

АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ІНГІБІТОРА КОРОЗІЇ СНПХ НА РОДОВИЩАХ ПОЛТАВЩИНИ

Проведено експериментальні дослідження ефективності застосування інгібітора корозії СНПХ ваговим методом. Визначено ступінь захисту обладнання від корозії залежно від концентрації реагенту СНПХ.

Ключові слова: інгібітор, корозія, реагент, ступінь захисту.

Проведены экспериментальные исследования эффективности применения ингибитора коррозии СНПХ весовым методом. Определена степень защиты оборудования от коррозии в зависимости от концентрации реагента СНПХ.

Ключевые слова: ингибитор, коррозия, реагент, степень защиты.

In the article research of experimental researches of efficiency of application of inhibitor of corrosion by SNPH gravimetric method are conducted. Certainly degree of corrosion protection of equipment depending on concentration of reagent of SNPH.

Key words: inhibitor, corrosion, reagent, degree of defense.

Постановка проблеми у загальному вигляді. Як відомо, корозійно небезпечними є ті свердловини, газ яких містить вуглекислоту більше 0,5% (об) і сірководень більше 0,0002% (об). Відомо, що газ родовищ України не містить корозійно небезпечних кількостей сірководню, але вміст вуглекислоти в газі свердловин деяких родовищ, таких як Опішнянське, доходить до 5 – 6%. Установлено, що у конденсаційних водах свердловин таких родовищ, як Опішнянське, Машівське, Гадяцьке, Солохівське містяться леткі низькомолекулярні органічні кислоти. Як показали дослідження останніх років, наявність цих кислот значно знижує поріг корозійної небезпеки вуглекислотних свердловин, а збільшення мінералізації води за рахунок Cl^- іонів, що інтенсифікують процес вуглекислотної корозії. Тому необхідно поряд з іншими заходами боротьби з корозією застосовувати інгібітори.

Аналіз останніх досліджень. Метод інгібування є простим за способом уведення інгібітора в агресивне середовище, однак підбір інгібіторів – досить складний процес, пов'язаний із лабораторними дослідженнями, тому що універсальних інгібіторів не існує. Рекомендують застосовувати в якості інгібіторів корозії бурильних труб, що працюють у прісних промивних рідинах, водорозчинні силікати, солі нафтових кислот, деякі сульфосполуки, водорозчинні аміни, СНПХ тощо [2,3]. На родовищах, де встановлена наявність агресивних компонентів у газі, здійснюється жорсткий контроль за корозійним станом свердловин і вдаються до необхідних заходів для зменшення корозійного процесу. На газоконденсатних родовищах, що містять у газі агресивні компоненти, сірководень, можливо застосовувати ІІ-А [4].

Виділення не розв'язаних раніше частин загальної проблеми. Під час розробки родовищ, які містять вуглекислоту, спостерігається збільшення суми низькомолекулярних органічних кислот у конденсаційній воді свердловин. На таких родовищах, як Шебелінське з появою у свердловинах пластових вод і органічних кислот виникли умови для корозійних процесів.

Цьому сприяє факт зменшення пластових тисків, зниження дебітів по газу з одночасним збільшенням мінералізації води. У наш час із метою захисту від корозії обладнання газоконденсатних свердловин можливо застосовувати такі інгібітори: ТАЛ, «Нафтохім», СНПХ [2] тощо.

Зміна параметрів експлуатації та корозійної агресивності середовища під час розробки родовищ робить необхідним проведення систематичних досліджень із контролю зміни характеру корозійних процесів, їх інтенсивності, за допомогою впровадження певних інгібіторів корозії.

Формулювання мети роботи. Метою роботи є аналіз ефекту застосування інгібіторів корозії ТАЛ, «Нафтохім», СНПХ ваговим методом із визначенням ступеня захисту обладнання від корозії; пропозиція заходів боротьби з корозією.

Виклад основного матеріалу. Опішнянське газоконденсатне родовище введено у дослідно-промислову експлуатацію у січні 1972 р. Усі продуктивні горизонти об'єднані у два експлуатаційні об'єкти: башкирські та нам'юрські горизонти і візейські горизонти. Свердловини Опішнянського родовища відрізняються значними глибинами (більше 4000 м), високими пластовими тисками і температурами (110 °С).

Видобуток води зростає зі збільшенням загального відбирання газу й вуглеводневого конденсату. У воді, що вилучається із свердловин у розчиненому стані, знаходяться вуглекислий газ, сірководень і органічні кислоти, які перетворюють воду на електроліт. Процес руйнування металу в такому випадку є електрохімічним, що пришвидшується з часом. Аналізи продукції свердловин на наявність агресивних газів коливається в широких межах: вуглекислого газу до 4,3%, сірководню до 0,0004%.

