



***Уважаемые коллеги, дорогие друзья!***

Наступающий год – год Тигра.

Первая страница обложки – представитель семейства кошачьих удивлен ненадлежащим качеством противокоррозионной защиты трубопровода. Вероятно, эксплуатирующая организация не успела оформить подписку на журнал «Практика противокоррозионной защиты». Не совершайте этой ошибки.

***Подписка на 2022 год продолжается!***

***Уважаемые коллеги!***

Мы были бы рады видеть Вас в числе подписчиков журнала «Практика противокоррозионной защиты». Подписаться на журнал можно во всех отделениях связи России и стран СНГ:

- ▶ объединенный каталог «Пресса России»  
– индекс 87750, 88009.

Стоимость годовой подписки печатной версии – 4400 рублей, в том числе НДС (10%). Подписная цена включает стоимость доставки.

Стоимость электронной версии одного экземпляра журнала – 3900 рублей, в том числе НДС (20%).

Вы также можете оформить подписку в редакции, для этого позвоните по телефону (985) 776-10-21.



**ПРАКТИКА  
ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ  
ЗАЩИТЫ**

Том 26 № 4 2021 г.

ISSN 1998-5738 (Print)  
ISSN 2658-6797 (Online)

Выходит 4 раза в год  
Издается с 1996 года

Объединенный каталог «Пресса  
России»  
– индекс 87750, 88009

Учредитель  
ООО «КАРТЭК»

Издатель  
ООО «КАРТЭК»

Зарегистрирован Комитетом  
Российской Федерации по печати

Свидетельство № 015777  
от 26.02.1997 г.

Адрес Издателя:  
Москва, Ленинский проспект,  
дом 29, стр. 2  
Почтовый адрес:  
119071 г. Москва, а/я 64  
Тел. (985) 776-10-21  
E-mail: [cartec-com@mail.ru](mailto:cartec-com@mail.ru)  
<http://www.corrosion-protection.ru>

© журнал «Практика  
противокоррозионной защиты»

**Редакционная коллегия**

**АКОЛЬЗИН Андрей Павлович** (главный редактор),  
доктор технических наук, профессор, Генеральный директор  
ООО «КАРТЭК», г. Москва, Российская Федерация

**ПОЛЯКОВ Николай Анатольевич** (зам. главного  
редактора), кандидат химических наук, директор АНО  
«ЦНИИКС», заведующий лабораторией Института  
физической химии и электрохимии имени А.Н. Фрумкина  
РАН, г. Москва, Российская Федерация

**АБРАШОВ Алексей Александрович**, кандидат технических  
наук, доцент Российского химико-технологического  
университета имени Д.И. Менделеева, г. Москва, Российская  
Федерация

**АНДРЕЕВ Николай Николаевич**, доктор химических наук,  
заведующий лабораторией Института физической химии  
и электрохимии имени А.Н. Фрумкина РАН, г. Москва,  
Российская Федерация

**АНУФРИЕВ Николай Геннадиевич**, кандидат химических  
наук, ведущий научный сотрудник Института физической  
химии и электрохимии имени А.Н. Фрумкина РАН, г. Москва,  
Российская Федерация

**ГРОЙСМАН Алик**, кандидат химических наук, председатель  
Ассоциации инженеров-химиков и химиков Израиля, г. Тель-  
Авив, Израиль; профессор Израильского технологического  
института Технион, г. Хайфа, Израиль

**КАЛУЖИНА Светлана Анатольевна**, доктор химических  
наук, профессор Химического факультета Воронежского  
государственного университета, г. Воронеж, Российская  
Федерация

**ЛЕКЮРЕ Фабрис**, магистр физики, директор департамента  
Электрисите де Франс, г. Париж, Франция

**МИНЕЕВА Надежда Яковлевна**, доктор географических  
наук, профессор Государственного университета по  
землеустройству, г. Москва, Российская Федерация

**РЕФОРМАТСКАЯ Ирина Игоревна**, доктор химических наук,  
профессор Академии Государственной противопожарной  
службы МЧС России, г. Москва, Российская Федерация

**ТИМОНИН Виктор Алексеевич**, доктор химических  
наук, профессор Российского химико-технологического  
университета имени Д.И. Менделеева, г. Москва, Российская  
Федерация

**ЩЕРБИНА Анна Анатольевна**, доктор химических наук,  
проректор по науке Российского химико-технологического  
университета имени Д.И. Менделеева, г. Москва, Российская  
Федерация

**ФАМ Зуи Нам**, кандидат химических наук, Заместитель  
Генерального директора по науке Российско-Вьетнамского  
Тропического научно-исследовательского и технологического  
центра (Тропический центр), г. Ханой, Вьетнам

**Заведующая редакцией**

**АКОЛЬЗИНА Алла Викторовна**, кандидат технических наук,  
ООО «КАРТЭК»

**Выпускающий редактор**

**НАРКЕВИЧ Екатерина Николаевна**

**Технический редактор**

**ГЛУХОВ Вячеслав Геннадьевич**



**THEORY AND PRACTICE OF  
CORROSION PROTECTION**

**Volume 26 Issue 4 2021**

**ISSN 1998-5738 (Print)  
ISSN 2658-6797 (Online)**

**4 issues per year  
Published 1996 – present**

**“Press of Russia” United Catalogue  
– indices 87750, 88009**

**Founder  
CARTEC LLC**

**Publisher  
CARTEC LLC**

Registered by Press Committee of the  
Russian Federation

License No. 015777  
issued 26.02.1997

Address of the Publisher:  
build. 2, 29, Leninskii av.,  
Moscow, Russian Federation  
Postal address:  
PO Box 64, Moscow, 119071 Russian  
Federation  
Tel.: +7(985) 776-10-21  
E-mail: [cartec-com@mail.ru](mailto:cartec-com@mail.ru)  
<http://www.corrosion-protection.ru>

© “Theory and Practice of Corrosion  
Protection”, journal

**Editorial Board**

**Andrey P. AKOL'ZIN (editor-in-chief)**,  
Doctor of Technical Sciences, Professor, CEO of CARTEC, LLC,  
Moscow, Russian Federation

**Nikolay A. POLYAKOV (deputy editor-in-chief)**, Ph.D. in  
Chemistry, Director of Independent Non-Profit Organization  
“Central Research Institute for Corrosion and Certification”,  
Head of Laboratory, Frumkin Institute of Physical Chemistry and  
Electrochemistry, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian  
Federation

**Alexey A. ABRASHOV**, Ph.D. in Technical Sciences, assistant  
professor, Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of  
Russia, Moscow, Russian Federation

**Nikolay N. ANDREEV**, Doctor of Chemistry, Head of Laboratory,  
Frumkin Institute of Physical Chemistry and Electrochemistry,  
Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

**Nikolay G. ANUFRIEV**, Ph.D. in Chemistry, leading researcher,  
Frumkin Institute of Physical Chemistry and Electrochemistry,  
Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

**Alec GROYSMAN**, Ph.D. in Physical Chemistry and Corrosion,  
chairman of the Israel Association of Chemical Engineers and  
Chemists, Tel Aviv, Israel; Technion (Israel Institute of Technology),  
Haifa, Israel

**Svetlana A. KALUZHINA**, Doctor of Chemistry, Professor of  
Chemical Faculty of Voronezh State University, Voronezh, Russian  
Federation

**Fabrice LECURET**, Ph.D. in Physics, Directeur de Departement,  
Electricité de France, Paris, France

**Nadezhda Ya. MINEEVA**, Doctor of Geography, Professor, State  
University of Land Use Planning, Moscow, Russian Federation

**Irina I. REFORMATSKAYA**, Doctor of Chemistry, Professor,  
Academy of the State Fire Service, EMERCOM of Russia, Moscow,  
Russian Federation

**Viktor A. TIMONIN**, Doctor of Chemistry, Professor, Dmitry  
Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, Moscow,  
Russian Federation

**Anna A. SHCHERBINA**, Doctor of Chemistry, Vice Rector in  
Science, Dmitry Mendeleev University of Chemical Technology of  
Russia, Moscow, Russian Federation

**Duy Nam PHAM**, Ph.D. in Chemistry, Deputy General Director for  
science, Russian-Vietnamese Tropical Research and Technology  
Centre, Hanoi, Vietnam

**Managing Editor**

**Alla V. AKOL'ZINA**, Ph.D. in Technical Sciences, CARTEC, LLC

**Copy Editor**

**Ekaterina N. NARKEVICH**

**Setting and Design**

**Vyacheslav G. GLUKHOV**



**В номере:**

**ПРИБОРЫ И МЕТОДЫ КОРРОЗИОННОГО КОНТРОЛЯ**

В.Э. Ткачева, А.Н. Маркин

Среда для лабораторных испытаний на локальную углекислотную коррозию..... 7

**МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ**

Н.Г. Ануфриев, А.П. Акользин, В.Н. Злобин

Электрохимическое исследование защитного действия минерально-полимерных покрытий на стали для объектов ЖКХ..... 18

Л.Ф. Давлетшина, Л.И. Толстых, К.А. Потешкина, В.Д. Котехова, А.Н. Галкина

Изучение особенностей подбора эффективных ингибиторов коррозии для различных кислот..... 32

**ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ**

В.Ф. Буланович

Новая технология энергосберегающей гидротеплоизоляции трубопроводов 42

С.В. Романов, В.А. Копцов, А.А. Ольхов, Л.Д. Трошина

Тепловые трубы с пенополиуретановой изоляцией в коммунальном хозяйстве..... 45

**СПИСОК СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ЗА 2021 ГОД**..... 49

**СЕРТИФИКАЦИЯ**..... 52

**ВНИМАНИЮ АВТОРОВ**

Информация по подготовке статей размещена на сайте:  
<http://www.corrosion-protection.ru>.



**Contents:**

**DEVICES AND METHODS OF CORROSION CONTROL**

V.E. Tkacheva, A.N. Markin

Medium for local CO<sub>2</sub>-corrosion laboratory testing..... 7

**MATERIALS AND EQUIPMENT FOR CORROSION PROTECTION**

N.G. Anufriev, A.P. Akol'zin, V.N. Zlobin

Electrochemical investigation of protection effect of mineral-polymer coatings  
on steel for Housing and Communal Services..... 27

L.F. Davletshina, L.I. Tolstyh, K.A. Poteshkina, V.D. Kotekhova, A.N. Galkina

Study of the selection of effective corrosion inhibitors for various acids..... 32

**POWER-SAVING TECHNOLOGY**

V.F. Bulanovich

New technology of energy-saving hydrothermal insulation of pipelines..... 42

S.V. Romanov, V.A. Koptsov, A.A. Ol'khov, L.D. Troshina

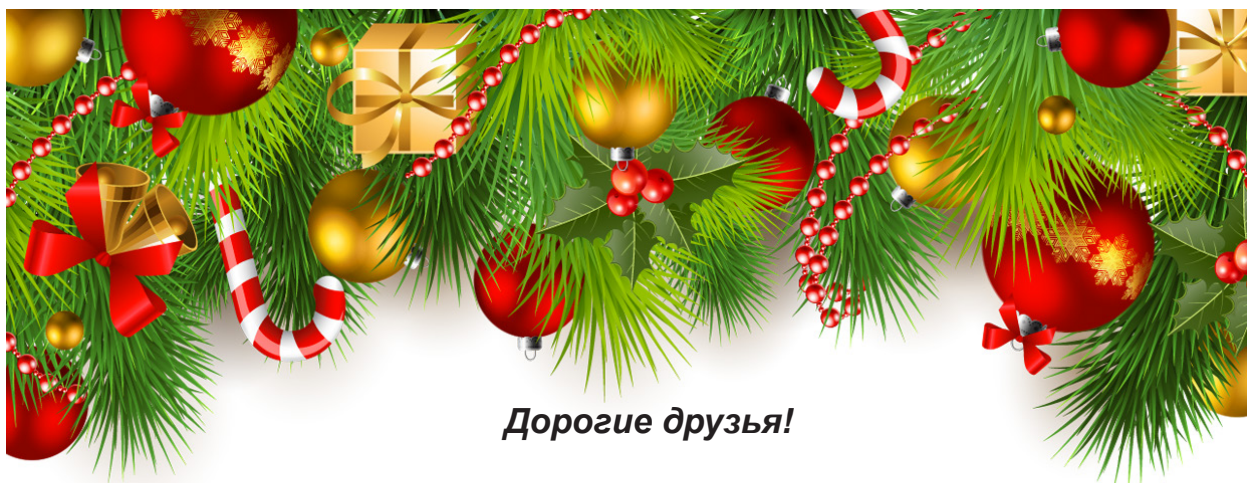
Heat pipes with polyurethane foam insulation in public utilities..... 45

**LIST OF ARTICLES PUBLISHED IN 2021**..... 49

**SERTIFICATION**..... 52

**ATTENTION TO AUTHORS**

Information on the preparation of articles is posted on the website:  
<http://www.corrosion-protection.ru>.



### *Дорогие друзья!*

В Новый год мы всегда желаем нового и лучшего, с нетерпением ждем этого. Пожалуй, предвкушение новизны лежит в основе праздничного настроения. Чтобы поддержать и укрепить такое душевное чувство, выходит свежий выпуск журнала «Практика противокоррозионной защиты». Мы все вместе движемся вперед, и с каждым выпуском, с каждым новым этапом все плохое преодолевается, а лучшее становится ближе. Все это происходит благодаря нашим читателям и коллегам. Спасибо, что вы с нами!

Поздравляем вас с Новым годом и желаем, чтобы каждый день приносил хорошее настроение, придавал сил и был удачным, а может, даже немного волшебным. Пусть мечты сбываются!

### *Уважаемые коллеги,*

В этом номере мы постарались хотя бы в какой-то мере ответить на просьбы о публикации материалов по энергосберегающим технологиям. С этими просьбами наши коллеги неоднократно обращались к редакции. Вопрос, безусловно, актуальный и в преддверии холодов, и в силу общемирового кризиса поставок энергоносителей. Мы публикуем две статьи по энергосберегающим технологиям в теплоснабжении.

Как всегда, уважаемые коллеги, благодарим Вас за обратную связь. Она позволяет нам оперативно реагировать на Ваши запросы.

Главный редактор, А.П. Акользин.



**ПРИБОРЫ И МЕТОДЫ  
КОРРОЗИОННОГО КОНТРОЛЯ**

**DEVICES AND METHODS  
OF CORROSION CONTROL**

doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.102.4-1.

**Среда для лабораторных испытаний  
на локальную углекислотную коррозию**

**В.Э. Ткачева<sup>1</sup>✉, А.Н. Маркин<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть»,  
РФ, 450103, г. Уфа, Сочинская, д. 12

<sup>2</sup>Филиал «Тюменский индустриальный университет»,  
РФ, 628616, ХМАО-Югра, г. Нижневартовск, Западный промышленный узел, Панель 20, ул. Ленина,  
2/П, стр. 9

*e-mail: Tkachevave@bnipi.rosneft.ru*

**Аннотация.** Приведены результаты лабораторных экспериментов, в которых смоделированы существенные особенности коррозионных процессов, протекающих в реальных нефтепромысловых системах – высокая скорость локальной коррозии, превышающая коррозионный расход в 2...9 раз.

Предложена стандартная среда и условия проведения лабораторных экспериментов, позволяющие воспроизводить видимые и измеряемые с помощью игольчатого микрометра (> 0,01 мм) локальные коррозионные повреждения на образцах контроля коррозии весовым методом.

Защитное действие ингибиторов коррозии по отношению к локальной углекислотной коррозии при выбранной дозировке предложено оценивать не по величине защитного эффекта, а по факту наличия или отсутствия локальных коррозионных повреждений на образцах контроля коррозии весовым методом после окончания теста. Показано, что при высоком защитном действии ингибиторов коррозии по отношению к коррозионному расходу защитного действия по отношению к локальной коррозии может не быть: защитное действие ингибиторов коррозии по отношению к коррозионному расходу и по отношению к локальной коррозии – это две различные характеристики ингибиторов коррозии.

**Ключевые слова:** коррозия, локальная коррозия, углекислотная коррозия, лабораторные испытания, коррозионная среда, ингибиторы коррозии.

**Для цитирования:** Ткачева В.Э., Маркин А.Н. Среда для лабораторных испытаний на локальную углекислотную коррозию // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 4. – С. 7-17. doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.102.4-1.

*Статья получена: 01.10.2021, опубликована 01.12.2021.*

**Medium for local CO<sub>2</sub>-corrosion laboratory testing**

**V.E. Tkacheva<sup>1</sup>✉, A.N. Markin<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>LLC «RN-BashNIPIneft»,  
12, Sochinskaya str., Ufa, 450103, Russian Federation

<sup>2</sup>Industrial University of Tyumen, a branch in Nizhnevartovsk,  
2/П, bld. 9, Lenin str., Panel 20, Khanty-Mansi Autonomous  
territory – Yugra, Nizhnevartovsk, 628616, Russian Federation

*e-mail: Tkachevave@bnipi.rosneft.ru*

**Abstract.** The results of laboratory experiments are presented, in which the essential features of corrosion processes occurring in real oilfield systems are simulated, namely, a high rate of local corrosion, exceeding the corrosion rate by 2...9 times. A standard environment and conditions for laboratory experiments are proposed, which make it possible to reproduce visible and measured with a needle micrometer (> 0,01 mm) local corrosion damage on coupons of corrosion control by the gravimetric method. The protective effect of corrosion inhibitors in relation to local carbon dioxide corrosion at the selected dosage is proposed to be assessed not by the magnitude of the protective effect, but by the presence or absence of local corrosion on the coupons of corrosion control by the gravimetric method after the end of the test. It is shown that with a high protective effect of corrosion inhibitors in relation to corrosion rate, there may be no protective effect in relation to local corrosion.

