

**Роман ШЕВЧЕНКО¹, Микола САХНЕНКО², Марина ВЕДЬ²,
Валерія ПРОСКУРИНА², Тамара ЯРОШОК², Юлія САЧАНОВА²**

ОПТИМІЗАЦІЯ СКЛАДУ РІДИН ГЛУШІННЯ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ КОРОЗІЙНОЇ ТРИВКОСТІ НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ

¹ УкрНДІгаз

Красношкільна наб., 20, м. Харків, 61010. E-mail: rashevchenko@ukr.net

² Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»
вул. Фрунзе, 21, м. Харків, 61002

**Roman SHEVCHENKO, Mykola SAKHNENKO, Marina VED, Valeriya PROSKURINA,
Tamara YAROSHOV, Yulia SACHANOVA**

OPTIMIZATION OF LIQUIDS DAMPING COMPOSITION FOR INCREASING CORROSION RESISTANCE OF THE WELLS GAS EQUIPMENT

¹ UkrNDIgas

20, Krasnoshkilna Str., Kharkiv, 61010, Ukraine. E-mail: rashevchenko@ukr.net

² National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute»
21, Frunze Str. Kharkiv, 61002, Ukraine

ABSTRACT

A series of damping fluid compositions used for specific phase of hydrocarbon technology is reviewed. It was established the highest aggressive action of ammonium chloride compared with CaCl₂, NaCl, KCl, MgCl₂ to equipment corrosion in model solutions. The use of designed BRO1 and BRO3 compounds is recommended to minimize gas equipment damage.

KEY WORDS: corrosion stability, liquids damping, model environments, inorganic salts, corrosion products, surface passivation.

ВСТУП

Більшість нафтогазових родовищ нашої держави знаходяться на завершальній стадії розробки, разом з тим нагальним завданням є необхідність у підтриманні та нарощуванні видобутку вуглеводнів. Реалізація означених задач можлива в двох напрямках, а саме: введення в дію нових родовищ та інтенсифікація видобування вуглеводнів із вже діючого фонду експлуатаційних свердловин. Слід зазначити, що підтримання та інтенсифікація видобування вуглеводнів пов'язані з різного роду технологічними операціями у свердловині, які, зазвичай, виконуються з використанням рідин глушіння. Головною задачею рідин глушіння є попередження виникнення флюїдопрояву та збереження початкових фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивного колектору. Залежно від основного компоненту існують різного роду рідини глушіння, серед яких найбільшого поширення отримали рідини на основі полімерних структуротвірників або неорганічних солей [1]. Використання полімерних хімічних реагентів дозволяє отримати структуровані технологічні рідини з високими реологічними параметрами, однак більшість полімерів мають низьку термостабільність і стійкість до мікробіологічної деструкції, тому внаслідок термобаричних умов на вибої свердловини такі технологічні рідини швидко втрачають структуро-реологічні характеристики. Окрім того, внаслідок руйнування полімерних складників можливе забруднення продуктивних горизонтів та зменшення дебіту свердловини. Альтернативою зазначеним рідинам виступають технологічні рідини на основі неорганічних солей. Такі рідини мають або природне (пластові води відомої мінералізації), або штучне походження (розсоли неорганічних солей відповідного компонентного складу та концентрації). Перевагами таких рідин є можливість широкої варіації їх густини, мінімальний вплив на набухання гірських порід і збереження початкових колекторських властивостей продуктивних гори-

зонтів, низька температура замерзання та високі показники термостабільності. До недоліків слід віднести значно вищі витрати рідини глушіння через відсутність непроникного екрану (фільтраційної кірки) на стінках свердловини та поглинання розсолу поруватим простором продуктивних пластів [2]. Крім того, використання пластової води, як рідини глушіння, може провокувати виникнення мікробіологічної корозії, пов'язаної з наявністю сульфовідновних, тіонових та інших бактерій у пластовій воді залежно від її природи [3]. Тому, зазвичай, застосовують рідини глушіння штучного походження, які попередньо ретельно очищують від сторонніх механічних домішок – імовірних кольматантів продуктивного пласта [2].

Використання рідин глушіння на основі неорганічних солей також пов'язане з не обхідністю вирішення низки проблем, зумовлених їх значною корозійною агресивністю по відношенню до обладнання свердловини [4, 5]. Даний аспект зумовлений, в першу чергу, іонним складом зазначених рідин і термобаричними умовами їх застосування. Тому метою даної роботи є підбір рецептур рідин глушіння з мінімальною корозійною агресивністю до нафтогазового обладнання.

