в заданих умовах експлуатації.

Ключові слова: насосно-компресорні труби, газоконденсатне родовище, значна глибина, корозійні ушкодження, корозійно-активне середовище.

На ресурс безопасной эксплуатации нефтегазового оборудования значительно влияет фактическое состояние металла, которое определяется показателями его микроструктуры и физико-механическими свойствами. Анализ механизмов коррозионного разрушения насосно-компрессорных труб (НКТ) в условиях транспорта коррозионно-активной продукции обнаружил непосредственную зависимость этого процесса от степени минерализации и обводнения скважины продукции, дебита, содержания агрессивных компонентов, случайные сочетания которых по-разному влияют на скорость и характер коррозионного разрушения труб. Данная статья посвящена решению актуальной проблемы – определению механизма коррозии, вызванной воздействием агрессивных сред при высоких давлениях и температурах на металл насосно-компрессорных труб при эксплуатации газоконденсатных сверхглубоких месторождений и месторождений с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа во флюидах. Представлены результаты оценки фактического состояния трубных образцов насосно-компрессорных труб, определены причины и характер коррозионных повреждений, а также механизмы их образования в заданных условиях эксплуатации.

Ключевые слова: насосно-компрессорные трубы, газоконденсатное месторождение, значительная глубина, коррозионные повреждения, коррозионно-активная среда.

The actual metal state determines the considerable impact on safe operation of the oil and gas equipment, which is defined by the microstructure, physical and mechanical properties. The analysis of the corrosive destruction mechanisms of tubing strings while transporting the corrosive-active products has showed the dependence of the process on the degree of salinity and drowning of the flow rate, corrosive components content, the spontaneous combination of which has different effects on the rate and nature of the pipe corrosion destruction. The article is devoted to solving the problem of determining the corrosion mechanism caused by the corrosive environment, where high pressures and temperatures influence the metal of tubing strings in operation of the gas condensate fields with high content of hydrogen sulfide and carbon dioxide in fluids. The evaluation results of the actual state of the tubing strings samples are presented. The causes and nature of corrosive damages and the mechanisms of their formation in the given conditions of operation are identified.

Keywords: tubing strings, gas condensate fields, high depth, corrosion damages, corrosive environment.

Вступ

Аналіз механізмів корозійного руйнування насосно-компресорних труб (НКТ) в умовах транспортування корозійно активної продукції виявив залежність цього процесу від ступеня мінералізації та обводнення свердловини продукції, дебіту, вмісту агресивних компонентів, випадкові поєднання яких по-різному впливають на швидкість і характер корозійного руйнування труб[1]. Об'єктивна оцінка технічного стану НКТ на різних стадіях їх експлуатації є неодмінною умовою прогнозування ресурсу для забезпечення оптимальності управління надійністю і промисловою безпекою видобув-

них процесів. Існуюча номенклатура методів оцінки фактичного технічного стану НКТ спрямована на ефективне виявлення бракувальних дефектів методом кількісного порівняння вимірних параметрів з нормативними, але не включає заходів проміжного контролю властивостей і структури металу НКТ при тривалому контактуванні їх з корозійним середовищем. Це дає змогу оцінювати запас надійності корозійно-пошкоджених труб та визначати можливість їх подальшої експлуатації і ймовірний залишковий ресурс в залежності від корозійної активності свердловинних середовищ [2].

Аналіз сучасних закордонних та вітчизняних досліджень і публікацій

Існуючі методи діагностування і контролю технічного стану НКТ регламентуються ГОСТ 633-80, ГОСТ Р 52203-2004, РД 39-136-95, ГОСТ Р ИСО 17359-2009 і призначені для визначення придатності до подальшої експлуатації НКТ [3]. В процесі їх виконання проводяться контрольні-сортувальні роботи (розбракування), які по на два етапи:

- 1) візуальне виявлення дефектів;
- 2) виявлення дефектів різними видами контролю і вимірюванням (дефектоскопія, випробування внутрішнім тиском, вимірювання параметрів спеціальними засобами контролю, калібрування).