**Keywords:** corrosion, localized corrosion, CO<sub>2</sub>-corrosion, laboratory testing, corrosive media, corrosion inhibitors.

**For citation:** Tkacheva, V. E., Markin, A. N. (2021). Medium for local CO<sub>2</sub>-corrosion laboratory testing. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 26(4), 7-17. doi:10.31615/j.corros.prot.2021.102.4-X.

*Received: October 01, 2021. Published: December 01, 2021.*

## Введение

Локальная углекислотная коррозия является основным видом коррозионных повреждений нефтепромыслового оборудования [1, 2].

Несмотря на большое количество лабораторных методов испытаний защитного действия ингибиторов коррозии (ИК), практически все они не позволяют надежно определить, снижают ли ИК скорость локальной коррозии (ЛК), так как в лабораторных экспериментах не удается получить высокую и воспроизводимую скорость ЛК за относительно короткое (до 10 сут.) время. Поэтому для измерения защитного действия ИК по отношению к ЛК требуется либо специальное оборудование (профилометры, электронные микроскопы), либо значительное увеличение времени испытаний [1, 3, 4], чаще – и то, и другое. Таким образом, испытание защитного действия ИК по отношению к ЛК в настоящее время является трудоемкой и дорогостоящей процедурой, не входящей в повседневную практику специализированных лабораторий. В связи с этим при выборе ИК и их дозировок для конкретных месторождений защитное действие ИК по отношению к локальной коррозии не измеряют. В результате, применяемые дозировки ИК не защищают оборудование от локальной коррозии [1, 2, 4, 5].

Целью настоящей работы являлось нахождение условий (химический состав водной фазы (коррозионной среды, КС), температура, продолжительность испытаний) при которых в лабораторных экспериментах на образцах контроля коррозии весовым методом (ОКК) можно получить видимую и измеряемую с помощью игольчатого микрометра глубину ЛК ( $> 0,01$  мм) для тестирования в найденных условиях защитного действия ингибиторов коррозии по отношению к ЛК.

## Оборудование и материалы

Испытания проводили весовым методом в ячейке, представляющей собой стеклянный сосуд  $\varnothing 93$  мм, объемом  $\sim 1$  дм<sup>3</sup>, герметично закрывающийся резиновой пробкой. Через пробку в ячейку герметично введены держатель плоских ОКК (на 4 ОКК), электрод *pH*-метра, трубки из нержавеющей стали для подачи и отвода углекислого газа и термо-

пара. Ячейку устанавливают на магнитную мешалку с регулируемым числом оборотов, подогревом и автоматическим поддержанием заданной температуры (рис. 1).



Рис. 1. Ячейка в сборе

Fig. 1. The assembled cell

*pH* измеряли *pH*-метром фирмы «Analytical Instruments» модель PH-90108 (точность  $\pm 0,1$ , погрешность  $\pm 0,01$ ); концентрацию растворенного кислорода – кислородомером фирмы «Milwaukee Instruments Inc.» модель MW600PRO, цена деления  $0,1$  мг/дм<sup>3</sup>; расход углекислого газа – поплавковым расходомером; глубину ЛК – оптическим микрометром фирмы «Edwards Aerospace» с ценой деления  $0,00254$  мм и игольчатым микрометром с ценой деления  $0,01$  мм. Использовали плоские ОКК фирм «Rohrback Cosasco Systems»  $73 \times 22 \times 3$  мм с 2 отверстиями  $\varnothing 8,0$  мм под крепление, сталь AISI 1018 ASTM A29 (российский аналог – сталь 15) и ООО «СОНАР» –  $76 \times 12 \times 1,5$  мм с 2 отверстиями  $\varnothing 7,0$  мм, из сталей: 20 ГОСТ 1050-2013, 09Г2С ГОСТ 19281-2014, 13ХФА ГОСТ 4543-2016, 12Х18Н10Т ГОСТ 5632-72. Химический состав ОКК и их свойства соответствуют перечисленной норма-

тивной документации на продукцию, и ОКК изготовлены в соответствии с требованиями ЕСЗКС ГОСТ 9.905-2007.

Химический состав КС выбран, исходя из характерных значений концентраций ионов в водной фазе продукции скважин нефтяных месторождений Западной Сибири [1], однако уксусную кислоту дози-

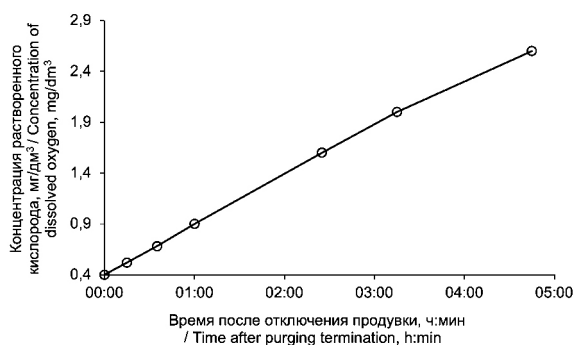
ровали в 3...4-кратном избытке, так как известно, что низшие жирные кислоты стимулируют ЛК [1, 3]. КС готовили путем растворения в дистиллированной воде навесок солей марки «химически чистый». Навески солей и ОКК взвешивали с точностью  $\pm 0,001$  г. Составы КС, использованных в экспериментах, приведены в табл. 1.

**Таблица 1. Физико-химические параметры коррозивных сред, использованных в экспериментах**

**Table 1. Physicochemical parameters of corrosive media used in experiments**

Параметр / Parameter	Единицы измерения / Units	Эксперимент / Experiment				
		Э1 / E1	Э2 / E2	Э3 / E3	Э4 / E4	Э5 / E5
<i>NaCl</i>	г/дм <sup>3</sup> / g/dm <sup>3</sup>	20,000				
<i>NaHCO<sub>3</sub></i>		–				
<i>CaCl<sub>2</sub>·2H<sub>2</sub>O</i>		1,200				
Уксусная кислота / Acetic acid		1,000				
Динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты (Трилон Б) / Disodium salt of ethylenediaminetetraacetic acid (Trilon B)		–	21,000	–	21,000	
Лимонная кислота / Citric acid		–		10,000	–	
Растворенный кислород / Dissolved oxygen	мг/дм <sup>3</sup> / mg/dm <sup>3</sup>	< 0,5				
Ингибитор коррозии / Corrosion inhibitor		–				50,0
<i>pH</i> (начальный при температуре испытаний) / <i>pH</i> (initial at test temperature)		4,47	3,46	1,76	3,55	3,52
Парциальное давление углекислого газа ( <i>P(CO<sub>2</sub>)</i> ) / Partial pressure carbon dioxide ( <i>P(CO<sub>2</sub>)</i> )	атм. / atm.	1				
Температура / Temperature	°C	25...33	45			
Частота вращения магнитной мешалки / Magnetic stirrer rotation frequency	мин <sup>-1</sup> / min <sup>-1</sup>	1500	1000			

КС (0,9 дм<sup>3</sup>) заливали в ячейку, ячейку закрывали вспомогательной крышкой и продували углекислым газом с расходом 50...70 мл/мин. После снижения концентрации растворенного кислорода до < 0,5 мг/дм<sup>3</sup> и достижения заданной температуры (через 1,5...2,0 ч) вспомогательную крышку убрали и начинали эксперимент. Продувку КС углекислым газом с расходом ~ 20 мл/мин не прекращали до окончания эксперимента, периодически контролируя рН. Продувка КС углекислым газом в течение всего эксперимента необходима из-за того, что при прекращении продувки кислород начинает поступать в ячейку из воздуха за счет диффузии (несмотря на тщательную герметизацию всех соединений вакуумной смазкой) и через ~ 5 ч его концентрация в КС превышает 2,5 мг/дм<sup>3</sup> – рис. 2.



**Рис. 2. Зависимость концентрации кислорода в растворе от времени при прекращении продувки углекислым газом**

**Fig. 2. Dependence of the oxygen concentration in the solution on time when the carbon dioxide purging termination is stopped**

После завершения экспериментов продукты коррозии с ОКК удаляли травильным раствором с серной кислотой по ГОСТ 9.907-83.

### Результаты и обсуждение

В эксперименте (Э1) продолжительностью 97,5 ч (4,06 сут.) использовали 1 ОКК «Rohrback Cosasco Systems» 73×22×3 мм с

шероховатостью поверхности ( $R_a$ ) 14...20 мкм. Через 1,5 ч после начала Э1 на всей поверхности ОКК образовалось вещество черного цвета, не окисляющееся на воздухе – коррозит [1] – легкопроницаемое рыхлое вещество, отличающееся от известных окислов железа, в составе которого присутствует  $FeCO_3$  и не растворившийся  $Fe_3C$  матрицы. Образование коррозита сопровождалось возрастанием  $pH$  КС (с 4,47 в начале эксперимента до 5,95 в конце), вероятно, за счет интенсивного перехода в КС ионов  $Fe^{2+}$ , образовывавшихся в результате коррозии ОКК.

Потеря массы ОКК за 97,5 ч составила 1,007 г, максимальная глубина ЛК – 0,02 мм (измерена оптическим микрометром), коррозионный расход<sup>1</sup> (КР) –  $2,725 \pm 0,055^2$  г/(м<sup>2</sup>·ч) (в условном пересчете в мм/год –  $3,060 \pm 0,062$ ), максимальная скорость ЛК –  $1,797 \pm 0,456$  мм/год. КР превысил максимальную скорость ЛК в 1,7 раза<sup>3</sup>, чего в реальных условиях никогда не наблюдается [1], напротив, максимальная скорость ЛК превышает КР в 1,5...16 (и более) раз. **Очевидно, что условия проведения эксперимента не моделировали существенные особенности коррозионных процессов, протекающих в реальных нефтепромысловых системах.**

Существенное отличие лабораторных условий от реальных систем состоит в том, что в ходе проведения экспериментов КС в ячейках значительно обогащается  $Fe^{2+}$ . Так, через 1 ч после начала Э1 концентрация  $Fe^{2+}$  в КС превышала 20 мг/дм<sup>3</sup>, а в конце составляла 1118 мг/дм<sup>3</sup>, в то время как в водной фазе продукции скважин нефтяных месторождений концентрация  $Fe^{2+}$  при  $CO_2$ -коррозии редко превышает 10 мг/дм<sup>3</sup>. Высокая концентрация  $Fe^{2+}$  в КС в лабораторных экспериментах приводит к интенсивному образованию коррозита на поверхности ОКК, а отложение коррозита – к возрастанию КР [1].

В Э2 и Э3 продолжительностью 208,0 и 203,5 ч (8,7 и 8,5 сут.) образование коррозита предотвращали введением в КС комплексобразователей – Трилона Б (Э2) и лимонной кислоты (Э3).

В Э2 использовали 1 ОКК «Rohrback Cosasco

<sup>1</sup> Коррозионный расход – отнесенная к площади коррозионного контакта производная массы металла, перешедшей в соединения, по времени (обычно г/(м<sup>2</sup>·ч)). КР – русский аналог английского термина corrosion rate, введен В.М. Новаковским

<sup>2</sup> Здесь и далее приведены случайные погрешности измерений

<sup>3</sup> Аналогичные результаты – КР > ЛК в 1,8...2,2 раза в лабораторных экспериментах – получены в [4]

Systems» 73×22×3 мм, Ra = 14...20 мкм и 2 ОКК ООО «СОНАР» 76×12×1,5 мм: сталь 09Г2С и 13ХФА ( $R_a = 2...3$  мкм). В Э1 в результате коррозии в КС перешло 0,018 молей Fe. Для связывания в комплекс 0,018 молей Fe требуется  $0,018 \times 367 = 6,6$  г Трилона Б (367 – молекулярный вес Трилона Б), так как использовали 3 ОКК, то в КС добавили 21 г Трилона Б (с избытком). (Лимонной кислоты для 3-х ОКК требуется  $0,018 \times 192 \times 3 \approx 10,0$  г.)

В течение 50 ч от начала Э2 поверхности ОКК визуально не менялись, pH КС также оставался неизменным. Через ~ 53 ч поверхности всех ОКК начали темнеть, через 61 ч начал незначительно возрастать pH КС (с 3,46 в начале эксперимента до 3,61 в конце), через 96 ч поверхности всех ОКК полностью потемнели, однако внешний вид отложений отличался от Э1 – они были более светлые.

После окончания эксперимента на всех

ОКК хорошо видны невооруженным глазом локальные коррозионные повреждения, в том числе под пластиковой прокладкой крепления ОКК, где скапливались пузырьки углекислого газа (щелевая коррозия, вызываемая образованием концентрационных гальванопар) – рис. 3. При расчете максимальной скорости ЛК локальные коррозионные повреждения в зоне крепления ОКК не учитывали. На ОКК из стали 09Г2С максимальные локальные коррозионные повреждения были на торцах образца – рис. 4. Морфология локальных коррозионных повреждений отличается от «классического питтинга» (вытянутый конус, вершина которого направлена вглубь металла) и соответствует морфологии, наблюдаемой в реальных нефтепромысловых системах: дно коррозионных язв плоское – рис. 5. Коррозионные расходы и скорости локальной коррозии, полученные в Э2, приведены в табл. 2.



Рис. 3. Внешний вид образцов контроля коррозии после 208 ч испытаний (эксперимент 2), сверху вниз: сталь 13ХФА, 09Г2С, AISI 1018

Fig. 3. The corrosion coupon's appearance after 208 h of testing (experiment 2), from top to bottom: steel 13ХФА, 09Г2С, AISI 1018

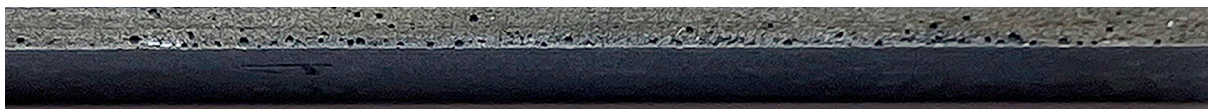


Рис. 4. Локальные коррозионные повреждения на торце ОКК из стали 09Г2С (×2,5)  
Fig. 4. Local corrosion damage at the flat end of corrosion coupon made of 09Г2С steel (×2,5)

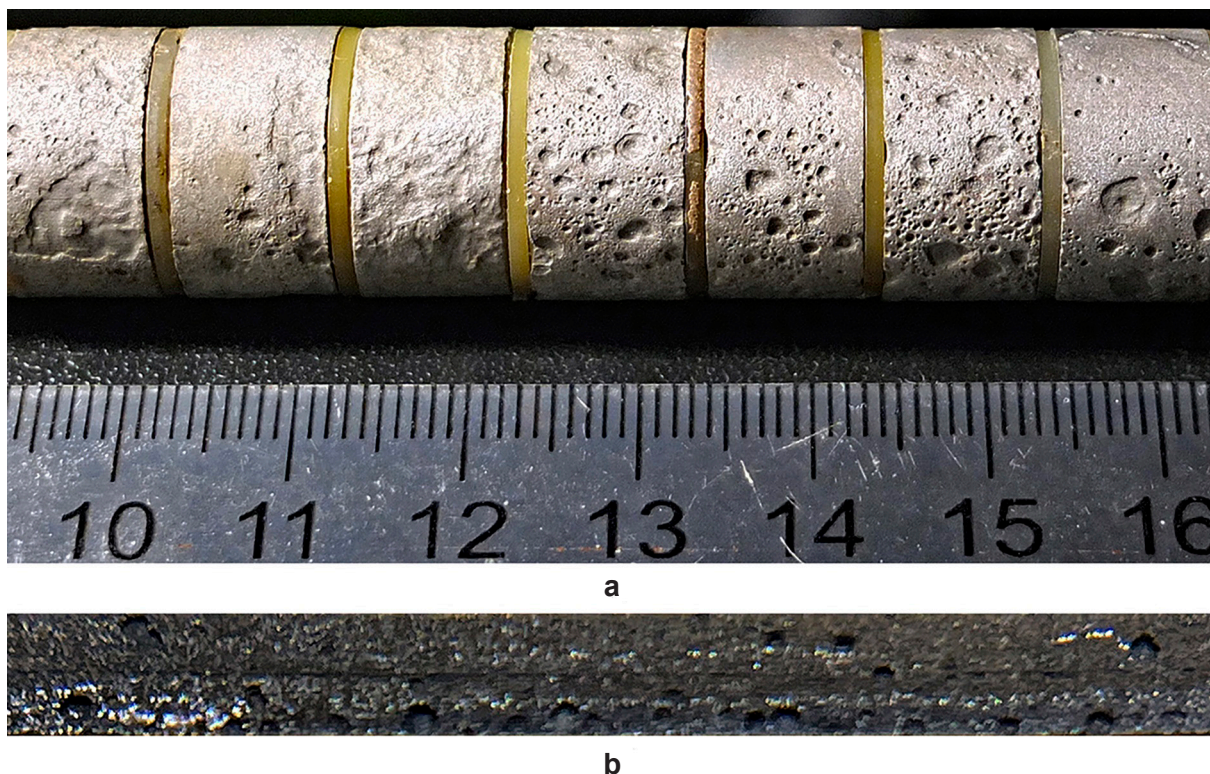


Рис. 5. Морфология локальных коррозионных повреждений:

а – локальная коррозия ОКК в трубопроводе  $\text{Ø}114 \times 8$  мм ССН Ватинского месторождения, 2020 г. Время экспозиции 62 сут. КР (в условном пересчете на скорость коррозии) – 0,31 мм/год; скорость локальной коррозии – 2,6 мм/год. Ингибитор коррозии, дозировка 18...22 мг/дм<sup>3</sup>. Дебит жидкости 719 м<sup>3</sup>/сут., обводненность 88,1%;  
b – коррозионные повреждения на торце ОКК из стали 09Г2С (фрагмент рис. 4, увеличено)

Fig. 5. Morphology of local corrosion damage:

a – local corrosion of disk corrosion coupons in the pipeline  $\text{Ø}114 \times 8$  mm, oil gathering system, Vatinskoye field, 2020. Exposure time 62 days. Corrosion rate – 0,31 mm/year; local corrosion rate – 2,6 mm/year. Corrosion inhibitor, dosage 18...22 mg/dm<sup>3</sup>. Liquid flow rate 719 m<sup>3</sup>/day, water cut 88,1%  
b – corrosion damage at the flat end of corrosion coupon made of 09Г2С steel (fragment of Fig. 4, enlarged)

Данные табл. 2 показывают, что введение в КС комплексобразователя позволяет моделировать условия реальных нефтепромысловых систем – ЛК превышает КР в 4...9 раз.

