



ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКА ИНГИБИТОРОВ-БАКТЕРИЦИДОВ НА ОСНОВЕ ИМИДАЗОЛИНОВ

О.Д.Исмаилов

SOCAR, Баку, Азербайджан

The Investigation of Corrosion Causes of Oilfield Equipment and Development of Biocide-Inhibitors on the Basis Imidazolines

O.D.Ismailov

SOCAR, Baku, Azerbaijan

Abstract

The main causes of corrosion of oilfield equipment and facilities «Neft Dashlary» and «May 28» OGPD SOCAR are identified. The main way to protect oilfield equipment is to use corrosion inhibitors. Based on the condensation products of aminoethylethanolamine (AEA) and fatty acids (FA), a universal biocide-inhibitor has been developed to prevent corrosion. By the method of gravimetric tests it have been studied the inhibitory properties of the developed new inhibitory composition against the corrosion of steel in hydrogen sulfide media of various compositions simulating formation water of oil fields, and the biocide efficiency against sulfate-reducing bacteria (SRB). The developed inhibitor is recommended for the application of corrosion protection of downhole equipment, pipelines of reservoir pressure maintenance systems and oil transportation.

Keywords:

Corrosion;
Biocide-inhibitor;
Sulfate-reducing bacteria;
Imidazoline.

© 2019 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

В настоящее время большая часть нефтегазовых месторождений находится в поздней стадии разработки, когда снижается добыча и резко возрастает обводненность нефти. Такие месторождения характеризуются значительными осложнениями в процессах добычи, сбора и подготовки нефти, связанными с коррозионным разрушением оборудования и нефтепроводов. Увеличение коррозионной активности добываемой совместно с нефтью воды на данном этапе является серьезной проблемой. Наиболее эффективным и технологически несложным защитным мероприятием является ингибиторная защита.

К настоящему времени накоплен значительный практический опыт их использования. Однако, различие в коррозионной агрессивности рабочих сред и изменение условий эксплуатации оборудования и сооружений на разных этапах разработки выдвигают новые требования к выбору ингибиторов и совершенствованию технологии ингибиторной защиты и поиск новых эффективных ингибиторов является актуальной задачей, не теряющей своей значимости в настоящее время [1-3].

Целью настоящей работы явилась разработка и исследование эффективных ингибиторов комплексного действия с учетом специфики коррозионной ситуации на промыслах НГДУ «Нефт Дашлары» и «28 Май» SOCAR.

Для достижения указанной цели были поставлены следующие задачи:

- проведение системного анализа состава технологических сред и зараженности продуктивных пластов микроорганизмами, сбор статистических данных по отказам коррозионного состояния промышленного оборудования и сооружений НГДУ «Нефт Дашлары» и «28 Май» SOCAR;
- разработка универсальных ингибитор-бактерицидов на основе азотсодержащих соединений;
- исследование физико-химических, защитных и бактерицидных свойств разработанных ингибиторов;
- выдача рекомендации по их внедрению в практику противокоррозионной защиты скважинного оборудования, трубопроводов систем поддержания пластового давления и транспорта нефти.

В качестве объекта исследования были выбраны обводненные скважины, эксплуатируемые в

НГДУ «Нефть дашлары» и «28 Май» SOCAR.

Экспериментальные исследования выполнены в соответствии со стандартными методиками проведения экспериментальных исследований (исследование причин коррозионных процессов, оценка эффективности ингибирования процессов коррозии и др.).

