

ИНГИБИТОР КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СРЕД НА ОСНОВЕ АЗОТСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ И ОТХОДОВ ХЛОРОРГАНИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА

NITROGEN-CONTAINING COMPOUNDS AND ORGANOCHLORINE WASTE PRODUCTION

Нефтепромысловое оборудование и трубопроводы интенсивно корродируют вследствие соприкосновения с сильноагрессивными технологическими средами. Это ведет к большим затратам на ремонт оборудования и сокращению установленных нормативных сроков амортизации. Поэтому в современном мире коррозия металлов и защита от коррозии является одной из важнейших научно-технических и экономических проблем. Ингибиторы коррозии находят широкое применение для защиты оборудования в химической, нефтегазодобывающей промышленности. В связи с этим разработка более эффективных и недорогих ингибиторов кислотной коррозии является актуальной задачей. В статье рассмотрены вопросы синтеза ингибитора коррозии на основе азотсодержащих соединений и отходов хлорорганического производства, приведены данные проведенных опытов по подбору условий синтеза, обеспечивающих наиболее высокий выход триэтилхлорпропениламмонийхлорида. Установлены оптимальные условия синтеза: температура реакционной смеси 83 °С, продолжительность синтеза шесть часов, соотношение реагентов диэтиламин : 1,3-дихлорпропен, равном 1,2 : 1,0. Фактический выход триэтилхлорпропениламмонийхлорида – 97,0 % (масс.). Полученный в результате синтеза продукт был подвергнут анализу на аппарате «Bruker Avance 400», с рабочей частотой 400 МГц, внутренний стандарт тетраметилсилан (TMC), и определена его химическая структура.

Разработана рецептура и технология приготовления буровых растворов, учитывающие геологические факторы и особенности скважин месторождения. Опытные-промышленные испытания ингибитора коррозии проводились в управлении буровых работ ОАО «Сургутнефтегаз» при бурении в сложных геологических средах.

Контроль эффективности ингибиторной защиты проводился гравиметрическим методом с использованием образцов-свидетелей цилиндрической формы. Ингибитор коррозии был признан эффективным водорастворимым реагентом бурового раствора (150-180 мг на 1000 мл бурового раствора), позволяющим уменьшить скорость коррозии в 2-3 раза, и рекомендован к промышленному применению для защиты нефтепромыслового оборудования.

Oil field equipment and pipelines intensively corrode because of the contact with strongly aggressive technological media. It leads to great expenses for the equipment overhaul and the reduction of stipulated normative amortization terms. That's why in the modern world metals' corrosion and their protection from corrosion is one of the most important scientific technical and economic problems. Corrosion inhibitors find a broad application for the equipment protection in the chemical, oil and gas producing industry. In this connection the development of more effective and cheap acid corrosion inhibitors is an actual task. In the article the issues of corrosion inhibitors' synthesis on the basis of nitrogen containing compounds and organochlorine production wastes have been considered, the data of the carried out experiments on choosing synthesis conditions providing the highest yield of triethylchlorpropenylammoniumchloride has been given. The optimal synthesis conditions: the reaction mixture temperature is 83 degrees C, the synthesis duration is 6 hours, the diethylamine reagents' ratio is 1.3-dichlorpropene equal to 1.2:1.0 have been defined. The factual yield of triethylchlorpropenylammoniumchloride is 97% (mass). The product obtained as a result of the synthesis was subjected to the analysis on the device "Bruker Avance 400" with the working frequency of 400 MHz, the inner standard TMC and its chemical structure was determined. The composition and technology of drilling mud preparation taking into account the geological factors and the peculiarities of the oil field wells has been worked out. Experimental industrial tests of the corrosion inhibitor were carried out in the drilling works management OJSC "Surgutneftegas" in severe geological drilling media.