В ЭЗ с лимонной кислотой в качестве ком-

плексообразователя использовали 2 ОКК ООО «СОНАР»  $76 \times 12 \times 1,5$  мм из стали 09Г2С и 13ХФА ( $R = 2...3$  мкм).  $\text{NaHCO}_3$  в КС не вводили, так как он немедленно реагирует с лимонной кислотой с образованием цитрата натрия и выделением  $\text{CO}_2$ .

Таблица 2. Коррозионные расходы и скорости локальной коррозии в эксперименте 2

Table 2. Corrosion rate and local corrosion rate in experiment 2

Сталь образца контроля коррозии / Corrosion coupon's steel	Потеря массы, г / Weight loss, g	Максимальная глубина локальной коррозии, мм / Maximum depth of local corrosion, mm	КР, г/(м <sup>2</sup> ·ч) / Corrosion rate, g/m <sup>2</sup> ·h	КР в условном пересчете в мм/год / Corrosion rate, mm/year	Максимальная скорость локальной коррозии, мм/год / Maximum local corrosion rate, mm/year	ЛК/КР / LC/CR
AISI 1018	0,480	0,07	0,609±0,011	0,684±0,011	2,948±0,421	4,31
09Г2С	0,329	0,19	0,748±0,066	0,840±0,074	8,002±0,421	9,53
13ХФА	0,360	0,16	0,817±0,072	0,918±0,081	6,739±0,421	7,34

В ходе эксперимента *pH* КС увеличился с 1,76 до 2,93. После окончания эксперимента на ОКК хорошо видны невооруженным глазом локальные коррозионные повреждения – *рис. 6*.

Коррозионные расходы и скорости локальной коррозии, полученные в Э3, приведены в *табл. 3*.

Эксперимент Э3 подтвердил, что для получения высокой скорости ЛК, превышающей КР, важно предотвратить образование коррозита на ОКК, при этом природа комплекса, по-видимому, не имеет решающего значения.

В Э4 продолжительностью 144,0 ч (6,0 сут.) использовали полированные ( $R_a = 0,08$  мкм,

$R_z = 0,4$  мкм) ОКК ООО «СОНАР» 76×12×1,5 мм из стали 20, 13ХФА и 12Х18Н10Т. Коррозионные расходы и скорости локальной коррозии, полученные в Э4, приведены в *табл. 4*, внешний вид ОКК из стали 20 и 13ХФА с локальными коррозионными повреждениями – на *рис. 7*.

Данные *табл. 2-4* показывают, что выбранные составы КС и условия проведения экспериментов обеспечивают воспроизводимость получения высокой максимальной скорости ЛК и ее значительное превышение над КР, при этом шероховатость поверхности ОКК не влияет на получение ЛК в экспериментах.

Из представленных результатов преждев-

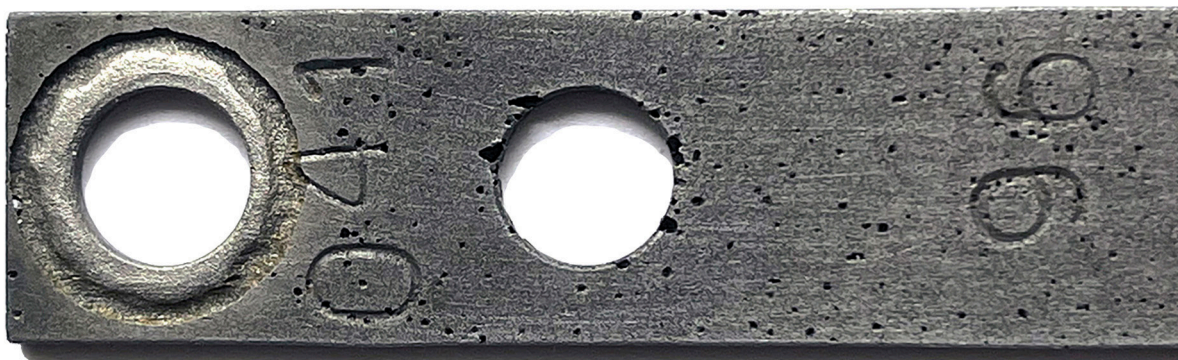


Рис. 6. Внешний вид образца контроля коррозии после 203,5 ч испытаний (эксперимент 3), сталь 13ХФА (×2,5)

Fig. 6. The corrosion coupon's appearance after 203,5 h of testing (experiment 3), steel 13ХФА (×2,5)

**Таблица 3. Коррозионные расходы и скорости локальной коррозии в эксперименте 3**

**Table 3. Corrosion rate and local corrosion rate in experiment 3**

Сталь образца контроля коррозии / Corrosion coupon's steel	Потеря массы, г / Weight loss, g	Максимальная глубина локальной коррозии, мм / Maximum depth of local corrosion, mm	КР, г/(м <sup>2</sup> ·ч) / Corrosion rate, g/m <sup>2</sup> ·h	КР в условном пересчете в мм/год / Corrosion rate, mm/year	Максимальная скорость локальной коррозии, мм/год / Maximum local corrosion rate, mm/year	ЛК/КР / LC/CR
09Г2С	0,460	0,23	1,067±0,093	1,199±0,105	9,901±0,431	8,26
13ХФА	0,918	1,60*	2,130±0,186	2,392±0,209	68,875±4,305	28,79

\* – сквозные язвы (на всю толщину ОКК) / through pits (on all thickness of corrosion coupon)

**Таблица 4. Коррозионные расходы и скорости локальной коррозии в эксперименте 4**

**Table 4. Corrosion rate and local corrosion rate in experiment 4**

Сталь образца контроля коррозии / Corrosion coupon's steel	Потеря массы, г / Weight loss, g	Максимальная глубина локальной коррозии, мм / Maximum depth of local corrosion, mm	КР, г/(м <sup>2</sup> ·ч) / Corrosion rate, g/m <sup>2</sup> ·h	КР в условном пересчете в мм/год / Corrosion rate, mm/year	Максимальная скорость локальной коррозии, мм/год / Maximum local corrosion rate, mm/year	ЛК/КР / LC/CR
20	0,997	0,18	3,269±0,289	3,671±0,321	10,950±0,608	2,98
13ХФА	0,947	0,11	3,105±0,274	3,487±0,308	6,692±0,608	1,92
12Х18Н10Т	0,004*	Отсутствует / Absent	0,013±0,011*	0,015±0,011*	отсутствует / Absent	–

\* – на уровне случайной погрешности измерений / at the level of random uncertainty of measurements

ременно делать вывод о том, какая марка стали является более стойкой, а какая – менее стойкой к локальной углекислотной коррозии. С уверенностью можно утверждать только то, что исследованные углеродистые стали являются нестойкими к углекислотной ЛК, в то время как нержавеющая сталь 12Х18Н10Т углекислотной ЛК не подвержена, что хорошо известно из практики [1, 2].

Мы предлагаем использовать КС состава (г/дм<sup>3</sup>) NaCl – 20,0; NaHCO<sub>3</sub> – 1,0; CaCl<sub>2</sub>·2H<sub>2</sub>O

– 1,2; уксусная кислота – 1,0; Трилон Б – 21,0<sup>4</sup>) и условия проведения экспериментов как стандартные среду и методику (которые в лабораторных условиях позволяют получать на ОКК видимую и измеряемую с помощью игольчатого микрометра глубину ЛК (> 0,01 мм) для тестирования защитного действия ИК по отношению к углекислотной ЛК.

Оценивать ИК следует не по величине их защитного действия при определенной до-

<sup>4</sup>При суммарной площади ОКК < 0,006 м<sup>2</sup>, при большей площади количество Трилона Б необходимо соответственно увеличить

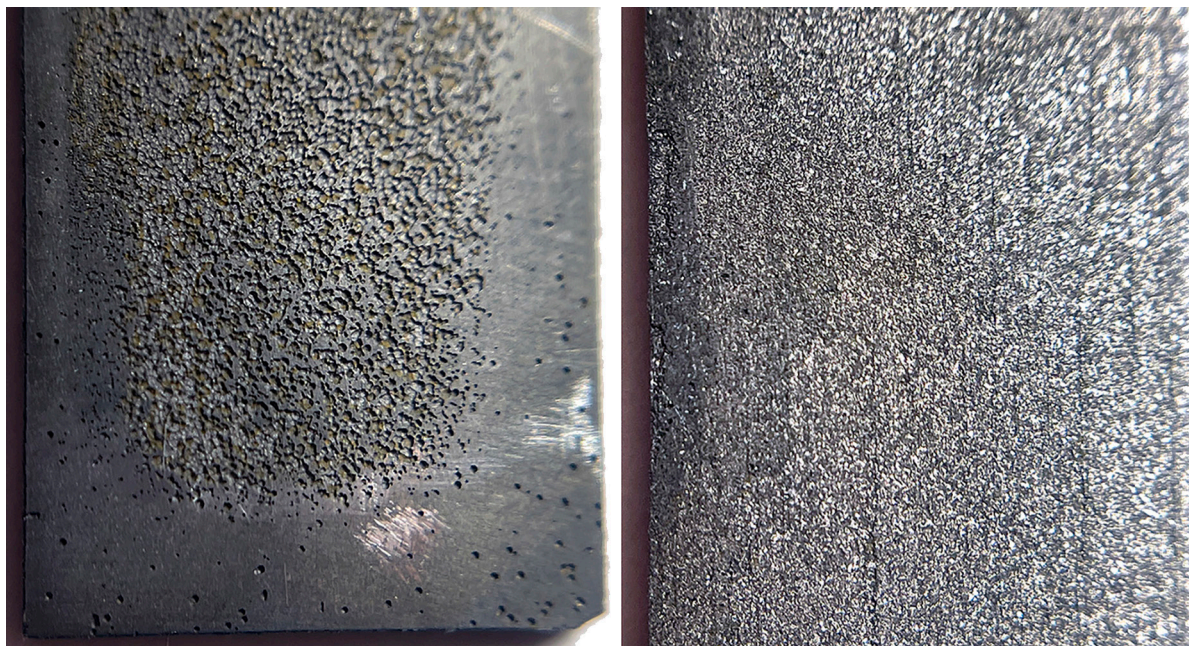


Рис. 7. Внешний вид образцов контроля коррозии после 144 ч испытаний (эксперимент 4), слева сталь 20, справа сталь 13ХФА (×5)

Fig. 7. The corrosion coupon's appearance after 144 h of testing (experiment 4), on the left is steel 20, on the right is steel 13ХФА (×5)

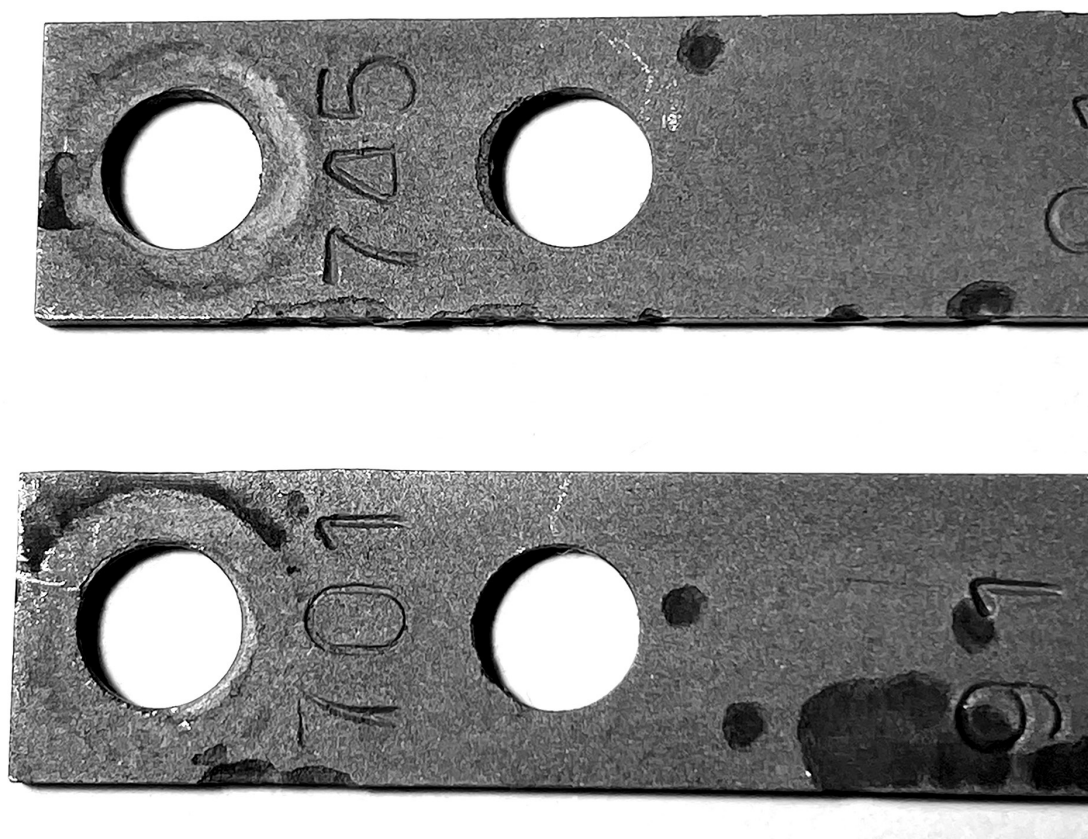


Рис. 8. Внешний вид образцов контроля коррозии после 72 ч испытаний (эксперимент 4), сталь 20 (×2,5)

Fig. 8. The corrosion coupon's appearance after 72 hours of testing (experiment 4), steel 20 (×2,5)

зировке, а только по факту наличия («тест не пройден») или отсутствия ( $< 0,01$  мм или отсутствует) ЛК на ОКК после окончания теста – «тест пройден». Продолжительность тестирования – от 70 до 200 ч, температура  $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ , «стандартная» марка стали ОКК – сталь 20.

Если, при определенной дозировке, ИК «прошел» тест на защитное действие по отношению к ЛК, то определять его пригодность для конкретных условий месторождения следует на основе данных опытно-промышленных испытаний (ОПИ), если «не прошел», то ОПИ не проводить – необходимо подобрать дозировку, при которой указанный лабораторный тест будет «пройден».

В качестве примера в Э5 мы протестировали промышленно применяемый водорастворимый ИК одного из ведущих западных производителей. Активные основы ИК – четвертичные аммониевые соединения и пленкообразующие амины. Продолжительность Э4 – 72 ч (ЛК начала появляться на поверхности ОКК через 12 ч, продолжать эксперимент более 72 ч не имело смысла), 2 ОКК ООО «СОНАР»  $76 \times 12 \times 1,5$  мм из стали 20  $R_a = 2 \dots 3$  мкм, ИК ввели через 6 ч после начала эксперимента в виде 1%-го водного раствора, дозировка  $50\text{ мг/д}^3$ .

Несмотря на то, что ИК показал довольно высокое защитное действие по отношению к КР – 66 и 73% (по отношению к КР стали 20 в Э4) на обоих ОКК хорошо видны обширные локальные коррозионные повреждения (рис. 8) – при дозировке  $50\text{ мг/д}^3$  «тест не пройден», проводить ОПИ при этой дозировке не следует.

Следует отметить, что при введении в стандартную КС ИК меняется морфология локальных коррозионных повреждений – они сосредотачиваются на отдельных областях, в то время как большая часть поверхности не подвержена ЛК (ср. рис. 6, 7 и 8).

Учитывая многолетний практический опыт применения ингибиторов коррозии для защиты нефтепромышленного оборудования и литературные данные [1, 2, 4-6], **необходимо признать и принять, что защитное действие ингибиторов коррозии по отношению к коррозионному расходу и по отношению к локальной коррозии – это две различные характеристики ингибиторов**

**коррозии.** Вторую необходимо измерять в лабораторных условиях перед промышленным применением ингибитора.

### Выводы

1. Представлены результаты лабораторных экспериментов, в которых смоделированы существенные особенности коррозионных процессов, протекающих в реальных нефтепромышленных системах – высокая скорость локальной коррозии, превышающая коррозионный расход в  $2 \dots 9$  раз.

2. Предложена стандартная среда и условия проведения лабораторных экспериментов, позволяющие воспроизводить видимые и измеряемые с помощью игольчатого микрометра ( $> 0,01$  мм) локальные коррозионные повреждения на образцах контроля коррозии весовым методом.

3. Защитное действие ингибиторов коррозии по отношению к локальной углекислотной коррозии при выбранной дозировке предложено оценивать не по величине защитного эффекта, а по факту наличия («тест не пройден») или отсутствия локальных коррозионных повреждений ( $< 0,01$  мм или отсутствует) на образцах контроля коррозии весовым методом после окончания теста – «тест пройден».

4. Показано, что при высоком защитном действии ингибиторов коррозии по отношению к коррозионному расходу защитного действия по отношению к локальной коррозии может не быть: защитное действие ингибиторов коррозии по отношению к коррозионному расходу и по отношению к локальной коррозии – это две различные характеристики ингибиторов коррозии.