МЕТОДИКА ЕКСПЕРИМЕНТУ

Для встановлення швидкості корозії у мінералізованих технологічних рідинах використовували гравіметричний метод [6] із застосуванням зразків-свідків розміром 30×15×2 мм, виготовлених зі сталі Р 110 матеріалу насосно-компресорних труб, які експонували у модельних середовищах за нормальних умов упродовж 17 діб. Зразки попередньо шліфували, знежирували за загальноприйнятою методикою [7]. На початковому етапі як модельні були вибрані 5 % розчини хлоридів: натрію, калію, кальцію, магнію та амонію у дистильованій воді.

ОБГОВОРЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ

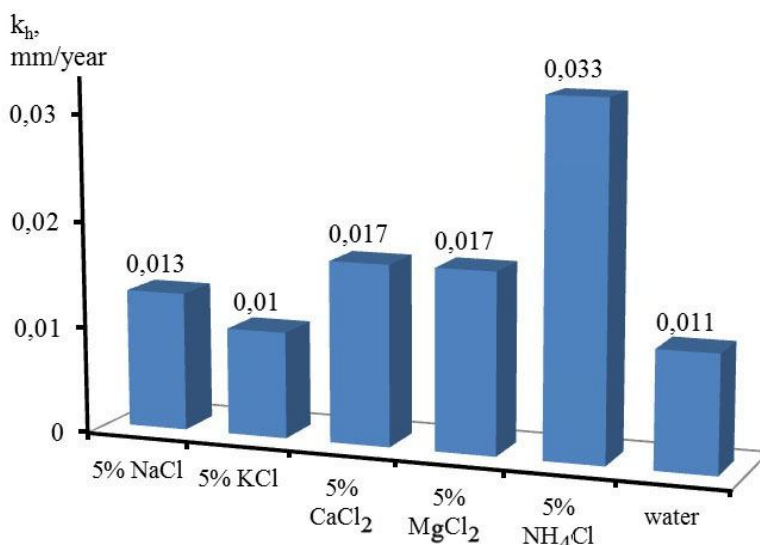


Рис. 1. Глибинний показник швидкості корозії для різних модельних середовищ.

Fig. 1. The deep corrosion rate index for the different model environments.

Глибинний k_h , мм/рік показник швидкості корозії для вищезазначених модельних середовищ представлений на наступній гістограмі (рис. 1). З рис. 1 випливає висновок про найбільш агресивну дію до сталі Р 110 середовища на основі хлориду амонію (0,033 мм/рік), що пояснюється не тільки значним вмістом хлорид-іонів, які виконують роль активатора корозії через депасивацію анодної реакції, а й наявністю іонів амонію. При цьому в таких самих умовах у розчині калію хлориду встановлено корозію на рівні 0,01 мм/рік.

Корозійну агресивність амонію хлориду можна пояснити також за рахунок явного зменшення рН 10 % розчину бентоніту (реагент-структуротвірник) у

дистильованій воді порівняно з додаванням 5% KCl до розчину бентоніту (табл. 1).

Таблиця 1. Значення рН в модельних середовищах

Table 1. The pH in model environments

Середовище	pH
10 % бентоніт	10,16
10 % бентоніту + 5% KCl	9,01
10 % бентоніту + 5% NH ₄ Cl	7,85