The inhibitor protection effectiveness control was carried out by means of gravity metric method with the use of wheel-box test of the cylindrical shape. The corrosion inhibitor was considered to be effective water dissolved drilling mud reagent (150-180 mg per 1000 ml of the drilling mud) allowing to reduce the corrosion speed 2-3 times and was recommended for the commercial application for oil field equipment protection.

Дмитриев Ю. К., Хайдарова Г. Р.,
Исламутдинова А. А., Сидоров Г. М.,
Иванов А. Н.

Уфимский государственный нефтяной
технический университет, филиал
г. Стерлитамак,
Российская Федерация
Уфимский государственный нефтяной
технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Yu. C. Dmitriev, G. R. Haydarova,
A. A. Islamutdinova, G. M. Sidorov,
A. N. Ivanov

Ufa State Petroleum Technological
University Branch,
Sterlitamak, the Russian Federation
Ufa State Petroleum Technological
University,
Ufa, the Russian Federation

Ключевые слова: нефтепромысловое оборудо-
вание, коррозия, ремонт, ингибитор, реагент, про-
дукты реакции, спектрометрия, синтез, конверсия.

Key words: oil field equipment, corrosion,
overhaul, inhibitor, reagent, reaction products,
spectrometry, synthesis, conversion.

Нефтепромысловое оборудование и трубопроводы многих месторождений интенсивно корродируют вследствие соприкосновения с сильноагрессивными технологическими средами. Это ведет к большим затратам на ремонт оборудования и сокращению установленных нормативных сроков амортизации. Кроме того, согласно статистическим данным около 20% общего количества аварий на нефтепромыслах связано с коррозией. В результате таких аварий теряется большое количество и добываемого продукта, и металла. Поэтому в современном мире коррозия металлов и защита от коррозии является одной из важнейших научно-технических и экономических проблем. Ингибиторы коррозии находят широкое применение для защиты оборудования в химической, нефтегазодобывающей промышленности [1-5].

В связи с этим разработка более эффективных и недорогих ингибиторов кислотной коррозии является актуальной задачей.

Нами предлагается синтез триэтилхлорпропениламмонийхлорида протекающего по реакции

$$(C_2H_5)_3N + ClCH_2CH=CHCl \rightarrow (C_2H_5)_3N(CH_2CH=CHCl)_2^+Cl^-$$

В реактор, снабженный мешалкой, термометром, обратным холодильником, делительной воронкой и термостатирующим устройством помещают 102 г триметиламина. При перемешивании и температуре 60 °С в реактор вводят быстрыми каплями через делительную воронку 145 г осветленных отходов хлорорганического производства, содержащих 45% мас. смеси цис-, транс-1,3-дихлорпропенов, 18% (масс.) 1,2-дихлорпропана и 3% (масс.) 1,2,3-трихлорпропана и др.

Были проведены опыты по подбору условий синтеза, обеспечивающих наиболее высокий выход триэтилхлорпропениламмонийхлорида.

На рисунке 1 приведена зависимость наиболее высокого выхода триэтилхлорпропениламмонийхлорида от мольного соотношения реагирующих веществ. Условия проведения синтеза: конверсия 1,3-цис-, трансдихлорпропенов равна 96,9% масс.

Таким образом, наиболее высокий выход продуктов реакции наблюдается при мольном соотношении диэтиламин: 1,3-дихлорпропен равном 1,2 : 1,0.

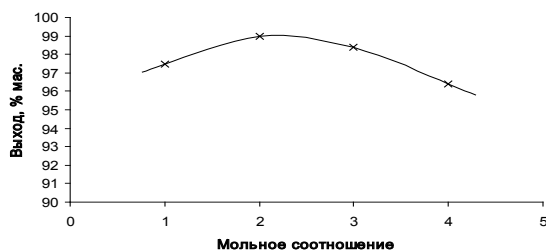


Рисунок 1. Влияние мольного соотношения реагирующих веществ на выход триэтилхлорпропениламмонийхлорида: 1-триэтиламин: 1,3-дихлорпропен = 1,0: 1,0; 2 – 1,1: 1,0; 3 – 1,2: 1,0; 4 – 1,3: 1,0

Зависимость выхода триэтилхлорпропениламмонийхлорида от температуры представлена на рисунке 2. Условия проведения синтеза: триэтиламин : 1,3-дихлорпропен = 1,1 : 1,0; конверсия 1,3-цис-, трансдихлорпропенов равна 96,9% масс., продолжительность экспозиций 4,5 часа.