### Литература

1. Ткачева В.Э., Бриков А.В., Лунин Д.А., Маркин А.Н. Локальная  $\text{CO}_2$ -коррозия нефтепромышленного оборудования: монография. – Уфа: РН-БашНИПНефть, 2021. – 168 с.

2. Ткачева В.Э., Маркин А.Н., Маркин И.А., Пресняков А.Ю. Локальная коррозия: расчет в нефтепромышленных условиях (по данным весовых измерений) // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 1. – С. 28-40.

3. Singer M., Hinkson D., Zhang Z. et al.  $\text{CO}_2$  top of the line corrosion in presence of acetic

acid a parametric study // *Corrosion'2009*. Paper 09292.

4. Денисов П.Ю., Маркин А.Н., Бриков А.В. Оценка защитных свойств ингибиторов коррозии с помощью лабораторной установки «вращающийся барабан» // *Нефтепромысловое дело*. – 2017. – № 10. – С. 52-57.

5. Соснин Е.А., Сюр Т.А. Методические подходы к лабораторным испытаниям ингибиторов коррозии при выборе их к промышленному использованию // *Нефтепромысловое дело*. – 2016. – № 8. – С. 58-60.

6. Маркин А.Н., Доросинский А.Ю., Блохин В.А., Манжосов А.К., Бриков А.В., Маркин Д.А. К вопросу о локальной коррозии // *Нефтепромысловое дело*. – 2021. – № 1. – С. 70-78.

#### Reference

1. Tkacheva, V. E., Brikov, A. V., Lunin, D. A., & Markin, A. N. (2021). *Localized CO<sub>2</sub> corrosion of oil field equipment*. Ufa: RN-BashNIPIneft.

2. Tkacheva, V. E., Markin, A. N., & Markin, I. A. (2021). Local corrosion: calculation in oil field conditions (according to weight measurements). *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 26(1), 28-40.

3. Singer M., Hinkson D., Zhang Z. et al. (2009). CO<sub>2</sub> top of the line corrosion in presence of acetic acid a parametric study. *Corrosion'2009*. Paper 09292.

4. Denisov, P. Yu., Markin, A. N., & Brikov, A. V. (2017). Evaluation the protective properties of corrosion inhibitors using a laboratory setup "Rotating Drum". *Neftepromyslovoe delo*, (10), 52-57.

5. Sosnin, E. A., Syur, T. A. (2016). Methodological approaches to laboratory testing of corrosion inhibitors for choosing them for industrial use. *Neftepromyslovoe delo*, (8), 58-60.

6. Markin, A. N., Dorosinskij, A. Yu., Blokhin, V. A., Manzhosov, A. K., Brikov, A. V., & Markin, D. A. (2021). On the issue of localized corrosion. *Neftepromyslovoe delo*, (1), 70-78.

#### Информация об авторах

**Ткачева Валерия Эдуардовна**, к.т.н., главный специалист отдела борьбы с осложнениями, ООО «РН-БашНИПИ-нефть», г. Уфа, Российская Федерация

**Маркин Андрей Николаевич**, к.т.н., доцент, филиал «Тюменский индустриальный университет», г. Нижневартовск, Российская Федерация

#### Information about authors

**Valeriya E. Tkacheva**, Ph.D. in Technical Sciences, Readership, complication department, LLC «RN-BashNIPIneft» PJSC «NK «Rosneft», Ufa, Russian Federation

**Andrey N. Markin**, Ph.D. in Technical Sciences, assistant Professor at the Dept. of Oilfield Engineering, Industrial University of Tyumen (IUT), a branch in Nizhnevartovsk, Russian Federation

[www.corrosion-protection.ru](http://www.corrosion-protection.ru)

#### Уважаемые коллеги!

В ответ на Ваши просьбы мы открываем бесплатный доступ к архивным выпускам нашего журнала.

Электронные версии публикаций доступны на официальном сайте журнала.

Ваша редколлегия





**МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ  
ДЛЯ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ  
ЗАЩИТЫ**

**MATERIALS AND EQUIPMENT  
FOR CORROSION PROTECTION**

doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.102.4-2.

**Электрохимическое исследование защитного действия  
минерально-полимерных покрытий на стали для объектов ЖКХ**

**Н.Г. Ануфриев<sup>1</sup>✉, А.П. Акользин<sup>2</sup>, В.Н. Злобин<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Институт физической химии и электрохимии имени А.Н. Фрумкина РАН,  
РФ, 119071, г. Москва, Ленинский проспект, д. 31, стр. 4

<sup>2</sup>ООО «КАРТЭК»,  
РФ, 119071, г. Москва, Ленинский проспект, д. 29, стр. 2

<sup>3</sup>ООО «СУ-87»,  
РФ, 119002, г. Москва, Смоленский бульвар д. 24. стр. 2

*e-mail: anufrievng@mail.ru*

**Аннотация.** Определены стойкость и защитная способность минерально-полимерных покрытий (МПП) на стали, разработанных ООО «СУ-57» для объектов теплоснабжения и ЖКХ. Покрытия толщиной 150...700 мкм. Показано, что, МПП толщиной 150...500 мкм в сетевой воде при 95 °С являются стойкими, при выдержке в течение 1...8 сут. наблюдается увеличение их массы вследствие зарастания пор МПП солями жесткости, продуктами коррозии стали и гидроксидами, что подтверждается микрофотографиями поверхности МПП. Внешний слой МПП толщиной 700 мкм более пористый и подвергается растворению в этих условиях с незначительной скоростью. Согласно результатам определения скорости коррозии стали с МПП (методом линейного поляризационного сопротивления) в 3% NaCl при 20° и 95 °С, а также в сетевой воде при 95 °С, покрытия толщиной 500 и 700 мкм имеют наиболее высокую защитную способность, 82...89%, пористость покрытий составляет 11...18%. МПП на стали имеет высокую адгезию. Оптимальная толщина МПП для защиты объектов теплоснабжения и ЖКХ, согласно результатам работы, составляет 500 мкм.

**Ключевые слова:** минерально-полимерные покрытия, сталь, защита от коррозии, теплоснабжение, объекты ЖКХ, сетевая вода, метод поляризационного сопротивления.

**Для цитирования:** Ануфриев Н.Г., Акользин А.П., Злобин В.Н. Электрохимическое исследование защитного действия минерально-полимерных покрытий на стали для объектов ЖКХ // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 4. – С. 18-31. doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.102.4-2.

*Статья получена: 16.08.2021, опубликована 01.12.2021.*

**Electrochemical investigation of protection effect  
of mineral-polymer coatings on steel for Housing and Communal Services**

**N.G. Anufriev<sup>1</sup>✉, A.P. Akol'zin<sup>2</sup>, V.N. Zlobin<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Frumkin Institute of Physical Chemistry and Electrochemistry of RAS,  
31, bld. 4, Leninskiy av., Moscow, 119071, Russian Federation

<sup>2</sup>CARTEC, LLC  
29, bld. 2, Leninskiy av., Moscow, 119071, Russian Federation

<sup>3</sup>SU-87, LLC,  
24, bld. 2, Smolensky Boulevard, Moscow, 119002, Russian Federation

*e-mail: anufrievng@mail.ru*

**Abstract.** The durability and protection effect of mineral-polymer coatings (MPC) on steel developed by SU-57 company for heat supply and housing and communal services facilities are determined. The thickness of the coatings is 150...700 μm. It is shown that MPC with a thickness of 150...500 μm in network water at 95 °C are resistant, when kept for 1...8 days, an increase in their mass is observed due to the overgrowth of MPC pores with hardness salts, corrosion products and hydroxides, which is confirmed by micrographs of the MPC surface. The outer layer of the MPC with a thickness of 700 μm is more porous and undergoes the dissolution under these conditions at an insignificant rate. According to the results of determination of the corrosion rate of steel with MPC (by the method of linear polarization resistance) in 3% NaCl at 20° and 95 °C, as well as in network water at 95 °C, coatings with a thickness of 500 and 700 μm have the highest protective ability, 82...89%, the porosity of the coatings is 11...18%. MPP on steel has a



high adhesion. The optimal thickness of the MPP for the protection of heat supply and housing facilities according to 11...18%. MPC on steel has a high adhesion. The optimal thickness of the MPC for the protection of heat supply and housing facilities according to the results of the work is 500  $\mu\text{m}$ .

**Keywords:** mineral-polymer coatings, steel, corrosion protection, heat supply, housing and communal services, network water, polarization resistance method.

**For citation:** Anufriev, N. G., Akol'zin, A. P., & Zlobin, V. N. (2021). Electrochemical investigation of protection effect of mineral-polymer coatings on steel for Housing and Communal Services. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 26(4), 18-31. doi:10.31615/j.corros.prot.2021.102.4-2.

Received: August 16, 2021. Published: December 01, 2021.

## Введение

Минерально-полимерное покрытие (МПП) предназначено для внутренней и наружной антикоррозионной защиты труб горячего водоснабжения и теплотрасс, баков-аккумуляторов и других резервуаров, канализационных сооружений, резервуаров с сырой нефтью, а также нефте- и газопроводов; стальных поверхностей и любых других минеральных оснований; для герметизации площадок с нефтяными резервуарами и нефтепромысловых станций; гидроизоляции различных сооружений и защиты от плесени [1]. МПП было разработано ООО «СУ-57», успешно используется с 1998 г. и доказало свои антикоррозионные свойства на многих километрах теплопроводов. МПП состоит из двух компонентов: жидкой и порошковой фракций. Порошковый компонент, в состав которого входят различные высококачественные природные минералы, имеет величину рН от 3,5 до 14. Необходимый для создания раствора жидкий компонент включает синтетический каучук, который добавляется в порошковую смесь в качестве ре-агента.

Покрытие отличается эластичностью и термостойкостью при температурах от -40 до +180 °С. Покрытие устойчиво к деминерализованной и технической воде, обладает свойствами герметика и заполнителя. Его адгезионная способность к стенкам труб не ослабевает даже при многократных сменах температурного режима.

Процесс нанесения МПП на внутреннюю поверхность трубопроводов включает смешивание материала непосредственно на строительной площадке, гидродинамическую чистку поверхности, подачу материала под давлением через подающий шланг на распыляющую головку, которая вращается со скоростью 4,5 тыс. оборотов в минуту. Данная технология может применяться для санации старых трубопроводов и в завод-

ских условиях при строительстве новых тепловых сетей, реконструкции, замене участка тепловых сетей под проезжей частью, а также при закрытой системе теплоснабжения. Возможно нанесение МПП аппаратами безвоздушного распыления и кистью.

Целью настоящей работы явилось определение защитной способности минерально-полимерных покрытия на углеродистой стали в зависимости от его толщины в водных средах, моделирующих условия эксплуатации и испытаний тепловых сетей. Для определения скорости коррозии стали применялся метод линейного поляризационного сопротивления (ЛПС) [2].

## Методики экспериментов

Для проведения испытаний были изготовлены образцы из стали размерами 20×50×2 мм с МПП толщиной 150...700 мкм с обеих сторон. Проводилось определение стойкости МПП в сетевой воде при 95 °С путем гравиметрических испытаний в течение 1...8 сут. Для проведения этих испытаний по 2-3 образца с МПП толщиной 150...700 мкм перед размещением образцов в эксикаторе промывались деионизованной водой, после чего высушивались теплым воздухом и, после выдержки при комнатной температуре, взвешивались на аналитических весах «Сарториус» с точностью 0,0001 г. По окончании гравиметрических испытаний, образцы обрабатывались аналогично и вновь взвешивались. Эксикатор с образцами помещался в термошкаф СНОЛ с температурой 95±1 °С. Через 1 и 8 суток проводилось взвешивание образцов с покрытием, определение скорости растворения покрытия по формуле (1), а также получение микрофотографий с помощью USB-микроскопа при увеличении  $\times 100$ . Сетевая вода соответствовала нормам качества по РД 24.031.120-91.

Скорость коррозии или растворения покрытия определялась по формуле (1):

$$K = (m_0 - m_1) / S \cdot \tau, \quad (1)$$

где  $K$  – скорость коррозии,  $\text{г/м}^2\cdot\text{ч}$ ;  
 $m_0$  и  $m_1$  – масса образца до и после проведения эксперимента,  $\text{г}$ ;  
 $\tau$  – продолжительность испытаний,  $\text{ч}$ ;  
 $S$  – площадь рабочей поверхности образца,  $\text{м}^2$ .

Электрохимическое определение скорости коррозии стали Ст3 с МПП толщиной 150...700 мкм проводилось в 3% при 20 °С в течение 24 ч и 95 °С в течение 6 ч. Для этого использовались по 2 образца с МПП каждой толщины. К отверстиям образцов после зачистки припаивались токоподводы, они скреплялись параллельно друг другу и места электрических контактов, и обратные стороны образцов изолировались эпоксидной смолой. Изготовленные таким образом датчики присоединялись к автоматическому коррозиметру «Эксперт-004» для проведения измерения скорости коррозии стали с покрытием различной толщины в 3% NaCl при 20 °С в течение 24 ч и 6 ч при 95 °С. По результатам измерений рассчитывался защитный эффект и пористость неорганического покрытия по формулам 2, 3.

Защитная способность МПП на стали определялась по формуле (2):

$$Z = \frac{(K_{St} - K_{Coat})}{K_{St}} \cdot 100 \quad (\%), \quad (2)$$

где  $Z$  – защитная способность неорганического покрытия (МПП) на стали в водной среде;

$K_{St}$  – скорость коррозии стали без покрытия в водной среде,  $\text{г/м}^2\cdot\text{ч}$ ;

$K_{Coat}$  – скорость коррозии стали с покрытием в водной среде,  $\text{г/м}^2\cdot\text{ч}$ .

Пористость покрытия ( $P$ , %) по результатам определения скорости коррозии стали с неорганическим покрытием и расчета защитного эффекта ( $Z$ , %) по формуле (2) определялась по формуле (3):

$$P = (100 - Z), \quad (\%). \quad (3)$$

### Результаты и их обсуждение

Как видно из *рис. 1*, МПП на стали в исходном состоянии имеет серо-коричневый цвет, оно шероховатое, наблюдаются солевые разводы, мелкие темные точки, возмож-

но, поры. Ниже приведены микрофотографии образцов с МПП различной толщины перед испытаниями.

При увеличении  $\times 100$  (*рис. 2*) на поверхности исходного образца с МПП толщиной 150 мкм наблюдаются многочисленные мелкие, от десятков мкм, и крупные поры, до десятых долей мм. Образцы с МПП толщиной 300 мкм менее пористые, поры до 0,1...0,2 мм, и в меньшем количестве. Наименьшую пористость имеет покрытие толщиной 500 мкм. Для покрытия толщиной 700 мкм крупная пористость значительно возрастает.

*Определение стойкости МПП в сетевой воде при средней эксплуатационной температуре 95 °С.*

Через 1 и 8 суток проводилось взвешивание образцов с покрытием и расчет скорости растворения МПП в сетевой воде при 95 °С. Результаты испытаний приводятся в табл. 1, микрофотографии МПП после испытаний приведены на *рис. 3, 4*.

На поверхности образца с МПП толщиной 150...700 мкм после 24 ч испытаний в сетевой воде при 95 °С наблюдается увеличение количества мелких участков белых отложений солей жесткости и, возможно, компонентов покрытия, приводящее к зарастанию пор. Значительного изменения морфологии поверхности покрытия не наблюдается. Через 8 суток испытаний наблюдается частичное зарастание пор белыми солями с включениями продуктов коррозии стали, в некоторых случаях полное, с образованием дендритов.

В *табл. 1* приведены результаты гравиметрических испытаний образцов стали с МПП в сетевой воде при 95 °С и расчета скорости растворения МПП по формуле (1).

Рассчитывалась скорость растворения (коррозии) МПП на каждом образце ( $K_M$ ,  $\text{г/м}^2\cdot\text{ч}$ ), средняя скорость растворения покрытия ( $K_{Coat}$ ,  $\text{г/м}^2\cdot\text{ч}$ ) для двух-трех испытанных образцов каждой толщины. Отрицательное значение  $K_{Coat}$  означает увеличение массы образца в ходе испытаний.