Проведен мониторинг зараженности бактериями продуктивных пластов и химический анализ промысловых вод. Выявлены первостепенные причины коррозии нефтепромыслового оборудования и объекты для проведения первоочередных противокоррозионных мероприятий

Установлено, что основным фактором, влияющим на коррозионную активность агрессивной среды, является соотношение нефти и воды. С увеличением содержания воды в бинарной водонефтяной эмульсии происходит расслоение последней с выделением воды в качестве обособленной фазы. Как установлено экспериментами, пластовая вода, контактирующая с нефтью, представляет собой минерализованную среду, содержащую до 50 г/л минеральных дисперсных частиц (глина, песок и др.); 15.5–28.8 г/л ионов хлора (Cl^-); 0.4–1.4 г/л кальция (Ca^{2+}); 0.08–0.19 г/л магния (Mg^{2+}); 13.8–22.5 г/л калия и натрия (K^+ , Na^+); 0.7–1.4 г/л карбонатов и бикарбонатов; 0.01–0.12 г/л сульфатов кальция, магния, натрия, калия и железа. Кроме того, в ней присутствуют газообразные примеси: 69–81 мг/л H_2S ; 0.2–3.5 мг/л O_2 и углеводородные газы.

Как видно, слабоминерализованная водная фаза относится к хлоридно-кальциевому типу, в ней преобладают хлориды натрия и кальция, гидрокарбонаты кальция, содержится небольшое количество сульфатов при практически нейтральной реакции ($\text{pH} = 6.5 \div 7.5$).

Содержащийся в водонефтяной смеси сероводород вызывает интенсивную сероводородную коррозию. Сероводород в нефтяных пластах имеет главным образом биологическое происхождение и примерно 80% коррозионных поражений колонн труб в скважинах и трубопроводах связано с деятельностью сульфатвосстанавливающих (СВБ) и гетеротрофных (ГТБ) бактерий. Под действием микробиологических процессов коррозия возникает, прежде всего, на участках трубопроводов и нефтегазового оборудования, где вода собирается и отстаивается. Формирование микроорганизмов начинается, прежде всего, с призабойной зоны нагнетательных скважин, где из-за наличия оптимальной температуры и минерализации воды, присутствия растворенного кислорода и остаточной нефти создаются наиболее благоприятные условия для их жизнедеятельности. Биогенные исследования свидетельствуют о превращении сульфатов и сульфидов в сероводород путем окисления под действием СВБ или молекулярного водорода, или водорода, выделяющегося в результате катодной реакции.

В результате проведенных исследований установлено, что в последние годы основные потери в результате коррозии на «Нефть Дашлары»

и «28 Май», происходит за счет биокоррозии. Установлено, что зараженность СВБ этих месторождений составляет 59–73%. Имеет место тенденция к повышению зараженности месторождений СВБ и концентрации сероводорода.

На основании анализа опубликованных результатов нами были сделаны следующие выводы [4,5]:

- Локальная (питтинговая) коррозия углеродистых и низколегированных сталей нефтепроводов со стороны внутренних поверхностей труб инициируется в местах, благоприятных для жизнедеятельности микроорганизмов, в частности СВБ и ГТБ. При этом начинает развиваться микробиологическая коррозия, образующая колонии зародышевых язв, являющихся очагом местной коррозии.

- Локальная коррозия стенки трубы сопровождается наводороживанием металла вокруг зародышевых язв, приводящих к его охрупчиванию, что облегчает зарождение и распространение трещин.

- Микроорганизмы, находящиеся в пластовой воде, стимулируют коррозию трубной стали, в том числе защищенной эпоксидным покрытием (с алюминиевым порошком в качестве пигмента), причем микробы способны питаться эпоксидной смолой.

- Коррозионные разрушения на микроскопическом уровне начинаются преимущественно в зонах скопления микроорганизмов: в приграничных с зернами зонах и вокруг «гнезд», образовавшихся на месте карбидных зерен, выпавших в результате химического «подтравливания» аустенита вокруг матрицы.

Анализ причин значительного числа отказов при эксплуатации скважинного оборудования на месторождении «Нефть Дашлары» показал следующее:

- аварийные ситуации возникают в трубопроводах, по которым транспортируется нефть с обводненностью более 50–60% и скоростью течения 0.1–1.0 м/с;

- все порывы нефтепроводов происходят на участках с расслоенным режимом течения нефтяной эмульсии, т. е. в условиях выделения из нее водной фазы;

- локальная коррозия происходит в виде питтингов (точечная коррозия) или протяженных канавок (канавочная коррозия);

- локализация коррозионных разрушений характеризуется комплексным воздействием многих факторов: концентрации микробактерий, ионов Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{2-} , Ca^{2+} ; pH; давление в трубопроводе; содержания минеральных частиц, CO_2 , H_2S , O_2 ; скорости потока, степени обводненности нефти и др.

