

A combined method is used for a rapid decomposition of the hydrate plug: the pressure is being reduced simultaneously with the introduction of the inhibitor in the zone of hydrate formation [3, 4].

Maintenance of hydrate-free (idle) modes of wells is achieved by selecting the appropriate working well rates, providing the temperature at the mouth above the equilibrium temperature of hydrate formation. It is possible to increase the temperature of the gas at the wellhead by partially throttling the gas at the bottom of the well, using heat-insulated casing or lift pipes, etc.

References

1. Akhfash, M., Aman, Z. M., Ahn, S. Y., Johns, M. L., May, E. F. (2016). Gas hydrate plug formation in partially-dispersed water–oil systems. *Chemical Engineering Science*, 140, 337–347. <http://doi.org/10.1016/j.ces.2015.09.032>
2. Effects of waxes and asphaltenes on CO₂ hydrate nucleation and decomposition in oil-dominated systems / Dongxu Zhan, Qiyu Huang, Wei Wang [et al.] // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2021. – V. 88. – 103799. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103799>
3. Бойко В.С., Бойко Р.В. Видобування і транспортування гідратоутворювальних природних і нафтових газів. – Івано-Франківськ: Вид.-во «Нова Зоря», 2010. – 747 с.
4. Johannes Fink / *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids (Third Edition)*, 2021, pp. 531-610. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-85438-2.00013-X>
5. Yong Bai, Qiang Bai. *Subsea Engineering Handbook (Second Edition)*, 15 – Hydrates, 2019, pages 409-434. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812622-6.00015-4>
6. Study of hydrate formations in water-in-waxy oil emulsions considering heat transfer and mass transfer / Yang Liu, Bohui Shi, Lin Ding, Qianli Ma [et al.] // *Fuel*. – 2019. – V. 244. – 15 May, pages 282–295. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.02.014>
7. Zhong Y., Rogers R.E. Surfactant effect on gas hydrate formation // *Chem. Eng. Sci.* – 2000. – V. 55. – P. 4175–4178.

УДК 66.074

В.І. Дмитренко, к.т.н., доцент,
В.О. Іщенко, магістрант
В.А. Левченко, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

УДОСКОНАЛЕННЯ ІНГІБІТОРУ УТВОРЕННЯ ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ ТА ВУГЛЕКИСЛОТНОЇ КОРОЗІЇ

Видобування і підготовку газу до транспортування дуже ускладнює утворення гідратних пробок та корозія [1 – 3].

Одним із найбільш простих, ефективних і в переважній більшості економічно вигідних методів боротьби з процесами гідратоутворення і корозії є використання інгібіторів.

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

Мета дослідження: Підвищення ефективності попередження гідратуутворення та корозії газопромислового обладнання шляхом застосування комплексного інгібітору на основі бішофіту.

Матеріали та методи досліджень. Носієм комплексного інгібітору обрані розчини природного бішофіту Затуринського родовища.

Попередні лабораторні дослідження інгібіторів корозії: 1) КІ-1-М; 2) СРК; 4) Stentex; амфотерні ПАР – 3) ЕМ-1; та 5) КАПБ.

Визначення швидкості корозії здійснювали гравіметричним методом згідно ГОСТу 9.505-86 на зразках-свідках, виготовлених із сталі Р-110.

Результати досліджень.

У результаті досліджень вибрана мінімально необхідна робоча концентрація реагентів – 1 г/л. Подальше збільшення концентрації інгібітору в незначній мірі знижує швидкість корозії.

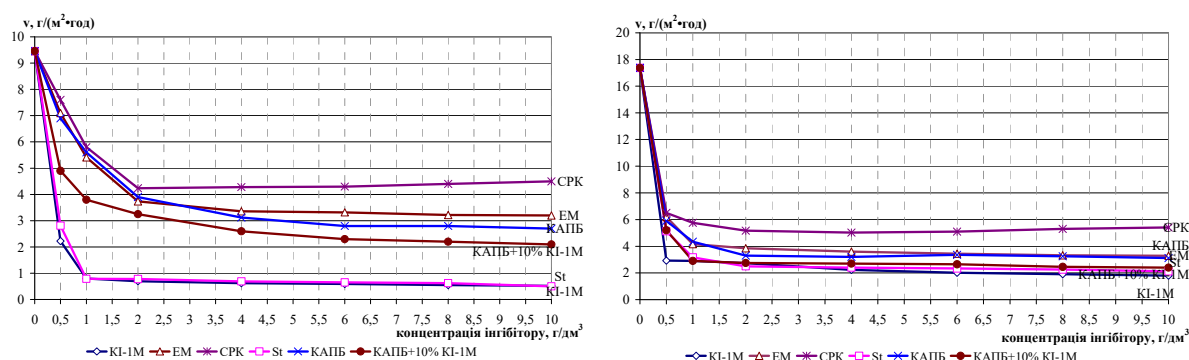


Рисунок 1 – Залежність швидкості корозії сталі від концентрації ПАР у а) вуглекислотному середовищі; б) кисневому середовищі ($T=80\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P_{CO_2}=0,1\text{ МПа}$, $t=2\text{ год}$)

