ИЗУЧЕНИЕ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ПОВЕРХНОСТНЫХ СТРУКТУР, ОБРАЗУЮЩИХСЯ НА ПОВЕРХНОСТИ НИЗКОЛЕГИРОВАННОЙ СТАЛИ В ПРИСУТСТВИИ КАТОЛИТА

STUDY OF CORROSION RESISTANCE OF SURFACE STRUCTURES FORMING ON LOW-ALLOYED STEEL SURFACE IN THE PRESENCE OF CATHOLYTE

М. Ю. Печенкина
Marina Yu. Pechenkina

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

Д. Р. Латыпова
Dina R. Latypova

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Д. Е. Бугай
Dmitry E. Bugai

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Присутствие в технологической жидкости нефтяных месторождений многочисленных коррозионных агентов, таких как ионы солей, растворенные газы, механические примеси и микроорганизмы, провоцирует разрушение нефтегазового оборудования. Наибольшую опасность представляют кислые газы — углекислый газ и сероводород. Особенно опасно их одновременное присутствие. Они являются катализаторами катодной реакции водородной деполяризации низколегированной стали. В присутствии углекислого газа и сероводорода происходит образование растворимых продуктов коррозии — гидрокарбоната железа. Поэтому одним из способов предотвращения развития электрохимической коррозии является нейтрализация кислых компонентов технологической среды. Основным нейтрализатором в данном случае является раствор гидроксида натрия. Однако присутствие солей натрия в нефти может провоцировать нарушение технологического процесса ее дальнейшей переработки за счет загрязнения получаемых нефтепродуктов и катализаторов. В связи с этим разработка способа безреагентной нейтрализации кислых компонентов технологической среды нефтепромыслов является актуальной задачей.

В качестве нейтрализатора кислых компонентов технологической среды нефтепромыслов предлагается применение католита — раствора, насыщенного гидроксид ионами. В исследовательской работе рассмотрены принципы формирования поверхностных структур в присутствии католита. Показана сравнительная оценка коррозионной стойкости пленок гидроксида железа в модели пластовой воды, полученных на низколегированной стали 09Г2С в растворах гидроксида натрия и католита.

Ключевые слова

поверхностные структуры;
католит;
нефтегазовое оборудование;
скорость коррозии;
минерализованные растворы;
технологическая жидкость

Исследование позволило установить влияние католита на кинетику коррозии, а также выявило зависимость скорости коррозии стали от концентрации реагента щелочи и католита при различных значениях pH. Микроскопические исследования показали, что в присутствии католита образуется более тонкая (пластичная) пленка, обладающая высокой коррозионной стойкостью и защитным действием.

The presence in the process fluid of oil fields of numerous corrosive agents, such as salt ions, dissolved gases, solids and microorganisms, provokes the destruction of oil and gas equipment. The greatest danger is acidic gases — carbon dioxide and hydrogen sulfide. Their simultaneous presence is especially dangerous. They are catalysts for the cathodic reaction of hydrogen depolarization of low alloy steel. In the presence of carbon dioxide and hydrogen sulfide, the formation of soluble corrosion products — iron bicarbonate — takes place. Therefore, one of the ways to prevent the development of electrochemical corrosion is the neutralization of acidic components of the process fluid. The main neutralizer in this case is a sodium hydroxide solution. However, the presence of sodium salts in oil can provoke a violation of the technological process of its further processing due to contamination of the resulting oil products and catalysts. In this regard, the development of a method for the non-reagent neutralization of acidic components of the technological environment of oil fields is an urgent task.

The use of catholyte, a solution saturated with hydroxide ions, is proposed as a neutralizer of acidic components of the technological environment of oil fields. The research paper examined the principles of the formation of surface structures in the presence of catholyte. A comparative assessment of the corrosion resistance of iron hydroxide films in a reservoir water model obtained on low-alloy steel 09G2S in solutions of sodium hydroxide and catholyte is shown.

The study made it possible to establish the effect of catholyte on the kinetics of corrosion, and also revealed the dependence of the corrosion rate of steel on the concentration of alkali and catholyte reagent at various pH values. Microscopic studies have shown that in the presence of catholyte a thinner (plastic) film is formed with high corrosion resistance and protective effect.