Одним из эффективных способов антикоррозионной защиты промышленного оборудования является применение ингибиторов коррозии. Изменяя дозировку ингибитора или применяя ингибиторы с различными противокоррозионными свойствами, можно добиться снижения скорости коррозии до приемлемого уровня без принципиального изменения существующих тех-

нологических схем.

В состав применяемых в нефтегазовой отрасли ингибиторов коррозии, как правило, входят органические соединения, которые проявляют ингибирующие свойства, водно-спиртовые или углеводородные растворители, а также различные добавки, позволяющие регулировать свойства реагентов. В качестве активного вещества используются высокомолекулярные и низкомолекулярные амины, имидозалины, жирные кислоты, фосфорсодержащие соединения и другие органические кислоты [6].

Нами были разработаны универсальные ингибиторные композиции «НЕФТЕГАЗ-2016 NS» на основе имидазолинов и амидоаминов, полученных из аминоэтилэтаноламина (АЭЭА) и жирных кислот (ЖК).

Жирные кислоты были получены из соапстока, образующегося в результате щелочного рафинирования растительных масел и жиров Бакинского маслоперерабатывающего завода Азерсун Холдинга. Для выделения свободных жирных кислот из соапстока его обрабатывали щелочью (для омыления нейтрального жира) и нейтрализовали минеральными кислотами с последующей дистилляцией. Кислотное число определяли по ГОСТ Р 50457-92. (Жиры и масла животные и растительные). Установлено, что кислотное число исследованной жирной кислоты составляло 180.

Для синтеза ингибитора была выбрана химическая реакция конденсации АЭЭА с кислотами с образованием соединений, проявляющих высокую ингибирующую способность [7]. По результатам испытаний проведения реакции при различных условиях и соотношениях реагентов были получены наиболее оптимальные параметры осуществления конденсации: при интенсивном перемешивании и температуре 130 °С небольшими порциями в колбу приливают при мольном соотношении АЭЭА : ЖК = 1.0 : 3.0. Смесь перемешивают в течение 2-х часов. При

температуре 180 °С, полученный карбоксамид превращается в имидазолин с выделением воды. Следует отметить, что как ингибитор, имидазолин применяется в водорастворимой форме. Поэтому были получены соли имидазолина с уксусной кислотой при соотношении 1:1. Были приготовлены различные композиции ингибитора коррозии комплексного действия на основе водно-спиртовых растворов алкилимидазолинов, различающихся по рецептуре и количеству активных веществ.

На начальном этапе разработки ингибитора коррозии комплексного действия особое внимание уделялось контролю его физико-химических свойств. Физико-химические свойства «НЕФТЕГАЗ-2016 NS», а также их сопоставление с обобщенными требованиями к жидким ингибиторам представлены в таблице 1.

Приведенные результаты показывают, что разработанный ингибитор коррозии комплексного действия на основе водно-спиртовых растворов алкилимидазолинов представляет собой однородную жидкость с допустимым значением вязкости, стабильную при пластовой температуре и устойчивую к отрицательной температуре (минус 50 °С), совместимую с моделью пластовой воды и жидкостями глушения. Таким образом, установлено, что реагент удовлетворяет обобщенным требованиям нефтяных компаний, предъявляемым к физико-химическим и технологическим свойствам жидких ингибиторов.

Следующим этапом производилась оценка эффективности предотвращения ускоренной сероводородной коррозии при использовании разработанного ингибитора. В рамках проводимых испытаний оценивалась эффективность ингибирования как общей, так и локальной коррозии.

С целью выявления и подбора оптимальной рецептуры был проведен комплекс испытаний по оценке эффективности ингибирования коррозии приготовленными композициями с моделированием условий объекта защиты.

