DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-1-52-60
УДК 620.197.3

И.Р. Хамзин, П.С. Сайтмуратов, Г.Р. Шамсутдинова, А.А. Исламутдинова (Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Sterlitamak, г. Sterlitamak, Республика Башкортостан, Российская Федерация), **Г.М. Сидоров** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **А.Н. Иванов** (Филиал Башкирского государственного университета в г. Sterlitamak, г. Sterlitamak, Республика Башкортостан, Российская Федерация)

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ СИНТЕЗА ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

I.R. Khamzin, P.S. Saytmuratov, G.R. Shamsutdinova, A.A. Islamutdinova (Sterlitamak Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University, Sterlitamak, Republic of Bashkortostan, Russian Federation), **G.M. Sidorov** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation), **A.N. Ivanov** (Sterlitamak Affiliate of Bashkir State University, Sterlitamak, Republic of Bashkortostan, Russian Federation)

DEVELOPMENT OF TECHNOLOGY OF SYNTHESIS CORROSION INHIBITOR FOR DRILLING AGENTS

Введение

Металлическое оборудование, применяемое при бурении скважин, может подвергаться воздействию коррозии. Растворенные в буровом растворе газы такие, как кислород, двуокись углерода и сероводород, могут привести к серьезному коррозионному разрушению оборудования как на поверхности, так и внутри скважины.

Цели и задачи

Целью работы является разработка технологии производства ингибитора коррозии для буровых растворов.

Результаты

Разработана технологическая схема производства нового ингибитора коррозии, полученного взаимодействием триэтилен-тетрамина и 1,2-дихлорэтана. Определены оптимальные условия синтеза. Исследованы физико-химические свойства полученного соединения.

Background

Metal equipment used in drilling wells may be exposed to corrosion. Dissolved gases in the drilling fluid, such as oxygen, carbon dioxide and hydrogen sulfide, can lead to serious corrosion damage to equipment, both on the surface and inside the well.

Aims and Objectives

The aim is to develop the production of corrosion inhibitor technology for drilling agents.

Results

The technological scheme for production a new corrosion inhibitor prepared by reacting triethylenetetraamine and 1,2-dichloroethane is worked out. The optimum synthesis conditions are identified. We investigated the physico-chemical properties of the compound.

Для проверки защитных свойств полученный ингибитор был подвергнут электрохимическим и гравиметрическим испытаниям на скорость коррозии стальных образцов.

По результатам испытаний ингибитор при низкой концентрации показал высокую степень защиты - 98,5 % в солянокислой среде вследствие чего он может быть рекомендован к промышленному применению в буровых растворах для защиты оборудования.

Была выявлена наиболее оптимальная концентрация ингибитора по эффективности и стоимости.

To test the protective properties, the received inhibitor was subjected to electrochemical and gravimetric tests on the corrosion rate of steel specimens.

According to the results of tests inhibitor at low concentrations showed a high degree of protection - 98,5 % in hydrochloric acid so that it can be recommended for industrial applications to protect equipment in drilling agents.

The most optimal concentration of the inhibitor was determined by efficiency and cost.

Ключевые слова: нефтепромысловое оборудование, коррозия, ремонт, ингибитор, реагент, продукты реакции, спектрометрия, синтез, конверсия

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

Введение

Коррозия - это процесс разрушения металлов вследствие химического, электрохимического или биохимического взаимодействия их с окружающей средой.

В процессе эксплуатации оборудования нефтяных скважин происходит их контакт с сильноагрессивными средами. Бурильная и обсадная колонны, а также другое металлическое оборудование, применяемое при бурении скважин, могут подвергаться воздействию коррозии. Растворенные в буровом растворе газы, такие как кислород, двуокись углерода и сероводород могут, привести к серьезному коррозионному разрушению оборудования как на поверхности, так и внутри скважины.