Розглядаючи методи діагностування, контролю технічного стану і прогнозування корозійно-втомного стану колон НКТ бачимо, що існуючі нормативні документи, що регламентують проведення інспекційних заходів з НКТ, не містять етапу визначення втомної міцності трубних сталей ліфтових колон при малоцикловому навантаженні як в повітрі, так і в агресивних мінералізованих корозійних середовищах, що, поза сумнівом, є важливим при розрахунку ресурсних показників і оцінці корозійно-втомного стану НКТ.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми та цілі подальших досліджень

Практика експлуатації свердловин газоконденсатних родовищ, що мають великі глибини залягання продуктивного горизонту (середня глибина становить 5400-5500 м) і високу корозійну агресивність середовища та продукції, показала, що однією з основних причин зниження об'ємів видобутку вуглеводнів є обриви насосно-компресорних труб. Основними факторами, які призводять до обривів НКТ, є значна глибина їх опускання, висока пластова температура і корозійна активність продукції.

Ще одним фактором, що скорочує час роботи трубних колон, є соляно-кислотна обробка свердловин з метою підвищення їх продуктивності та очищення при вибійної зони. Водночас, незважаючи на його очевидність, такий підхід є вельми спрощеним. Насправді, НКТ та трубопроводи піддаються різним впливам, що змінюються як у часі, так і в просторі. На розвиток локальної корозії впливає не тільки агресивність середовищ, які транспортуються, але і режим течії газорідинної суміші, тип використовуваного матеріалу труб, мікроструктура сталі, а також механічні та корозійні властивості матеріалу труб. Корозійні пошкодження внутрішньої і зовнішньої поверхні НКТ та трубопроводів, механічні пошкодження труб при проведенні монтажних робіт фігурують часто як основні причини аварійності трубопроводів.

Характер типових корозійних пошкоджень труб у вказаних умовах експлуатації зображений на рис. 1.



а)



б)

Рисунок 1 – Типові корозійні пошкодження труб НКТ

Значна кількість різних чинників, що впливають на колону НКТ, а також різні види робіт, що проводяться у свердловині, обумовлюють характер діючих навантажень на колону підвішених в свердловині труб. Специфічність умов експлуатації НКТ призводить до втрати стійкості колони, переміщень, зсувних деформацій, зношувань і руйнування, що неприпустимо в процесі експлуатації. Втрата стійкості і супутні зміни в структурі метала труб відбуваються в тих випадках, коли навантаження, що діють на колону труб, досягають своїх критичних значень. Усе це вказує на схильність колони НКТ до процесів накопичення в структурі металу втомних пошкоджень, що призводять до різкого зниження несної здатності (тримкості) і довговічності труб.

Колони НКТ схильні до дії як статичних – (від власної маси), так і змінних циклічних навантажень. Поєднання яких викликає зношування труб за різним типом.

При обриві НКТ відбувається істотне зниження дебіту (так звана параметрична відмова), а також припинення подачі (функціональна відмова). Аналіз даних ремонтно-профілактичних робіт глибоких свердловин показав, що середнє напрацювання свердловин до параметричної відмови складає два роки, а в окремих випадках термін напрацювання складає менше 10 місяців. Таким чином, значна частка свердловин експлуатується при істотно зниженому дебіті [4].



а) локальна корозійна каверна, максимальна глибина 3 мм;



б) локальні корозійні каверни, максимальна глибина 3,2 мм;



в) локальні корозійні каверни з наскрізним дефектом діаметром 3 мм;



г) локальні корозійні каверни розмірами 8 і 12, максимальна глибина 2 мм;



д) локальні корозійні каверни розмірами 8 мм, глибина 1,8 мм;



е) наскрізний дефект корозійного походження, протяжність 40 мм;



ж) наскрізний дефект корозійного походження;
зона ураження – 35 мм, умовний розмір отвору – 12 мм