Наиболее уязвимым оборудованием на нефтегазовых месторождениях являются нефтесборные трубопроводы [1–3]. Коррозионные компоненты, присутствующие в пластовой воде, способствуют развитию локальных коррозионных процессов [4–8]. Применение ингибиторов коррозии, которые являются эффективными во многих водно-солевых растворах при эксплуатации нефтегазового оборудования, зачастую не дает должного эффекта на нефтесборных трубопроводах [9–14]. Это связано с необходимостью закачки их больших объемов в водно-нефтяную эмульсию, контролем их остаточного содержания в подготовленной нефти и высокой стоимостью. Поэтому разработка безреагентных методов подготовки технологической среды является весьма перспективным направлением.

Ранее нами были проведены исследования влияния католита на коррозионный процесс. Было показано, что применение католита оказывает положительный эффект на снижение скорости коррозии углеродистых сталей в во-

дно-солевых растворах нефтяных промыслов [15–23]. Результаты исследований показали, что при добавлении раствора католита (pH = 10) объемом 30 % в модель пластовой воды скорость коррозии низколегированной стали 09Г2С снизилась практически в 5 раз (с 0,235 до 0,0485 мм/год), что составило 80 % защитного эффекта. Такая эффективность сопоставима с применением ингибиторов коррозии. Католит получали методом модифицирования водно-солевых растворов из водопроводной воды, что полностью исключило применение химических реагентов.

Чтобы выявить механизм поляризации коррозионных процессов проводили оценку поверхностных структур, сформировавшихся на поверхности низколегированной стали. Для получения католита с необходимыми электрохимическими параметрами применяли специально разработанный для этого агрегат УИС 1–50–4,0 [24]. Суть метода получения модифицированных растворов заключается в следующем: на рабочие электроды агрегата подается постоянный ток, происходит частич-

Key words

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

ный электролиз водно-солевого раствора, в результате чего из агрегата выходят два заряженных потока — католит и анолит. Для изменения значения pH выходящих растворов необходимо регулировать в агрегате скорость потока и силу поступающего тока.

Поверхностные структуры на низколегированной стали 09Г2С формировали путем экспозиции образцов в модели пластовой воды № 3 (гидрокарбонат натрия (NaHCO_3) — 138 мг/л, хлорид кальция (CaCl_2) — 333 мг/л и сульфат натрия (Na_2SO_4) — 213 мг/л) с до-

бавлением к коррозионному раствору 30 % от общего объема в одном случае раствора гидроксида натрия ($\text{pH} = 10$), а в другом — раствора католита ($\text{pH} = 10$). После экспозиции с помощью металлографического микроскопа «МЕТАМ РВ-22» оценивали изменение микроструктуры поверхности стали 09Г2С. На рисунке 1 показаны микроструктуры поверхности стали 09Г2С до и после экспозиции в коррозионном растворе с добавлением католита.

Рисунок 1. Микроструктуры поверхности стали 09Г2С до (а) и после (б) экспозиции в коррозионном растворе с добавлением католита

Из рисунка 1 видно, что изменения микроструктуры стали 09Г2С в ходе испытаний не происходит, соответственно, повышение ее коррозионной стойкости связано с барьерным эффектом адсорбированных поверхностных структур.

На рисунке 2 приведены фотографии ($\times 100$) поверхности образцов из стали 09Г2С после экспозиции в модели пластовой воды с добавлением к коррозионному раствору 30 % от общего объема раствора гидроксида натрия ($\text{pH} = 10$ и $\text{pH} = 12$) и раствора католита ($\text{pH} = 10$ и $\text{pH} = 12$), полученные с помощью стереоскопического микроскопа МБС-10.

В результате оценки внешнего вида сформированных поверхностных структур можно обратить внимание, что после добавления к коррозионному раствору раствора гидроксида натрия образуются более толстые и рыхлые пленки гидроксида железа. Вероятно, это вызвано дифференциацией влияния гидроксид-ионов на адсорбционные процессы на поверхности стали 09Г2С. Такие пленки обладают меньшим защитным действием, в связи с чем скорость коррозии образцов после испытаний была выше. После добавления католита, нао-

борот, образуются сплошные защитные пленки. Особенно четко это просматривается на рисунке 2, б, где в качестве нейтрализатора был добавлен католит с $\text{pH} = 10$.

