СНИЖЕНИЕ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ МАТЕРИАЛА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПУТЕМ ИЗМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ВОДНО-СОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ

REDUCTION OF CORROSION SPEED OF OIL AND GAS EQUIPMENT BY CHANGING ELECTROCHEMICAL PARAMETERS OF WATER-SALT SOLUTIONS

М. Ю. Печенкина
Marina Yu. Pechenkina

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Д. Р. Латыпова
Dina R. Latypova

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

И. Г. Ибрагимов
Ildus G. Ibragimov

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

О. Р. Латыпов
Oleg R. Latypov

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Разрушению нефтегазового оборудования способствует высокая агрессивность технологических жидкостей, связанная с присутствием в них растворенных газов, механических примесей, ионов солей, минеральных кислот и оснований.

Основным способом уменьшения скорости коррозии материала нефтегазового оборудования при действии кислых компонентов является закачка химического реагента — нейтрализатора. Для исследования воздействия электрического поля на промышленные среды разработан метод для управления электрохимическими параметрами этих сред. Согласно методу, поток среды проходит обработку электрическим полем в специальном агрегате, который способствует разделению потока жидкости на два разноименно заряженных: анолит и католит.

В настоящей работе рассматривается вопрос изучения скорости коррозии углеродистой стали 09Г2С в минерализованных растворах с различными значениями pH с использованием химических реагентов и католита.

Исследование позволило установить влияние католита на кинетику коррозии, а также выявило зависимость скорости коррозии углеродистой стали от концентрации реагента щелочи и католита при различных значениях pH. Проведена сравнительная оценка по применению наиболее эффективной концентрации католита для снижения скорости коррозии.

Ключевые слова

ингибитор коррозии, католит;
нефтегазовое оборудование;
скорость коррозии;
минерализованные растворы;
технологическая жидкость

High aggressiveness of process fluids associated with the presence of dissolved gases, solids, ions of salts, mineral acids and bases contributes to the destruction of oil and gas equipment.

The main way to reduce the corrosion rate of oil and gas equipment material due to acidic components is to inject a chemical reagent — a neutralizer. To study the effect of an electric field on field fluids, a method for controlling the electrochemical parameters of these fluids has been developed. According to the method, the fluid stream is processed by an electric field in a special unit, which helps to separate the fluid stream into two oppositely charged ones: anolyte and catholyte.

In this paper, we consider the question of studying the corrosion rate of 09G2S carbon steel in mineralized solutions with different pH values using chemical reagents and catholyte.

The study revealed the effect of catholyte on the kinetics of corrosion, and also revealed the dependence of the corrosion rate of carbon steel on the concentration of alkali and catholyte reagent at different pH values. A comparative assessment on the use of the most effective concentration of catholyte to reduce the corrosion rate was carried out.

Key words

corrosion inhibitor; catholyte;
oil and gas equipment;
corrosion rate; mineralized solutions;
process fluid

К основным причинам, существенно сокращающим ресурс нефтегазового оборудования, относятся коррозионные процессы, протекающие на его поверхности, а также высокая коррозионная активность рабочих сред внутри нефтепромыслового оборудования [1–3]. Коррозионная активность среды вызвана присутствием в ней механических примесей, растворенных кислых газов, ионов солей, анаэробных и аэробных микроорганизмов, которые участвуют в процессах деполяризации или растворения металла [4–6].

Для эффективного снижения скорости коррозии существуют реагентный (ингибирование) и безреагентный методы борьбы с осложнениями в процессах извлечения и подготовки нефти [7–9]. Закачка в технологические среды химических реагентов с целью снижения ее агрессивности приводит к необходимости дальнейшей очистки от них нефти и нефтепродуктов, или к образованию новых веществ, которые негативно сказываются на здоровье обслуживающего персонала из-за высокой токсичности [10, 11].