При детальному вивченні механізму розвитку корозійних руйнувань насосно-компресорних труб (НКТ) газоконденсатних свердловин мікроскопічними дослідженнями було встановлено, що основним видом корозії при впливі продукції газоконденсатних свердловин із переважним умістом вуглекислоти є точкова корозія – один із найбільш небезпечних видів корозії. Розвиток точкової корозії в тілі труби має невизначений, такий, що постійно змінюється, напрям (рис. 1).

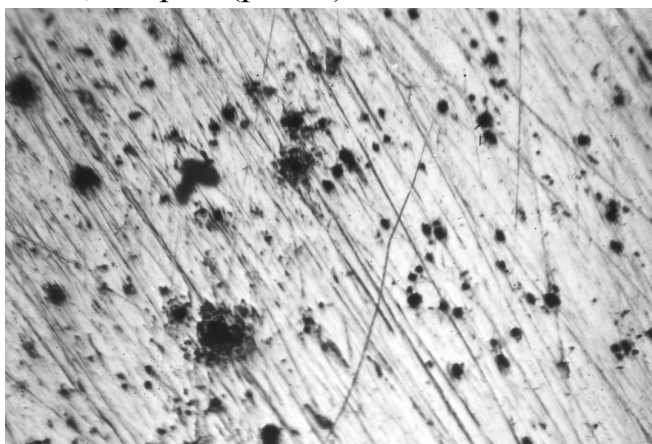


Рисунок 1 – Точкова корозія тіла НКТ.
Збільшено у 200 разів

Зміна напрямку корозійних каналів при точковій корозії та інтенсивний їх розвиток спричиняє утворення виразок. Корозійні канали на дні виразок мають різні напрями. Подальший розвиток точкової корозії на внутрішній поверхні виразок призводить до з'єднання корозійних каналів і збільшення виразок зонних каналів. Розвиток точкової корозії у виразках утворює пухкі структури у вигляді губчастої маси, які відриваються від основної частини

металу під тиском продуктів корозії та відносяться газорідним потоком продукції газоконденсатних свердловин.

Корозія – одна з найбільш значущих проблем галузі й вимагає комплексного підходу до її розв'язання. Розробки останніх років дозволили створити та організувати виробництво низки високоефективних і екологічно чистих інгібіторів парафіновідкладень, які дають можливість у 2 – 8 разів збільшити період роботи свердловин між очищенням вибою (СНПХ-7200, СНПХ-7401, СНПХ-7800, СНПХ-7900). Перевірено доцільність застосування інгібіторів СНПХ у поєднанні з «Нафтохім» і ТАЛ.

Випробування інгібіторів корозії проводили ваговим методом, за різницею ваги зразків до і після занурення їх у агресивне середовище.

Ефективність інгібіторів корозії оцінювали за ступенем захисту ($Z, \%$) і швидкістю корозії ($V_k, \text{г} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{год}^{-1}$).

Ступінь захисту визначали за формулою

$$Z = \frac{V_{k0} - V_{ki}}{V_{k0}}, \%, \quad (1)$$

де V_{k0} – швидкість корозії зразків у неінгібованому середовищі;

V_{ki} – швидкість корозії зразків у середовищі з інгібітором.

Швидкість корозії визначали за формулою

$$V_k = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \tau}, \text{г} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{год}^{-1}, \quad (2)$$

де m_1 – маса зразка до випробувань, г; m_2 – маса зразка після випробувань, г; S – площа поверхні зразка, м^2 ; τ – час випробування, год.

Площа поверхні зразка – близько $0,002 \text{ м}^2$. Час випробування одного зразка – 5 годин.

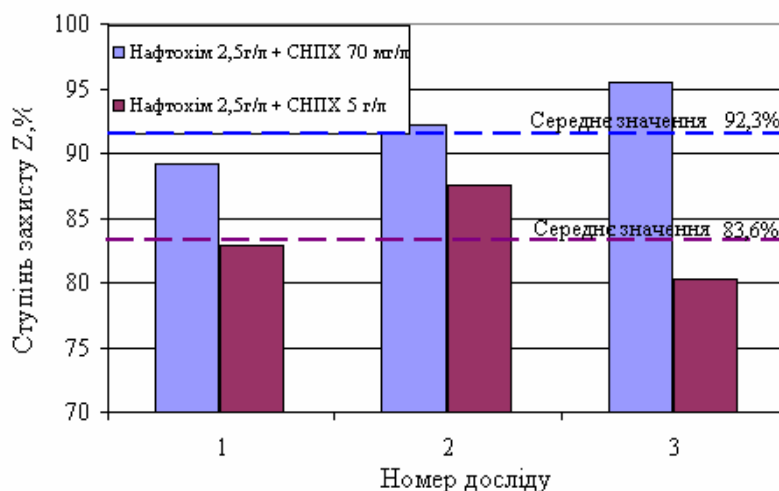


Рисунок 2 – Графік ступеня захисту одночасного застосування інгібіторів корозії «Нафтохім» і СНПХ