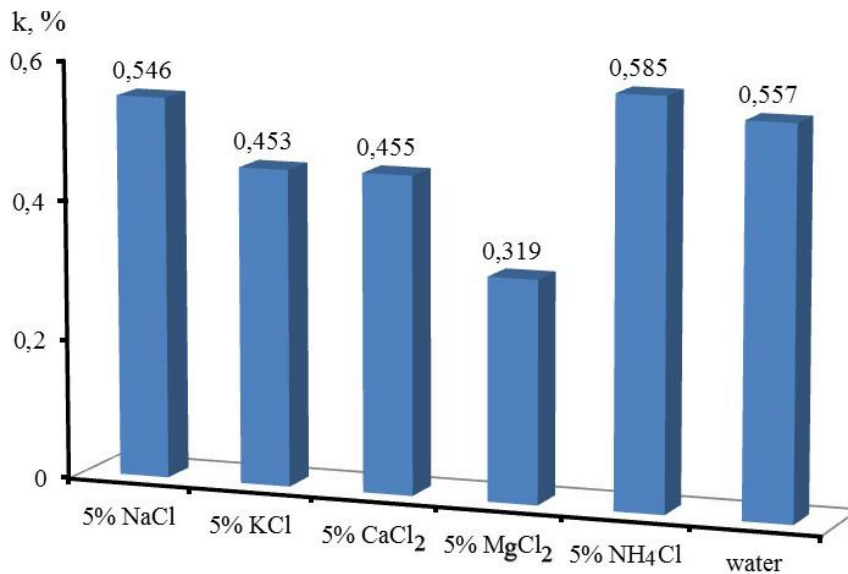


Рис. 2 Втрата маси (%) зразків керна матеріалу продуктивного горизонту Шебелинського ГКР для різних модельних середовищ упродовж 17 діб.

Fig. 2 Core material samples of productive horizon Shebelynka GCM weight loss (%) for different model environments within 17 days.

середовищі технологічних рідин (рис. 2). Як видно з рис. 2, найбільшу втрату маси керна зафіксовано у середовищі амонію хлориду – 0,585 %, дистильованій воді – 0,557 % та натрію хлориді – 0,546 %. Найменша втрата маси відзначена для розчину магнію хлориду 0,319 %, а хлориди кальцію і калію характеризуються середніми показниками на рівні 0,455 % і 0,453 % відповідно.

Для порівняння проведено визначення корозійної агресивності рідин глушіння, що використовуються в ПАТ «Укргазвидобування», а саме блокувальної рідини БРО 1 та БРО 3, розчину товарного бішофіту (MgCl₂) зі Східно-Полтавського родовища та розчин 26 % NaCl.

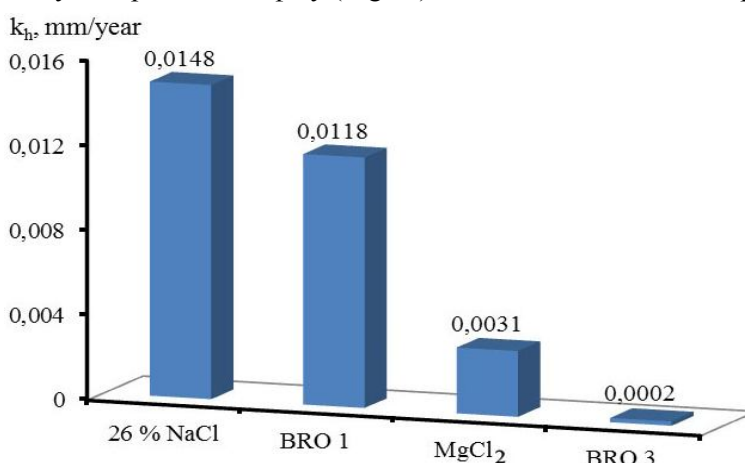


Рис. 3. Глибинний показник швидкості корозії для технологічних рідин.

Fig. 3. The deep corrosion rate index for process fluids.

кількість корозії і в середовищі БРО 1, але на поверхні зразка під шаром продуктів корозії знаходиться міцно зчеплена оксидна плівка чорного кольору, тому існує імовірність зменшення швидкості корозії впродовж значного проміжку часу за рахунок пасивації металевої поверхні [8]. Найменших корозійних руйнувань зазнають зразки-свідки, що перебували у середовищі

Рідини для капітального ремонту свердловин на основі мінеральних солей характеризуються високою здатністю інгібувати набухання глинистої складової гірських порід, що дозволяє підтримувати високі колекторські властивості продуктивних інтервалів гірських порід та попереджувати їх руйнування. Для перевірки впливу вищезначених неорганічних солей на стабільність керна матеріалу, відбраного з продуктивних горизонтів газових свердловин Шебелинського ГКР, використано методику, що ґрунтується на визначенні втрати маси зразків керна за їх експозиції в

За результатами аналізу рис. 3 можна зробити висновок про найвищу агресивність до сталі Р 110 середовища на основі 26 % NaCl, що добре корелює з даними про швидкість корозії аналогічних зразків свідків у середовищі 5% NaCl. Такі висновки знаходять підтвердження за результатами візуального огляду зразків, на поверхні яких виявлено утворення плівки значної товщини з продуктів корозії. Варті уваги процеси, що протікають на поверхні сталі у середовищі блокувальної рідини БРО 1, яка являє собою розчин неорганічної солі з питомою густиною 1,3 г/см³.