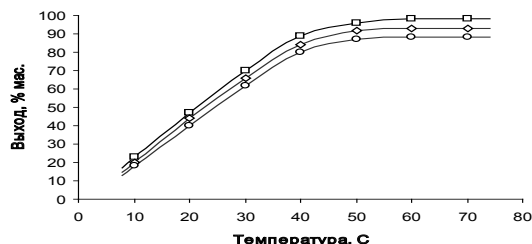


Рисунок 2. Влияние температуры на выход триэтилхлорпропениламмонийхлорида:

○ – триэтиламин:1,3 – дихлорпропен =1,0; 1,0; ◇ – 1,05; 1,0; □ – 1,1 : 1,0

С повышением температуры от 70 до 90 °С выход продуктов реакции увеличивается. Дальнейшее повышение температуры не влияет на выход четвертичного аммониевого соединения (ЧАС).

Зависимость выхода триэтилхлорпропениламмонийхлорида от времени реакции представлена на рисунке 3. Условия проведения синтеза: конверсия 1,3-дихлорпропенов равна 96,9% масс.

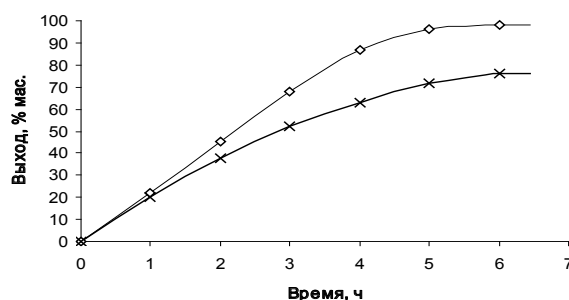


Рисунок 3. Зависимость выхода триэтилхлорпропениламмонийхлорида от продолжительности реакции: × – T = 70 °С; ◇ – T = 90 °С

С увеличением времени реакции происходит увеличение выхода триэтилдихлорпропениламмонийхлорида. При температуре 83 °С синтез триэтилдихлорпропениламмонийхлорида заканчивается за 6,0 ч с выходом продукта реакции 96,6 % масс.

Оптимальные условия синтеза: температура реакционной смеси 83 °С, продолжительность синтеза шесть часов, соотношение реагентов диэтиламин: 1,3-дихлорпропен, равном 1,2 : 1,0. Фактический выход триэтилхлорпропениламмонийхлорида – 97,0 % (масс.).

Полученный в результате продукт был подвергнут анализу на аппарате «Bruker Avance 400», с

рабочей частотой 400 МГц, внутренний стандарт тетраметилсилан (ТМС). Спектр снят в дейтеро-ацетоне (Д-Ас), химические сдвиги измерены в δ -шкале и даны в м.д. (миллионных долях), а константа спин-спинового взаимодействия (КССВ) в Гц, где с помощью ЯМР¹-спектроскопии была доказана его химическая структура (рисунок 4).

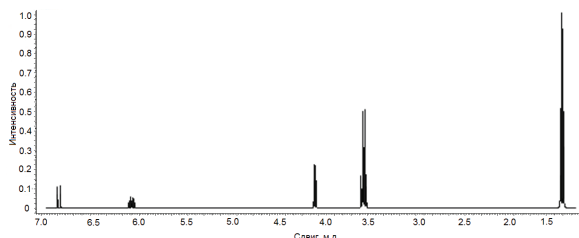


Рисунок 4. ЯМР¹-спектр триэтилхлорпрениламмонийхлорида

Спектр ЯМР ¹H, δ , м.д.: 1,40 т (3H, 3CH₃), 3,55 к. (2H, 2CH₂), 4,07 д. (2H, CH₂), 6,05 дт. (H, CH), 6,84 д. (H, CH).