Для изучения толщины сформированных поверхностных структур применяли конфокальный лазерный сканирующий микроскоп «LSM-5-Exciter» (Zeiss, Швейцария). Сканировали поверхность образцов из стали 09Г2С после коррозионных испытаний в модели пластовой воды с добавлением к коррозионному раствору 30 % от общего объема раствора гидроксида натрия ($\text{pH} = 10$ и 12) и раствора католита ($\text{pH} = 10$ и 12). Перед сканированием шпателем из поливинилхлорида очистили часть металлической поверхности от пленки. Произвели трехмерное сканирование на участке, захватывающем оксидную пленку и место надреза. Получили 3D модели четырех образцов (рисунок 3). Ось X — длина исследуемого участка, а ось Z — высота. Marker 1 — точка, находящаяся на основании металла, а Marker 2 — точка, находящаяся на поверхности гидроксидной пленки. Таким образом можно рассчитать разность высот между основанием металла и поверхностью исследуемой пленки.

а) NaOH (pH = 10); б) католит (pH = 10); в) NaOH (pH = 12); г) католит (pH = 12)

Рисунок 2. Фотографии поверхности образцов из стали 09Г2С после экспозиции в модели пластовой воды с добавлением к коррозионному раствору 30 % от общего объема раствора гидроксида натрия и раствора католита

В таблице 1 приведены значения разницы высоты металла и гидроксидной пленки, а также амплитуда.

По полученным данным (таблица 1) можно сделать вывод о том, что сформированные

пленки являются толстыми, так как превышают толщину 5000 Å. Кроме этого заметно, что пленки, сформированные в результате добавления католита, тоньше, чем при добавлении гидроксида натрия.

а) NaOH (pH = 10); б) католит (pH = 10); в) NaOH (pH = 12); г) католит (pH = 12)

Рисунок 3. Результаты 3D сканирования образцов из стали 09Г2С на конфокальном микроскопе после экспозиции в модели пластовой воды с добавлением NaOH и католита

Таблица 1. Результаты 3D сканирования поверхности стали 09Г2С

Реагент	Marker 1, мкм	Marker 2, мкм	Амплитуда, мкм
NaOH (pH = 10)	436	603	167
Катодит (pH = 10)	62	197	135
NaOH (pH = 12)	49	191	142
Катодит (pH = 12)	80	198	118

Таким образом, в результате исследования установили, что добавление щелочного реагента NaOH или катодита позволяет значительно снизить скорость коррозии. При этом добавление катодита является предпочтительным, так как в результате нейтрализующих реакций не образуются осадки солей в технологическом растворе. Снижение скорости коррозии нефтепромышленного оборудования позволяет обеспечить их безопасную эксплуатацию.

Выводы

Показана высокая эффективность применения раствора катодита (pH = 10) концентрации 30 % для защиты стали 09Г2С в пластовой воде.

Результаты анализа поверхностных структур свидетельствуют о том, что гидроксидная

пленка на металлических образцах, помещенных в коррозионный раствор с добавлением катодита, тоньше, чем при использовании гидроксида натрия, и является более сплошной. Следовательно, добавление катодита усиливает защитный эффект в отношении поверхности стали 09Г2С в водно-солевых растворах.

Применение катодита в качестве нейтрализатора водно-солевого раствора при эксплуатации нефтесборных трубопроводов позволит уменьшить количество порывов и, соответственно, сократить расходы на их ликвидацию, повысить надежность и продлить срок службы трубопроводов, а также обеспечить экологическую безопасность нефтегазовых объектов.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Байков И.Р., Китаев С.В., Рязанов Н.Р., Смородова О.В. Исследование аварийности нефтесборных трубопроводов // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 5. С. 94–98. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-5-94-98.
2. Докучаев А.В. Алгоритм прогнозирования поведения коррозии в нефтегазовом оборудовании // Инновационные технологии: теория, инструменты, практика (InnoTech-2017): матер. IX Междунар. интернет-конф. молодых ученых, аспирантов, студентов. Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2018. С. 86–91. URL: <https://innotech.pstu.ru/archive/2017.pdf> (дата обращения: 12.04.2020).
3. 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.
4. 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.
5. Шкодин А.А., Тлехусеж М.А. Коррозия и методы борьбы с ней в нефтепромышленных отраслях // Научное обозрение. Педагогические науки. 2019. № 4–4. С. 97–101.
6. Tyusenkov A.S., Nasibullina O.A. Corrosion of Tubing of Oil Fields // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. Vol. 687. No. 6. 066016. DOI: 10.1088/1757-899X/687/6/066016.
7. Киченко А.Б. Мониторинг внутренней коррозии в нефтесборных трубопроводах компании «Салым пе-

тролеум девелопмент» // Практика противокоррозионной защиты. 2015. № 4 (78). С. 8–30.