Досить значною є швид-

блокувальної рідини БРО 3, яка являє собою композицію неорганічних водорозчинних солей, питомою густиною на рівні $1,6 \text{ г/см}^3$. Означені обставини також підтверджуються вимірюванням концентрації іонів Fe^{3+} у модельних середовищах після експозиції зразків-свідків упродовж 30 діб (рис. 4).

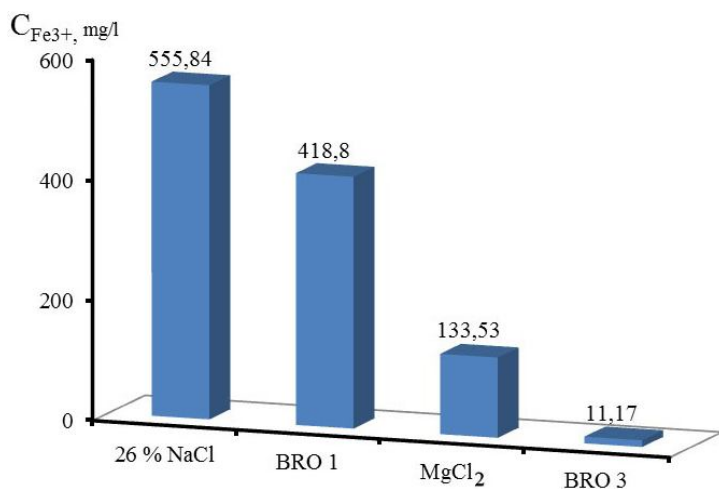


Рис. 4. Вміст іонів Fe^{3+} у модельних середовищах після експозиції зразків-свідків упродовж 30 діб.

Fig. 4. Fe^{3+} ions content in model environments after samples exposure within 30 days.

Слід зазначити, що при зовнішньому огляді зразків на їх поверхні не виявлено слідів ні загальної, ні пітингової корозії. Таку поведінку можна пояснити компонентним та концентраційним складом зазначеної блокувальної суміші, які сприяють утворенню на металевій поверхні стабільної оксидної плівки [9], внаслідок чого і досягається майже повна пасивація поверхні.

ВИСНОВКИ

Таким чином, за результатами досліджень підтверджено достатньо високу корозійну агресивність рідин глушіння на основі неорганічних солей, що містять хлорид-іони. Серед досліджених модельних середовищ найбільшою корозійною агресивністю характеризується розчин амонію хлориду, тому використання його, як рідини глушіння, можливе лише за наявності інгібітору корозії у складі технологічної рідини. Мінімальних руйнувань зразки-свідки зазнали в середовищі блокувальних сумішей БРО 1 і БРО 3, що дозволяє рекомендувати їх для широкого використання під час проведення капітального ремонту нафтогазових свердловин.

ЛІТЕРАТУРА

1. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2004. – 711 с.
2. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. – М.: КУБК-а, 1997. – 352 с.
3. Велиева Р.Г., Гамидова Н.С., Азимов Н.А., Ибрагимова Г.Б., Ахмедова А.В. Защита НКТ от микробиологической коррозии в скважинах месторождения Гюнешли // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 7. – С. 112-115.
4. Кузнецов М.В., Кузнецов А.М. Коррозия и защита нефтегазового и нефтегазопромыслового оборудования. – Уфа: УГНТУ, 2004. – 109 с.
5. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. – М.: Физматлит, 2002. – 335 с.
6. Сахненко М.Д., Ведь М.В., Ярошок Т.П. Основи теорії корозії та захисту металів. – Харків: НТУ «ХПІ», 2005. – 240 с.
7. Отто М. Современные методы аналитической химии / Пер. с нем. под ред. А.В. Гарамаша. – М.: Техносфера, 2006. – 416 с.
8. Рахманкулов Д.Л. Ингибиторы коррозии. Теория и практика противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования и трубопроводов. – М.: Химия, 2007. – 300 с.
9. Вплив електрофоретичних явищ на корозійну тривкість металів / М.Д. Сахненко, Р.О. Шевченко, М.М. Проскурін [та ін.] // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2012. – Спецвип. № 9. – С. 415-418.