Синтезированный ингибитор смешали со стандартным буровым раствором рецептуры 3, согласно технологическому регламенту ОАО «Сургутнефтегаз» в общепринятом соотношении [6].

Определение защитного эффекта проводили двумя методами гравиметрическим и электрохимическим.

Электрохимический метод результирующего тока, является наиболее современным и широко используется на практике. В процессе эксперимента по электрохимическому методу контрольная ячейка (без ингибитора) служит источником внешней стабильной ЭДС по отношению к опытной. При параллельном включении ячеек вследствие законов Кирхгофа результирующий ток зависит от внутреннего сопротивления опытной ячейки, в свою очередь, зависит от скорости переноса заряда, т.е. скорости коррозии. Защитное действие (Z) рассчитывается по формуле

$$Z = \frac{I_0 - I}{I_0} \cdot 100\%$$

где I_0 — ток через контрольную ячейку; I — ток через опытную ячейку.

Циркуляционная ячейка через боковой отвод заполняется анализируемым раствором. В ячейку, заполненную анализируемым раствором, устанавливается электрод с преобразователем, подключается к индикатору скорости коррозии «Монитор-2М», включается мешалка для создания циркуляции среды и добавляется ингибитор с расчетной концентрацией. Замеры проводили в течение 47 часов. Данные о скорости коррозии фиксировались и обрабатывались с помощью программы monisog.exe. Результаты лабораторных исследований сводятся в таблицу.

Метод измерения — гравиметрический, основан на изменении массы стальных пластин после 24-часового выдерживания в растворе анализируемой ингибированной соляной кислоты в специальном приборе для определения скорости коррозии стали.

Прибор для определения скорости коррозии стали, состоящий из стеклянного цилиндра, вместимостью 400 (500) см³ с меткой 250 см³, с пришлифованной пробкой, в которой имеются отверстия для выхода водорода и стеклянного стержня с тремя крючками для подвешивания стальных пластин. При отсутствии прибора можно использовать цилиндр вместимостью 500 см³ с резиновой пробкой, в которой свободно закрепляют стеклянный стержень с крючками.

Пластины из листовой стали марки Ст.3кп по ГОСТ 380 или 08кп по ГОСТ 1050 размером (50×20×2) мм с выбитыми номерами и отверстием для подвеса диаметром 4 мм, находящимися на расстоянии 4 мм, от верхнего края пластины.

Для активации поверхности нового образца перед испытанием его погружают на 30 мин в раствор 15%-й соляной кислоты, затем тщательно промывают проточной и дистиллированной водой, высушивают фильтровальной бумагой.

Стальные пластины перед испытанием зачищают сначала более крупной шкуркой № 120, потом шкуркой № 240, проводя ею по поверхности в одном направлении вдоль длины пластины.

С помощью штангенциркуля измеряют длину, ширину и толщину пластины с точностью $\pm 0,05$ мм.

Затем пластины промывают последовательно дистиллированной водой, ацетоном, потом этиловым спиртом, сушат 1-2 мин на воздухе и взвешивают.

После обезжиривания последующие операции с образцами необходимо проводить с помощью пинцета.

Подготовленные таким образом пластины хранят в эксикаторе.

Выполнение измерений:

В цилиндр прибора наливают 250 см³ соляной кислоты (раствор с массовой долей хлористого водорода не более 27%), добавляют ингибитор массой, рассчитанной по формуле

$$m = \frac{k \cdot 250 \cdot \rho}{100}$$

где k — массовая доля добавляемого ингибитора коррозии (от 0,3 до 0,6) %; ρ — плотность соляной кислоты, г/см³.