Из полученных данных видно, что после 24 ч выдержки в сетевой воде при 95 °С, наблюдается увеличение массы образцов с МПП:

-0,68  $\text{г/м}^2\cdot\text{ч}$  для покрытия толщиной 150 мкм;

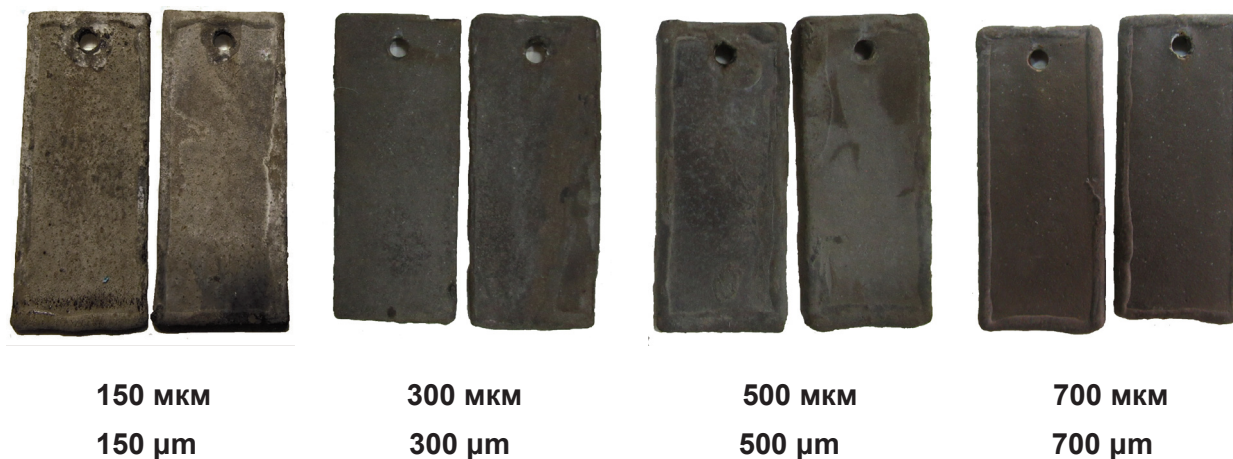


Рис. 1. Внешний вид образцов с МПП на стали перед испытаниями  
Fig. 1. Appearance of samples with MPC on steel before tests

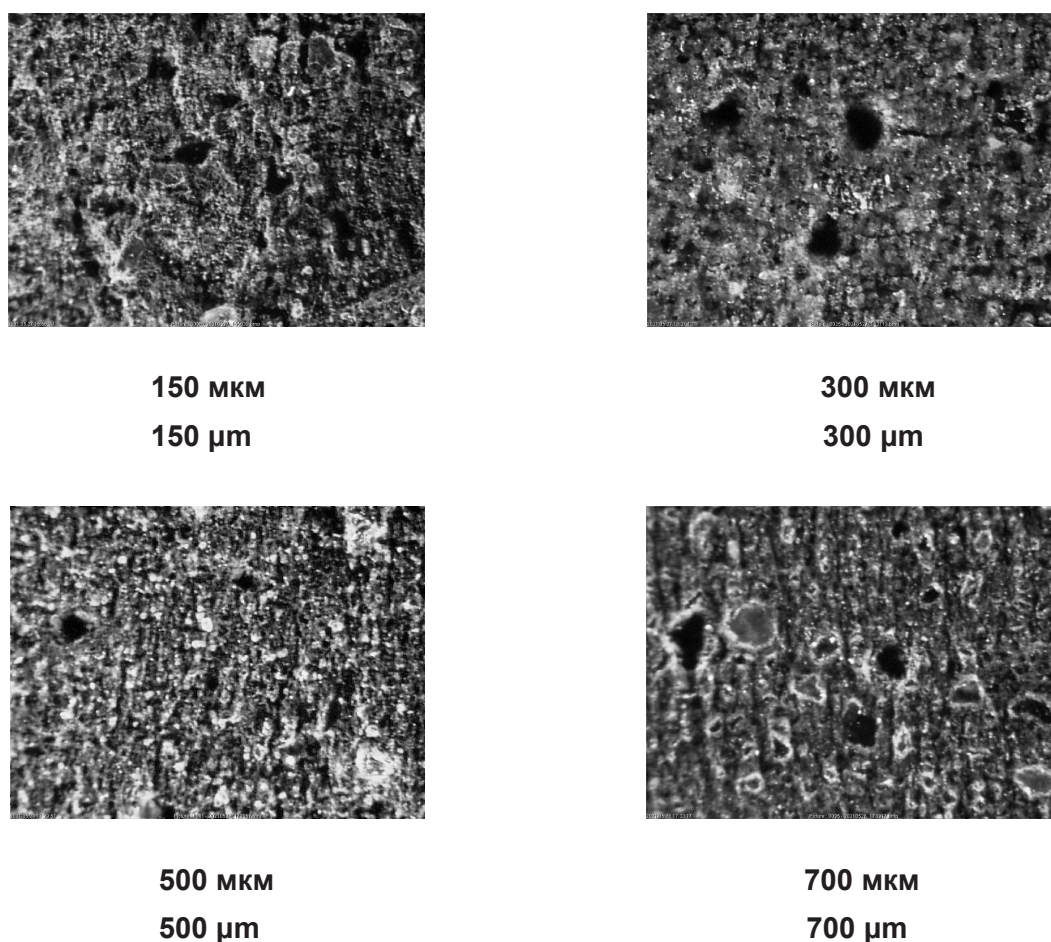


Рис. 2. Микрофотографии МПП толщиной 150...700 мкм при увеличении x100 перед испытаниями  
Fig. 2. Micrographs of MPC with a thickness of 150...700  $\mu\text{m}$  at a magnification of x100 before tests

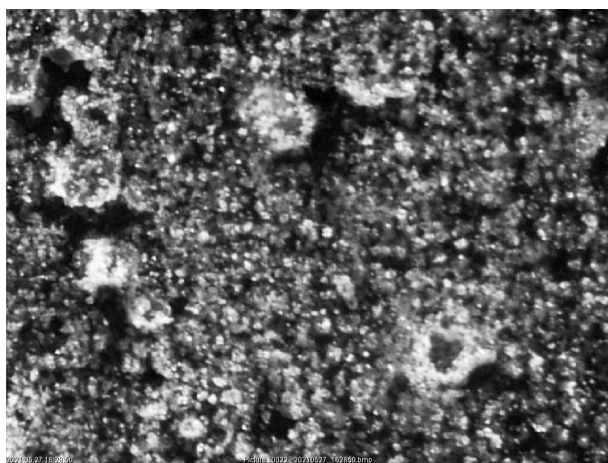
- 0,40 г/м<sup>2</sup>·ч для 300 мкм;
- 1,41 г/м<sup>2</sup>·ч для 500 мкм;
- 0,93 г/м<sup>2</sup>·ч для 700 мкм

Для более толстых покрытий  $K_{Coat}$  выше, очевидно, вследствие большей поверхности пор покрытия, доступной для взаимодействия с водой. После 8 суток выдержки при 95 °С скорость увеличения массы снижается в несколько раз:

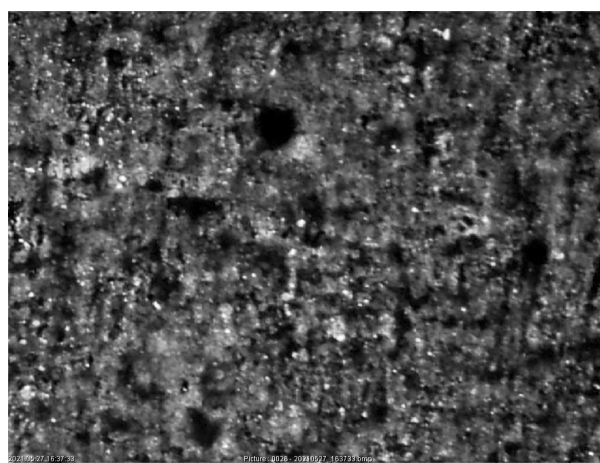
- 0,14 г/м<sup>2</sup>·ч для покрытия толщиной 150 мкм;
- 0,26 г/м<sup>2</sup>·ч для покрытия толщиной 300 мкм;
- 0,38 г/м<sup>2</sup>·ч для покрытия толщиной 500 мкм.

Покрытия толщиной 150...500 мкм в условиях данных испытаний являются стойкими, покрытия толщиной 700 мкм растворяются со скоростью 0,38 г/м<sup>2</sup>·ч. Вероятно, это связано с большей пористостью толстых покрытий, подтверждаемой микрофотографиями до и после испытаний.

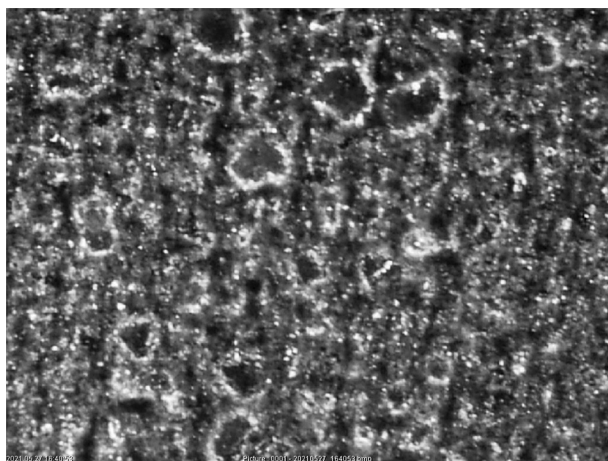
Из полученных данных о скоростях изменения массы покрытия следует вывод о том, что вклад коррозионного фактора в этом случае значительно ниже, чем факторов гидратации, карбонизации покрытия,



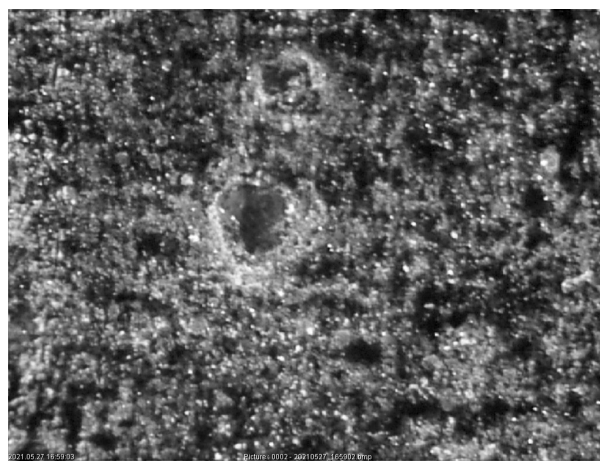
150 мкм  
150 μm



300 мкм  
300 μm



500 мкм  
500 μm



700 мкм  
700 μm

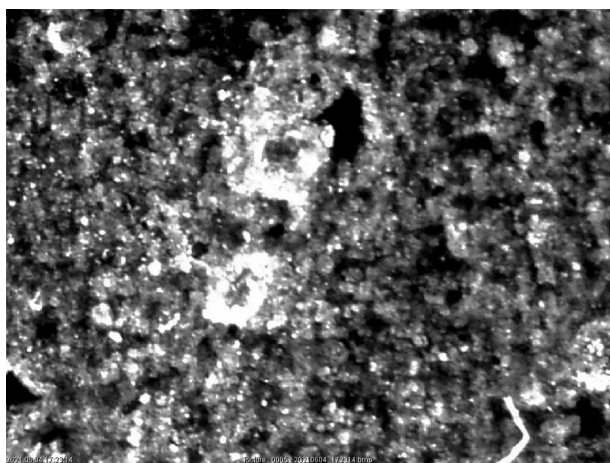
Рис. 3. Микрофотографии МПП толщиной 150...700 мкм при увеличении x100 после 24 ч испытаний в сетевой воде при 95 °С

Fig. 3. Micrographs of MPC with a thickness of 150...700 μm at a magnification of x100 after 24 h of testing in network water at 95 °C

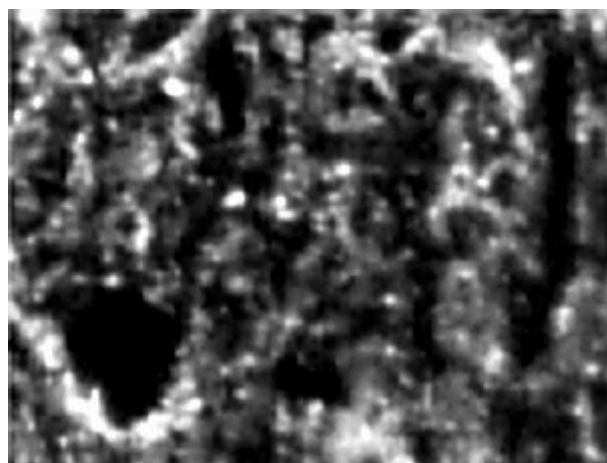
накопления солей жесткости на его поверхности, что подтверждается приведенными ниже данными о скоростях коррозии стали с покрытием, полученными электрохимическим методом ЛПС: 40...57 мкм в год для покрытий толщиной 300...700 мкм (0,04...0,05 г/м<sup>2</sup>·ч).

Далее проводилось электрохимическое определение защитной способности МПП толщиной 150...700 мкм на стали в 3% NaCl при 20 °С (рис. 5). При этих измерениях используется глубинный показатель скорости

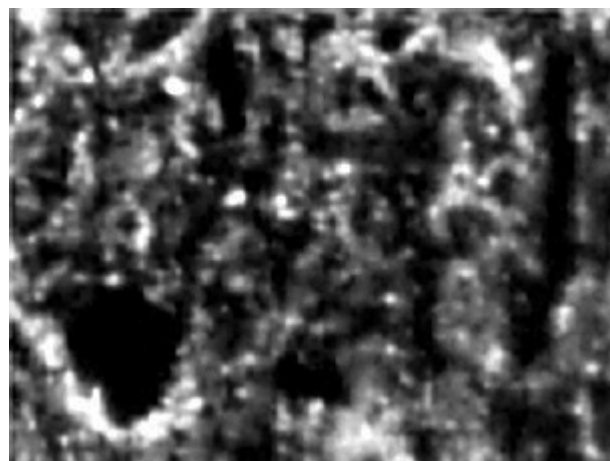
коррозии  $K_n$  (мкм/год). Скорость коррозии стали Ст3 при этих условиях снижается и стабилизируется примерно через 10 ч при величине около 30 мкм/год. Сталь с покрытием толщиной 150 мкм корродирует с большей скоростью – более 200 мкм/год за 7...16 ч, далее снижается. Повышение скорости коррозии в этом случае обусловлено протеканием локальных коррозионных процессов при высокой пористости покрытия. Покрытие толщиной 300 мкм корродирует со скоростью, близкой к  $K_n$  стали без покры-



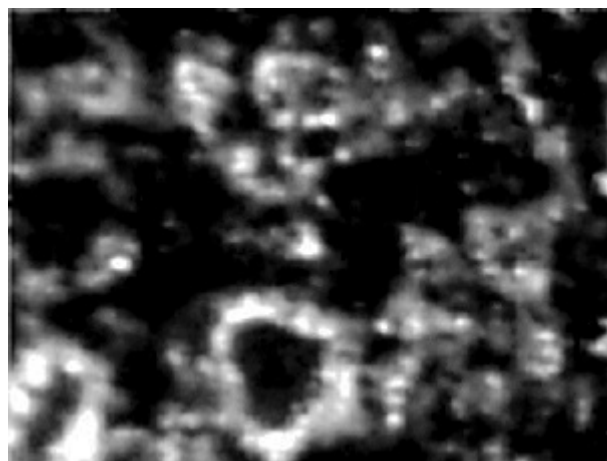
150 мкм  
150 μm



300 мкм  
300 μm



500 мкм  
500 μm



700 мкм  
700 μm

Рис. 4. Микрофотографии МПП толщиной 150...700 мкм при увеличении x100 после 192 ч испытаний в сетевой воде при 95 °С

Fig. 4. Micrographs of MPC with a thickness of 150...700 μm at a magnification of x100 after 192 h of testing at 95 °С

Таблица 1. Скорость изменения массы МПП ( $K_{Coat}$ )  
после выдержки в сетевой воде при 95 °С  
Table 1. The rate of change in the mass of the MPC ( $K_{Coat}$ )  
after exposure to network water at 95 °С

№ п/п	Толщина МПП, мкм / MPC thickness, $\mu\text{m}$	$K_{Coat}$ за 24 ч, $\text{г}/\text{м}^2\cdot\text{ч}$ / $K_{Coat}$ in 24h, $\text{g}/\text{m}^2\cdot\text{h}$	$K_{Coat}$ за 192 ч, $\text{г}/\text{м}^2\cdot\text{ч}$ / $K_{Coat}$ in 192 h, $\text{g}/\text{m}^2\cdot\text{h}$
1	150	-0,68	-0,14
2	300	-0,40	-0,26
3	500	-1,41	-0,38
4	700	-0,93	0,38

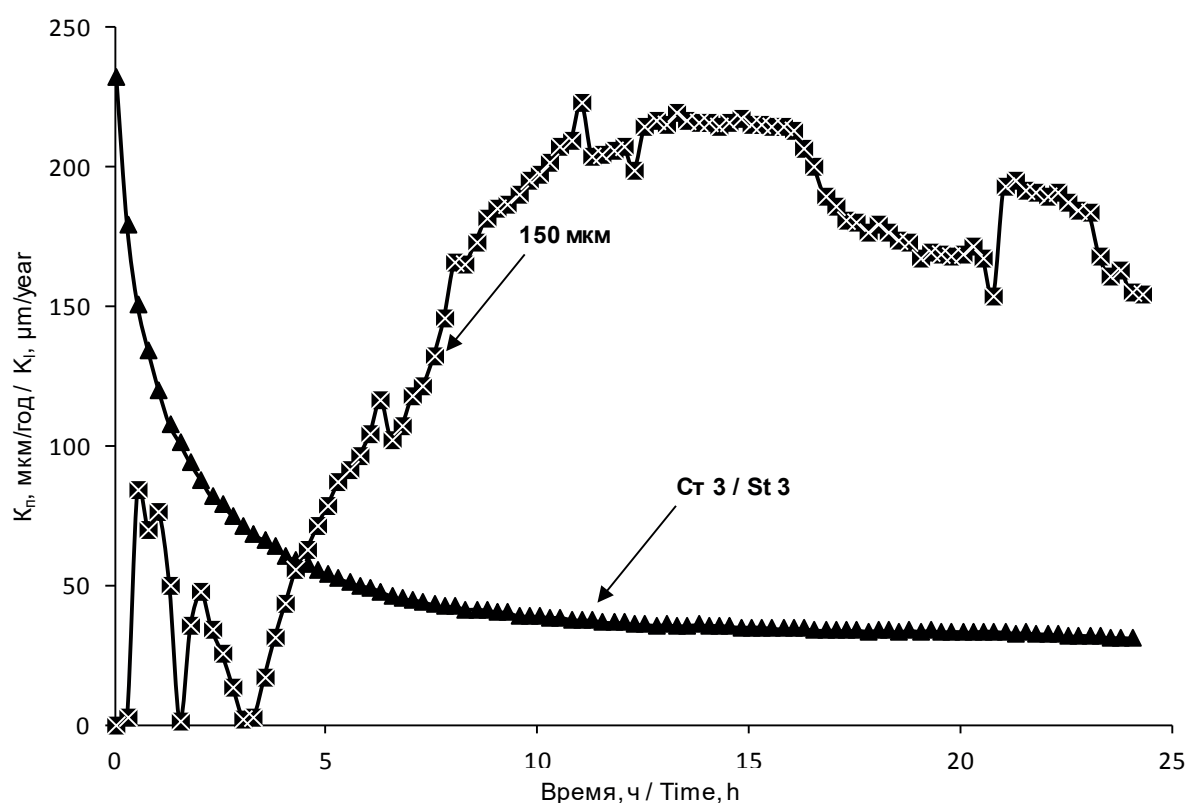


Рис. 5. Скорость коррозии стали с МПП толщиной 150 мкм и без покрытия в 3% NaCl при 20 °С