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

9. 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.

10. 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.

11. Черепашкин С.Е., Кривенко Е.С., Щербакова 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.

12. 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.

13. Гоник А.А. О локальной внутренней коррозии нефтегазопроводов на месторождениях Западной Сибири и возможности ее устранения // Защита металлов. 2005. Т. 41. № 5. С. 523–527.

14. Tyusenkov A.S., Nasibullina O.A. Inhibitory Anti-corrosive Protection of Oilfield Equipment // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. Vol. 687. No. 6. 066021. DOI: 10.1088/1757-899X/687/6/066021.
15. 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: dx.doi.org/10.1007/s10556-015-0038-8.
16. 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.
17. Nasibullina O.A., Tyusenkov A.S. Electronic and Microscopic Researches of Dislocation Structure of Metal near Crack Top // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. Vol. 537. No. 2. 022023. DOI: 10.1088/1757-899X/537/2/022023.
18. 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: научный интернет-журнал. 2018. Т. 10. № 3. С. 167–178. URL: http://nanobuild.ru/en_EN/journal/Nanobuild-3-2018/167-178.pdf (дата обращения: 15.04.2020). DOI: 10.15828/2075-8545-2018-10-3-167-178.
19. Латыпова Д.Р. Влияние температуры водно-солевого раствора на развитие питтинговой коррозии // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 3. С. 68–73. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-68-73.
20. Калимуллина Э.Р., Латыпова Д.Р., Латыпов О.Р. Предупреждение контактной коррозии теплообменного оборудования в кислородосодержащих минерализованных средах // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2017: матер. Междунар. науч.-техн. конф.: В 2 Т. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. Т. 1. С. 357–359.
21. Латыпов О.Р. Разделение водонефтяной эмульсии путем модификации технологических жидкостей // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 4. С. 232–238.
22. Faritov A.T., Rozhdestvenskii Yu.G., Yamshchikova S.A., Minnikhanova E.R., Tyusenkov A.S. Improvement of the Linear Polarization Resistance Method for Testing Steel Corrosion Inhibitors // Russian Metallurgy (Metally). 2016. No. 11. P. 1035–1041. DOI: 10.1134/S0036029516110070.
23. Tyusenkov A.S. Chemical Resistance of Steel 13CrV (Rus 13ХФА) // Journal of Chemical Technology and Metallurgy. 2017. Vol. 52. Issue 4. P. 766–772.
24. 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.
2. Dokuchaev A.V. Algoritm prognozirovaniya povedeniya korrozii v neftegazovom oborudovanii [An Algorithm for Predicting Corrosion in Oil and Gas Equipment]. *Materialy IX Mezhdunarodnoi internet-konferentsii molodykh uchenykh, aspirantov, studentov «Innovatsionnye tekhnologii: teoriya, instrumenty, praktika (InnoTech-2017)»* [Materials of the IX International Internet Conference of Young Scientists, Graduate Students, Students «Innovative Technologies: Theory, Tools, Practice (InnoTech-2017)»]. Perm, PNIPU Publ., 2018, pp. 86-91. URL: <https://innotech.pstu.ru/archive/2017.pdf> (accessed 12.04.2020). [in Russian].
3. 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 nefti 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].
4. 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].
5. Shkodin A.A., Tlekhusezh 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 Science*, 2019, No. 4–4, pp. 97–101. [in Russian].
6. Tyusenkov A.S., Nasibullina O.A. Corrosion of Tubing of Oil Fields. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2019, Vol. 687, No. 6, 066016. DOI: 10.1088/1757-899X/687/6/066016.
7. Kichenko A.B. Monitoring vnutrennei korrozii v neftesbornyykh truboprovodakh kompanii «Salym petroleum development» [Pipeline Internal Corrosion Monitoring at Salym Petroleum Development]. *Praktika protivokorroziionnoi zashchity — Practice Corrosion Protection*, 2015, No. 4 (78), pp. 8–30. [in Russian].
8. 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 nefti i nefteproduktov — Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2016, Issue 1 (103), pp. 22–33. [in Russian].
9. Mirakyan S.M., Latypov O.R., Bugai D.E., Raskil'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].
10. Khaidarova G.R., Isanberdina L.R., Tyusenkov A.S., Kononov D.V., Bugai D.E. Ingibitory na osnove chetvertichnykh ammonievyykh soedinenii dlya zashchity

REFERENCES

1. Baikov I.R., Kitaev S.V., Ryazapov N.R., Smorodova O.V. Issledovanie avariinosti neftesbornyykh 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].

