

ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ

УДК 620.197.3

DOI 10.55421/3034-4689_2026_29_5_16

**Д. М. Драндров, И. О. Григорьева, А. Ф. Дресвянников,
З. Г. Ахтямова**

ОЦЕНКА ИНГИБИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ РЕАГЕНТОВ НА ОСНОВЕ ИМИДАЗОЛИНОВ В МОДЕЛЬНОЙ ПЛАСТОВОЙ ВОДЕ

Ключевые слова: имидазолины, пластовая вода, ингибиторы коррозии, скорость коррозии, эффективность ингибитора, защитный эффект.

В настоящей работе приведены результаты исследований ингибирующей способности гетероциклических азотсодержащих соединений класса имидазолинов по отношению к общей коррозии образцов из стали марки Ст3сп на модели минерализованной пластовой воды (в отсутствие кислорода) нефтегазовых месторождений. Исследования эффективности защиты металла тестируемыми реагентами-ингибиторами коррозии проводили с использованием традиционных методов, согласно ГОСТ 9.506-87: электрохимический метод получения поляризационных кривых и оценки плотности коррозионного тока; гравиметрический метод в U-образной ячейке в условиях высокоскоростной циркуляции среды, в качестве которой использовали имитат минерализованной пластовой воды плотностью 1,12 г/см³ и состава, г/дм³: CaCl₂ · 6H₂O – 34; MgCl₂ · 6H₂O – 17; NaCl – 163; CaSO₄ · 6H₂O – 0,12. Установлено, что коррозионные показатели стали (Ст3сп) и эффективность защитного действия тестируемых в качестве ингибиторов реагентов в модельной пластовой воде определяются природой конкретного соединения и его концентрацией. Согласно результатам электрохимического метода, при введении в испытательную среду каждого из исследуемых реагентов в количестве 0,0002 моль/л потенциал коррозии смещается в область более положительных значений на 100-150 мВ, а плотность тока коррозии и скорость коррозии (мм/год) уменьшаются в 2-4 раза, по сравнению с неингибированной средой. При увеличении концентрации реагента на порядок и более степень защиты от коррозии ингибитором ИК2 увеличивается, а в случае ИК1, ИК3, ИК4 - уменьшается. Согласно данным гравиметрических измерений, защитный эффект тестируемых ингибиторов (дозировка 0,0002 моль/л) уменьшается в ряду: ИК2 > ИК1 > ИК3 > ИК4. Установлено, что реагент ИК2 (имидазол C₃H₄N₂) полностью удовлетворяет необходимым требованиям, предъявляемым к ингибиторам коррозии (скорость коррозии в имитате пластовой воды 0,03 мм/год, защитный эффект 93%), в то время, как реагент ИК1 (2-метилимидазол C₄H₆N₂) соответствует предъявляемым требованиям частично (скорость коррозии 0,1 мм/год).

**D. M. Drandrov, I. O. Grigoryeva, A. F. Dresvyannikov,
Z. G. Akhtyмова**

ESTINATION OF THE INHIBITORY ABILITY OF IMIDAZOLINE-BASED REAGENTS IN MODEL RESERVOIR WATER

Keywords: imidazolines, reservoir water, corrosion inhibitors, corrosion rate, inhibitor effectiveness, degree of protection.

This paper presents the results of studies of the inhibitory ability of heterocyclic nitrogen-containing compounds of the imidazoline class in relation to the general corrosion of steel samples made of St3sp grade on a model of mineralized formation water (in the absence of oxygen) of oil and gas fields. Researches of the effectiveness of metal protection by the tested corrosion inhibitor reagents were carried out using traditional methods, according to GOST 9.506-87: electrochemical method for obtaining polarization curves and estimating the density of corrosive current; gravimetric method in a U-shaped cell under conditions of high-speed circulation of the medium, which was used as an imitation of mineralized formation water with a density of 1,12 g/cm³ and the composition, g/dm³: CaCl₂ · 6H₂O - 34; MgCl₂ · 6H₂O - 17; NaCl - 163; CaSO₄ · 6H₂O – 0,12. It has been established that the corrosion properties of steel (St3sp) and the effectiveness of the protective action of the reagents tested as inhibitors in model formation water are determined by the nature of the specific compound and its concentration. According to the results of the electrochemical method, when each of the studied reagents is introduced into the test environment in an amount of 0,0002 mol/l, the corrosion potential shifts to a region of more positive values by 100-150 mV, and the corrosion current density and corrosion rate (mm per year) decrease by 2-4 times, compared with an uninhibited environment. With an increase in the reagent concentration by an order of magnitude or more, the degree of protection against corrosion by inhibitor IK2 increases, and in the case of IK1, IK3, IK4, it decreases. According to gravimetric measurements, the protective effect of the tested inhibitors (dosage 0,0002 mol/l) decreases in the range: IK2 > IK1 > IK3 > IK4. It was found that the reagent IK2 (imidazole C₃H₄N₂) fully satisfies the necessary requirements for corrosion inhibitors (corrosion rate in imitation formation water 0,03 mm per year, protective effect 93%), while the reagent IK1 (2-methylimidazole C₄H₆N₂) partially meets the requirements (corrosion rate in imitation formation water 0.1 mm per year).

Введение

Нефтегазовая промышленность играет ключевую роль в экономике и обеспечивает энергией и сырьем не только топливно-энергетический комплекс, но и

химическую, металлургическую, транспортную и другие отрасли. Мировое потребление нефти и природного газа остается стабильно высоким, не

смотря на интенсивное развитие альтернативных источников энергии.

