

УДК 665.71

<https://doi.org/10.33619/2414-2948/117/19>

ПОДБОР ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ ДЛЯ ЗАЩИТЫ НЕФТЕПРОВОДА

©Аликов А. Г., Уфимский университет науки и технологий,
г. Бирск, Россия, alikov.anton@mail.ru

©Козлова Г. Г., SPIN-код: 4729-1209, канд. хим. наук, Уфимский университет науки и технологий, г. Бирск, Россия, gg.birsk@gmail.com

©Онина С. А., SPIN-код: 9731-3913, канд. хим. наук, Уфимский университет науки и технологий, г. Бирск, Россия, onina_svetlana@mail.ru

SELECTION OF A CORROSION INHIBITOR FOR PIPELINE PROTECTION

©Alikov A., Ufa University of Science and Technology, Birsk, Russia, alikov.anton@mail.ru

©Kozlova G., SPIN-code: 4729-1209, Ph.D., Ufa University of Science and Technology, Birsk, Russia, gg.birsk@gmail.com

©Onina S., SPIN-code: 9731-3913, Ph.D., Ufa University of Science and Technology, Birsk, Russia, onina_svetlana@mail.ru

Аннотация. Представлены результаты исследования эффективности различных ингибиторов коррозии для защиты нефтепроводов. Проведен сравнительный анализ трех типов ингибиторов в условиях высокой минерализации пластовой воды. Установлено, что ингибитор А демонстрирует наилучшие защитные свойства с минимальной скоростью коррозии 0,082 мм/год при дозировке 20 мг/л. Опытные-промышленные испытания подтвердили эффективность выбранного ингибитора при увеличении дозировки до 25 мг/л.

Abstract. The article presents the results of a study of the effectiveness of various corrosion inhibitors for the protection of oil pipelines. A comparative analysis of three types of inhibitors in conditions of high mineralization of reservoir water has been carried out. It was found that inhibitor A demonstrates the best protective properties with a minimum corrosion rate of 0.082 mm per year at a dosage of 20 milligrams per liter. Pilot field tests have confirmed the effectiveness of the selected inhibitor with an increase in dosage to 25 milligrams per liter.

Ключевые слова: коррозия, ингибиторы коррозии, коррозия нефтепроводов.

Keywords: corrosion, corrosion inhibitors, corrosion of oil pipelines.

Коррозия оборудования в нефтепромысловых системах является электрохимической и обусловлена присутствием в добываемой продукции минерализованной водной фазы и растворенных в ней коррозионных газов: кислорода, сероводорода и CO₂ [4].

Коррозия — одна из основных проблем, с которыми сталкиваются нефтегазовые компании в процессе эксплуатации нефтепровода. В связи с этим, подбор эффективного ингибитора коррозии представляет собой критически важную задачу для обеспечения надежной работы нефтепроводов. Подбор ингибитора коррозии проводили в лабораторных условиях гравиметрическим методом согласно ГОСТ 9.506-87 «Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности» и ГОСТ 9.502-82 «Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний» [1, 2].

Материал и методы исследования

Для проведения испытаний готовились образцы-свидетели. Это пластины размером 50×10×3 мм, изготовленные из стали марки 20 (соответствует марке стали месторождения). Образцы обезжиривались в ацетоне, высушивались и взвешивались. Испытания проводились в U-образной ячейке (ГОСТ 9.506-87) с перемешиванием среды [2]. Время экспозиции образцов 6 часов, с перемешиванием 1500 об/мин. Взвешивание образцов выполнялось на аналитических весах с погрешностью ±0.0001 г.

В качестве коррозионной среды использовали модель пластовой воды (МПВ), компонентный состав которой соответствует ионному составу воды месторождения (Таблица 1). Температура среды поддерживалась на уровне 22±1°C, давление — атмосферное.

Таблица 1

КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ВОДНОЙ ФАЗЫ ТРАНСПОРТИРУЕМОЙ СРЕДЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ, мг/дм³

HCO_3^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$Na^+ + K^+$	SO_4^{2-}	Cl^-
116	14028	4254	49913	811	113449

В Таблице 2 представлена загазованность водной фазы месторождения, которой нужно придерживаться во время лабораторных испытаний. МПВ продували азотом для удаления растворенного кислорода в течение 30 минут. После удаления кислорода МПВ продували углекислотой для насыщения среды оксидом углерода (IV) в течение 5 минут. Для получения нужной концентрации сероводорода в среду добавили 8 мл концентрированного раствора сероводорода.