Буровые растворы, применяемые в процессе бурения в нефтедобыче, представляют собой жидкости, содержащие высокоагрессивные компоненты. Очень часто в их состав входит азбазная соляная кислота, которая необходима для растворения различных пород. Металлические части оборудования и обсадных труб испытывают длительный кон-

такт с данной средой, что приводит к интенсивному процессу коррозии и, как следствие, потере своих технических свойств и даже разрушению. Зачастую невозможно устранить наличие нежелательных агрессивных компонентов в буровых растворах при существующих технологиях, поэтому применение ингибиторов коррозии является актуальным решением проблемы коррозии.

Борьба с коррозией позволяет не только продлить срок службы нефтепромыслового оборудования, но и снизить эксплуатационные затраты на его ремонт, улучшить технико-экономические показатели добычи и подготовки нефти и газа на промыслах.

На данный момент ингибиторы коррозии находят широкое применение практически во всех отраслях отечественной промышленности. Использование антикоррозионных составов в нефте- и газодобывающей отрасли приводит к многократному увеличению срока службы добывающих установок и трубопроводов, скважин и прочего вспомогательного оборудования. На сегодняшний день именно данная отрасль промышленности яв-

ляется главным потребителем антикоррозионных соединений.

С целью антикоррозионной защиты металлов и сплавов широко применяются ингибиторы коррозии, которые вводят в невысокой концентрации в коррозионноактивную среду.

Рассматриваемый в данной работе ингибитор по механизму действия относится к адсорбционным. Данные соединения формируют на металлической поверхности тонкую защитную плёнку, которая предотвращает протекание электрохимических процессов, а именно катодную и анодную коррозии. При этом ингибиторы коррозии подразделяют на ингибиторы катодной и анодной коррозии, а также ингибиторы смешанного характера.

Основная часть

Ингибитор представляет собой продукт конденсации триэтилентетрамина и 1,2-дихлорэтана.

Процесс получения ингибитора коррозии заключается в механическом перемешивании триэтилентетрамина и 1,2-дихлорэтана при температуре 75 °С в течение 4 ч.

Для синтеза ингибитора была выбрана химическая реакция конденсации триэтилентетрамина (ТЭТА) с 1,2-дихлорэтаном (ДХЭ) с образованием высокомолекулярного соединения циклического строения - 1,4-диэтиламинпиперазина дигидрохлорида, проявляющего высокую ингибирующую способность (рисунок 1).

В результате опытов были определены оптимальные условия проведения процесса, при которых достигается наибольший выход продукта.

По результатам испытаний были получены следующие оптимальные параметры процесса: при активном перемешивании и температуре 75 °С в реактор небольшими порциями вливают 1,2-дихлорэтан при мольном соотношении ТЭТА : ДХЭ = 1,1 : 1,0. Смесь перемешивают в течение 4 ч.

Признаком окончания реакции являются изменение цвета раствора (пожелтение) и исчезновение нижнего слоя 1,2-дихлорэтана.

Основные физико-химические свойства полученного продукта представлены в таблице 1.

Таблица 1. Свойства полученного соединения

Показатель	Значение
Внешний вид	Тёмно-коричневая смола
Плотность, кг/м ³	1050-1150
Цвет	Жёлтый, темно-коричневый
Растворимость в воде	Умеренно растворим
Температура вспышки, °С	120
рН	6,7-7,0
Массовая доля хлорид-ионов, %	15,0-17,0

Рисунок 1. Реакция синтеза ингибитора коррозии

Описание технологии производства

Технологический цикл периодический. Длительность одного цикла с учетом времени на промежуточные операции составляет 7 часов - одна рабочая смена.

Технологическая схема производства ингибитора коррозии представлена на рисунке 2.

Со склада сырья триэтилентетраамин поступает в емкость 3, где подогревается до 60 °С выносным нагревателем 5, в корпус которого предварительно начали подавать горячую воду.

Одновременно 1,2-дихлорэтан со склада сырья поступает в емкость 2. Количество исходных веществ выбирается в соответствии с мольным соотношением ТЭТА : 1,2-дихлорэтан, равном 1,1 : 1,0.