При эксплуатации нефтегазовое оборудование взаимодействует с агрессивными технологическими средами и подвергается коррозии, что может приводить к негативным последствиям: потере герметичности насосно-компрессорных труб и обсадных колонн, разрушению металлической структуры нефтегазовой трубы и прорывам трубопроводов с утечкой углеводородов [1-2]. Таким образом, коррозия нефтепромыслового оборудования является серьезной проблемой и причиной существенных экономических потерь (миллиардные убытки ежегодно), а также аварийных ситуаций, последствия которых для окружающей среды могут быть катастрофическими.

Основные факторы возникновения и развития коррозии оборудования в нефтепромысловой отрасли [3-6]: повышенная минерализация пластовой воды (сульфаты, хлориды, карбонаты и другие соли в количестве 140-230 г/л), наличие растворенных активных газов (сероводород, кислород, диоксид углерода) и механических примесей (песок); повышенная температура (80°C); воздействие микроорганизмов и бактерий (биокоррозия).

На современном этапе развития проблема коррозии нефтегазодобывающего оборудования становится еще более острой в связи с высокой степенью обводненности продукции нефтегазовых скважин, изменением условий эксплуатации (повышенные значения температуры, давления, концентрации агрессивных компонентов в пластовых и сточных водах), которые присущи новым, глубоко залегающим нефтегазовым месторождениям [3-4].

Методы антикоррозионной защиты оборудования отличаются разнообразием [2,7-9]: рациональное конструирование элементов оборудования и применение коррозионно-стойких материалов, в том числе металлов и сплавов с легирующими компонентами (хром, никель, вольфрам, молибден); защитные покрытия – металлические (цинк, алюминий) и неметаллические (силикатно-эмалевые, полимерные, лакокрасочные); электрохимическая защита (анодная, катодная, протекторная); изменение свойств коррозионной среды и ингибиторная защита; технологические приемы, направленные на создание и поддержание безопасных условий непосредственно в процессе эксплуатации оборудования (снижение скорости потока и температуры жидкости, предотвращение попадания кислорода и др.).

Для обеспечения надежной и долговечной работы трубопроводов особенно эффективным и доступным методом является введение в коррозионную среду ингибиторов коррозии, которые в малых количествах способны снижать скорость разрушения металла [8-13]. За счет адсорбции ингибитора или образования труднорастворимых соединений с ионами металла на поверхности металла (например, трубопровода) формируется тонкая защитная пленка [8-10]. Кроме того, ингибиторы коррозии могут изменять энергию

активации электродных реакций в процессе электрохимической коррозии [14-15].

Нефтегазовая отрасль является самым крупным потребителем ингибиторов коррозии на всех стадиях переработки – от добычи и транспортировке сырья до хранения и использования нефтепродуктов. При этом к ингибиторам предъявляются определенные требования [8-10]: высокая степень защиты металла, оптимальная растворимость в коррозионной среде и растворителях, отсутствие негативного влияния на технологические процессы переработки сырья, экономичность, безопасность.

Эффективность ингибирования зависит от состава среды нефтегазовых скважин, конкретных условий эксплуатации, природы металла, типа коррозии (углекислотный, сероводородный) и др. Надежная защита и максимальный эффект в первую очередь зависят от правильного выбора ингибитора и технологии его подачи в коррозионную среду, поэтому для каждого условия он подбирается индивидуально [8,10,16].

Не смотря на широкий спектр используемых в нефтепромысловой отрасли ингибиторов коррозии, вопрос разработки новых ингибирующих составов или улучшения существующих композиций остается актуальным. Это связано, главным образом, с осложненными условиями добычи и особенностями эксплуатации нефтегазовых месторождений. В этой связи современные разработки направлены на создание ингибирующих композиций с высоким защитным эффектом в широком диапазоне условий эксплуатации, поиск более дешевых и экологически безопасных реагентов, использование ингибиторов, являющихся побочными продуктами или отходами в других отраслях промышленности [3,13,16].

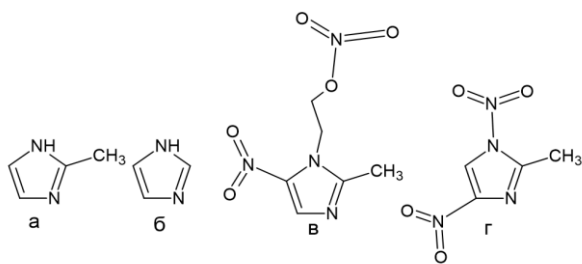
Для защиты нефтепромыслового оборудования широко применяют органические ингибиторы на основе азотсодержащих соединений [8,13]. В последние годы перспективным направлением является разработка новых ингибирующих составов на основе имидазолинов, которые являются основой большинства современных ингибиторов коррозии, применяемых в нефтедобывающей отрасли [13,17]. Имидазолины и их производные обладают высокой адгезией к металлической поверхности, образуют плотную защитную пленку, а с дополнительными алкильными или аминогруппами демонстрируют лучшую эффективность при высоком давлении и температуре выше 100 °C [17,18].

В данной работе проведены исследования соединений на основе имидазола и его производных с целью выявления возможности их применения в качестве ингибиторов коррозии, при проведении оценка их эффективности.