Безреагентные методы борьбы с осложнениями (ультразвуковое воздействие на нефтяные флюиды, снижение их температуры и давления, применение магнитогидродинамической обработки (МГДО) и т.д.) основаны на применении технологий, способствующих позитивному изменению свойств технологических сред. Ограничение безреагентных методов на нефтепромыслах связано с недостаточной проработкой теоретической базы и расчетных методов создания соответствующих агрегатов и устройств, а также отсутствием стабильных и эффективных результатов их применения [12, 13].

В связи с высокой обводненностью нефтяных скважин важно понимать, какое влияние оказывает пластовая вода на процесс коррозии материала нефтегазового оборудования.

Исследование проводили с целью определения скорости коррозии углеродистой стали 09Г2С в минерализованных растворах с различными значениями pH, за счет чего формировали пленки нерастворимых продуктов коррозии путем добавления химических реагентов и католита.

Для изучения влияния щелочи — ингибитора-нейтрализатора коррозии и католита — раствора, насыщенного отрицательными ионами (гидроксил-ионами) на скорость коррозии углеродистой стали были подготовлены металлические пластины из стали 09Г2С, которые предварительно отшлифовали наждачной бумагой, отполировали и обезжирили органическим растворителем согласно ГОСТ 17332-71.

Для определения долговечности металла нефтегазового оборудования в условиях воздействия агрессивной среды применяли гравиметрический метод испытаний на стальных образцах в соответствии с требованиями ГОСТ 9.502-82 и ГОСТ 9.506-87, сущность которого заключается в определении потери массы металлических образцов за время их пребывания в испытываемой коррозионной среде.

Размеры образцов выбирали удобными для погружения их в колбы объемом 300 мл, и достаточными для определения величины скорости их коррозии. Для удобства подвешивания в образце просверлили отверстие диаметром 3 мм. Размеры пластин составляли 50 × 10 × 2 мм. Всего было проведено три ряда испытаний.

На первом этапе эксперимента определяли скорость коррозии углеродистой стали, помещенной в модель пластовой среды, имитирующей по составу и свойствам технологическую среду в соответствии с ГОСТ 9.502-82, без добавления химических реагентов. В дистиллированную воду добавляли соли в следующем количестве: гидрокарбонат натрия (NaHCO_3) — 138 мг/л, хлорид кальция (CaCl_2) — 333 мг/л и сульфат натрия (Na_2SO_4) — 213 мг/л, затем перемешивали до исчезновения кристаллов соли. С помощью pH-метра измеряли pH полученного раствора, который составил $\text{pH} = 8$. Каждый из полученных коррозионных растворов разлили по 250 мл в 3 колбы и, опустив в них по 3 металлических образца, оставили на экспозицию в течение 2 недель (336 ч).

Следующий этап эксперимента проводили с добавлением щелочи. В минерализованный раствор добавляли одинаковое количество раствора гидроксида натрия со значениями $\text{pH} = 10$ и $\text{pH} = 12$ в концентрациях 10 %, 20 %, 30 % и 50 % от объема испытуемого раствора. Далее в колбы объемом 250 мл разлили полученный раствор и опустили в них по 3

образца. Испытания проводили в течение 2 недель (336 ч).

На третьем этапе эксперимента металлические образцы помещали в коррозионный раствор с добавлением католита, имеющего значения $\text{pH} = 10$ и $\text{pH} = 12$ в концентрациях 10 %, 20 %, 30 % и 50 %. Время экспозиции составляло 2 недели (336 ч). Для получения раствора католита, необходимого для проведения эксперимента, использовали агрегат для модифицирования технологических жидкостей УИС 1-50-4,0 [14].

Через 2 недели образцы извлекали из колбы, промывали, удаляли налет продуктов коррозии при помощи резинового шпателя, и проводили измерения размеров и массы. Скорость коррозии углеродистой стали в минерализованном коррозионном растворе без добавления щелочи и католита составляла 0,235 мм/год. Результаты проведенных испытаний с добавлением щелочи и католита показаны в таблице 1.