Рисунок 2 – Результати візуально-вимірювального контролю труби НКТ

Таблиця 1 – Контрольовані параметри і технічні засоби для їх вимірювання

№ з/п	Контрольований параметр	Технічні засоби контролю	Нормативний документ чи методика контролю
1	Наявність і тип поверхневого дефекту	Лупа оглядова ЛПК-471 (2 ^х)	РД 34.10.130-96 Інструкція по візуальному і измерительному контролю
2	Розміри поверхневих дефектів	Лінійка інструментальна Л-300; штангенциркуль ШЦ-II-125-0,05 з глибиноміром	РД 34.10.130-96 Інструкція по візуальному і измерительному контролю
3	Твердість поверхневого шару за шкалою Брінеля	Твердомір динамічний ТД-32, твердомір контактнo-резонансний ТКР-35	ГОСТ 22761-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия
4	Коерцитивна сила Нс, А/см	Структуроскоп КРМ-Ц-К2М	Настанови з експлуатації, що входять в комплект приладу
5	Ударна в'язкість КСV при температурі 0 °С, Дж/см ²	Інформаційно-вимірювальна система ІВС-І2	Методика виконання вимірювань ударної в'язкості сталей трубопровідного сортаменту (розроблена Науково-дослідним інститутом нафтогазової енергетики і екології, 2011 р.)
6	Електричний опір матеріалу, мкОм	Мікроомметр БСЗ-010-2	Методика виконання вимірювань границі плинності конструкційних (трубопровідних) сталей (розроблена Науково-дослідним інститутом нафтогазової енергетики і екології, 2011 р.)
7	Товщина стінки труб, мм	Ультразвуковий товщиномір УТ-31	Настанови з експлуатації, що входять в комплект приладу

Таблиця 2 – Результати приладового вимірювального контролю

№ з/п	Твердість за шкалою Брінеля, НВ	Границя міцності σ_b , МПа	Умовна границя плинності $\sigma_{0,2}$, МПа	Ударна в'язкість КСV при 0 °С, Дж/см ²	Електричний опір R, мкОм	Коерцитивна сила Нс, А/см	Товщина стінки труби, мм
1	246,8	824,9	668,6	14,3	34,2	12,83	5,2
2	247,8	826,5	669,9	14,2	33,9	12,69	5,3

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Для більше детального вивчення особливостей, причин та наслідків активного агресивного руйнування труб та вивчення оцінки фактичного технічного стану їх зразків, що працювали в умовах глибоко занурених свердловин газоконденсатних родовищ, авторами був проведений комплекс робіт, що передбачав: візуально-оптичний контроль з вимірюванням розмірів виявлених поверхневих дефектів, вимірювання дійсних значень фізико-механічних характеристик із застосуванням методів неруйнівного контролю та технічних засобів, що їх реалізують, а також металографічні дослідження для визначення фактичних значень параметрів та стану мікроструктури сталей труб.

Для експериментальних досліджень було відібрано два зразки – фрагменти насосно-компресорних труб з умовним діаметром 73 мм (за ГОСТ 633-80).

Перелік контрольованих параметрів та технічних засобів подані в таблиці нижче.

За результатами візуального та інструментального обстеження встановлено, що корозія на поверхні НКТ має локальний (зонний) характер; корозійні процеси відбуваються як на внутрішній, так і на зовнішній поверхнях труби, причому на внутрішній поверхні наявні як локальні зони нашарувань продуктів корозії, так і виразкові ділянки, а на зовнішній поверхні корозія існує тільки у вигляді корозійних виразок. Зовнішня поверхня труби сильно прокородована, загальна корозія поєднується з локальними ділянками, ураженими виразковою корозією, яка місцями призвела до появи наскрізних пошкоджень.

Загальний вигляд і розміри дефектів показані на рис. 2.

Результати приладового вимірювального контролю наведені в таблиці 2.

Показники міцності свідчать про належність даних зразків до труб групи міцності М

Таблиця 3 – Результати аналізу фазових складових мікроструктури

Частка фериту Fe, %	Частка перліту Fe, %	Середній розмір зерна Fe за методом Фере, мкм	Середній розмір зерна Fe за методом Фере, мкм	Відношення Fe/Fe	Середній розмір зерна, мкм
17,56	74,58	24,75	11,25	4,42	18,0
12,00	80,70	49,63	9,37	7,21	29,5

(за ГОСТ 633 – 80). Підвищене значення коерцитивної сили характерне для сталей, що зазнали термічної чи термомеханічної обробки. Значних відхилень товщини стінки в зонах контролю не було зафіксовано (до 0,3 мм), що свідчить про відсутність розшарування металу труби та локальність корозійних пошкоджень. Метал труб малопластичний, про що свідчить низьке значення ударної в'язкості, а це, в свою чергу, може зумовити появу і ріст втомних та корозійних тріщин в заданих умовах експлуатації.