Экспериментальная часть

В качестве реагентов-ингибиторов исследовали гетероциклические соединения на основе имидазолинов. Имидазол ($C_3H_4N_2$) (6) представляет собой амфотерное пятичленное гетероароматическое соединение с атомами углерода и двумя атомами азота в положениях 1 и 3. Имидазол использовали в качестве контрольного образца при сравнении

эффективности ингибирования коррозии примененными производными имидазола.



Производные имидазола:

- а – 2-метилимидазол ($C_4H_6N_2$) – ИК1
 б – имидазол ($C_3H_4N_2$) – ИК2
 в – 1-нитрооксиэтил-2-метил-5-нитроимидазол ($C_8H_{12}N_4O_5$) – ИК3
 г – 2-метил-1,4-динитроимидазол ($C_4H_4N_4O_4$) – ИК4

Исследуемый реагент 2-метилимидазол (а) является производным имидазола с метильным заместителем в положении 2. Он известен как перспективный ингибитор коррозии меди и ее сплавов в различных средах. Метильный заместитель вносит положительный индуктивный эффект, отталкивая электронную плотность, которая перераспределяется в гетероциклическом кольце. Согласно данным [19], при наличии метильной группы константа Гаммета $\sigma = (-0.17)$ (константа Гаммета показывает влияние заместителя на протекание реакции). Отрицательное значение σ указывает на то, что данный реагент должен обладать улучшенными ингибирующими свойствами, по сравнению с имидазолом.

1-нитрооксиэтил-2-метил-5-нитроимидазол (в) – гетероциклическое соединение, производное нитроимидазола. Данный реагент синтезирован в КНИТУ в результате нитрования боковой цепи N-оксиэтил-2-метил-5-нитроимидазола, и ранее в качестве ингибитора коррозии не исследовался.

Соединение 2-метил-1,4-динитроимидазол (г) – производное имидазола с метильной группой в положении 2 и нитрогруппами в положениях 1 и 4.

Согласно литературным данным [19-21], наличие нитрогрупп в структуре соединений в и г приводит к снижению эффективности ингибирования коррозионных процессов.

Далее по тексту тестируемые реагенты (а, б, в, г) обозначаются шифром ИК с соответствующим номером.

В качестве объектов исследования использовали стальные образцы (СтЗсп); в качестве среды – имитат минерализованной пластовой воды (ГОСТ 9.506-87 «Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах») плотностью $1,12 \text{ г/см}^3$ состава, г/дм^3 : $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O} - 34$; $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O} - 17$; $\text{NaCl} - 163$; $\text{CaSO}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O} - 0,12$. Для корректной имитации условий в нефтепроводе из модельной пластовой воды удаляли кислород путем деаэрации азотом через две склянки Дрекселя с поглотительным раствором (смесь 25% раствора пирогаллола и 60% раствора едкого кали в соотношении 1:5), 1 мл

которого способен поглотить 13 мл кислорода. После деаэрации емкость с раствором и тестируемыми образцами герметизировали гидрозатворами, чтобы минимизировать проникновение кислорода воздуха.

Образцы исследуемых ингибиторов растворяли в изопропиловом спирте и вводили в модель пластовой воды в диапазоне концентраций 0,0002-0,004 моль/л.

Защитную способность реагентов-ингибиторов определяли с помощью следующих методов:

- 1) электрохимический метод по ГОСТ 9.506-87;
- 2) гравиметрический метод по ГОСТ 9.506-87.

Электрохимический метод оценки защитной способности ингибиторов коррозии заключается в получении поляризационных кривых «потенциал исследуемого электрода – плотность тока» путем поляризации стального образца от внешнего источника постоянного электрического тока с последующей оценкой степени защиты ингибитора по плотности тока в ингибированной и неингибированной средах. Чем меньше плотность коррозионного тока при одинаковой поляризации, тем меньше скорость коррозии и выше защитный эффект ингибитора [22].

Поляризационные измерения проводили в стандартной электролитической ячейке «ЯСЭ-2» при температуре $20 \pm 1^\circ\text{C}$ на потенциостате-гальваностате Р-40Х в потенциодинамическом режиме (скорость развертки потенциала 0,2 мВ/с). Измерения начинали после установления потенциала коррозии не менее, чем через 1 час после погружения в раствор. В качестве электрода сравнения использовали насыщенный хлоридсеребряный электрод марки ЭЛВ-1 ($E = +0,222\text{В}$), в качестве вспомогательного электрода – платиновый электрод.

Перед проведением измерений рабочую поверхность (1 см^2) исследуемого электрода подвергали шлифовке и полировке до шероховатости R_a не более 0,40 мкм и обезжиривали ацетоном.

На основании полученных графических зависимостей «потенциал исследуемого электрода – плотность коррозионного тока» методом экстраполяции тафелевских участков анодных и катодных ветвей поляризационных кривых определяли параметры коррозионного процесса – потенциал ($E_{\text{кор}}$) и плотность тока коррозии ($j_{\text{кор}}$).

Защитную способность ингибиторов оценивали сравнением плотностей коррозионных токов, полученных при поляризации рабочего электрода в ингибированной и неингибированной средах:

$$Z = \frac{j_0 - j_1}{j_0} \cdot 100\%,$$

где Z – защитный эффект (степень защиты), %; j_0 – плотность тока коррозии образца в неингибированной среде, А/м^2 ; j_1 – плотность тока коррозии образца в ингибированной среде, А/м^2 .