Fig. 5. Corrosion rate of steel with MPC thickness 150  $\mu\text{m}$  and uncoated in 3% NaCl at 20 °С

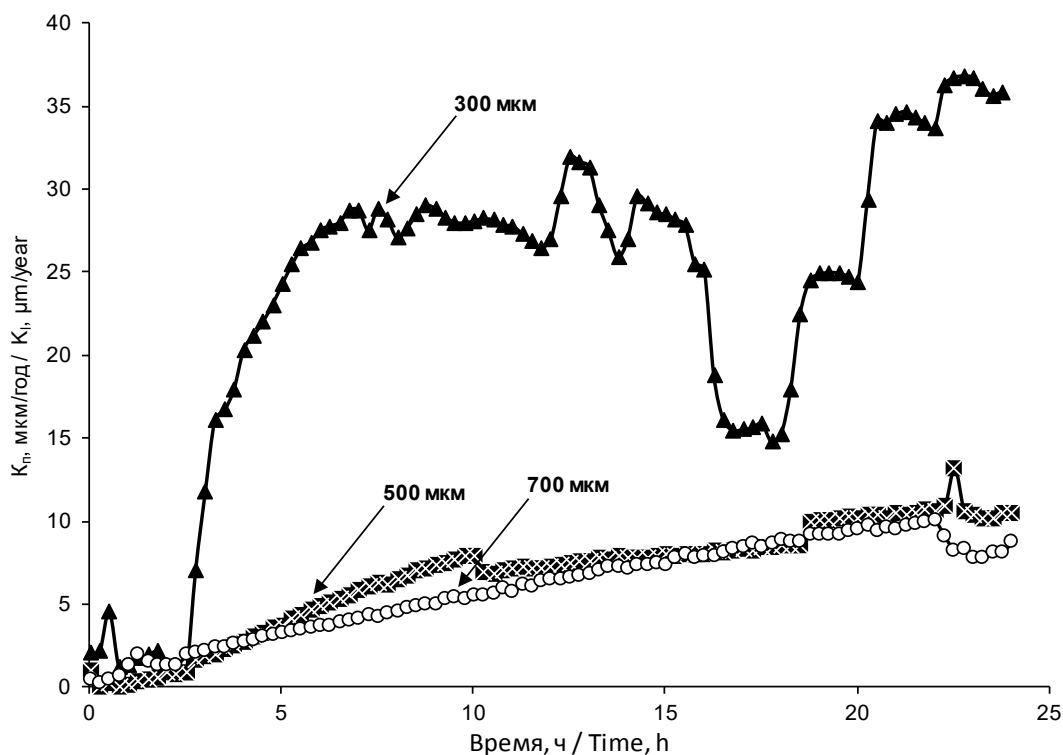


Рис. 6. Скорость коррозии стали с МПП толщиной 300...700 мкм в 3% NaCl при 20 °С  
Fig. 6. Corrosion rate of steel with MPC thickness 300...700  $\mu\text{m}$  in 3% NaCl at 20 °C

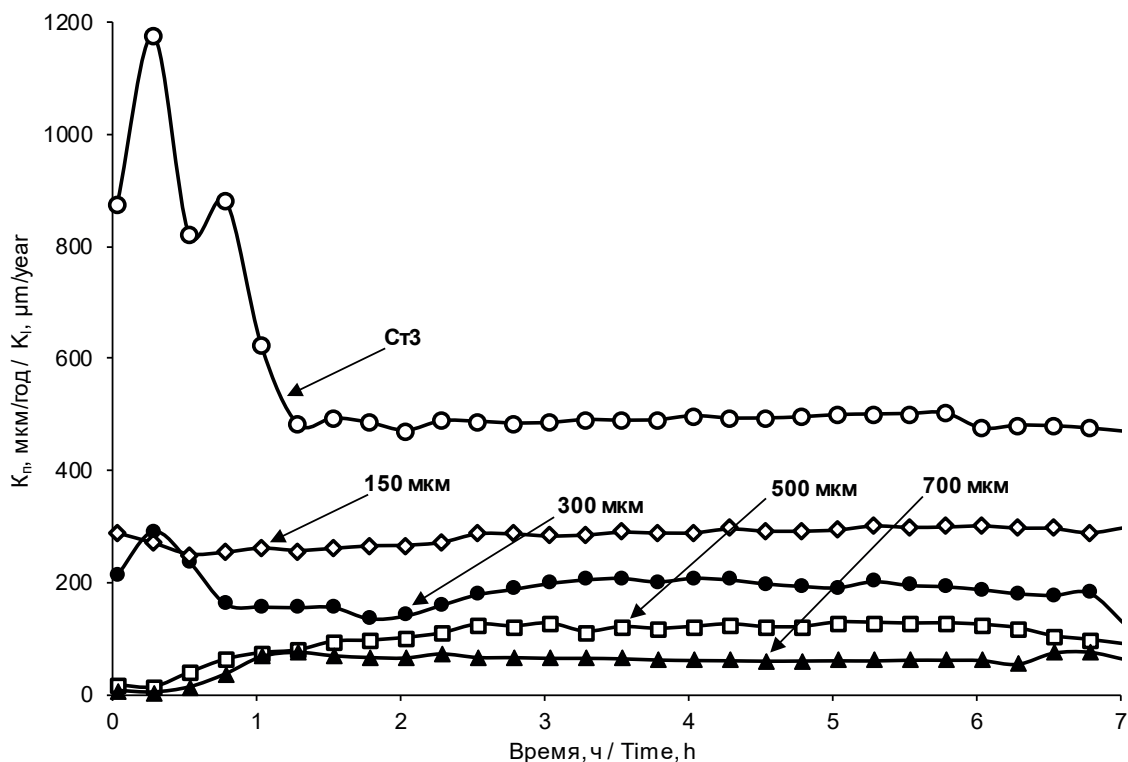


Рис. 7. Скорость коррозии стали с МПП толщиной 150...700 мкм в 3% NaCl при 95 °С  
Fig. 7. Corrosion rate of steel with MPC thickness of 150...700  $\mu\text{m}$  in 3% NaCl at 95 °C

тия, при толщине 500...700 мкм наблюдается значительное снижение  $K_n$  стали с покрытием.

Скорость коррозии стали с МПП толщиной 150...700 мкм в 3% NaCl при 95 °C (рис. 6, 7) заметно выше, чем при 20 °C.  $K_n$  покрытия толщиной 500...700 мкм весьма близки, как и при 20 °C. Они обеспечивают значительный защитный эффект стали.

В сетевой воде при 95 °C (рис. 8) скорость коррозии стали Ст3 также высока, с увеличением толщины покрытия  $K_n$  снижается, для покрытия толщиной 500...700 мкм она существенно снижается.

Согласно результатам электрохимического определения скорости коррозии стали с МПП различной толщины, МПП в 3% NaCl при 20 и 95 °C, а также в сетевой воде при 95 °C, покрытия толщиной 500 и 700 мкм имеют практически одинаковую низкую скорость коррозии для каждого условия, а следовательно, и наиболее высокую защитную способность вследствие минимальной пористости. Результаты электрохимических испытаний приведены в табл. 3. Расчет защитной способности покрытий в этих средах – в табл. 4.

Защитная способность ( $Z$ , %) (защитный эффект, синонимы) покрытия МПП на стали и величина пористости ( $P$ , %) рассчитывались по вышеприведенным формулам (2) и (3).

Из результатов определения защитной способности МПП на стали следует, что покрытие толщиной 500 и 700 мкм имеет весьма высокую защитную способность, равную 82...89%, и, соответственно, сквозную пористость 18...11%. Важным результатом данной работы является близость данных определения защитной способности для покрытий 500 и 700 мкм в различных средах и условиях, что свидетельствует об адекватности применяемых методик, полученных результатов и выводов.

Испытания адгезии проводили на стальных образцах с МПП толщиной 150, 300, 500 и 700 мкм и при условиях, указанных в п. 1.3. и п.11 ГОСТ 7313. На каждом испытуемом участке поверхности образца делали режущим инструментом по линейке не менее шести параллельных надрезов до металла длиной не менее 20 мм на расстоянии 1...2 мм друг от друга. Режущий инструмент держали перпендикулярно поверхности образца. Скорость резания

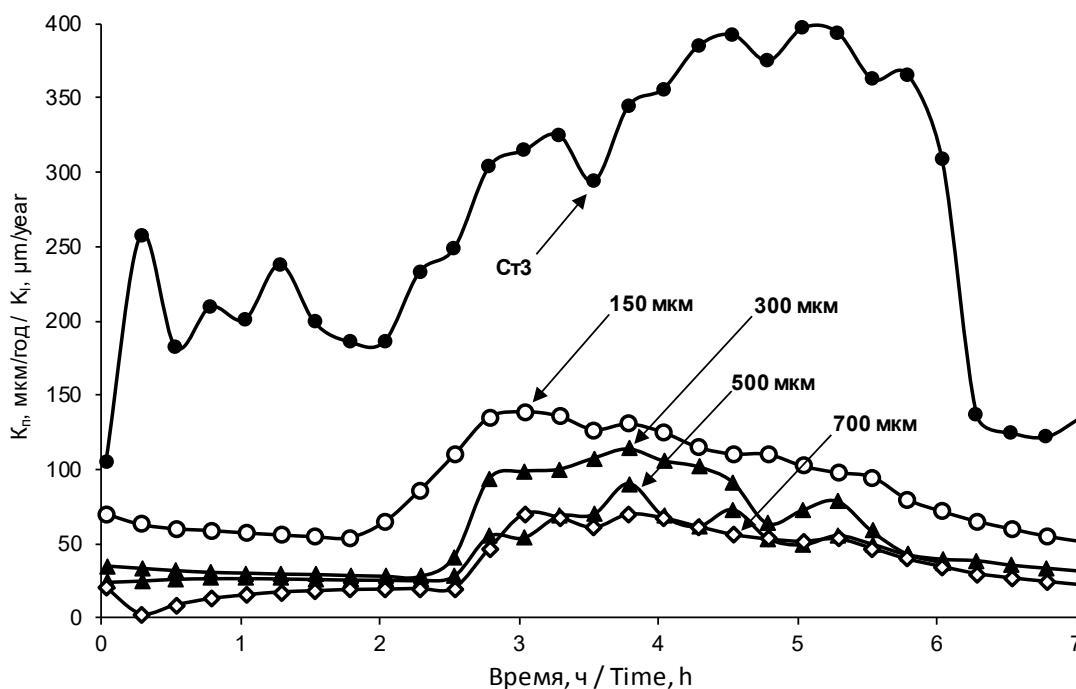


Рис. 8. Скорость коррозии стали с МПП толщиной 150...700 мкм в сетевой воде при 95 °C  
Fig. 8. Corrosion rate of steel with MPC thickness 150...700 μm in network water at 95 °C

**Таблица 3. Результаты определения скорости коррозии стали с МПП в 3% NaCl и сетевой воде**

**Table 3. Results of determining the corrosion rate of steel with MPC in 3% NaCl and network water**

№ п/п	Толщина МПП, мкм / MPC thickness, μm	$K_n$ стали и МПП, мкм/год ± STD, 3% NaCl / $K_p$ of steel and MPC, μm/year ± STD, 3% NaCl		$K_n$ стали и МПП, мкм/год ± STD, Сетевая вода, 95 °C / $K_p$ of steel and MPC, μm/year ± STD, Mains water, 95 °C
		20 °C	95 °C	
1	Ст3	50,1 ± 32,4	557,5 ± 51,4	314,2 ± 74,2
2	150	149,4 ± 65,4	293,1 ± 16,4	101,2 ± 24,83
3	300	50,1 ± 2,83	189,7 ± 30,3	36,9 ± 21,25
4	500	5,84 ± 5,14	102,2 ± 32,3	57,3 ± 32,02
5	700	6,68 ± 3,21	58,9 ± 19,2	42,6 ± 19,2

**Таблица 4. Защитная способность МПП на стали (Z) и пористость (P) по результатам электрохимических измерений скорости коррозии**

**Table 4. The protection effect of MPC on steel (Z) and porosity (P) according to the results of electrochemical measurements of the corrosion rate**

№ п/п	Толщина МПП, мкм / MPC thickness, μm	Z, % 3% NaCl		P, % 3% NaCl		Z, % Сетевая вода, 95 °C / Z, % Network water, 95 °C	P, % Сетевая вода, 95 °C / P, % Network water, 95 °C
		20 °C	95 °C	20 °C	95 °C		
1	150	нет	47,4	100	52,6	67,8	32,2
2	300	0	66,0	100	34,0	88,3	11,7
3	500	88,3	81,7	11,7	18,3	81,8	18,2
4	700	86,66	89,4	13,34	10,6	86,4	13,6

составляла от 20 до 40 мм/с. Аналогичным образом делали надрезы в перпендикулярном направлении. В результате на покрытии образовывалась решетка из квадратов одинакового размера. Расстояние между соседними решетками составляло не менее 20 мм, поэтому размер единичного квадрата решетки на покрытии был выбран 3x3 мм. Контроль прорезания покрытия до металла осуществляется при

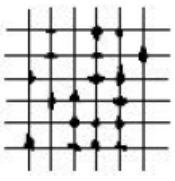
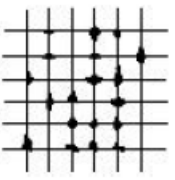
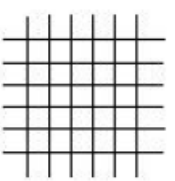
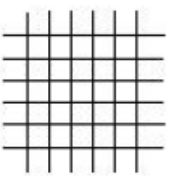
помощи лупы. Для испытаний использовались образцы после 8 суток коррозионных испытаний в сетевой воде при 95 °С. Результаты определения адгезии МПП к стали приведены в *табл. 5*.

#### Выводы

1. Показано, что МПП толщиной 150...500 мкм в сетевой воде при 95 °С являются стойкими, при выдержке в течение

**Таблица 5. Результаты испытаний адгезии МПП на стали методом решетчатых надрезов (ГОСТ 7313)**

**Table 5. The results of tests of the adhesion of MPC on steel by the method of lattice incisions (GOST 7313)**

Толщина покрытия, мкм / Coating thickness, $\mu\text{m}$	Результат испытаний в баллах / Test result in points	Описание / Description	Внешний вид покрытия поверхности надрезов / Appearance of the coating of the notch surface
150	1	Отслоение мелких чешуек покрытия. Площадь отслоения около 5% / Detachment of small coating flakes. Exfoliation area about 5%	
300	1	Отслоение мелких чешуек покрытия. Площадь отслоения около 5% / Detachment of small coating flakes. Exfoliation area about 5%	
500	0	Края надрезов гладкие, ни один из надрезов не отслоился / The edges of the cuts are smooth, none of the cuts has peeled off	
700	0	Края надрезов гладкие, ни один из надрезов не отслоился / The edges of the cuts are smooth, none of the cuts has peeled off	



1...8 сут наблюдается увеличение их массы вследствие зарастания пор МПП солями жесткости и гидроксидами, что подтверждается микрофотографиями поверхности МПП. Внешний слой МПП толщиной 700 мкм более пористый и подвергается незначительному растворению.

2. Согласно результатам электрохимического определения скорости коррозии стали с МПП в 3% NaCl при 20 и 95 °С, а также в сетевой воде при 95 °С, МПП толщиной 500 и 700 имеют практически одинаковую и наиболее высокую защитную способность: 82...89%, пористость 11...18%. Очевидно, в процессе длительной эксплуатации защитный эффект МПП будет увеличиваться, а пористость снижаться за счет обнаруженного зарастания пор. Этот вывод необходимо проверить на образцах МПП на стальных конструкциях или объектах после натурной эксплуатации с помощью предложенных электрохимических методик.

3. МПП на стали имеет высокую адгезию (метод решетчатых надрезов) – 1-й балл для толщины 150...300 мкм, 0-й балл для

покрытия толщиной 500...700 мкм.

### Литература

1. Злобин В.Н. Антикоррозионная защита с помощью минерально-полимерных покрытий на объектах ЖКХ // Промышленная окраска. – 2017. – № 4. – С. 34-37.

2. Ануфриев Н.Г. Применение методов поляризационного сопротивления и амперометрии нулевого сопротивления для изучения коррозионного поведения металлов в водных средах // Практика противокоррозионной защиты. – 2003. – № 4. – С. 10-13.

### References

1. Zlobin, V. N. (2017). Anti-corrosion protection using mineral-polymer coatings on housing and communal services facilities. *Industrial painting, (4)*, 34-37.

2. Anufriev, N. G. (2003). Application of methods of polarization resistance and zero resistance amperometry to study the corrosion behavior of metals in aqueous media. *Theory and Practice of Corrosion Protection, (4)*, 10-13.