При поєднанні інгібіторів «Нафтохім» і СНПХ маємо найвищий ступінь захисту – в середньому 92,3% при концентрації «Нафтохім» 2,5 мг/л та СНПХ 70 мг/л (рис. 2). При поєднанні інгібіторів ТАЛ і СНПХ найвищий ступінь захисту в середньому 87,6% (рис. 3), що на 5% менше, ніж при поєднанні речовин «Нафтохім» та СНПХ.

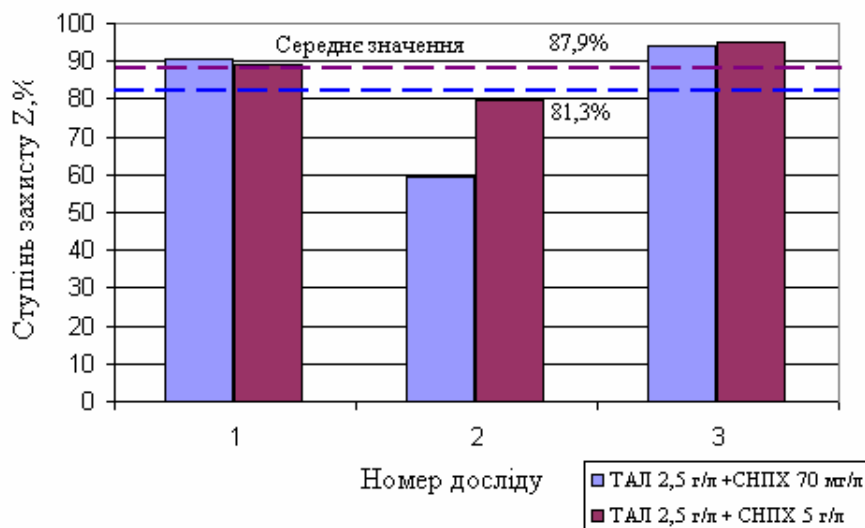


Рисунок 3 – Графік ступеня захисту одночасного застосування інгібіторів корозії ТАЛІ і СНПХ

Висновки. З проведеного лабораторного аналізу видно, що для боротьби з явищем корозії на газоконденсатних свердловинах в агресивних умовах (вуглекислого газу до 4,3%, сірководню до 0,0004%) краще використовувати розчин інгібіторів «Нафтохім» (2,5 мг/л) і СНПХ (70 мг/л), тому що маємо середній ступінь захисту 92,3%.

Однак поряд із застосуванням інгібітора корозії необхідно передбачити такі заходи: заміна інтенсивно кородуючих металів на високолеговані та стійкі у корозійному значенні; нейтралізація агресивних середовищ, однак звернути увагу на заходи боротьби з утворенням осадів продуктів нейтралізації; застосування прямоструминної арматури зі збільшеним прохідним перерізом арматури; використання безмуфтових труб тощо.

Література

1. Генель Л.С. Ингибирование коррозии изделий из черных сталей / Л.С. Генель, М.Л. Галкин // Конструктор. Машиностроитель. – 2007. – №2. – С. 22.
2. Ваш партнер – НИИНефтепромхим / Н.А. Лебедев, В.Н. Хлебников, О.А. Варнавская, В.Б. Тузова // Розробка та застосування поверхнево-активних речовин у нафтогазовій промисловості: матер. конф. 15 – 18 червня 1999 р. (Крим). – Сімферополь, 1999. – С. 28 – 30.
3. Мухин Л.К. Борьба с коррозией в нефтегазовой промышленности / Л.К. Мухин, В.С. Рыбальченко // Бурение. – 1971. – №10. – С. 24 – 28.
4. Федоров Ю.В. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности / Ю.В. Федоров // Бурение. – 1975. – №1. – С. 18 – 21.

Надійшла до редакції 05.02. 2010
© О.В. Бандуріна, Л.С. Захарченко