Используя значение плотности тока коррозии ($j_{\text{кор}}$), определяли скорость коррозии V в $\text{г/м}^2 \cdot \text{ч}$:

$$V = j_{\text{кор}} \cdot k,$$

где k – электрохимический эквивалент металла, $\text{г/(А} \cdot \text{ч)}$; для исследуемой стали $k = 1,044 \text{ г/А} \cdot \text{ч}$.

Скорость коррозии K в мм/год вычисляли по формуле:

$$K = \frac{V \cdot 8,76}{\rho},$$

где V – скорость коррозии образца (массовый показатель коррозии), $г/м^2 \cdot ч$; ρ – плотность металла, $г/см^3$; для исследуемой стали $\rho = 7,85 г/см^3$; 8,76 – коэффициент, учитывающий перевод единиц измерений.

Гравиметрический метод заключается в определении потери массы металлических образцов за время их пребывания в испытуемых средах без ингибитора и с ингибитором с последующей оценкой эффективности действия ингибитора по изменению скорости коррозии [22]. За скорость коррозии принимается потеря массы образца в единицу времени, отнесенная к единице его рабочей поверхности.

Подготовка поверхности образцов к испытанию проводилась в соответствии с ГОСТ 9.506-87 [22]: шлифование до шероховатости R_a не более 1,6 мкм, обезжиривание ацетоном, активация погружением в раствор 15%-ной соляной кислоты (1 мин), промывка проточной и дистиллированной водой, высушивание фильтровальной бумагой и упаковка в нее, выдержка в эксикаторе с влагопоглотителем в течение 1 ч, взвешивание на аналитических весах с точностью до 0,0001 г.

Испытания образцов проводили в U-образной ячейке модели «Монитор-ЯЧУ» в течение 6 часов в условиях циркуляции с применением магнитного герметизированного привода при регулировании оборотов перемешивающего механизма.

После испытаний поверхность образцов очищали от продуктов коррозии и определяли потерю массы образцов. Рыхлые продукты коррозии удаляли щеткой и растворителем (уайт-спирит или бензин), плотные продукты коррозии удаляли растворами, не взаимодействующими с основным металлом [23].

После удаления продуктов коррозии образец тщательно промывали водопроводной, а затем дистиллированной водой, сушили фильтровальной бумагой с последующим помещением в эксикатор с влагопоглотителем в течение 1 ч и взвешивали на аналитических весах с точностью до 0,0001 г.

Скорость коррозии V в $г/(м^2 \cdot ч)$ вычисляли по формуле:

$$V = \frac{m_1 - m_2}{S\tau},$$

где m_1 – масса образца до испытания, г; m_2 – масса образца после испытания, г; S – площадь поверхности образца, $м^2$; τ – время испытания, ч.

Степень защиты Z (%) рассчитывали по формуле:

$$Z = \frac{V_0 - V_1}{V_0} \cdot 100\%$$

где V_0 – скорость коррозии образца в неингибированной среде, $г/(м^2 \cdot ч)$; V_1 – скорость коррозии образца в ингибированной среде, $г/(м^2 \cdot ч)$.

Результаты и их обсуждение

Анодные и катодные поляризационные кривые рабочего электрода в исследуемой коррозионной среде представлены на рис.1. На основании

полученных графических зависимостей «потенциал-плотность тока» были определены значения электрохимических параметров (табл.1) – потенциал коррозии ($E_{кор}$) и плотность тока коррозии ($j_{кор}$).

Введение тестируемых реагентов в имитат пластовой воды приводит к смещению потенциала коррозии в область более положительных значений: на 75-90 мВ в присутствии ИК1 и ИК2 и на 140-160 мВ – в случае ИК3 и ИК4 (рис.1, табл.1).

Плотность тока коррозии зависит от типа реагента и его концентрации. При введении реагента в количестве 0,0002 моль/л $j_{кор}$ уменьшается, по сравнению с неингибированной средой (рис.1). При этом в присутствии ИК2, ИК3 и ИК4 величина $j_{кор}$ и, соответственно, скорость коррозии K (мм/год) уменьшается в 2-2,5 раза, а в случае ИК1 – в 4 раза (табл.1).

Можно видеть (рис.1, табл.1), что максимальное ингибирующее действие реагентов ИК1, ИК3, ИК4 проявляется при минимальной концентрации (0,0002 моль/л). С ее увеличением $j_{кор}$ возрастает и в отдельных случаях (в присутствии ИК3, ИК4) становится больше, чем в неингибированной среде (рис.1в,1г, табл.1).

Иная картина наблюдается в случае реагента ИК2 – увеличение его количества в модельной среде приводит к уменьшению скорости коррозии. Так, при концентрации 0,002-0,004 моль/л $j_{кор}$ и K (мм/год) в 5-6 раз меньше, чем в неингибированной среде (рис.1б, табл.1).

Анализ экспериментальных и расчетных данных (табл.1) показал, что максимальная эффективность защитного действия ($Z=82\%$) наблюдается в случае ИК2 в диапазоне концентраций 0,002-0,004 моль/л. Эффективность других реагентов максимальна при 0,0002 моль/л и уменьшается в ряду: ИК1 (75%) > ИК3 (62%) > ИК4 (52%). При увеличении концентрации реагентов ИК3 и ИК4 наблюдается незначительный защитный эффект, а в некоторых случаях Z имеет отрицательные значения. Это можно объяснить либо отсутствием сформированной сплошной пленки ингибитора на поверхности стального образца, либо недостаточной прочностью этой пленки.