Затем содержимое цилиндра тщательно перемешивают и помещают в термостат или водяную баню, доводят температуру ингибированной соляной кислоты до $(20 \pm 0,5)$ °С, и погружают в раствор кислоты стержень с тремя, предварительно

взвешенными пластинами так, чтобы пластинки были полностью погружены в раствор кислоты и не соприкасались друг с другом и со стенками цилиндра.

Через 24 часа пластины вынимают из раствора, сразу промывают водой, удаляют резинкой (чернильной или карандашной) налет, промывают ацетоном, затем спиртом, сушат 1-2 мин на воздухе и взвешивают.

Допускается повторное (не более 3-х раз) использование пластин, если их торцы не растравлены.

Вычисление результатов измерения

Скорость коррозии стали в присутствии (α_1) и отсутствии (α_0) ингибитора коррозии, в $\text{г/м}^2 \cdot \text{ч}$, вычисляют по формуле

$$\alpha_1(\alpha_0) = \frac{m - m_1}{S \cdot t}$$

где m – масса пластины до начала испытаний, г; m_1 – масса пластины после испытаний, г; S – площадь поверхности пластины, м^2 , t – время проведения испытания, ч.

Площадь пластины (S), в м^2 , вычисляют по формуле

$$S = \frac{2 \cdot (ab + ac + bc)}{10^6}$$

где a – длина пластины, мм; b – ширина пластины, мм; c – толщина пластины, мм. Площадь отверстий пренебрегают.

За результат анализа принимают среднее арифметическое трех параллельных определений, допу-

скаемое расхождение между которыми не должно превышать $0,04 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$ ($P = 0,95$) для ингибированной соляной кислоты и $1,5 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$ для неингибированной соляной кислоты.

Степень защиты стали, в %, вычисляют по формуле

$$z = \frac{\alpha_0 - \alpha_1}{\alpha_0} \cdot 100$$

где α_0 – скорость коррозии образцов в отсутствии ингибитора коррозии, $\text{г/м}^2 \cdot \text{ч}$; α_1 – скорость коррозии образцов в присутствии ингибитора коррозии, $\text{г/м}^2 \cdot \text{ч}$.

Определение температуры застывания ингибитора определяли по ГОСТ 20287.

Результаты исследований

При исследовании защитных свойств ингибиторов брали в концентрациях 0,2 мл, 0,4 мл, 0,6 и 0,8 мл на 1000 мл среды. Замеры проводили в течение 25 часов. Рабочую поверхность электродов зачищали и перед экспериментом обезжиривали ацетоном. Данные о скорости коррозии фиксировались и обрабатывались с помощью электронной компьютерной программы monicog.exe.

График, полученный в ходе проведения скоростной коррозии (рисунок 5) был обработан при помощи специального программного комплекса СЕАМР, анализирующего опытные данные и позволяющего рассчитывать основные показатели эффективности ингибитора.