### Информация об авторах

**Ануфриев Николай Геннадиевич**, к.х.н., в.н.с., Институт физической химии и электрохимии имени А.Н. Фрумкина РАН, г. Москва, Российская Федерация

**Акользин Андрей Павлович**, д.т.н., профессор, генеральный директор, ООО «КАРТЭК», г. Москва, Российская Федерация

**Злобин Виктор Николаевич**, заместитель директора, ООО «СУ-87», г. Москва, Российская Федерация

### Information about authors

**Nikolay G. Anufriev**, Ph.D. in Chemistry, leading researcher, Frumkin Institute of Physical Chemistry and Electrochemistry of RAS, Moscow, Russian Federation

**Andrey P. Akol'zin**, Doctor of Technical Sciences, Professor, General Director, CARTEC, LLC, Moscow, Russian Federation

**Victor N. Zlobin**, Deputy Director, SU-87, LLC, Moscow, Russian Federation

В.И. Вигдорович, Л.Е. Цыганкова

### Ингибирование сероводородной и углекислотной коррозии металлов. Универсализм ингибиторов

Объем издания: 15,25 п.л. (253 стр.)

Стоимость 550 руб.

В монографии обобщены литературные данные и результаты многолетних исследований, выполненных под руководством авторов по вопросам ингибирования коррозии углеродистой стали в сероводородных и углекислотных средах. Значительное внимание уделено разработке критериев защитной эффективности ингибиторов, особенностям кинетики и механизма разрушения стали в присутствии  $H_2S$  и  $CO_2$  в слабокислых и близких к нейтральным минерализованным средам. Анализируется

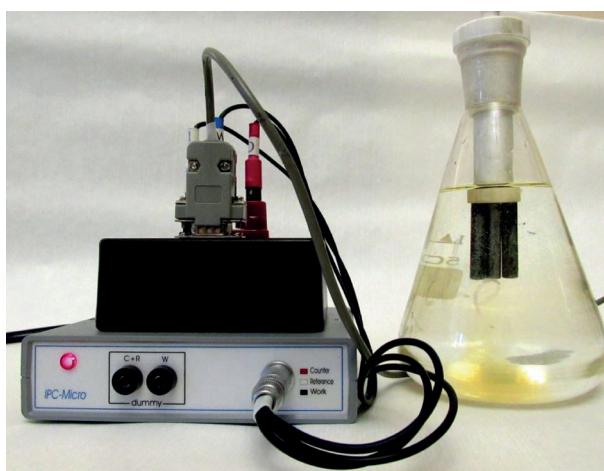
действие большого количества промышленных ингибиторов и лабораторных образцов, в том числе на основе имидазолинов, алифатических, циклических и оксиэтилированных аминов. Рассматривается их защитная эффективность, влияние на кинетику электродных реакций, бактерицидные свойства, и интегральная токсикологическая характеристика, торможение твердофазной диффузии водорода и воздействие на сохраняемость механических свойств стали в сероводородных и углекислотных средах и при совместном присутствии  $H_2S$  и  $CO_2$ .

## КОРРОЗИМЕТР-ПОТЕНЦИОСТАТ «IPC-CorrMeter» новое программное обеспечение и оборудование

Программное обеспечение «IPC-CorrMeter» (ПО) на базе потенциостатов серии IPC предназначено для коррозионного контроля металлов, сплавов, определения коррозионности водных и водно-органических сред и оценки эффективности ингибиторов коррозии, металлических, конверсионных, металлонаполненных, CVD, PVD, тонких ЛКП, средств временной противокоррозионной защиты. ПО может применяться в научных и учебных организациях, на предприятиях энергетики, нефтяной, газовой, химической, металлургической, горнодобывающей, пищевой, лакокрасочной промышленности, машино- и приборостроения, гальванотехники, коммунального хозяйства.

### ПРЕИМУЩЕСТВА

- функция автоматического коррозиметра и потенциостата IPC «2 в 1», экономичность;
- определение скоростей общей ( $K_n$ ), питтинговой коррозии (P), потенциала коррозии ( $E_{cor}$ ) и контактных токов (I);
- методики поляризационного сопротивления, амперометрии нулевого сопротивления, потенциометрии, хроноамперометрии, вольтамперометрии в одном приборе;
- компенсация омического сопротивления среды;
- непревзойденный диапазон скоростей коррозии – от 1 нм/год до 1 м/год !
- оперативная память коррозиметра «IPC-CorrMeter» – практически не ограничена, определяется только объемом жесткого диска!
- малые габариты прибора – на базе «IPC-Micro»;
- комбинированное питание (от аккумулятора 60 А·ч, 12 В или от сети переменного тока с адаптером) обеспечивает возможность автономной работы до 28 сут;
- возможности проведения коррозионных измерений на крупногабаритных изделиях, например, емкостях, трубах, буровых насосах при гидроиспытаниях, сваях;
- регистрация и обработка получаемых данных на персональных компьютерах;
- разработка датчиков для конкретных условий применения (систем ГВС, водно-органических охлаждающих жидкостей, водооборотных систем, повышенных температур и давлений (до 20 атм);
- консультации и техподдержка от разработчиков ПО, приборов, методик измерений, датчиков коррозии.



КОРРОЗИМЕТР-ПОТЕНЦИОСТАТ  
«IPC-CorrMeter» с переходником и датчиком ДТФ-3Л при измерениях коррозионных показателей



### ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ (на базе «IPC-Micro»)

- скорость общей и питтинговой коррозии ( $K_p$  и  $P$ ).....0,0001...62500 мкм/год;
- электродные потенциалы ( $E_{cor}$ )..... $\pm 2500$  мВ (0,01 мВ);
- сила постоянного тока ( $I$ ).....  $\pm 10000$  мкА (0,001мкА);
- время установки рабочего режима.....не более 5 мин;
- рабочие температуры:
  - IPC.....0...40 °С;
  - датчиков ДТФ-2 (3).....минус 50...+100 °С;
- режим работы.....двух-трехэлектродный;
- продолжительность непрерывной работы от аккумулятора 60 А·ч.....до 28 сут;
- габаритные размеры комплекта, мм, не более.....200×100×30.

### КОНТАКТЫ:

- По методикам использования программы IPC-Corr-Meter и проведению коррозионного мониторинга, способам коррозионных измерений, изготовлению и конструкции коррозионных датчиков ДТФ-2, ДТФ-3 и др.: **Н.Г. Ануфриев**, +7(926)758-96-30, [anufrievng@mail.ru](mailto:anufrievng@mail.ru)
- По применению программного обеспечения IPC-Corr-Meter, работе и обслуживанию потенциостатов серии IPC: **В.Э Касаткин**, [vadim\\_kasatkin@mail.ru](mailto:vadim_kasatkin@mail.ru)
- Потенциостаты, датчики, переходники изготавливаются по специальному заказу для конкретных условий применения прибора. Срок поставки прибора и датчиков – не более 1 мес. со дня заказа.

Поставки: **Д.Н. Ануфриев**, +7(925)411-60-64, e-mail: [4116064@mail.ru](mailto:4116064@mail.ru)

### Испытательная лаборатория «ЦЕНТР СУДЕБНЫХ И НЕСУДЕБНЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ЭКСПЕРТИЗ И ИССЛЕДОВАНИЙ»

(ИЛ «Центр физхимэкспертизы»,  
Аттестат аккредитации ТЭК RU. 03 ЮЛ22-Кор-019),

созданная совместно Центральным научно-исследовательским институтом коррозии и сертификации и Институтом физической химии и электрохимии имени А.Н. Фрумкина РАН, проводит все виды физико-химических анализов, экспертиз, обследований материалов и оборудования, в том числе для арбитражных процессов. По результатам работы оформляются официальные протоколы и заключения.

ИЛ «Центр физхимэкспертизы» проводит также анализы химических продуктов, нефти и нефтепродуктов на содержание легких хлорорганических соединений (ЛХОС) и четвертичных аммонийных соединений (ЧАС).

Контакты:

+7 985 776 10 21

+7 916 233 96 59

e-mail: [cartec-com@mail.ru](mailto:cartec-com@mail.ru)

119071, г. Москва, а/я 64



**МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ  
ДЛЯ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ  
ЗАЩИТЫ**

**MATERIALS AND EQUIPMENT  
FOR CORROSION PROTECTION**

doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.102.4-3.

**Изучение особенностей подбора  
эффективных ингибиторов коррозии для различных кислот**

**Л.Ф. Давлетшина, Л.И. Толстых, К.А. Потешкина, В.Д. Котехова, А.Н. Галкина**✉

Российский государственный университет (национальный исследовательский университет) нефти  
и газа имени И.М. Губкина,  
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65

e-mail: [luchiad@mail.ru](mailto:luchiad@mail.ru)

**Аннотация.** Коррозия является одним из осложнений в процессе кислотной обработки призабойной зоны скважины. Коррозионные разрушения могут приводить к авариям и потере добываемого продукта. Одним из эффективных способов противокоррозионной защиты металлического оборудования является использование ингибиторов коррозии. Преимущественно находят применение катионные поверхностно-активные вещества, поскольку они способны образовывать защитные пленки на поверхности металлов. В данной работе были проведены исследования по определению эффективности промышленных ингибиторов коррозии в соляной и сульфаминовой кислотах в концентрациях 5, 10, 15 (% мас.). В результате установлено, что в соляной кислоте коррозионные разрушения подавляются за счет адсорбции ингибитора на поверхности металла, а в сульфаминовой кислоте протекают конкурирующие процессы адсорбции сульфат-ионов и поверхностно-активных веществ.

**Ключевые слова:** кислотные обработки, коррозия, ингибиторы коррозии, поверхностно-активные вещества.

**Для цитирования:** Давлетшина Л.Ф., Толстых Л.И., Потешкина К.А., Котехова В.Д., Галкина А.Н. Изучение особенностей подбора эффективных ингибиторов коррозии для различных кислот // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 4. – С. 32-41. doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.102.4-3.

Статья получена: 30.09.2021, опубликована 01.12.2021.

**Study of the selection of effective corrosion inhibitors for various acids**

**L.F. Davletshina, L.I. Tolstyh, K.A. Poteshkina, V.D. Kotekhova, A.N. Galkina**✉

Russian State University (National Research University) of Oil and Gas named after I.M. Gubkin,  
65, Leninsky av., Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: [luchiad@mail.ru](mailto:luchiad@mail.ru)

**Abstract.** Corrosion is one of the complications in the acidizing of the bottomhole zone of the well. Corrosion damage can lead to accidents and product loss. One of the most effective ways to protect metal equipment from corrosion is the use of corrosion inhibitors. Cationic surfactants are mainly used because they are capable of forming protective films on the surface of metals. In this work, studies were carried out to determine the effectiveness of industrial corrosion inhibitors in hydrochloric and sulfamic acids in concentrations of 5, 10, 15 (% wt.). As a result, it was found that in hydrochloric acid, corrosion damage is suppressed due to the adsorption of the inhibitor on the metal surface, while in sulfamic acid there are competing processes of adsorption of sulfamate ions and surfactants.

**Keywords:** acid treatments, corrosion, corrosion inhibitors, surfactants.

**For citation:** Davletshina, L. F., Tolstyh, L. I., Poteshkina, K. A., Kotekhova, V. D., & Galkina, A. N. Study of the selection of effective corrosion inhibitors for various acids. (2021). *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 26(4), 32-41. doi:10.31615/j.corros.prot.2021.102.4-3.

Received: September 30, 2021. Published: December 01, 2021.

**Введение**

Одним из методов интенсификации нефтегазодобычи являются кислотные обработки. С этой целью возможно применение соляной, сульфаминовой, уксусной, лимонной, грязевой и других органических и не-

органических кислот. К достоинствам соляной кислоты можно отнести ее доступность и невысокую стоимость, однако она имеет ряд недостатков, одним из которых является высокая скорость коррозии стали. Использование сульфаминовой кислоты для

проведения кислотных обработок в отечественной практике впервые запатентовал В.А. Амиян в 1971 году [1]. Ее применение позволяет повышать эффективность обработки призабойной зоны пласта за счет меньшей растворяющей способности, при этом скорость коррозии стали при использовании кислотных составов на основе сульфаминовой кислоты в несколько раз ниже, чем для составов на основе соляной кислоты [2].

Существенным фактором, влияющим на работоспособность нефтепромыслового оборудования, является коррозия. Коррозионные повреждения часто являются главными причинами выхода из строя нефтегазового оборудования на объектах транспортировки и хранения составов, используемых для проведения кислотных обработок. В ходе образования продуктов коррозии и их дальнейшей диссоциации в системе появляются ионы железа, что может приводить к образованию стойких эмульсий, осадков и выпадению солей [3].

Существует большое количество различных методов по предотвращению возникновения коррозии, в частности, применение защитных покрытий, изготовление специальных сплавов, а также электрохимические методы защиты, однако наибольшее применение в промышленности находят ингибиторы коррозии [4]. Широкое применение ингибиторов коррозии в нефтяной и газовой промышленности объясняется тем, что при небольших затратах возможно замедлить коррозионное разрушение эксплуатационного оборудования [5]. Ингибиторы коррозии должны отвечать целому ряду специфических требований, к которым относятся высокий защитный эффект, сохранение высокой эффективности действия в кислотных составах не менее 30 суток, способность не осаждаться в призабойной зоне пласта, хорошая совместимость с другими используемыми реагентами, отсутствие негативного влияния на человека и окружающую среду, а также на дальнейший процесс подготовки и переработки нефти.

Наиболее распространено применение органических ингибиторов кислотной коррозии, так как за счет своих донорно-акцепторных свойств они способны образовывать защитные пленки на поверхности металлов.

В качестве ингибиторов коррозии возможно эффективное использование уротропина или мочевины с аминотриазолом [6], продукта конденсации глиоксаля и тиомочевины [7], продуктов конденсации амина и альдегида с уротропином [8] или триазолом [9], ингибиторов на основе циклических аминоксидов, тиомочевины и карбамида [10].

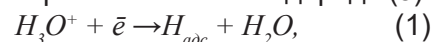
Результаты исследований промышленных ингибиторов коррозии для соляной и сульфаминовой кислоты, проведенных в НОЦ «Промысловая химия», показали, что только одна марка ингибитора (Инвол-2Б) эффективно работала в 5 и 15 (% мас.) растворах сульфаминовой кислоты [11].

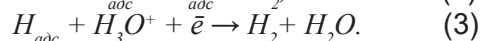
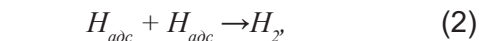
В нашей работе было решено расширить диапазон концентраций кислот, а также более детально изучить процесс протекания коррозии во времени и особенности поведения ингибиторов в кислотных средах.

В качестве образцов металла для проведения коррозионных экспериментов использовались пластины, изготовленные из стали Ст3 [12]. В качестве агрессивной среды были выбраны соляная и сульфаминовая кислоты в концентрациях 5, 10 и 15 (% мас.). Для выполнения исследования использовались шесть промышленных ингибиторов кислотной коррозии: Инвол-2А, Инвол-2Б, Напор КБ, Сонкор-9510К, NJ-100 и ИКУ-128. Все исследуемые ингибиторы являются жидкими водорастворимыми поверхностно-активными веществами катионного типа.

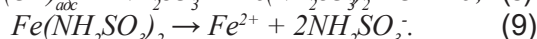
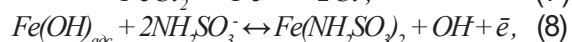
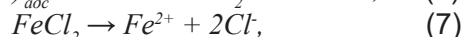
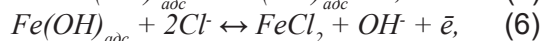
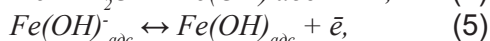
Скорость растворения стали определялась при  $21 \pm 3$  °С гравиметрическим методом согласно ГОСТ 9.506-87. Время выдержки составило 3, 6, 18 и 24 часа. На основании технических положений компаний, работающих в сфере нефтегазодобывающей промышленности, считается, что предельно допустимый уровень коррозии стали Ст3 в ингибированной кислоте при испытании в течение 24 часов и  $21 \pm 3$  °С составляет  $0,2 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ .

Процесс коррозии железа в кислых средах складывается из нескольких параллельно протекающих реакций: катодное выделение водорода и анодное растворение железа. Восстановление водорода состоит из реакции разряда (1), рекомбинации (2) и разряда гидратированного иона водорода (3):





В реакции анодного растворения металлов непосредственное влияние вносят и присутствующие в среде анионы. Так, в соляной и сульфаминовой кислотах, анодная реакция может происходить по следующему механизму (4-9):



Для последующей оценки эффективности действия ингибиторов исследовалась скорость коррозии стали в водных растворах соляной и сульфаминовой кислот в концентрациях 5, 10 и 15 (% мас.) без добавления ингибиторов.

Результаты исследований скорости коррозии стали в соляной кислоте в концентрациях 5, 10 и 15 (% мас.) во времени представлены на рис. 1.

Согласно полученным результатам (рис. 1), скорость коррозии стали растет с повышением концентрации кислоты, что связано с увеличением количества ионов водорода, которые играют роль активаторов коррозионных процессов. Для всех растворов соляной кислоты после 6 часов характерна стабилизация коррозионной активности, что объясняется возможным образованием вторичных труднорастворимых продуктов коррозии, которые защищают поверхность и, соответственно, выравнивают коррозионную активность кислоты [13].

На рис. 2 представлены результаты исследований скорости коррозии стали в водных растворах сульфаминовой кислоты в концентрациях 5, 10 и 15 (% мас.) во времени.