По окончании загрузки сырья и достижения триэтилентетраамином в емкости 3 требуемой температуры 60 °С отключают подачу горячей воды в теплообменник 5, а три-

этилентетраамин и 1,2-дихлорэтан самотеком поступают в реактор 1, представляющий собой стальной вертикальный аппарат емкостного типа. Материал аппарата - сталь 09Г2С. В момент подачи исходных веществ включают подачу прямой воды в обратный холодильник 6, необходимый для конденсации паров легколетучего 1,2-дихлорэтана и возвращения последнего обратно в реактор. При достижении уровня смеси в реакторе значения 30 % включают электропривод якорной мешалки.

По окончании загрузки жидкого сырья в реактор открывают подачу горячей воды в рубашку аппарата и доводят температуру смеси внутри реактора до 75 °С.

Синтез ведут в течение 4 ч от момента достижения требуемой температуры смеси внутри реактора.

По окончании реакции перекрывают подачу горячей воды в рубашку реактора, включают подачу прямой воды в корпус холодильника - теплообменника 7.

Рисунок 2. Технологическая схема производства ингибитора коррозии

Плавнo открывают вентиль на трубопроводе вывода готового продукта из реактора и включают вакуумный насос 8, перекачивающий готовый ингибитор в емкость-сборник 4. Величину расхода ингибитора из реактора поддерживают таким образом, чтобы температура жидкости после холодильника 7 не превышала 20 °С. После снижения уровня жидкости в реакторе ниже 30 % отключают электропривод перемешивающего устройства. После полной откачки синтезированного ингибитора из реактора в сборник отключают подачу прямой воды в холодильники 6, 7,

производят отбор проб ингибитора на анализ и осуществляют его дальнейшую перекачку в цех готовой продукции.

Для проведения процесса будем использовать цилиндрический аппарат с водяной рубашкой и перемешивающим устройством, так как в процессе синтеза необходимо интенсивное перемешивание и регулярный подвод тепла.

Согласно ГОСТ 20680-2002 «Аппараты с механическими перемешивающими устройствами. Общие технические условия» определяем характеристики реактора (таблица 2).

Таблица 2. Характеристики реактора

Тип аппарата	О - с эллиптическим днищем и эллиптической отъемной крышкой; 1 - с гладкой рубашкой
Объем	$V_p = 3,2 \text{ м}^3$
Рабочее давление	0,11 МПа (10 % по ГОСТ 14249-89)
Группа материала корпуса	У - углеродистые и конструкционные стали
Тип уплотнения вала	Т - (т.к сальниковые допустимо применять только при $T \leq 70 \text{ C}^0$)
Исполнение электродвигателя привода по взрывозащите	1ExdIIAT1 - по ГОСТ Р 51330.3-99 1 уровень защиты (при нормальных режимах работы и при повреждениях) IIA и T1 - подгруппа и знак температурного класса для дихлорэтана
Климатическое исполнение	У - умеренный климат (ГОСТ 15150-69)

Обозначение аппарата - 01-1-0,11У-Т-1ExdIIAT1-У4 по ГОСТ 20680-2002.

Размеры по ГОСТ:

- внутренний диаметр $D = 1600 \text{ мм}$,
- высота корпуса $H = 5005 \text{ мм}$.

Чертеж реактора для синтеза ингибитора представлен на рисунке 3. Для проверки защитных свойств полученный ингибитор был

подвергнут электрохимическим и гравиметрическим испытаниям на скорость коррозии стальных образцов. Испытания проводились в среде 15 %-ого раствора соляной кислоты.

По результатам испытаний на приборе «Монитор-2М» при оптимальной концентрации 0,4 г/л степень защиты составила 98,5 %, а защитный эффект - 67,18 % [9].