Результати металографії свідчать про велику кількість перліту в структурі, феритна складова зосереджена по границях зерен перліту, що викликає нерівномірність товщини міжзеренні границь. Виражена різнозернистість та нерівномірність розподілу перліту в об'ємі сплаву. Результати металографії підтверджують високе значення вимірної коерцитивної сили.

Результати аналізу фазових складових мікроструктури подані в таблиці 3.

Для визначення виду корозії на трубах НКТ та переважачих чинників, що її спричинили, було проведено дослідження продуктів корозії. Для визначення причин виникнення корозії були проведені дослідження фазового складу, кристалічної та магнітної мікроструктур, виділених із наявних на внутрішніх та зовнішніх поверхнях трубних зразків продуктів корозії.

Дослідження фазового складу та кристалічної структури досліджуваних матеріалів проводили за допомогою дифрактометра ДРОН-3.0 у випромінюванні мідного анода.

Магнітну мікроструктуру досліджували методом месбауерівської спектроскопії, за допомогою спектрометра MS-1104Em з використанням ізотопу ^{57}Co в матриці Cr з активністю 50 мКі. Калібрування ізомерних зсувів відбувалося відносно $\alpha\text{-Fe}$.

Аналіз фазового складу продуктів корозії, вилучений із нашарувань, що знаходяться на внутрішній поверхні НКТ, встановив наявність двох фаз матеріалу (рис. 3). На дифрактограмі чітко ідентифікуються рефлекси, що відповідають кристалічним фазам FeCO_3 та $\beta\text{-FeOOH}$.

Месбауерівські дослідження підтверджують результати отримані X-променевим аналізом. Месбауерівський спектр зразка продуктів корозії отриманий із нашарувань на внутрішній поверхні НКТ (рис.4) апроксимується трьома дублетними лініями. Параметри однієї із них однозначно відповідають іонами Fe^{2+} , які знаходяться у структурі FeCO_3 . Відносний вклад цієї

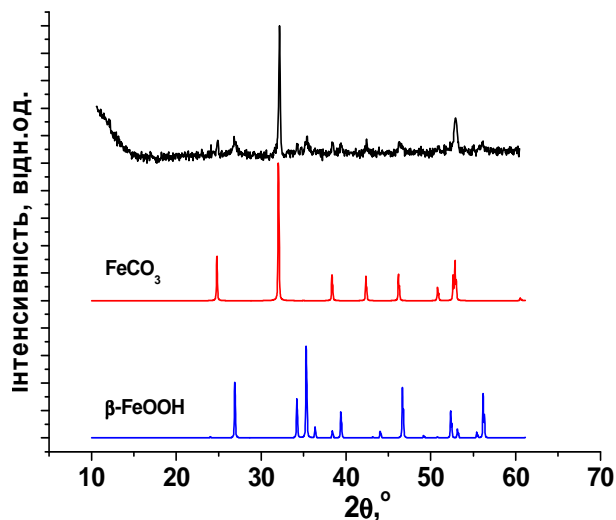


Рисунок 3 – Дифрактограма продуктів корозії на внутрішній поверхні НКТ та еталонні дифрактограми фаз FeCO_3 та $\beta\text{-FeOOH}$

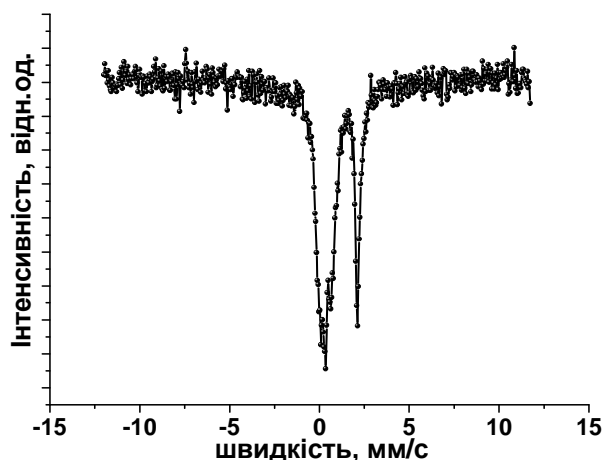


Рисунок 4 – Месбауерівський спектр продуктів корозії на внутрішній поверхні НКТ

складової в інтегральну інтенсивність месбауерівського спектра становить 48 %. Дві інші дублетні лінії, які характеризуються близькими значеннями ізомерного зсуву δ та відмінними значеннями квадрупольного розщеплення Δ , відповідають іонам Fe^{3+} , що розташовані у двох кристалічно нееквівалентних позиціях у структурі $\beta\text{-FeOOH}$.