По полученным экспериментальным данным были построены соответствующие зависимости.

Таблица 1. Зависимость скорости коррозии углеродистой от концентрации гидроксида натрия и католита

Концентрация ингибитора	Скорость коррозии, мм/год			
	при pH раствора 10		при pH раствора 12	
	NaOH	Католит	NaOH	Католит
10 %	0,052882	0,066983	0,055870	0,051303
20 %	0,078198	0,047248	0,064573	0,046090
30 %	0,071298	0,048499	0,113680	0,076983
50 %	0,093604	0,060691	0,068110	0,045943

а) pH добавляемого раствора 10; б) pH добавляемого раствора 12

Рисунок 1. Зависимость скорости коррозии углеродистой стали от концентрации раствора при различном pH

На рисунке 1 видно, что добавление щелочи и католита приводит к уменьшению скорости коррозии углеродистой стали. При этом добавление католита способствует более интенсивному снижению коррозионного процесса. Также заметно, что добавление раствора с $\text{pH} = 12$ в концентрации 30 % приводит к увеличению скорости коррозии, так как происходит процесс частичной перепассивации, что нежелательно, так как приводит к локальным видам коррозии — язвенной, точечной, растрескиванию [15–18].

Таким образом установили, что добавление католита в минерализованные растворы является более выгодным, так как, во-первых, скорость коррозии ниже, а во-вторых, отсутствует необходимость в химических реагентах. Наиболее эффективная дозировка католита при этом составила 30 %.

Выводы

1. Высокая агрессивность технологических жидкостей, связанная с присутствием в

ней кислых компонентов, существенно сокращающих ресурс нефтепромыслового оборудования, может быть снижена путем искусственного изменения основных параметров процессов, ответственных за кинетику электрохимической коррозии нефтегазового оборудования.

2. На основании экспериментальных данных показана достаточная эффективность применения раствора католита с $\text{pH} = 10$ и концентрацией 30 %.

3. Скорость коррозии образцов в присутствии католита снизилась в практически в 5 раз (с 0,235 до 0,0485 мм/год), что составило 80 %. Такая эффективность сопоставима с применением ингибитора коррозии. Католит получили методом модифицирования водно-солевых растворов из водопроводной воды, что полностью исключило применение химических реагентов.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Докучаев А.В. Алгоритм прогнозирования поведения коррозии в нефтегазовом оборудовании // Инновационные технологии: теория, инструменты, практика: матер. междунар. интернет-конф. молодых ученых, аспирантов и студентов. Пермь: ПНИПУ, 2017. Т. 1. С. 86–91.

2. Закирова З.А., Палладина Я.А. Снижение вероятности развития аварийных ситуаций, связанных с коррозионным износом нефтегазового оборудования // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Вып. 1 (117). С. 126–136. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-1-126-136.

3. Латыпов О.Р., Бугай Д.Е., Рябухина В.Н. Влияние компонентов пластовой воды на скорость коррозии нефтепромыслового оборудования // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. Вып. 1 (103). С. 22–33.

4. Шкодин А.А., Глехусеж М.А. Коррозия и методы борьбы с ней в нефтепромысловых отраслях // Научное обозрение. Педагогические науки. 2019. № 4–4. С. 97–101.

5. Latypov O.R., Bugai D.E., Boev E.V. Method of Controlling Electrochemical Parameters of Oil Industry Processing Liquids // Chemical and Petroleum Engineering. 2015. Vol. 51. Issue 3. P. 283–285. DOI: 10.1007/s10556-015-0038-8.

6. Байков И.Р., Китаев С.В., Рязанов Н.Р., Смоорова О.В. Исследование аварийности нефтесборных трубопроводов // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 5. С. 94–98. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-5-94-98.

7. Миракян С.М., Латыпов О.Р., Бугай Д.Е., Раскильдина Г.З., Чанышев Р.Р., Злотский С.С. Торможение электрохимической коррозии некоторыми карбо- и гетероциклическими соединениями // Башкирский химический журнал. 2017. Т. 24. № 1. С. 15–17.