Физико-химические свойства «НЕФТЕГАЗ-2016 NS»

Таблица 1

Наименование параметров	Обобщенные требования нефтяных компаний	Параметры «НЕФТЕГАЗ-2016 NS»
Внешний вид	Однородная жидкость, без взвешенных и оседающих частиц	Однородная жидкость темно-коричневого цвета
Плотность при 20 °С, г/см ³	- для водорастворимых ингибиторов не менее 0.95 г/см ³ ; - для нефтерастворимых не нормируется	0.986
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с	Не более 20.0 мм ² /сек	6.8
Термостабильность при пластовой температуре (83 °С)	Не допускается появление в объеме осадка и расслоение	стабилен
Температура застывания при минус 50 °С	Не допускается появление в объеме осадка и расслоение	Ниже минус 50 °С. Не застыл, расслоение и осадок не наблюдаются
Водородный показатель (рН) при 20 °С, ед. рН	Не нормируется	7.54
Массовая доля основного вещества, %	Не нормируется	27.7

Таблица 2

Влияние концентрации H₂S в растворе на скорость коррозии стали Ст20 и защитный эффект (Z) ингибитора при τ=6 ч

C _{H₂S} , мг/л	100 мг/л		400 мг/л	
C _{инг.} , мг/л	K, г/м ² ч	Z, %	K, г/м ² ч	Z, %
0	0.18	-	0.40	-
25	0.07	59	0.07	83
50	0.06	67	0.06	86
100	0.04	76	0.04	90
200	0.03	85	0.02	94

В качестве рабочего раствора исследовалась модель минерализованной пластовой воды плотностью 1.12 г/см³ состава, г/дм³:

Кальций хлористый 6-водный – 34.0
 Магний хлористый 6-водный по ГОСТ 4209 – 17.0
 Натрий хлористый по ГОСТ 4233-77 – 163.0
 Кальций сернокислый 2-водный по ГОСТ 3210-77 - 0.14

Модель готовили на дистиллированной воде, используя реактивы квалификации «х.ч.». В исследуемую среду вводился H₂S полученный непосредственно в рабочем растворе, для чего вводили рассчитанные количества Na₂S и HCl. Концентрация сероводорода контролировалась йодометрически по ОСТ 39-234-89 (Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания сероводорода).

Коррозионные испытания проводились на образцах стали Ст 20 с составом, масс. %: С – 0.17-0.24; Mn – 0.35-0.65; Si – 0.17-0.37; P – 0.035; S – 0.04; Cr – 0.30; Ni – 0.25; Cu – 0.20.

Методика коррозионных испытаний была общепринятой по ГОСТ-9.905-82 (Методы коррозионных испытаний) при комнатной температуре [8]. Использовали прямоугольные пластины размером 50×50×0.3 мм, которые зачищали и полировали на шлифовальных кругах разных размеров. Перед испытаниями образцы обезжиривали ацетоном, сушили и взвешивали на аналитических весах с точностью до 5·10⁻⁵ г. Объем раствора составлял не менее 10 см³ на 1 см² площади образца. Продолжительность опытов - 6–24 часов.

После экспозиции образцы протравливались 15%-м раствором HCl, содержащим 1 г/л уротропина и 1 г/л KI, после чего промывались водой, высушивались фильтровальной бумагой и обрабатывались мягким ластиком. Скорость коррозии оценивали по потерям массы образцов по данным шести параллельных опытов. Защитный эффект ингибитора (Z) рассчитывался по формуле:

$$Z, \% = 100[(K_0 - K_{инг.})/K_0],$$

где K₀ и K_{инг.} – скорость коррозии в неингибированном и ингибированном растворах соответственно.

В таблице 2 приведены данные по скорости коррозии стали Ст 20 и защитному эффекту Z разработанного ингибитора в зависимости от концентрации H₂S в

модельном растворе, полученные в результате 6 часовых и суточных испытаний. Из таблицы 1 следует, что защитный эффект Z возрастает с увеличением концентрации H₂S в растворе и уже при содержании ингибитора 100 мг/л достигается скорость коррозии, близкая 0.04 г/(м²·ч), что соответствует величине порядка 0.05 мм/год, которая предлагается в качестве эталона для характеристики достаточной эффективности ингибитора.