Ингибитор считается эффективным, если степень его защитного действия (защитный эффект) не ниже 85 %, а скорость общей коррозии не превышает 0,1 мм/год. Исходя из критерия обеспечения защитного эффекта (не менее 85%), все тестируемые реагенты этому требованию не удовлетворяют, хотя значения эффективности защитного действия ИК2 и ИК1 (при концентрации 0,0002 моль/л) относительно высоки.

Согласно [22], электрохимический метод применяют для качественной предварительной и сравнительной оценки эффективности действия ингибиторов коррозии. Поэтому для получения объективной количественной оценки эффективности ингибиторной защиты использовали универсальный гравиметрический метод [22].

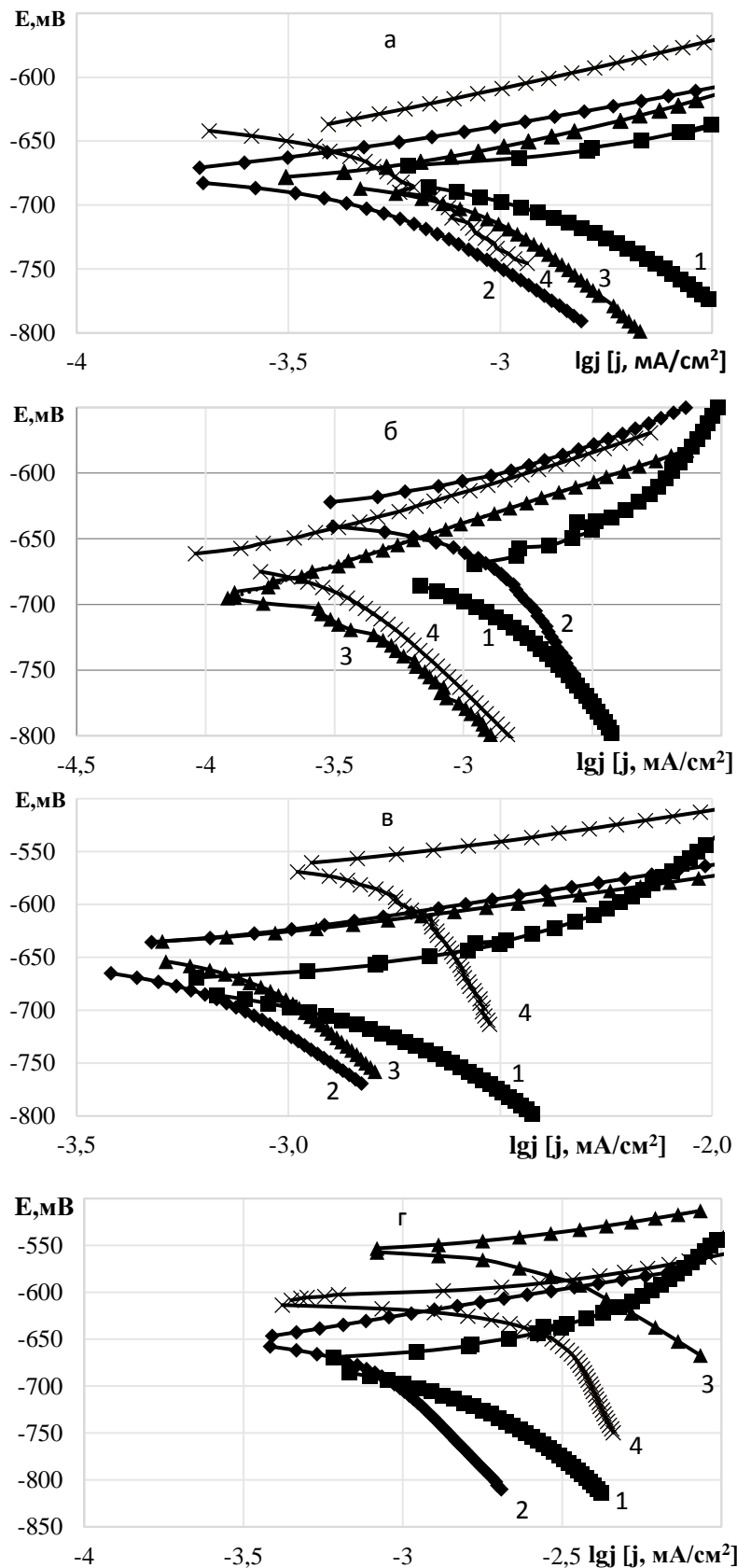


Рис. 1– Поляризационные кривые рабочего электрода в имитате пластовой воды в присутствии реагентов ИК1 (а), ИК2 (б), ИК3 (в), ИК4 (г). Концентрации (моль/л) ИК1: 1 – 0,0002; 2 – 0,001; 3 – 0,002; ИК2, ИК3, ИК4: 1 – 0,0002; 2 – 0,002; 3 – 0,004

Fig. 1 – Polarization curves of the working electrode in a formation water simulant in the presence of reagents IK1 (a), IK2 (b), IK3 (c), and IK4 (d). Concentrations (mol/L) of IK1: 1 – 0.0002; 2 – 0.001; 3 – 0.002; IK2, IK3, IK4: 1 – 0.0002; 2 – 0.002; 3 – 0.004

Таблица 1 – Результаты электрохимического метода оценки защитного действия реагентов и скорости коррозии

Table 1 – Results of the electrochemical method for evaluating the protective effect of reagents and corrosion rates