8. Хайдарова Г.Р., Исанбердина Л.Р., Тюсенков А.С., Кононов Д.В., Бугай Д.Е. Ингибиторы на основе четвертичных аммониевых соединений для защиты нефтегазового оборудования от коррозии // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. Вып. 4 (106). С. 74–84.

9. Черепашкин С.Е., Кривенко Е.С., Щербак А.В. Изменение защитных свойств ингибиторов коррозии при воздействии на сталь после термической обработки // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2019. № 6. С. 143–147.

10. Мамедьярова И.Ф., Селимханова Д.Г., Бахышова Д.А. Ингибиторы коррозии стали на основе утилизации остатка или отхода промышленного производства продуктов нефтепереработки и нефтехимии // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. 2016. № 2. С. 48–52.

11. Скуридин Н.Н., Латыпова Д.Р., Печенкина М.Ю., Латыпов О.Р., Бугай Д.Е., Рябухина В.Н. Формирование противокоррозионных пленок на металле нефтепромыслового оборудования методом поляризации технологических жидкостей // Нефтяное хозяйство. 2018. № 5. С. 84–86. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-5-84-86.

12. Латыпова Д.Р., Латыпов О.Р., Бугай Д.Е. Влияние электродного потенциала на глубину проникновения питтинговой коррозии в поверхностные структуры плакированной стали // Нанотехнологии в строительстве. 2018. Т. 10. № 3. С. 167–178. DOI: 10.15828/2075-8545-2018-10-3-167-178.

13. Латыпова Д.Р. Влияние температуры водносолевого раствора на развитие питтинговой коррозии // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 3. С. 68–73. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-68-73.

14. Латыпов О.Р., Латыпова Д.Р., Бугай Д.Е., Рябухина В.Н. Особенности применения агрегата для модифицирования технологических жидкостей нефтепромыслов // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. № 3. С. 66–71.

15. Чучкалов М.В., Аскаров Р.М. Особенности проявления поперечного коррозионного растрескивания под напряжением // Газовая промышленность. 2014. № 3 (703). С. 37–39.

16. Чучкалов М.В., Гареев А.Г. Прогнозирование долговечности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. Вып. 1 (95). С. 76–85.

17. Абдрахманов Н.Х., Турдыматов А.А., Абдрахманова К.Н., Ворохобко В.В. Обеспечение безопасности технологических трубопроводных систем на предприятиях нефтегазового комплекса // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 4. С. 254–260.

18. Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскаров Р.М. Прогноз коррозионного и стресс-коррозионного состояния газопроводов большого диаметра с неглубокими дефектами КРН // Газовая промышленность. 2013. № 11 (698). С. 19–21.

REFERENCES

1. Dokuchaev A.V. Algorithm prognozirovaniya povedeniya korrozii v neftegazovom oborudovanii [An Algorithm for Predicting Corrosion in Oil and Gas Equipment]. *Materialy mezhdunarodnoi internet-konferentsii molodykh uchenykh, aspirantov i studentov «Innovatsionnye tekhnologii: teoriya, instrumenty, praktika»* [Materials of the International Internet Conference of Young Scientists, Graduate Students and Students «Innovative Technologies: Theory, Tools, Practice»]. Perm, PNIPU Publ, 2017, Vol. 1, pp. 86–91. [in Russian].
2. Zakirova Z.A., Palladina Ya.A. Snizhenie veroyatnosti razvitiya avariinykh situatsii, svyazannykh s korroziionnym iznosom neftegazovogo oborudovaniya [Decreasing the Probability of Emergency Situations Arising from Corrosion Wearing Oil and Gas Equipment]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefii i nefteproduktov — Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2019, Issue 1 (117), pp. 126–136. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-1-126-136. [in Russian].
3. Latypov O.R., Bugai D.E., Ryabukhina V.N. Vliyanie komponentov plastovoi vody na skorost' korrozii neftepromyslovogo oborudovaniya [Influence of Components Produced Water on the Rate of Corrosion of Oil Equipment]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefii i nefteproduktov — Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2016, Issue 1 (103), pp. 22–33. [in Russian].
4. Shkodin A.A., Tlekhushezh M.A. Korroziya i metody bor'by s nei v neftepromyslovyykh otraslyakh [Corrosion and Methods of Struggle against it in Oil Industrial Branches]. *Nauchnoe obozrenie. Pedagogicheskie nauki — Scientific Review. Pedagogical Sciences*, 2019, No. 4–4, pp. 97–101. [in Russian].
5. Latypov O.R., Bugai D.E., Boev E.V. Method of Controlling Electrochemical Parameters of Oil Industry Processing Liquids. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2015, Vol. 51, Issue 3, pp. 283–285. DOI: 10.1007/s10556-015-0038-8.
6. Baikov I.R., Kitaev S.V., Ryazapov N.R., Smorodova O.V. Issledovanie avariinosti neftesbornykh truboprovodov [Investigation of Petroleum Pipelines Emergency]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2018,