Таблица 2

ЗАГАЗОВАННОСТЬ ВОДНОЙ ФАЗЫ ТРАНСПОРТИРУЕМОЙ СРЕДЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ, мг/дм³

Содержание растворенного CO_2	Содержание H_2S	Содержание растворенного O_2
150	13,8	0

В работе анализировались три ингибитора. Состав ингибиторов в процентах по массе представлен ниже.

Ингибитор А: 2-меркаптобензтиазол (30%), дициклогексиламин (25%), фосфат натрия (20%), глицерин (15%), бензотриазол (10%).

Ингибитор Б: октадециламин (35%), сульфонат кальция (25%), полигликоль (20%), 2,6-ди-трет-бутил-4-метилфенол (15%), моноэтаноламин (5%).

Ингибитор В: диметилдитиофосфат цинка (40%), олеат натрия (25%), смесь аминоспиртов (20 %), полиметилсилоксан (15%).

Опытно-промышленные испытания

Испытания проводились на участке нефтепровода длиной 120 м, изготовленного из стали марки 20 по ГОСТ 1050-2013 [2].

Время экспозиции образцов 14 суток (336 часов) с учетом переходного этапа 3 суток на стабилизацию количества реагента в системе трубопровода.

Диаметр трубопровода — 159 мм, толщина стенки — 6 мм. Скорость потока транспортируемой среды составляла 1.2–1.5 м/с, что соответствует типовым условиям эксплуатации месторождения.

Результаты и обсуждение

Исследования проводились при концентрации ингибиторов 10, 15, 20 мг/л. В таблице 3 и на рисунке 1 представлены полученные результаты.

Таблица 3

СРАВНЕНИЕ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ДОЗИРОВКАХ

Ингибитор	Скорость коррозии (10 мг/л) мм/год	Скорость коррозии (15 мг/л) мм/год	Скорость коррозии (20 мг/л) мм/год
А	0,308	0,201	0,082
Б	0,370	0,272	0,154
В	0,339	0,226	0,138

Ингибитор А показал наилучшие результаты благодаря синергетическому действию компонентов: 2-меркаптобензтиазол образует устойчивые комплексы с железом, блокируя активные центры коррозии, а дициклогексиламин нейтрализует кислотные компоненты среды. Фосфатная пленка дополнительно изолирует поверхность металла.

Как следует из Таблицы 3 и Рисунка все ингибиторы наиболее эффективны при концентрации 20 мг/л. При этом ингибитор А показал минимальную скорость коррозии — 0,082 мм/год. Ингибитор Б — 0,154 мм/год, ингибитор В — 0,142 мм/год.