Штуцера A_1 , A_2 , A_3 - ввод сырья; B - вывод готового продукта;
 B_1 , B_2 - ввод рассола; Γ_1 , Γ_2 - вывод рассола

Рисунок 3. Реактор для синтеза ингибитора коррозии

Выводы

Предложена технология производства нового ингибирующего состава, полученного на основе остатка перегонки продуктов конденсации триэтилентетрамина и 1,2-дихлорэтана и обладающего высокими антикоррозионными свойствами в буровых растворах. Выявлена наиболее оптимальная с позиций эффективности и стоимости затрат расходная норма, которая составляет 0,04 % масс. ингибитора на массу бурового раствора.

Рассчитаны основные технико-экономические показатели производства ингибитора коррозии. В ходе расчетов доказана экономическая эффективность предлагаемой технологии.

Инвестиции на реализацию проекта мощностью 1000 т/год составили в итоге 74380442,74 руб., при этом годовая прибыль равна 15070240,00 руб.

Себестоимость 1 т готовой продукции составила 234929,76 руб. Срок окупаемости проекта - 4,94 года.

Список литературы

- 1 De Souza C.E.C., Nascimento R.S.V., Lima A.S. Hydrophobically Modified Poly(Ethylene Glycol) as Reactive Clays Inhibitor Additive in Water-Based Drilling Fluids // *Journal of Applied Polymer Science*. 2010. Vol. 117. No. 2. P. 857-864.
- 2 Guancheng J., Yourong Q., Yuxiu A., Xianbin H., Yanjun R. Polyethyleneimine as Shale Inhibitor in Drilling Fluid // *Applied Clay Science*. 2016. Vol. 127-128. P. 70-77.
- 3 Saikia T., Mahto V. Experimental Investigations of Clathrate Hydrate Inhibition in Water Based Drilling Fluid Using Green Inhibitor // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016. Vol. 147. P. 647-653.
- 4 D'Alessandro F. An Inhibitor System for Drilling Reactive Clays // *World Oil*. 2001. Vol. 222. No. 4. P. E-39.
- 5 Andreson B.A., Maas A.F., Penkov A.I., Koshelev V.N., Fathutdinov I.H. Complex Inhibitor Drilling Mud for Drilling Deep Wells in Complicated Conditions // *Petroleum Engineer International*. 1999. Vol. 72. No. 8. P. 4.
6. Хайдарова Г.Р., Исламутдинова А.А., Дмитриев Ю.К., Сидоров Г.М., Иванов А.Н. Ингибитор коррозии нефтепромысловых сред на основе азотсодержащих соединений и отходов хлорорганического производства // *Нефтегазовое дело*. 2015. Т. 13. № 4. С. 163-168.
7. Хайдарова Г.Р., Исламутдинова А.А., Дмитриев Ю.К., Сидоров Г.М., Иванов А.Н. Ингибитор коррозии на основе азот-фосфорсодержащих соединений // *Нефтегазовое дело*. 2015. Т. 13. № 4. С. 169-173.
8. Хайдарова Г.Р., Исламутдинова А.А., Дмитриев Ю.К., Сидоров Г.М., Иванов А.Н. Ингибитор коррозии нефтепромысловых сред // *Нефтегазовое дело*. 2015. Т. 13. № 4. С. 249-253.
9. Даминев Р.Р., Исламутдинова А.А., Иванов А.Н., Хамзин И.Р. Синтез ингибирующего состава для предотвращения коррозии нефтепромыслового оборудования // *Бутлеровские сообщения*. 2015. Т. 43. № 7. С. 106-111.
10. Negm N.A., Tawfik S.M., Badr E.A., Abdou M.I., Ghuiba F.M. Evaluation of Some Nonionic Surfactants Derived from Vanillin as Corrosion Inhibitors for Carbon Steel during Drilling Processes // *Journal of Surfactants and Detergents*. 2015. Vol. 18. No. 3. P. 413-420.
11. Akihiro Y., Shota T. Self-Healing Corrosion Protective Coatings Using Superabsorbent Polymer and Corrosion Inhibitor // *Corrosion Engineering*. 2011. Vol. 60. No. 10. P. 360.
12. Martinez I., Andrade C., Rebollo N., Luo L., De Schutter G. Corrosion-Inhibitor Efficiency Control: Comparison by Means of Different Portable Corrosion Rate Meters // *Corrosion*. 2010. Vol. 66. No. 2. P. 026001-026001-12.
13. Batis G., Pantazopoulou P., Routoulas A. Synergistic Effect of Corrosion Inhibitor and Inorganic