Vol. 16, No. 5, pp. 94–98. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-5-94-98. [in Russian].

7. Mirakyan S.M., Latypov O.R., Bugai D.E., Ras-kil'dina G.Z., Chanyshv R.R., Zlotskii S.S. Tormozhenie elektrokhimicheskoi korrozii nekotorymi karbo- i geterotsiklicheskimi soedineniyami [Inhibiting of Electrochemical Corrosion by Some Carbo- and Heterocyclic Compounds]. *Bashkirskii khimicheskii zhurnal — Bashkir Chemical Journal*, 2017, Vol. 24, No. 1, pp. 15–17. [in Russian].

8. Khaidarova G.R., Isanberdina L.R., Tyusenkov A.S., Kononov D.V., Bugai D.E. Ingibitory na osnove chetvertichnykh ammonievyykh soedinenii dlya zashchity neftegazovogo oborudovaniya ot korrozii [Inhibitors Based on Quaternary Ammonium Compounds for the Anti-Corrosive Protection of Oil and Gas Equipment]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefii i nefteproduktov — Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2016, Issue 4 (106), pp. 74–84. [in Russian].

9. Cherepashkin S.E., Krivenko E.S., Shcherbakova A.V. Izmenenie zashchitnykh svoystv ingibitorov korrozii pri vozdeystvii na stal' posle termicheskoi obrabotki [Change in Protective Properties of Corrosion Inhibitors when Exposed to Steel after Thermal Treatment]. *Mezhdunarodnyi zhurnal prikladnykh i fundamental'nykh issledovaniy — International Journal of Applied and Fundamental Research*, 2019, No. 6, pp. 143–147. [in Russian].

10. Mamedyarova I.F., Selimkhanova D.G., Bakhyshova D.A. Ingibitory korrozii stali na osnove utilizatsii ostatka ili otkhoda promyshlennogo proizvodstva produktov neftepererabotki i neftekhimii [Steel Corrosion Inhibitors on the Basis of Salvaging the Residue or Wastes of the Industrial Manufacture of Products of Oil Refining and Petrochemistry]. *Neftepererabotka i neftekhimiya. Nauchno-tekhnicheskie dostizheniya i peredovoi opyt — Oil Processing and Petrochemistry*, 2016, No. 2, pp. 48–52. [in Russian].

11. Skuridin N.N., Latypova D.R., Pechenkina M.Yu., Latypov O.R., Bugai D.E., Ryabukhina V.N. Formirovaniye protivokorroziionnykh plenok na metalle neftepromyslovogo oborudovaniya metodom polarizatsii tekhnologicheskikh zhidkostei [Formation of Anti-Corrosion Films on Metal of Oil Equipment by Method of Polarization of Technological Liquids]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2018, No. 5, pp. 84–86. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-5-84-86. [in Russian].