Найвищий інгібіторний ефект у кисневому і вуглекислотному середовищі для бішофітових розчинів проявили катіоноактивні ПАР КІ-1-М та Stentex, які забезпечують ступінь захисту металу більше 90 %.

Синергізм у сумішах ПАР виявляється краще, ніж із кожним ПАР окремо, тому їх суміші можна використовувати для попередження корозії.

Внаслідок математичної обробки даних отримали апроксимаційні функції, які мають добре узгодження з експериментальними даними.

Коефіцієнти кореляції між експериментальними даними та апроксимаційними кривими становлять 0,93 – 0,99, $p < 0,01$.

Встановлено, що захисні властивості ПАР у модельному середовищі пластових вод Північно-Східної України більше 90 %, що задовольняє вимоги нормативних документів до інгібіторів корозії та дозволяє рекомендувати їх до використання на газопромислових об'єктах.

СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

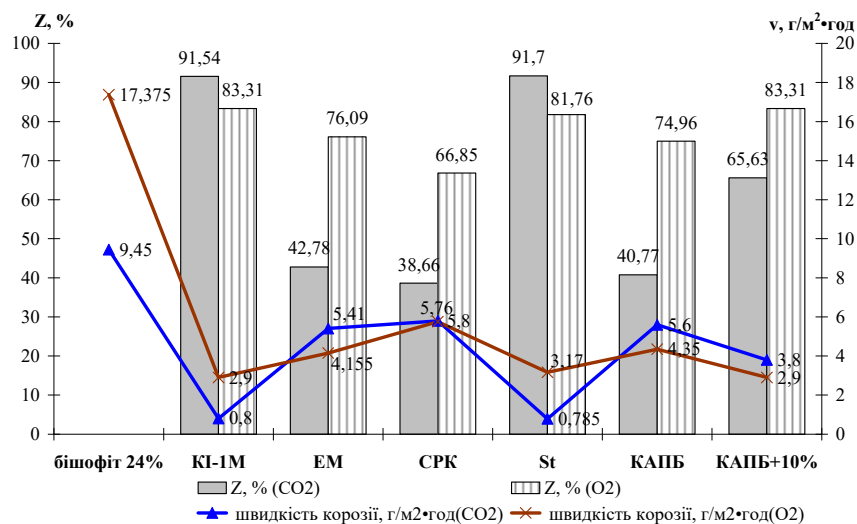


Рисунок 2 – Швидкість корозії сталі P-110 і ступінь захисту ПАР у розчині бішофіту (24% $MgCl_2$) ($P_{O_2/CO_2}=0,1$ МПа, $T=80^\circ C$, $t=2$ год, 3 г/дм³ CH_3COOH , концентрація інгібіторів 1 г/дм³, 25 об.% конденсату)

Висновки:

1. Катіоноактивні поверхнево-активні речовини КІ-1М, St, СРК та амфотерні поверхнево-активні речовини ЕМ та КАПБ ефективно захищають в середовищі, що моделює середовище пластових вод і забезпечують ступінь захисту від вуглекислотної корозії 91,2-98,9 %.

2. Застосування 24 мас.% розчину бішофіту з добавкою інгібітору корозії КІ-1М 0,1 % (далі – комплексний інгібітор), доцільне для промислових газопроводів.

Література

1. Sloan E.D. Clathrate hydrates of natural gases. 2-nd ed. // E.D. Sloan. – NY : Marcel Dekker, 1998. – 705 p.
2. Дмитренко В.І., Зезекало І.Г., Іванків О.О. Перспективи створення нових інгібіторів гідратоутворення на основі бішофіту // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 3. – С. 40-42.
3. Dmytrenko V. The use of bischofite in the gas industry as an inhibitor of hydrate formation / Dmytrenko V., Zezekalo I., Vynnykov Yu. // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. – 2022. – Vol. 1049. – Article № 012052. – 11 p. doi:10.1088/1755-1315/1049/1/012052.