Бактерицидные свойства составов по отношению к СБВ изучены по NACE TM0194-2014. (Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems). Состав среды, Постгейт В, г/л: NH₄Cl - 1.0; K₂HPO₄ - 0.5; MgSO₄·7H₂O - 2.0; CaSO₄ - 1; FeSO₄·7H₂O - 0.5; NaCl – 25, экстракт дрожжей - 1; лактат Na (60%) – 3.5 мл; аскорбиновая кислота – 0.1 г; тиогликолевая кислота 0.1 г.

Исследование бактерицидных свойств разработанного ингибитора показало, что он эффективно подавляет рост числа СБВ в питательной среде Постгейта, т.е. в наиболее комфортных условиях для их развития и жизнедеятельности (рис.1). Если при концентрации ингибитора 50 мг/л численность СБВ на 7-е сутки, что соответствует жизненному циклу бактерий в замкнутой системе, снижается примерно вдвое, то при C_{инг.}=100 мг/л коэффициент подавления их числа приближается к 90%, а при 200 мг/л превышает и эту величину.

Характер влияния исследуемого ингибитора на число бактериальных клеток и степень

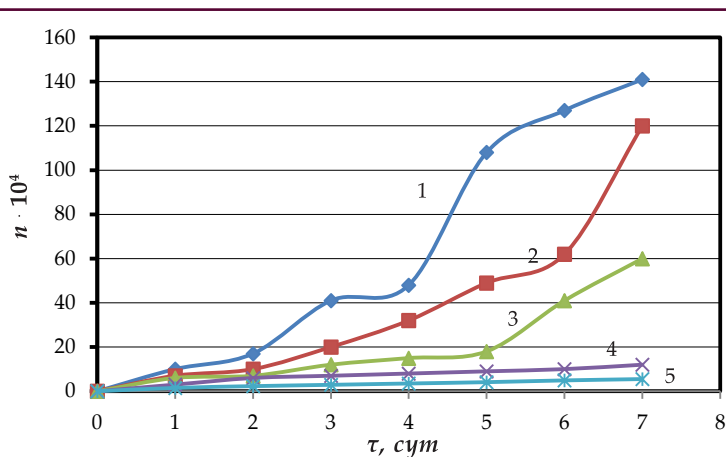


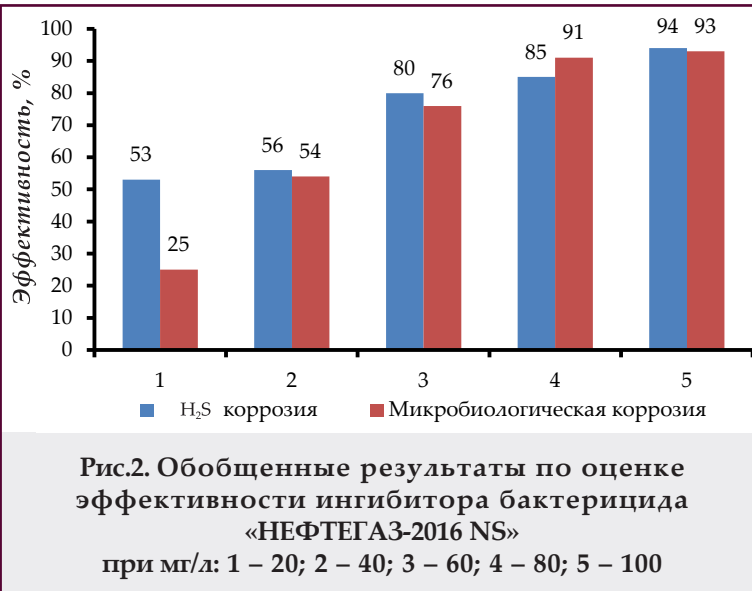
Рис.1. Изменение численности n СБВ во времени под действием ингибитора, при мг/л: 1 – 0; 2 – 25; 3 – 50; 4 – 100; 5 – 200

подавления их жизнедеятельности свидетельствует о его преимущественном бактерицидном действии. Имидазолины и амидоамины, входящие в состав ингибирующей композиции, очевидно, угнетают ферментативные реакции, отвечающие за восстановление сульфатов.