References

1. De Souza C.E.C., Nascimento R.S.V., Lima A.S. Hydrophobically Modified Poly(Ethylene Glycol) as Reactive Clays Inhibitor Additive in Water-Based Drilling Fluids. *Journal of Applied Polymer Science*, 2010, Vol. 117, No. 2, pp. 857-864.
2. Guancheng J., Yourong Q., Yuxiu A., Xianbin H., Yanjun R. Polyethyleneimine as Shale Inhibitor in Drilling Fluid. *Applied Clay Science*, 2016, Vol. 127-128, pp. 70-77.
3. Saikia T., Mahto V. Experimental Investigations of Clathrate Hydrate Inhibition in Water Based Drilling Fluid Using Green Inhibitor. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, Vol. 147, pp. 647-653.
4. D'Alessandro F. An Inhibitor System for Drilling Reactive Clays. *World Oil*, 2001, Vol. 222, No. 4, pp. E-39.
5. Andreson B.A., Maas A.F., Penkov A.I., Koshelev V.N., Fathutdinov I.H. Complex Inhibitor Drilling Mud for Drilling Deep Wells in Complicated Conditions. *Petroleum Engineer International*, 1999, Vol. 72, No. 8, pp. 4.
6. Khaidarova G.R., Islamutdinova A.A., Dmitriev Yu.K., Sidorov G.M., Ivanov A.N. Ingibitor korrozii neftepromyslovykh sred na osnove azotsoderzhashchikh soedinenii i otkhodov khlororganicheskogo proizvodstva [Nitrogen-Containing Compounds and Organochlorine Waste Production]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2015, Vol. 13, No. 4, pp. 163-168. (in Russ.).
7. Khaidarova G.R., Islamutdinova A.A., Dmitriev Yu.K., Sidorov G.M., Ivanov A.N. Ingibitor korrozii na osnove azot-fosforsoderzhashchikh soedinenii [Corrosive Inhibitor Based on Nitrogen-Phosphorous Content Compounds]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2015, Vol. 13, No. 4, pp. 169-173. (in Russ.).
8. Khaidarova G.R., Islamutdinova A.A., Dmitriev Yu.K., Sidorov G.M., Ivanov A.N. Ingibitor korrozii neftepromyslovykh sred [Corrosion Inhibitor in Oil Field Environments]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2015, Vol. 13, No. 4, pp. 249-253. (in Russ.).
9. Daminev R.R., Islamutdinova A.A., Ivanov A.N., Khamzin I.R. Sintez ingibiruyushchego sostava dlya predotvrashcheniya korrozii neftepromyslovogo oborudovaniya [The Synthesis Inhibitory Composition to Prevent Corrosion of Oil-field Equipment]. *Butlerovskie soobshcheniya - Butlerov Reports*, 2015, Vol. 43, No 7, pp. 106-111. (in Russ.).
10. Negm N.A., Tawfik S.M., Badr E.A., Abdou M.I., Ghuiba F.M. Evaluation of Some Nonionic Surfactants Derived from Vanillin as Corrosion Inhibitors for Carbon Steel during Drilling Processes. *Journal of Surfactants and Detergents*, 2015, Vol. 18, No. 3, pp. 413-420.
11. Akihiro Y., Shota T. Self-Healing Corrosion Protective Coatings Using Superabsorbent Polymer

Coating on Reinforcement Corrosion // *Anti-Corrosion Methods and Materials*. 2001. Vol. 48. No. 2. P. 107-116.