12. Latypova D.R., Latypov O.R., Bugai D.E. Vliyanie elektrodnoego potentsiala na glubinu proniknoveniya pittin-govoi korrozii v poverkhnostnye struktury plakirovannoi stali [Influence of Electrode Potential on the Depth of Pitting Corrosion in the Surface Structures of Placed Steel]. *Nano-tekhnologii v stroitel'stve: nauchnyi internet-zhurnal — Nanotechnologies in Construction: Scientific Internet-Journal*, 2018, Vol. 10, No. 3, pp. 167–178. DOI: 10.15828/2075-8545-2018-10-3-167-178. [in Russian].

13. Latypova D.R. Vliyanie temperatury vodno-solevogo rastvora na razvitie pittin-govoi korrozii [Influence of Water-Salt Solution Temperature on the Development of Pitting Corrosion]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2019, Vol. 17, No. 3, pp. 68–73. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-68-73. [in Russian].

14. Latypov O.R., Latypova D.R., Bugai D.E., Ryabukhina V.N. Osobennosti primeneniya agregata dlya modifitsirovaniya tekhnologicheskikh zhidkostei neftepromyslov [Features of the Unit for the Modification of

Technological Liquids Oilfield]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2016, Vol. 14, No. 3, pp. 66–71. [in Russian].

15. Chuchkalov M.V., Askarov R.M. Osobennosti proyavleniya poperechnogo korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem [Peculiarities of Stress-Corrosion Cracking at the Modern Stage of Operation of Gas Main Pipelines]. *Gazovaya promyshlennost' — GAS Industry of Russia*, 2014, No. 3 (703), pp. 37–39. [in Russian].

16. Chuchkalov M.V., Gareev A.G. Prognozirovaniye dolgovechnosti magistral'nykh gazoprovodov, podverzhen-nykh korrozionnomu rastreskivaniyu pod napryazheniem [Prediction of the Durability of Gas Mains Subject to Stress Corrosion Cracking]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov — Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2014, Issue 1 (95), pp. 76–85. [in Russian].

17. Abdrakhmanov N.Kh., Turdymatov A.A., Abdrakhmanova K.N., Vorokhobko V.V. Obespechenie bezopasnosti tekhnologicheskikh truboprovodnykh sistem na predpriyatiyakh neftegazovogo kompleksa [Safety of Technological Pipeline Systems at the Enterprises of the Oil and Gas Complex]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2015, Vol. 13, No. 4, pp. 254–260. [in Russian].

18. Usmanov R.R., Chuchkalov M.V., Askarov R.M. Prognoz korrozionnogo i stress-korrozionnogo sostoyaniya gazoprovodov bol'shogo diametra s neglubokimi defektami KRN [Prediction of the Corrosive and Stress-Corrosion State of Large Diameter Gas Pipelines with Shallow Defects]. *Gazovaya promyshlennost' — GAS Industry of Russia*, 2013, No. 11 (698), pp. 19–21. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Печенкина Марина Юрьевна, аспирант кафедры «Технология нефтяного аппаратостроения», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Marina Yu. Pechenkina, Post-graduate Student of Oil Processing Equipment Technology Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: map-66@mail.ru

Латыпова Дина Ринатовна, преподаватель кафедры «Технология нефтяного аппаратостроения», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Dina R. Latypova, Lecturer of Oil Processing Equipment Technology Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: d.r.latypova@mail.ru

Ибрагимов Ильдус Гамирович, доктор технических наук, профессор, проректор по учебной работе, УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Ildus G. Ibragimov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Vice-Rector for Academic Affairs, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: prorector_ur@rusoil.net

Латыпов Олег Ренатович, доктор технических наук, заместитель заведующего кафедрой по учебной работе «Технология нефтяного аппаратостроения», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Oleg R. Latypov, Doctor of Engineering Sciences, Deputy Head for Academic Affairs of Oil Processing Equipment Technology Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: o.r.latypov@mail.ru