X-променевий аналіз продуктів корозії із виразок, що знаходяться на зовнішній поверхні НКТ досліджуваних фрагментів труб встановив присутність фази ферогідрату (рис. 5). Розширені рефлекси малої інтенсивності, присутні на дифрактограмі, свідчать про слабкий ступінь

кристалічності матеріалу, що і є притаманним для цієї фази. Ферогідрат заліза (інша назва «аморфний оксид заліза» чи «водний оксид заліза») – поширена в природних умовах нестійка поліморфна модифікація гідроксиду заліза, яка з часом перетворюється на більш стабільні фази гетиту (α -FeOOH) і гематиту (α -Fe₂O₃). Ферогідрат – це найпростіша форма окислення заліза; формула кристалічної ґратки записується Fe₅O₈H·H₂O, Fe₅O₈·4H₂O чи Fe(OH)₃. Реакція рівноваги ферогідрату залежить від рН середовища і у випадку слабкої кристалічності описується таким механізмом:

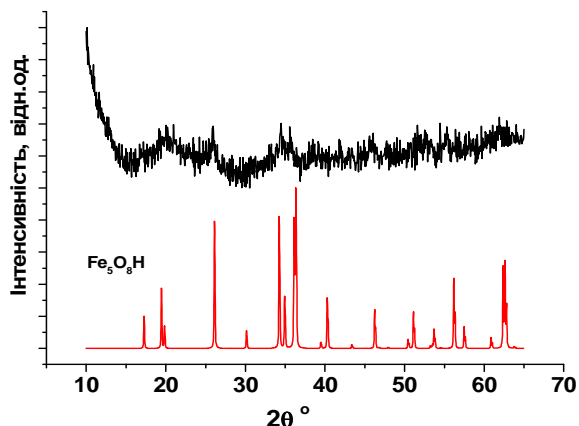
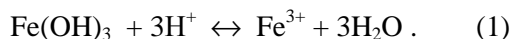


Рисунок 5 – Дифрактограма продуктів корозії на зовнішній поверхні НКТ

Месбауерівський спектр продуктів корозії на зовнішній поверхні НКТ (рис. 6) апроксимується двома дублетними лініями, що відповідають резонансному поглинанню γ -квантів на ядрах Fe³⁺. Наявність двох дублетних ліній відповідає двом нееквівалентним положенням іонів Fe³⁺ в октаедричному (Fe₂O·OH)₆ і тетраедричному (Fe₂O·OH)₄ оточеннях в структурі Fe₅O₈H.

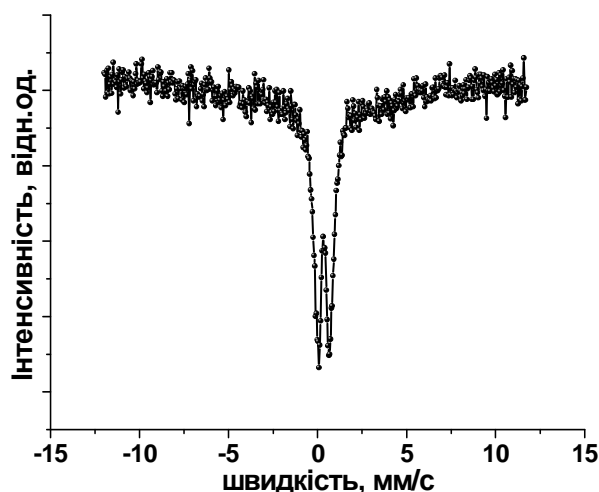


Рисунок 6 – Месбауерівський спектр продуктів корозії на зовнішній поверхні НКТ

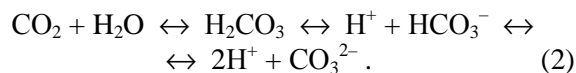
Причиною виникнення областей локальної корозії (локальна корозія – корозія, яка зосереджена на окремих ділянках поверхні у вигляді

плям чи виразок), є протікання електрохімічних процесів на поверхні НКТ, а саме проходження електричного струму між окремими ділянками поверхні труби (анодом і катодом). Причиною електрохімічної корозії є дія макро- та мікрогальванопар в металі.