Ингибитор, условное обозначение	Концентрация, моль/л	$j_{кор}$, А/м ²	$E_{кор}$, мВ	Z, %	V, г/м ² ·ч	K, мм/год
ИК1	0,0002	0,0025	-668,31	75	0,0026	0,0029
	0,001	0,0052	-671,85	48	0,0054	0,0060
	0,002	0,0031	-646,04	69	0,0032	0,0036
ИК2	0,0002	0,0043	-623,08	57	0,0045	0,0050
	0,002	0,0018	-685,67	82	0,0019	0,0021
	0,004	0,0018	-646,04	82	0,0019	0,0021
ИК3	0,0002	0,0038	-647,9	62	0,0040	0,0045
	0,002	0,0054	-638,9	46	0,0056	0,0062
	0,004	0,0132	-560,05	-32	0,0138	0,0154
ИК4	0,0002	0,0048	-641,48	52	0,0050	0,0056
	0,002	0,0115	-551,29	-15	0,0120	0,0134
	0,004	0,0086	-601,06	14	0,0090	0,0100
без ингибитора	-	0,01	-741,98	-	0,0104	0,0116

Таблица 2 – Результаты гравиметрических измерений и оценка защитного эффекта (концентрация ингибитора коррозии 0,002 моль/л)

Table 2 – Results of gravimetric measurements and evaluation of the protective effect (corrosion inhibitor concentration: 0.002 mol/L)

Ингибитор	S, м ²	потеря массы, г	V, г/(м ² ·ч)	V сред., г/(м ² ·ч)	Z, %	K, мм/год
ИК1	0,0012	0,0004	0,0524	0,1095	72,33	0,1222
		0,0012	0,1667			
ИК2		0,0002	0,0247	0,0262	93,37	0,0293
		0,0002	0,0278			
ИК3		0,0016	0,2222	0,2639	33,33	0,2945
		0,0022	0,3055			
ИК4		0,0023	0,3194	0,3264	17,54	0,3642
		0,0024	0,3333			
без ингибитора		0,0030	0,4167	0,3958	-	0,4417
		0,0027	0,37500			

Результаты гравиметрических измерений, оценки скорости коррозии и защитного эффекта ингибиторов представлены в табл.2. Согласно полученным данным, скорость общей коррозии (K, мм/год) в присутствии тестируемых реагентов (0,002 моль/л) уменьшается, по сравнению с неингибированной средой. При этом в присутствии ИК2 скорость коррозии (K) уменьшается в 15 раз, ИК1 – в 3,5 раза, в случае ИК3 и ИК4 – в 1,5 раза (табл.2).

Анализ экспериментальных и расчетных данных (табл.2) показал, что только реагент ИК2 практически полностью удовлетворяет необходимым требованиям, которые предъявляются к ингибиторам коррозии – защитный эффект ИК2 достигает 93%, при этом скорость коррозии стали в ингибированной среде составляет 0,03 мм/год.

Защитный эффект ИК1 составляет 72% при скорости общей коррозии 0,12 мм/год. Это позволяет констатировать, что реагент ИК2 частично соответствует предъявляемым требованиям, и, в связи с этим, требуются дополнительные исследования по

оценке его защитного эффекта при варьировании концентрации.

Реагенты ИК3 и ИК4 имеют низкий защитный эффект – 33% и 17%, соответственно. Кроме того, при их применении зафиксировано рост скорости коррозии стальных образцов – 0,3-0,35 мм/год (табл.2). Согласно микроскопическим исследованиям, на поверхности стальных образцов после испытаний наблюдается преимущественно общая коррозия.

Исходя из данных, полученных двумя методами, соединения имидазол (ИК2) и 2-метилимидазол (ИК1) имеют достаточно хорошие ингибирующие свойства и коррозионные показатели по отношению к общей коррозии стальных образцов (СтЗсп) в модельной пластовой воде. Напротив, использование реагентов 1-нитрооксиэтил-2-метил-5-нитроимидазол (ИК3) и 2-метил-1,4-динитроимидазол (ИК4) при ингибировании стали в модели пластовой воды недостаточно эффективно.

Между данными, полученные гравиметрическим методом и методом снятия поляризационных кривых

имеются некоторые расхождения. Так, согласно электрохимическому методу значения скорости общей коррозии (K , мм/год) при концентрации реагента 0,002 моль/л более, чем на порядок (в 20-30 раз) меньше таковых, полученных гравиметрическим методом. Поэтому для получения достоверной оценки коррозионных показателей желательнее дополнительно использовать другие методы исследований и учитывать данные микроизображений или визуального осмотра поверхности исследуемых образцов.

Дополнительные коррозионные испытания для сравнительной оценки степени защиты металла тестируемыми реагентами могут быть проведены с использованием методов поляризационного сопротивления (метод линейной поляризации) в соответствии с ГОСТ 9.514-99, вращающегося барабана (ASTM G202 и ASTM G184), методом электрохимической импедансной спектроскопии.

Выводы

1. Показано, что коррозионные показатели стальных образцов и эффективность защитного действия тестируемых ингибиторов в среде, имитирующей пластовую воду нефтегазовых месторождений, определяются природой реагента и его концентрацией.

2. Анализ поляризационных кривых стального электрода показал, что при введении в модельную пластовую воду тестируемых реагентов в количестве 0,0002 моль/л потенциал коррозии смещается в область положительных значений на 100-150 мВ, при этом плотность тока коррозии и, соответственно, скорость общей коррозии K (мм/год) уменьшается по сравнению с неингибированной средой в 2-4 раза.