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].

11. 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].

12. 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].

13. Gonik A.A. O lokal'noi vnutrennei korrozii neftegazoprovodov na mestorozhdeniyakh zapadnoi Sibiri i vozmozhnosti ee ustraneniya [On the Local Inner Corrosion of Oil and Gas Pipelines in the West-Siberian Fields and Its Prevention]. *Zashchita metallov — Protection of Metals*, 2005, Vol. 41, No. 5, pp. 523–527. [in Russian].

14. Tyusenkov A.S., Nasibullina O.A. Inhibitory Anticorrosive Protection of Oilfield Equipment. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2019, Vol. 687, No. 6, 066021. DOI: 10.1088/1757-899X/687/6/066021.

15. 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: dx.doi.org/10.1007/s10556-015-0038-8.

16. Skuridin N.N., Latypova D.R., Pechenkina M.Yu., Latypov O.R., Bugai D.E., Ryabukhina V.N. Formirovanie protivokorroziyonnykh plenok na metalle neftepromyslovogo oborudovaniya metodom polyarizatsii tekhnologicheskikh zhidkosti [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].

17. Nasibullina O.A., Tyusenkov A.S. Electronic and Microscopic Researches of Dislocation Structure of Metal

near Crack Top. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2019, Vol. 537, No. 2, 022023. DOI: 10.1088/1757-899X/537/2/022023.

18. Latypova D.R., Latypov O.R., Bugai D.E. Vliyanie elektrodnoogo 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]. *Nanotekhnologii v stroitel'stve: nauchnyi internet-zhurnal — Nanotechnologies in Construction: A Scientific Internet-Journal*, 2018, Vol. 10, No. 3, pp. 167–178. URL: http://nanobuild.ru/en_EN/journal/Nanobuild-3-2018/167-178.pdf (accessed 15.04.2020). DOI: 10.15828/2075-8545-2018-10-3-167-178. [in Russian].

19. Latypova D.R. Vliyanie temperatury vodosolevogo rastvora na razvitiye 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].

20. Kalimullina E.R., Latypova D.R., Latypov O.R. Preduprezhdenie kontaktnoi korrozii teploobmennogo oborudovaniya v kislorodosoderzhashchikh mineralizovannykh sredakh [Caution Contact Corrosion Heat Transfer Equipment in Oxygen Mineralized Media]. *Materialy mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii «Sovremennyye tekhnologii v neftegazovom dele — 2017»*: V 2 T. [Materials of the International Scientific and Technical Conference «Modern Technologies in the Oil and Gas Business — 2017»]: In 2 Volumes. Ufa, UGNTU Publ., 2017, Vol. 1, pp. 357–359. [in Russian].

21. Latypov O.R. Razdelenie vodoneft'anoi emul'sii putem modifikatsii tekhnologicheskikh zhidkosti [Separation of Oil Emulsion by Modifying the Process Fluid]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2015, Vol. 13, No. 4, pp. 232–238. [in Russian].

22. Faritov A.T., Rozhdestvenskii Yu.G., Yamshchikova S.A., Minnikhanova E.R., Tyusenkov A.S. Improvement of the Linear Polarization Resistance Method for Testing Steel Corrosion Inhibitors. *Russian Metallurgy (Metally)*, 2016, No. 11, pp. 1035–1041. DOI: 10.1134/S0036029516110070.

23. Tyusenkov A.S. Chemical Resistance of Steel 13CrV (Rus 13KhFA). *Journal of Chemical Technology and Metallurgy*, 2017, Vol. 52, Issue 4, pp. 766–772.

24. Latypov O.R., Latypova D.R., Bugai D.E., Ryabukhina V.N. Osobennosti primeneniya agregata dlya modifitsirovaniya tekhnologicheskikh zhidkosti 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].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

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

Marina Yu. Pechenkina, Postgraduate 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

Латыпов Олег Ренатович, д-р техн. 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

Бугай Дмитрий Ефимович, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Технология нефтяного аппаратостроения», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Dmitry E. Bugai, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Oil Processing Equipment Technology Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: debugai@mail.ru