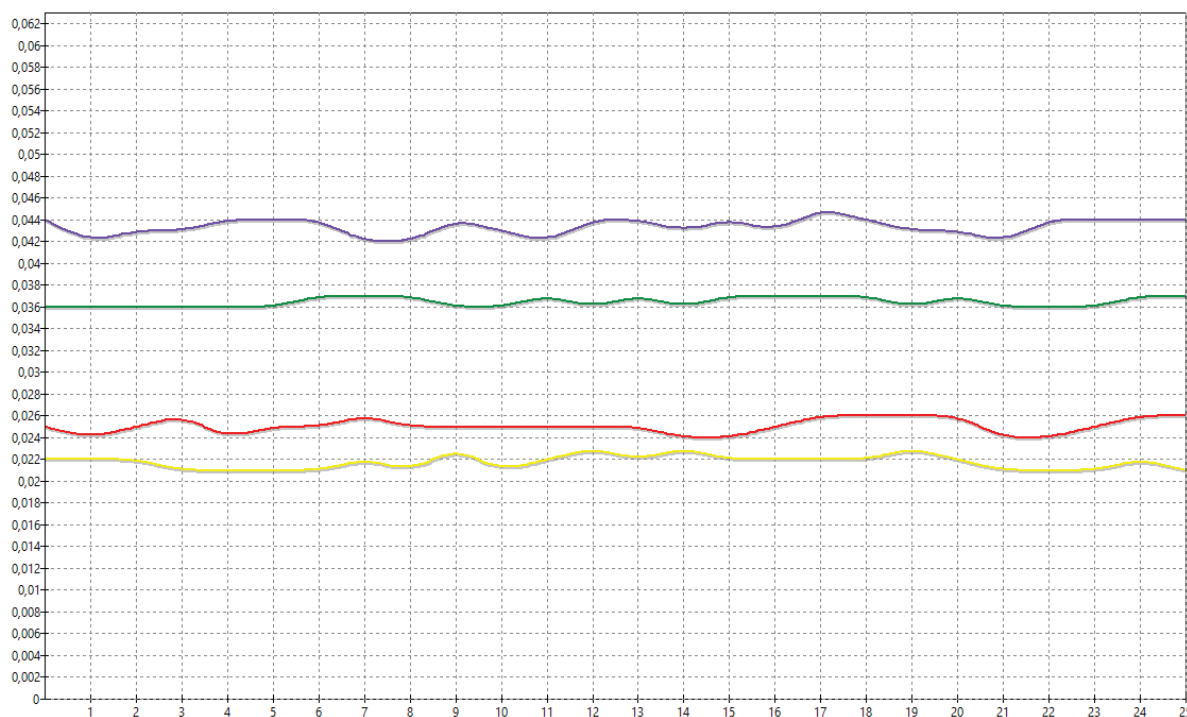


Рисунок 5. Скорость коррозии (мм/год) при использовании ингибитора концентрации 0,2 мл/л, 0,4 мл/л, 0,6 мл/л, 0,8 мл/л (сверху вниз)

Результаты лабораторных исследований сведены в таблицу 1.

Таблица 1. Результаты электрохимического анализа

N	Концентрация, г/л	Скорость коррозии, мм/год	Скорость коррозии, г/см ² ·ч	Степень защиты, %	Защитный эффект	Уравнение регрессии скорости коррозии от времени (интервал 1 час)
1	0,2	0,036	0,032	66,7	3,000	$y = -0,0002x + 0,0411$
2	0,4	0,030	0,027	71,7	3,529	$y = -0,0002x + 0,0347$
3	0,6	0,020	0,018	81,3	5,355	$y = -0,0002x + 0,024$
4	0,8	0,019	0,017	82,6	5,737	$y = -0,0001x + 0,0211$

Для установления характера локализации молекул ингибиторов коррозии на поверхности стали нами был использован метод электронной микроскопии с помощью растрового сканирующего электронного микроскопа фирмы PHILIPS модель «XL-30» (рисунок 6).

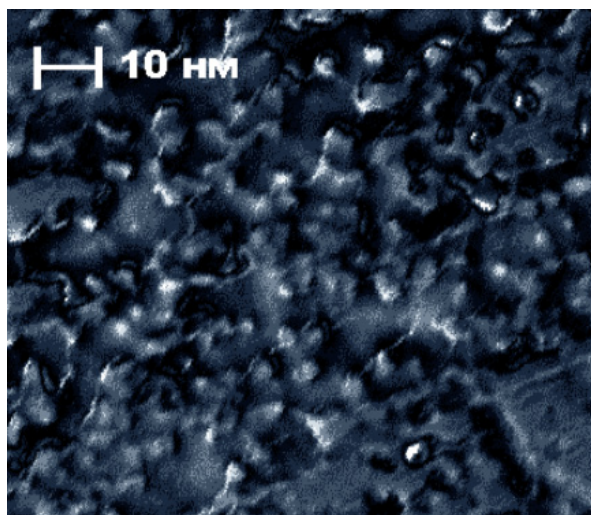


Рисунок 6. Защитная плёнка ингибитора на основе триэтилхлор-прениламмонийхлорида на поверхности металла под микроскопом