14. Quinet M., Neveu B., Moutarlier V., Audebert P., Ricq L. Corrosion Protection of Sol-Gel Coatings Doped with an Organic Corrosion Inhibitor: Chloranil // *Progress in Organic Coatings*. 2007. Vol. 58. No. 1. P. 46-53.

15. Tavandashti N.P., Sanjabi S. Corrosion Study of Hybrid Sol-Gel Coatings Containing Boehmite Nanoparticles Loaded with Cerium Nitrate Corrosion Inhibitor // *Progress in Organic Coatings*. 2010. Vol. 69. No. 4. P. 384-391.

16. Yabuki A., Nishisaka T. Self-Healing Capability of Porous Polymer Film with Corrosion Inhibitor Inserted for Corrosion Protection // *Corrosion Science*. 2011. Vol. 53. No. 12. P. 4118-4123.

17. Xiong Y., Brown B., Kinsella B., Nešić S., Pailleret A. Atomic Force Microscopy Study of the Adsorption of Surfactant Corrosion Inhibitor Films // *Corrosion*. 2014. Vol. 70. No. 3. P. 247-260.

18. Xiong Y., Brown B., Kinsella B., Nesic S., Pailleret A. AFM Studies of the Adhesion Properties of Surfactant Corrosion Inhibitor Films // *NACE - International Corrosion Conference Series*. 2013.

19. Fouda A.S., Ead D.M., El-desoky A.M. Anhydride Derivatives as Corrosion Inhibitors for Carbon Steel in Hydrochloric Acid Solutions // *International Journal of Electrochemical Science*. 2013. Vol. 8. No. 6. P. 8823-8847.

20. Rodriguez-Clemente E., Gonzalez-Rodriguez J.G., Valladares-Cisneros M.G. Allium Sativum as Corrosion Inhibitor for Carbon Steel in Sulfuric Acid // *International Journal of Electrochemical Science*. 2014. Vol. 9. No. 11. P. 5924-5936.

and Corrosion Inhibitor. *Corrosion Engineering*, 2011, Vol. 60, No. 10, pp. 360.

12. Martínez I., Andrade C., Rebolledo N., Luo L., De Schutter G. Corrosion-Inhibitor Efficiency Control: Comparison by Means of Different Portable Corrosion Rate Meters. *Corrosion*, 2010, Vol. 66, No. 2, pp. 026001-026001-12.

13. Batis G., Pantazopoulou P., Routoulas A. Synergistic Effect of Corrosion Inhibitor and Inorganic Coating on Reinforcement Corrosion. *Anti-Corrosion Methods and Materials*, 2001, Vol. 48, No. 2, pp. 107-116.

14. Quinet M., Neveu B., Moutarlier V., Audebert P., Ricq L. Corrosion Protection of Sol-Gel Coatings Doped with an Organic Corrosion Inhibitor: Chloranil. *Progress in Organic Coatings*, 2007, Vol. 58, No. 1, pp. 46-53.

15. Tavandashti N.P., Sanjabi S. Corrosion Study of Hybrid Sol-Gel Coatings Containing Boehmite Nanoparticles Loaded with Cerium Nitrate Corrosion Inhibitor. *Progress in Organic Coatings*, 2010, Vol. 69, No. 4, pp. 384-391.

16. Yabuki A., Nishisaka T. Self-Healing Capability of Porous Polymer Film with Corrosion Inhibitor Inserted for Corrosion Protection. *Corrosion Science*, 2011, Vol. 53, No. 12, pp. 4118-4123.

17. Xiong Y., Brown B., Kinsella B., Nešić S., Pailleret A. Atomic Force Microscopy Study of the Adsorption of Surfactant Corrosion Inhibitor Films. *Corrosion*, 2014, Vol. 70, No. 3, pp. 247-260.

18. Xiong Y., Brown B., Kinsella B., Nesic S., Pailleret A. AFM Studies of the Adhesion Properties of Surfactant Corrosion Inhibitor Films. *NACE - International Corrosion Conference Series*. 2013.