Причинами виникнення гальванопар у досліджуваних зразках труб є наявність у металі домішок, наявність областей з різною кристалічною будовою (даний факт був підтверджений дослідженнями мікроструктури), утворення пор в оксидній плівці, наявність областей з різних механічним навантаженням

Присутність в продуктах корозії FeCO₃ зумовлене впливом вуглекислого газу CO₂ на процеси анодного розчинення заліза, так звана вуглекислотна корозія або CO₂-корозія.

Вуглекислотна корозія зумовлена наявністю в пластовій воді розчинених форм вуглекислого газу CO₂ та їх впливом на корозійну активність середовища. Вуглекислий газ у водному розчині може перебувати в розчиненої формі, у формах: розчиненого газу CO₂ у воді, недисоційованих молекул вугільної кислоти H₂CO₃, гідрокарбонат-іонів (HCO₃⁻) і карбонат-іонів (CO₃²⁻). У рівноважних умовах зберігається баланс між усіма формами:



Співвідношення між формами CO₂/ HCO₃⁻/ CO₃²⁻ залежить від рН середовища:

при рН=4,3 у воді присутні тільки молекули CO₂ та H₂CO₃.

при рН=8,4 у воді присутні тільки іони HCO₃⁻.

при рН=12 у воді присутні тільки іони CO₃²⁻.

Вплив вуглекислого газу проявляється в двох механізмах:

Випадок високого вмісту CO₂

Молекули H₂CO₃ безпосередньо реагують з іонами Fe.



Реакція (7) – реакція катодної деполаризації.



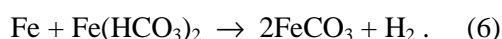
В результаті реакції (4) утворюється розчинний гідрокарбонат заліза.

Випадок низького вмісту CO₂ та високого вмісту HCO₃⁻ за рахунок мінералізації

В цьому випадку відбувається послідовний ряд реакцій з утворенням сполук заліза:



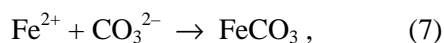
Реакція (5) – реакція катодної деполаризації.



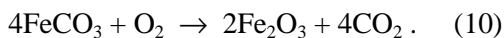
В результаті реакції (6) утворюється малорозчинний гідрокарбонат заліза.

В другому випадку H₂CO₃ є донором іонів H⁺, які витрачаються в катодній реакції (5).

Іони Fe²⁺ взаємодіють з HCO₃⁻/ CO₃²⁻ та H₂CO₃ з утворенням FeCO₃:



При наявності розчиненого у воді кисню відбувається реакція формування оксиду заліза:

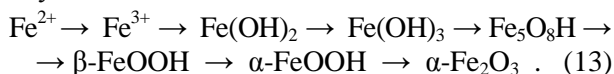


В результаті реакцій на поверхні металу утворюються тверді відкладення карбонату заліза (FeCO_3), який виконує функцію бар'єрного елемента, перешкоджаючи розвитку корозійного процесу. Поряд з FeCO_3 можливе формування сполук іржі $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ та корозиту $\text{FeO} \cdot \text{FeCO}_3$.

Аналіз даних X-променевого аналізу (рис. 5) та месбауерівської спектроскопії (рис. 6) встановив, що на зовнішній поверхні труби НКТ відсутні процеси вуглекислої корозії, оскільки немає безпосереднього контакту поверхні металу та розчиненого вуглекислого газу, в результаті чого не формується фаза карбонату заліза (FeCO_3). Локальна виразкова корозія в цьому випадку зумовлена дією гальванопар на поверхні металу та формуванням фази ферогідрату за реакціями:



Наявність фази $\text{Fe}_5\text{O}_8\text{H}$ характеризує стадійність протікання процесу корозії, в цьому випадку у результаті електрохімічного механізму за схемою:



Локальна корозія, розглянута у нашому випадку, може обмежувати потенційне використання широко використовуваних в нафтогазовидобуванні матеріалів. Для вирішення питань корозійних пошкоджень, як правило, можна використовувати хімічні інгібітори, проте це рішення пов'язане із великою кількістю технологічних обмежень, витратами на закачування хімічних реагентів тощо.