В связи с тем, что молекулы ингибитора имеют как гидрофильную, так и гидрофобную части, они скапливаются на поверхности металла в виде защитной плёнки, ориентируясь в пространстве гидрофобной частью к металлу. Это обеспечивает экранирование поверхности от воздействия растворённого кислорода и прочих окислителей. Полученный монослой ингибитора был изучен с помощью электронного микроскопа.

Опытно – промышленные испытания ингибитора коррозии по п. 3.2.1- в ОАО «Сургутнефтегаз» проводились в Сургутском управлении буровых работ № 1 – структурном подразделении ОАО «Сургутнефтегаз».

Режим течения жидкости по трубе – ламинарный. Структура потока – фазовое расслоение: вода – водонефтяная эмульсия – газ. Содержание коррозионно-

активных компонентов в попутно-добываемой воде: CO₂ – до 147 мг/л, H₂S – 4,3 мг/л, хлоридов – от 9000 до 11000 мг/л, гидрокарбонатов – 900 мг/л. По минерализации, в среднем равной 20 г/л, эта вода относится к высокоминерализованным средам.

Контроль эффективности ингибиторной защиты проводился гравиметрическим методом с использованием образцов-свидетелей цилиндрической формы.

Ингибитор коррозии был признан эффективным водорастворимым реагентом бурового раствора (150-180 мг на 1000 мл бурового раствора), позволяющим уменьшить скорость коррозии в 2-3 раза, и рекомендован к промышленному применению для защиты нефтепромыслового оборудования ОАО «Сургутнефтегаз» при бурении в сложных геологических средах.

Выводы

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

Синтезирован новый ингибитор на основе азотсодержащих соединений, обеспечивающий в условиях сероводородной и углекислотной коррозии стали высокую степень защиты, составляющую при малых дозировках ($Z = 66,7-82,6\%$).

Подобраны оптимальные условия синтеза ингибиторов: температура, соотношение реагентов, время реакции, изучена структура, качественный и количественный состав.

Разработана рецептура и технология приготовления буровых растворов, учитывающие геологические факторы и особенности скважин месторождения.

По данным электронной микроскопии установлено, что защитная пленка ингибитора коррозии, сформированная на поверхности стального образца, в минерализованной пластовой воде имеет выраженную дендритоподобную структуру и состоит из двух слоев – адсорбированного и мицеллярного. В минерализованной воде, насыщенной CO₂ и H₂S молекулы ингибитора коррозии, заполняют поверхность стали коллоидными мицеллярными частицами с

образованием монослоя размером 1-2 нм, имеющего вид плотноприлегающих цепей.

Анализируя метод борьбы с коррозией наиболее широкое применение из активной защиты получила

ингибиторная защита, из-за простоты схемы и дешевизны ингибиторов коррозии. Годовой экономический эффект от ингибиторной защиты составил 3909000 руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Синтез ингибитора коррозии на основе четвертичных аммониевых соединений и анализ защитных свойств/ А.А. Исламутдинова, Г.Р. Хайдарова, Ю.К. Дмитриев, Г.М. Сидоров //Современные проблемы науки и образования – 2015. № 1; www.science-education.ru/121-17539 (дата обращения 05.09.2015).

2 Оценка токсичности азот: и фосфорсодержащего дезинфектанта: ингибитора коррозии с помощью биотестирования/ Р.Р. Даминев, А.П. Голощанов, А.А. Исламутдинова, А.М. Мунасыпов// Башкирский химический журнал. 2011. Т. 18, № 2. С. 207-208.