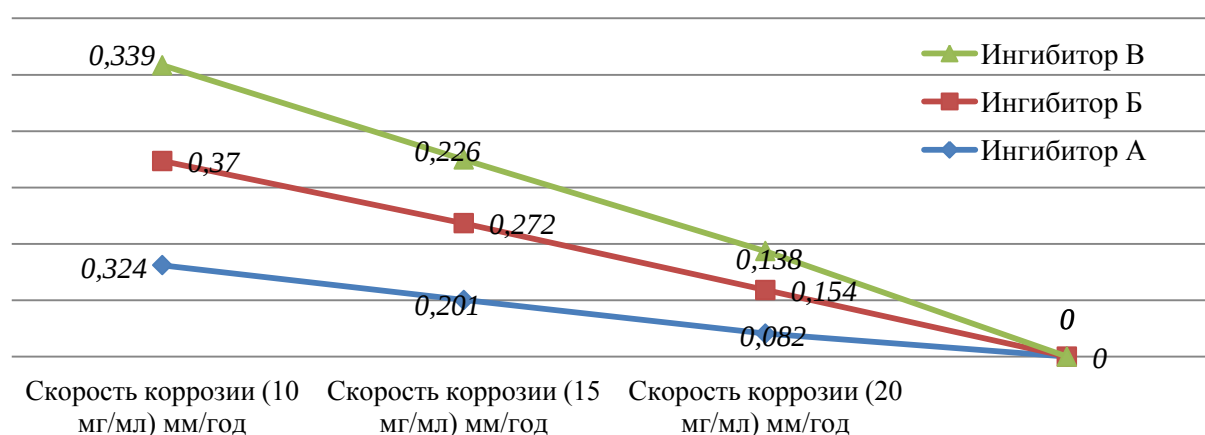


Рисунок. Зависимость скорости коррозии от дозировки ингибиторов коррозии

Как видно из Рисунка, зависимость скорости коррозии от дозировки ингибиторов носит нелинейный характер. Наибольшая эффективность наблюдается при концентрации 20 мг/л, где ингибитор А демонстрирует резкое снижение скорости коррозии (0,082 мм/год). Для ингибиторов Б и В характерен более плавный тренд, что может быть связано с их составом, например, отсутствием тиазольных групп в ингибиторе.

При лабораторных испытаниях ингибитор А также демонстрировал эффективность при дозировке 25 мг/л (скорость коррозии — 0,065 мм/год), однако для оптимизации затрат первоначальные опытно-промышленные испытания (ОПИ) решили начинать с дозировки ингибитора коррозии А в 20 мг/л.

Результаты опытно-промышленных испытаний.

При первоначальной дозировке 20 мг/л выявлены очаги локальной коррозии (скорость коррозии до 0,744 мм/год). При увеличении дозировки до 25 мг/л наблюдали отсутствие очагов локальной коррозии и скорость коррозии снизилась до 0,071 мм/год.

Заключение

Ингибитор А продемонстрировал наивысшую эффективность в лабораторных условиях: при дозировке 20 мг/л скорость коррозии составила 0,082 мм/год благодаря синергии 2-меркаптобензотиазола, дициклогексиламина и фосфатной пленки.

Опытно-промышленные испытания на участке трубопровода подтвердили его эффективность: при дозировке 25 мг/л скорость коррозии снизилась до 0,071 мм/год. Для надёжной защиты нефтепроводов в условиях CO₂ и H₂S рекомендована дозировка 25 мг/л с учётом адаптации к промышленным условиям.

Список литературы:

1. ГОСТ 9.502-82. Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний. Введ. 1984-01-01. М.: Стандартинформ, 1982.
2. ГОСТ 9.506-87. Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности. Введ. 1988-07-01. М.: Стандартинформ, 1988.
3. ГОСТ 1050-2013.Metalloproduktsiya iz nelegirovannykh konstruktsionnykh kachestvennykh i spetsialnykh stalei. Obshchie tekhnicheskie usloviya. Введ. 2015-01-01. М.: Стандартинформ, 2014.
4. Маркин А. Н., Низамов Р. Э., Суховерхов С. В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. 288 с.

References:

1. GOST 9.502-82. (1982). Edinaya sistema zashchity ot korrozii i stareniya. Ingibitory korrozii metallov dlya vodnykh sistem. Metody korroziionnykh ispytaniy. Vved. 1984-01-01. Moscow. (in Russian).
2. GOST 9.506-87. (1988). Edinaya sistema zashchity ot korrozii i stareniya. Ingibitory korrozii metallov v vodno-neftyanykh sredakh. Metody opredeleniya zashchitnoi sposobnosti. Vved. 1988-07-01. Moscow. (in Russian).
3. GOST 1050-2013. (2014). Metalloproduktsiya iz nelegirovannykh konstruktсионnykh kachestvennykh i spetsial'nykh stalei. Obshchie tekhnicheskie usloviya. Vved. 2015-01-01. Moscow. (in Russian).
4. Markin, A. N., Nizamov, R. E., & Sukhoverkhov, S. V. (2011). Neftepromyslovaya khimiya: prakticheskoe rukovodstvo. Vladivostok. (in Russian).

*Работа поступила
в редакцию 10.05.2025 г.*

*Принята к публикации
17.05.2025 г.*

Ссылка для цитирования:

Аликов А. Г., Козлова Г. Г., Онина С. А. Подбор ингибитора коррозии для защиты нефтепровода // Бюллетень науки и практики. 2025. Т. 11. №8. С. 144-147. <https://doi.org/10.33619/2414-2948/117/19>

Cite as (APA):

Alikov, A., Kozlova, G., & Onina, S. (2025). Selection of a Corrosion Inhibitor for Pipeline Protection. *Bulletin of Science and Practice*, 11(8), 144-147. (in Russian). <https://doi.org/10.33619/2414-2948/117/19>