19. Fouda A.S., Ead D.M., El-desoky A.M. Anhydride Derivatives as Corrosion Inhibitors for Carbon Steel in Hydrochloric Acid Solutions. *International Journal of Electrochemical Science*, 2013, Vol. 8, No. 6, pp. 8823-8847.

20. Rodriguez-Clemente E., Gonzalez-Rodriguez J.G., Valladares-Cisneros M.G. Allium Sativum as Corrosion Inhibitor for Carbon Steel in Sulfuric Acid. *International Journal of Electrochemical Science*, 2014, Vol. 9, No. 11, pp. 5924-5936.

Авторы

• Хамзин Ильдар Расулевич
 Филиал Уфимского государственного
 нефтяного технического университета
 в г. Стерлитамак
 Студент кафедры «Общая химическая
 технология»
 Российская Федерация, 453100, г. Стерлитамак
 пр. Октября, 2
 e-mail: ildardinho@yandex.ru

The Authors

• Khamzin Il'dar R.
 Sterlitamak Affiliate of Ufa State Petroleum
 Technological University
 Student of General Chemistry Technology
 Department
 2, October ave., Sterlitamak, 453100,
 Republic of Bashkortostan, Russian Federation
 e-mail: ildardinho@yandex.ru

• Сайтмуратов Пахловон Суратович
Филиал Уфимского государственного
нефтяного технического университета
в г. Стерлитамак
Студент кафедры «Общая химическая
технология»
Российская Федерация, 453100, г. Стерлитамак
пр. Октября, 2
e-mail: saytmuratov_pahlavon@mail.ru

• Saytmuratov Pakhlovon S.
Sterlitamak Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Student of General Chemistry Technology
Department
2, October ave., Sterlitamak, 453100,
Republic of Bashkortostan, Russian Federation
e-mail: saytmuratov_pahlavon@mail.ru

• Шамсутдинова Гульназ Раилевна
Филиал Уфимского государственного
нефтяного технического университета
в г. Стерлитамак
Магистрант кафедры «Общая химическая
технология»
Российская Федерация, 453100, г. Стерлитамак
пр. Октября, 2
e-mail: gula-095@mail.ru

• Samsutdinova Gulnaz R.
Sterlitamak Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Undergraduate Student of General Chemistry
Technology Department
2, October ave., Sterlitamak, 453100,
Republic of Bashkortostan, Russian Federation
e-mail: gula-095@mail.ru

• Исламутдинова Айгуль Акрамовна, канд. техн.
наук
Филиал Уфимского государственного
нефтяного технического университета
в г. Стерлитамак
Доцент кафедры «Общая химическая
технология»
Российская Федерация, 453100, г. Стерлитамак
пр. Октября, 2
e-mail: aygul_ru@mail.ru

• Islamutdinova Aygul A., Candidate of Technical
Sciences
Sterlitamak Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Assistant Professor of General Chemistry
Technology Department
2, October ave., Sterlitamak, 453100,
Republic of Bashkortostan, Russian Federation
e-mail: aygul_ru@mail.ru

• Сидоров Георгий Маркелович, д-р техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Технология нефти и газа»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: kaskad@ufanet.ru

• Sidorov Georgiy M., Doctor of Technical Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Oil and Gas Technology Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: kaskad@ufanet.ru

• Иванов Александр Николаевич
Филиал Башкирского государственного
университета в г. Стерлитамаке
Магистрант кафедры «Математическое
моделирование»
Российская Федерация, 453103, г. Стерлитамак
пр. Ленина, 49
e-mail: sanekclubstr@mail.ru

• Ivanov Aleksandr N.
Sterlitamak Affiliate of Bashkir State University
Undergraduate Student of Mathematics Modeling
Department
49, Lenin ave., Ufa, 453103, Sterlitamak,
Republic of Bashkortostan, Russian Federation
e-mail: sanekclubstr@mail.ru