Установлено, что оптимальной эффективной концентрацией ингибитора, позволяющей одновременно предотвращать микробиологическую и сероводородную коррозию с эффективностью не менее 90%, является значение 100 мг/л (рис.2).

Таким образом, по результатам всех проведенных исследований было установлено, что дозировка ингибитора равная 100 мг/л, является наиболее оптимальной с точки зрения предотвращения микробиологической и сероводородной коррозии. При проведении дальнейшего комплекса испытаний, концентрация «НЕФТЕГАЗ-2016 NS» принималась равной 100 мг/л, как базовая дозировка, обеспечивающая защитный эффект более 90%.

В дальнейших исследованиях были проведены промышленные испытания разработанного ингибитора. Промышленный метод определения скорости коррозии заключался в установ-



ке в узлах коррозионного контроля металлических пластин, погруженные в агрессивную среду на месяц. Через месяц образцы снимались на обработку, взвешивание и расчет эффективности ингибиторной защиты. Данный ингибирующий состав рекомендуется для использования при нефтедобыче для защиты нефтепромыслового оборудования.

Литература

- Ashassi-Sorkhabi, H., Shaabani, B., Seifzadeh, D. (2005). Corrosion inhibition of mild steel by some schiff base compounds in hydrochloric acid. *Applied Surface Science*, 239, 154-164.
- Jiang, X., Zheng, Y.G., Ke, W. (2005). Effect of flow velocity and entrained sand on inhibition performances of two inhibitors for CO₂ corrosion of N80 steel in 3% NaCl solution. *Corrosion Science*, 47, 2636-2658.
- Вагапов, Р.К. (2007). Выбор ингибиторов для антикоррозионной защиты стального оборудования на нефтепромыслах. *Коррозия: материалы, защита*, 1, 9-13.
- Kermani, M.B., Harrop, D. (1996) The impact of corrosion on the oil and gas industry. *SPE Production Facilities*, 11, 186-190.
- Исмаилов, О.Д., Шабанова, З.А., Велиев, Ф.Г. (2018). Анализ причин развития осложнений на нефтегазопромысловых объектах. *Нефтепереработка и нефтехимия*, 7, 49.
- Abbasov, V.M., Mammadova, T.A., Veliyev, Kh.R., Kasamanli, Kh.H. (2015). Hydroxy- and aminoethyl imidazolines of cottonseed oil fatty acids as additives for diesel fuels. *Open Journal of Synthesis Theory and Applications*, 4, 33-39.
- Ismayilov, O.D., Shabanova, Z.A., Valiyev, F.V. (2019). The development of corrosion inhibitors on the basis of nitrogen containing compounds. *5th International Turkic World Conference on Chemical Sciences and Technologies, Sakarya, Turkey*, 19.
- Исмаилов, О.Д., Шабанова, З.А., Султанов, Э.Ф., Валиев, Ф.Г. (2019). Разработка и защитные свойства ингибитора бактерицида сероводородной и микробиологической коррозии стали на основе азотсодержащих соединений. *SOCAR Proceedings*, 3, 29-33.