3. Согласно результатам электрохимического метода, с увеличением концентрации реагента на порядок и более (в диапазоне 0,0002-0,004 моль/л) скорость коррозии стальных образцов в присутствии ИК1, ИК3, ИК4 возрастает, а в некоторых случаях степень защиты (Z) характеризуется отрицательными значениями. При этом в аналогичных условиях в присутствии реагента ИК2 скорость коррозии уменьшается в 5-6 раз, по сравнению с неингибированной средой.

4. Согласно результатам гравиметрического метода, эффективность защиты реагентов при концентрации 0,0002 моль/л уменьшается в ряду: ИК2 (93%) > ИК1 (72%) > ИК3 (33%) > ИК4 (17%).

5. Установлено, что реагенты: имидазол $C_3H_4N_2$ (полностью) и 2-метилимидазол $C_4H_6N_2$ (частично) удовлетворяют требованиям, которые предъявляются к ингибиторам коррозии в нефтегазовой отрасли.

6. Показано, что применение 1-нитрооксиэтил-2-метил-5-нитроимидазол $C_6H_{12}N_4O_5$ и 2-метил-1,4-динитроимидазол $C_4H_4N_4O_4$ в качестве ингибиторов коррозии стали в минерализованной пластовой воде малоэффективно.

Литература

1. В.Н. Ивановский, *Коррозия «Территория НЕФТЕГАЗ»*, 1, 18-25 (2011).
 2. Л.С. Саакян, А.П. Ефремов, *Защита нефтегазопромышленного оборудования от коррозии*. Недра, Москва, 1982. 227 с.

3. Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков, *Осложнения в нефтедобыче*. ООО Изд-во научно-технической литературы «Монография», Уфа, 2003. 302 с.
 4. А.А. Подопригора, *Вестник Югорского государственного университета*, 4(23), 105-112 (2011).
 5. К.Н. Абдрахманова, И.А. Дягилев, Н.Х. Абдрахманов, Р.А. Шайбаков, *Безопасность техногенных и природных систем*, 3, 39-46 (2020).
 6. О.А. Насибуллина, М.Ю. Печенкина, *Материаловедение и защита от коррозии*, 19, 90-96 (2021).
 7. И.В. Семенова, Г.М. Флорианович, А.В. Хорошилов, *Коррозия и защита от коррозии*. ФИЗМАТЛИТ, Москва, 2002. 336 с.
 8. В.Э. Ткачева, А.В. Бриков, Д.А. Лунин, А.Н. Маркин, *Локальная CO_2 -коррозия нефтепромыслового оборудования*. БашНИПИнефть, Уфа, 2021. 168 с.
 9. Z. Ahmad, *Principles of Corrosion Engineering and Corrosion Control*. Elsevier Science & Technology Books, Oxford (UK), Burlington (USA), 2006. 672 p.
 10. И.Л. Розенфельд, *Ингибиторы коррозии*. Химия, Москва, 1977. 352 с.
 11. Э.М. Гутман, М.Д. Гетманский, О.В. Клапчук, Л.Е. Кригман, *Защита газопроводов нефтяных промыслов от сероводородной коррозии*. Недра, Москва, 1988. 200 с.
 12. В.И. Вигдорович, Л.Е. Цыганкова, *Ингибирование сероводородной и углекислотной коррозии металлов. Универсализм ингибиторов*. КАРТЭК, Москва, 2011. 244 с.
 13. Г.Р. Хайдарова, *Современные проблемы науки и образования*, 6, 286-294 (2014).
 14. Л.И. Антропов, Е.Н. Макушин, В.Р. Панасенко, *Ингибиторы коррозии металлов*. Техника, Киев, 1981. 213 с.
 15. Р.В. Кашковский, Ю.И. Кузнецов, *Коррозия: материалы, защита*, 3, 20-26 (2013).
 16. Р.К. Вагапов, Д.Н. Запечалов, *Наука и техника в газовой промышленности*, 1, 72-79 (2020).
 17. Ю.И. Кузнецов, *Защита металлов*, 55, 6, 113-120 (2019).
 18. М.Ф. Ибрагимов, И.Р. Мингазетдинов, *Коррозия: материалы, защита*, 10, 46-52 (2022).
 19. M. Rezaeivala, S. Karimi, K. Sayin, B. Tüzün, *Colloids Surf. Physicochem. Eng. Asp.*, 641, 1-2 (2022).
 20. E. Gutiérrez, J.A. Rodríguez, J. Cruz-Borbolla, J.G. Alvarado-Rodríguez, P. Thangarasu, *Corrosion Science*, 108, 23-35 (2016).
 21. C. Monticelli, *Encyclopedia of Interfacial Chemistry / Editor in chief: Klaus Wandelt*. Elsevier, 2018, 164-171 P.
 22. ГОСТ 9.506-87. *Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности*. Государственный комитет по стандартам, Москва, 1988. 17 с.
 23. ГОСТ Р 9.907-2007. *Металлы, сплавы, покрытия металлические. Методы удаления продуктов коррозии после коррозионных испытаний*. Стандартинформ, Москва, 2007. 16 с.