Крім того, у нашому випадку маємо справу із більш локалізованою формою корозії, зокрема піттингова корозія, яка має місце в складних умовах за наявності у вуглеводневому середовищі CO_2 або H_2S . У такому разі можлива раптова перфорація НКТ, про що свідчать результати досліджень зразків НКТ у даній роботі.

З усього вище сказаного впливає потреба у виборі стійких до корозії та впливу тиску і температури матеріалів. Світова практика у цьому випадку містить ряд загальних рекомендацій щодо вибору матеріалів – дане завдання є багатокритеріальним та складним для більшості нафтогазових компаній світу [5].

Для вибору відповідних матеріалів для насосно-компресорних труб світовий досвід вказує на необхідність обґрунтування на підставі промислових даних для конкретного родовища [7]. При цьому слід відштовхуватись від найгірших для експлуатації показників – найвищі значення робочих тисків та температури, най-

нижчі значення pH , найвищі значення вмісту CO_2 та H_2S вуглеводнях та мінералізація пластової води.

Тому метою подальших досліджень є проведення комплексу натурних механічних, фрактографічних, мікроскопічних та хімічних досліджень труб всієї колони (чи кількох) на етапі найближчого за планом капітального ремонту з метою розроблення рекомендацій щодо компонування корозійностійкої колони НКТ з метою досягнення умов мінімальних витрат коштів та належного рівня безпеки та безаварійності експлуатації свердловин.

Висновки

За результатами візуально-вимірювальних досліджень виявлено, що корозія на поверхні НКТ має локальний (зонний) характер; корозійні процеси відбуваються як на внутрішній, так і на зовнішній поверхнях труби НКТ, причому на внутрішній поверхні наявні як локальні зони нашарувань продуктів корозії, так і виразкові області, а на зовнішній поверхні корозія існує тільки у вигляді виразок.

Причиною виникнення локальної корозії на поверхні НКТ труб є вуглекисла корозія. Основний фактор впливу – наявність у ГРС молекул CO_2 , H_2CO_3 та йонів HCO_3^- і CO_3^{2-} , в результаті розчинення вуглекислого газу, які активізують корозійну активність середовища. Чинниками, що збільшують швидкість корозії на трубах НКТ, є концентрація й парціальний тиск CO_2 , pH середовища, температура, наявність мінеральних домішок, структура потоку, нерівномірність мікроструктури та механічних властивостей в об'ємі металу труб. Інгібування вуглекислотної корозії – окреме запитання і може бути вивчене тільки за детального дослідження зразків пошкоджених труб по всій довжині колони.

Література

- 1 Гафаров Н.А. Определение характеристик надежности и технического состояния оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений [Текст] / Н.А. Гафаров, А. А. Гончаров, В. М. Кушнарченко. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2001. – 239 с.
- 2 Иванов В. А. Основные принципы технического диагностирования и определения остаточного ресурса оборудования нефтегазовых объектов [Текст]: учебное пособие / В. А. Иванов, А. С. Семенов, А. Р. Гимадутдинов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 50 с.
- 3 ГОСТ Р 53366–2009. Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной или газовой промышленности. Общие технические условия [Текст]. – Введ. 2010–03–01. – М.: Госстандарт России: Издательство стандартов, 2013. – 195 с.
- 4 Копей Б.В. Насосні штанги свердловинних установок для видобування нафти / Б.В.Копей, В.Б.Копей, І.Б.Копей. – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – 406 с.

5 J.K.Brownlee, K.O.Flesner, K.R.Riggs. Selection and Qualitification of Materials for HPHT Wells. SPE 97590, 2005.

6 ISO15156/MR0175 Petroleum and natural gas industries – Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production – Part 2: Cracking-resistant CRAs (corrosion resistant alloys) and other alloys.

7 Combes, J.D., Kerr, J.G., and Klein, L.I.: "13Cr Tubulars Solve Corrosion Problems in the Tuscaloosa Trend", Pet. Eng. Int I. (March 1983) 50-70.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
02.08.17*

*Рекомендована до друку
професором **Карпашем М.О.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Снарським А.О.**
(НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського»,
м. Київ)*