References

- Ashassi-Sorkhabi, H., Shaabani, B., Seifzadeh, D. (2005). Corrosion inhibition of mild steel by some schiff base compounds in hydrochloric acid. *Applied Surface Science*, 239, 154-164.
- Jiang, X., Zheng, Y.G., Ke, W. (2005). Effect of flow velocity and entrained sand on inhibition performances of two inhibitors for CO₂ corrosion of N80 steel in 3% NaCl solution. *Corrosion Science*, 47, 2636-2658.
- Vagapov, R.K. (2007). Vybor ingibitorov dlya antikorrozionnoj zaschity stal'nogo oborudovaniya na neftepromyslah. *Korroziya: materialy, zaschita*, 1, 9-13.
- Kermani, M.B., Harrop, D. (1996). The impact of corrosion on the oil and gas industry. *SPE Production Facilities*, 11, 186-190.
- Ismailov, O.D., Shabanova, Z.A., Veliev, F.G. (2018). Analiz prichin razvitiya oslozhnenij na neftegazopromyslovyh ob'ektah. *Neftepererabotka i neftehimiya*, 7, 49.
- Abbasov, V.M., Mammadova, T.A., Veliyev, Kh.R., Kasamanli, Kh.H. (2015). Hydroxy- and aminoethyl imidazolines of cottonseed oil fatty acids as additives for diesel fuels. *Open Journal of Synthesis Theory and Applications*, 4, 33-39.
- Ismayilov, O.D., Shabanova, Z.A., Valiyev, F.V. (2019). The development of corrosion inhibitors on the basis of nitrogen containing compounds. *5th International Turkic World Conference on Chemical Sciences and Technologies, Sakarya, Turkey*, 19.
- Ismailov, O.D., Shabanova, Z.A., Sultanov, E.F., Valiev, F.G. (2019). Development and protective properties of bactericide inhibitor hydrogen and microbiological corrosion of steel based on nitrogen-containing compounds. *SOCAR Proceedings*, 3, 29-33.

Исследование причин коррозии нефтепромыслового оборудования и разработка ингибиторов-бактерицидов на основе имидазолинов

О.Д.Исмаилов
SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

Выявлены основные причины коррозии нефтепромыслового оборудования и сооружений НГДУ «Нефт Дашлары» и «28 Май» SOCAR. Основным способом защиты нефтепромыслового оборудования является использование ингибиторов коррозии. На основе продуктов конденсации аминоэтилэтаноламина (АЭЭА) и жирных кислот (ЖК) разработан универсальный бактерицид-ингибитор для предотвращения коррозии. Методом гравиметрических испытаний исследованы ингибирующие свойства разработанной новой ингибиторной композиции при коррозии стали в сероводородных средах различного состава, имитирующих пластовые воды нефтяных месторождений, и бактерицидное действие относительно сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). Разработанный ингибитор рекомендован для внедрения в практику противокоррозионной защиты скважинного оборудования, трубопроводов систем поддержания пластового давления и транспорта нефти.

Ключевые слова: коррозия; бактерицид-ингибитор; сульфатвосстанавливающие бактерии; имидазолин.

Neft-mədən avadanlıqlarının korroziya səbəblərinin araşdırılması və imidazolinlər əsasında inhibitor-bakterisidlərin işlənilib hazırlanması

O.D.İsmayılov
SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

SOCAR-ın «Neft Daşları» və «28 May» NQÇİ-nin neft mədən avadanlıqları və qurğularının korroziyasının əsas səbəbləri aydınlaşdırılmışdır. Neft mədən avadanlıqlarının korroziyadan mühafizəsinin əsas yolu inhibitor mühafizəsidir. Aminoetiletanolamin (AEA) və yağ turşularının (FA) kondensləşmə məhsulları əsasında, korroziyanın qarşısını almaq üçün universal bir bakterisid inhibitor işlənmişdir. Qravimetrik metodla, hazırlanmış yeni inhibitor tərkibinin müxtəlif kompozisiyaların lay suyunu imitasiya edən mühitdə poladın hidrogen sulfid korroziyasına qarşı inhibitor xüsusiyyətləri və sulfat reduksiyaedici bakteriyalara (SRB) qarşı bakterisid təsiri öyrənilmişdir. İşlənmiş inhibitorun, quyu avadanlıqlarının, neftin nəqli və lay təzyiqinin saxlanması sistemlərinin boru kəmərlərinin korroziyadan mühafizəsində tətbiqi tövsiyə olunur.

Açar sözlər: korroziya; bakterisid inhibitor; sulfat reduksiyaedici bakteriya; imidazolin.