References

1. V.N. Ivanovsky, *Corrosion, Territory of Oil and Gas*, 1, 18-25 (2011).
 2. L.S. Saakian, A.P. Efremov, *Corrosion Protection of Oil and Gas Field Equipment*. Nedra, Moscow, 1982. 227 pp.
 3. N.G. Ibragimov, A.R. Khafizov, V.V. Shaidakov, *Complications in Oil Production*. Monograph Scientific and Technical Literature Publishing House, Ufa, 2003. 302 pp.
 4. A.A. Podoprigora, *Bulletin of Yugra State University*, 4(23), 105-112 (2011).

5. K.N. Abdrakhmanova, I.A. Dyagilev, N.Kh. Abdrakhmanov, R.A. Shaibakov, *Safety of Technogenic and Natural Systems*, 3, 39–46 (2020).
6. O.A. Nasibullina, M.Yu. Pechenkina, *Materials Science and Corrosion Protection*, **19**, 90–96 (2021).
7. I.V. Semenova, G.M. Florianovich, A.V. Khoroshilov, *Corrosion and Corrosion Protection*. FIZMATLIT, Moscow, 2002. 336 pp.
8. V.E. Tkacheva, A.V. Brikov, D.A. Lunin, A.N. Markin, *Local CO₂ Corrosion of Oilfield Equipment*. BashNIPIneft, Ufa, 2021. 168 pp.
9. Z. Ahmad, *Principles of Corrosion Engineering and Corrosion Control*. Elsevier Science & Technology Books, Oxford (UK), Burlington (USA), 2006. 672 p.
10. I.L. Rosenfeld, *Corrosion Inhibitors*. Khimiya, Moscow, 1977. 352 pp.
11. E.M. Gutman, M.D. Getmansky, O.V. Klapchuk, L.E. Krigman, *Protection of Oil Field Gas Pipelines from Hydrogen Sulfide Corrosion*. Nedra, Moscow, 1988. 200 pp.
12. V.I. Vigdorovich, L.E. Tsygankova, *Inhibition of Hydrogen Sulfide and Carbon Dioxide Corrosion of Metals. Universality of Inhibitors*. KARTEC, Moscow, 2011. 244 pp.
13. G.R. Khaidarova, *Contemporary Problems of Science and Education*, 6, 286–294 (2014).
14. L.I. Antropov, E.N. Makushin, V.R. Panasenko, *Metal Corrosion Inhibitors*. Tekhnika, Kyiv, 1981. 213 pp.
15. R.V. Kashkovsky, Yu.I. Kuznetsov, *Corrosion: Materials, Protection*, 3, 20–26 (2013).
16. R.K. Vagapov, D.N. Zapevalov, *Science and Technology in the Gas Industry*, 1, 72–79 (2020).
17. Yu.I. Kuznetsov, *Metal Protection*, **55**, 6, 113–120 (2019).
18. M.F. Ibragimov, I.R. Mingazetdinov, *Corrosion: Materials, Protection*, 10, 46–52 (2022).
19. M. Rezaeivala, S. Karimi, K. Sayin, B. Tüzün, *Colloids Surf. Physicochem. Eng. Asp.*, 641, 1-2 (2022).
20. E. Gutiérrez, J.A. Rodríguez, J. Cruz-Borbolla, J.G. Alvarado-Rodríguez, P. Thangarasu, *Corrosion Science*, 108, 23-35 (2016).
21. C. Monticelli, *Encyclopedia of Interfacial Chemistry / Editor in chief: Klaus Wandelt*. Elsevier, 2018, pp. 164-171.
22. GOST 9.506-87. *Unified System for Protection Against Corrosion and Aging. Metal Corrosion Inhibitors in Water-Oil Media. Methods for Determining Protective Capability*. State Committee for Standards, Moscow, 1988. 17 pp.
23. GOST R 9.907-2007. *Metals, alloys, metal coatings. Methods for removing corrosion products after corrosion testing*. Standardinform, Moscow, 2007. 16 pp.

© **Д. М. Драндров** – магистрант кафедры Технологии основного органического и нефтехимического синтеза имени профессора Г.Х. Камая, Казанский национальный исследовательский технологический университет (КНИТУ), Казань, Россия, dimadrandrot@gmail.com; **И. О. Григорьева** – канд. хим. наук, доцент кафедры Технологии неорганических веществ и материалов, КНИТУ, iren-grigor@mail.ru; **А. Ф. Дресвянников** – д-р хим. наук, профессор кафедры Аналитической химии, сертификации и менеджмента качества, КНИТУ, a.dresvyannikov@mail.ru; **З. Г. Ахтямова** – канд. хим. наук, доцент кафедры Химии и технологии органических соединений азота, КНИТУ, akhtyamovazg@corp.knrту.ru.

© **D. M. Drandrov** – Master-student, Department of of Basic Organic and Petrochemical Synthesis named after Professor G.Kh. Kamai, Kazan National Research Technological University (KNRTU), Kazan, Russia, dimadrandrot@gmail.com; **I. O. Grigoryeva** – PhD (Chemical Sci.), Associate Professor, Department of Technology of Inorganic Substances and Materials, KNRTU, iren-grigor@mail.ru; **A. F. Dresvyannikov** – Doctor of Sciences (Chemical Sci.), Professor, Department of Analytical Chemistry, Certification and Quality Management, KNRTU, a.dresvyannikov@mail.ru; **Z. G. Akhtyamova** – PhD (Chemical Sci.), Department of Chemistry and Technology of Organic Nitrogen Compounds, KNRTU, akhtyamovazg@corp.knrту.ru.

Дата поступления рукописи в редакцию – 24.04.26.

Дата принятия рукописи в печать – 10.05.26.