3 Исламутдинова А.А., Гайдукова И.В. Получение и защитные свойства ингибиторов коррозии на основе бор-, азотсодержащих соединений // В мире научных открытий. 2010. № 4-6. С. 23-24.

4 Защитные свойства ингибиторов коррозии на основе азотсодержащих и бор-, азотсодержащих соединений/ А.А. Исламутдинова, А.С. Евдокимова, И.В. Гайдукова, Л.И. Калимуллин // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. 2010. № 8. С. 33-35.

5 РД 5753490-006-2010. Технологический регламент на проектирование и строительство нефтяных скважин (буровые растворы) ОАО «Сургутнефтегаз», 2010.

REFERENCES

1 Sintez ingibitora korrozii na osnove chetvertichnykh ammonievyykh soedineniy i

analiz zaschitnykh svoystv/ A.A. Islamutdinova, G.R. Haydarova, Yu.K. Dmitriev, G.M. Sidorov //Sovremennyye problemy nauki i obrazovaniya – 2015. № 1; www.science-education.ru/121-17539 (data obrascheniya 05.09.2015). [in Russian].

2 Otsenka toksichnosti azot: i fosforsoderzhashego dezinfektanta: ingibitora korrozii s pomoschyu biotestirovaniya/ R.R. Daminev, A.P. Goloschapov, A.A. Islamutdinova, A.M. Munasyipov// Bashkirskiy himicheskiy zhurnal. 2011. T. 18, № 2. S. 207-208. [in Russian].

3 Islamutdinova A.A., Gaydukova I.V. Poluchenie i zaschitnyye svoystva ingibitorov korrozii na osnove bor-, azotsoderzhaschih soedineniy //V mire nauchnykh otkrytiy. 2010. № 4-6. S. 23-24. [in Russian].

4 Zaschitnyye svoystva ingibitorov korrozii na osnove azotsoderzhaschih i bor-, azotsoderzhaschih soedineniy/ A.A. Islamutdinova, A.S. Evdokimova, I.V. Gaydukova, L.I. Kalimullin // Aktualnyye problemyi gumanitarnykh i estestvennykh nauk. 2010. № 8. S. 33-35. [in Russian].

5 RD 5753490-006-2010. Tehnologicheskii reglament na proektirovanie i stroitelstvo neftnykh skvazhin (burovyie rastvoryi) OAO «Surgutneftegaz», 2010. [in Russian].

Хайдарова Г. Р., аспирант кафедры «Общая химическая технология», Филиал УГНТУ, г. Стерлитамак, Российская Федерация
G. R. Haydarova, Post-graduate Student of the Chair «General Chemical Technology»

USPTU, Branch Sterlitamak, the Russian Federation
e-mail: igdisamova_a@mail.ru

Исламутдинова А. А., канд. техн. наук, доцент кафедры «Общая химическая технология», Филиал УГНТУ, г. Стерлитамак, Российская Федерация
A. A. Islamutdinova, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair «General Chemical Technology» USPTU, Branch Sterlitamak, the Russian Federation
e-mail: aygul_ru@mail.ru

Дмитриев Ю. К., д-р техн. наук, профессор кафедры «Общая химическая технология», филиал УГНТУ, г. Стерлитамак, Российская Федерация
Yu. C. Dmitriev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, of the Chair «General Chemical Technology» USPTU, Branch Sterlitamak, the Russian Federation

Сидоров Г. М., д-р техн. наук, профессор кафедры «Технология нефти и газа» УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация
G. M. Sidorov, Doctor of Engineering Sciences, Professor of the Chair «Oil and Gas Technology», USPTU, Ufa, the Russian Federation

Иванов А. Н., студент группы БТС-12-31, Филиал УГНТУ, г. Стерлитамак, Российская Федерация
A. N. Ivanov, Student of BTS-12-31 Group, USPTU, Branch Sterlitamak, the Russian Federation
e-mail: sanekclubstr@mail.ru