Представленные результаты свидетельствуют, что изменение концентрации сульфаминовой кислоты в пределах 5...15 (% мас.) не влияет на скорость процесса коррозии, что согласуется с данными работы [14]. Также подтверждаются данные о пониженной

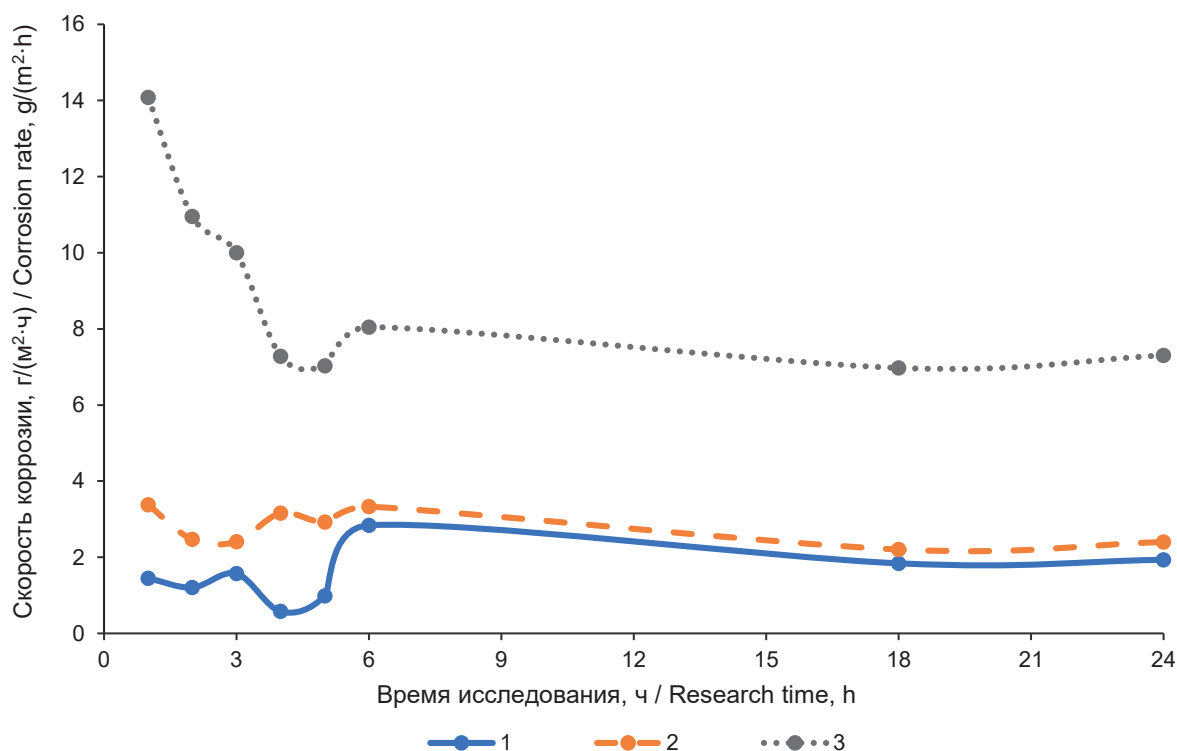


Рис. 1. Скорость коррозии стали в водных растворах соляной кислоты различной концентрации,  $t = 21 \pm 3$  °C: 1 – 5% HCl; 2 – 10% HCl; 3 – 15% HCl

Fig. 1. The corrosion rate of steel in aqueous solutions of hydrochloric acid of various concentrations,  $t = 21 \pm 3$  °C: 1 – 5% HCl; 2 – 10% HCl; 3 – 15% HCl

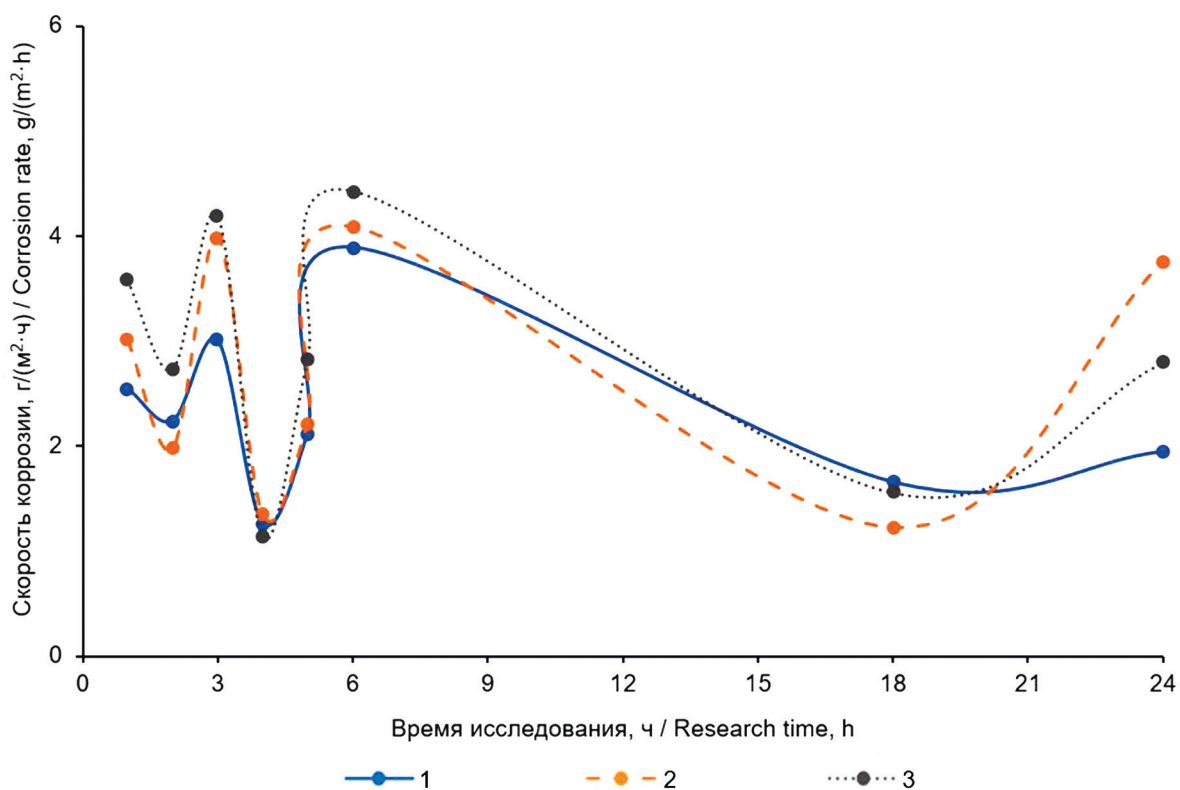


Рис. 2. Скорость коррозии стали в водных растворах сульфаминовой кислоты различной концентрации,  $t = 21 \pm 3$  °C: 1 – 5%  $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ ; 2 – 10%  $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ ; 3 – 15%  $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$

Fig. 2. The corrosion rate of steel in aqueous solutions of sulfamic acid of various concentrations,  $t = 21 \pm 3$  °C: 1 – 5%  $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ ; 2 – 10%  $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ ; 3 – 15%  $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$

коррозионной активности кислоты: скорость коррозии стали в растворах 15% мас. сульфаминовой кислоты (рис. 2) в несколько раз меньше, чем в 15% мас. соляной (рис. 1). Характер протекания процесса может быть также обусловлен присутствием продуктов коррозии и специфическими свойствами сульфаминовой кислоты. Процессы адсорбции и десорбции продуктов коррозии, происходящие во времени, приводят к постоянному изменению значений скорости коррозии стальных образцов (прослеживается на рис. 2 в диапазоне 1...6 часа исследований). Сульфамат-ионы, за счет неподеленной электронной пары у атома азота, образуют донорно-акцепторные связи с железом [15], способны адсорбироваться на поверхности металла и проявлять анодный эффект снижения скорости коррозии, что соответствует данным, представленным в материалах [16].

Для анализа влияния поверхностно-ак-

тивных ингибиторов на скорость коррозии, исследуемые ингибиторы были добавлены в кислотные растворы в концентрациях, рекомендованных производителями. Время исследований для данной серии экспериментов составило 24 часа. На рис. 3 представлены полученные результаты при добавлении ингибиторов в соляную кислоту.

Результаты, представленные на рис. 3 показали, что все выбранные промышленные ингибиторы снижают скорость коррозии стали во всех концентрациях соляной кислоты до предельно допустимого значения (0,2 г/м<sup>2</sup>·ч). Для Инвол-2А, Инвол-2Б, Напор-КБ и Сонкор-9510К наблюдается снижение ингибирующего действия с ростом концентрации кислоты. Защитный эффект исследуемых ингибиторов представлен в табл. 1.

Известно [17], что одним из требований к ингибиторам коррозии является обеспечение защитного эффекта не ниже 94%. Полу-

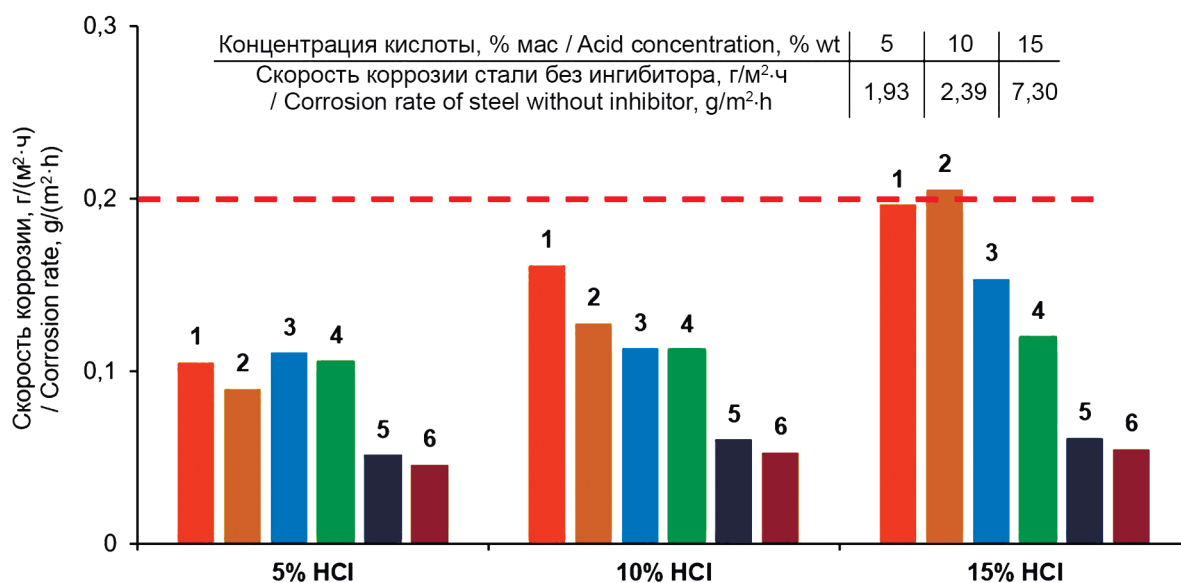


Рис. 3. Скорость коррозии стали Ст3 в водных растворах *HCl* различной концентрации в присутствии ингибиторов,  $\tau = 24$  часа,  $t = 21 \pm 3$  °C: 1 – 1% Инвол-2А; 2 – 0,5% Инвол-2Б; 3 – 0,5% Напор-КБ; 4 – 0,3% Сонкор-9510К; 5 – 0,5% NJ-100; 6 – 0,5% ИКУ-128

Fig. 3. Corrosion rate of St3 steel in *HCl* solutions of various concentrations in the presence of inhibitors,  $\tau = 24$  hours,  $t = 21 \pm 3$  °C: 1 – 1% Invol-2A; 2 – 0,5% Invol-2B; 3 – 0,5% Napor-KB; 4 – 0,3% Sonkor-9510K; 5 – 0,5% NJ-100; 6 – 0,5% IKU-128

Таблица 1. Защитный эффект ингибиторов в соляной кислоте ( $\tau = 24$  часа,  $t = 21 \pm 3$  °C)

Table 1. Protective effect of inhibitors in hydrochloric acid ( $\tau = 24$  hours,  $t = 21 \pm 3$  °C)

Ингибитор / Inhibitor	Защитный эффект, % / Protective effect, %		
	5% <i>HCl</i>	10% <i>HCl</i>	15% <i>HCl</i>
Инвол-2А / Invol-2A	95,62	96,08	97,31
Инвол-2Б / Invol-2B	91,77	91,65	93,94
Напор-КБ / Napor-KB	95,39	94,14	97,9
Сонкор 9510К / Sonkor 9510K	96,64	95,23	95,51
NJ-100	97,86	96,88	99,16
ИКУ-128 / IKU-128	98,09	97,26	99,25

ченные результаты свидетельствуют, что все исследуемые ингибиторы, кроме Инвол-2Б, обеспечивают требуемую эффективность.

На рис. 4 представлены полученные результаты определения скорости коррозии стали Ст3 в присутствии ингибиторов в

сульфаминовой кислоте.

Защитный эффект исследованных ингибиторов представлен в табл. 2. В сульфаминовой кислоте (рис. 4, табл. 2) положительный результат во всех концентрациях показал, как и ранее [11], только ингибитор

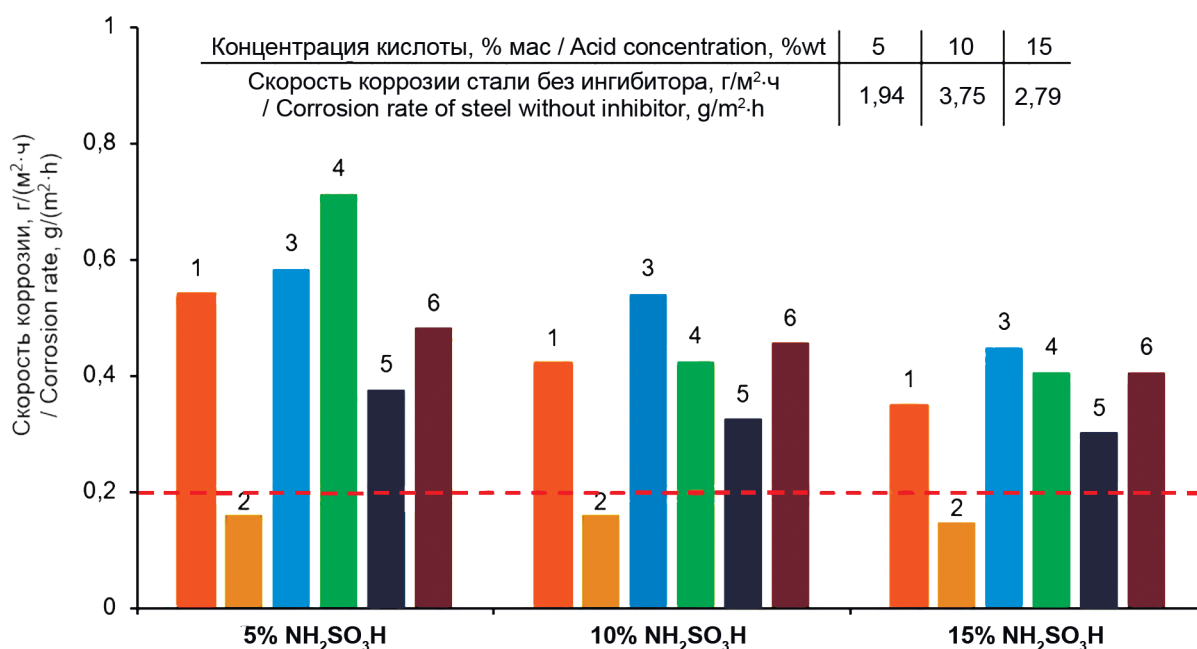


Рис. 4. Скорость коррозии стали Ст3 в растворах  $NH_2SO_3H$  различной концентрации в присутствии ингибиторов,  $\tau = 24$  часа,  $t = 21 \pm 3$  °C: 1 – 1% Инвол-2А; 2 – 0,5% Инвол-2Б; 3 – 0,5% Напор-КБ; 4 – 0,3% Сонкор-9510К; 5 – 0,5% NJ-100; 6 – 0,5% ИКУ-128

Fig. 4. Corrosion rate of St3 steel in  $NH_2SO_3H$  solutions of various concentrations in the presence of inhibitors,  $\tau = 24$  hours,  $t = 21 \pm 3$  °C: 1 – 1% Invol-2A; 2 – 0,5% Invol-2B; 3 – 0,5% Napor-KB; 4 – 0,3% Sonkor-9510K; 5 – 0,5% NJ-100; 6 – 0,5% IKU-128

Таблица 2. Защитный эффект ингибиторов в сульфаминовой кислоте ( $\tau = 24$  часа,  $t = 21 \pm 3$  °C)

Table 2. Protective effect of inhibitors in sulfamic acid ( $\tau = 24$  hours,  $t = 21 \pm 3$  °C)

Ингибитор / Inhibitor	Защитный эффект, % / Protective effect, %		
	5% HCl	10% HCl	15% $NH_2SO_3H$
Инвол-2А / Invol-2A	72,18	88,74	87,46
Инвол-2Б / Invol-2B	94,19	96,27	97,22
Напор-КБ / Napor-KB	69,92	85,55	83,91
Сонкор 9510К / Sonkor-9510K	63,33	88,67	85,44
NJ-100	80,68	91,32	89,20
ИКУ-128 / IKU-128	75,20	87,83	85,48

коррозии Инвол-2Б, предназначенный для снижения коррозионной активности серной кислоты.

Дальнейшие исследования были прове-

дены для серии ингибиторов Инвол-2. Был изучен характер протекания процесса ингибирования во времени в соляной (ингибитор Инвол-2А) (рис. 5) и сульфаминовой (инги-

битор Инвол-2Б) (рис. 6) кислотах.

Полученные результаты показали, что Инвол-2А значительно снижает скорость коррозии металла в соляной кислоте (рис. 1, рис. 5). Согласно адсорбционной теории действия замедлителей коррозии [18], между ингибитором и ингибирующим материалом происходит электростатическое или химическое взаимодействие, и ингибитор закрепляется на металлической поверхности, что позволяет тормозить коррозионный процесс. Катионные поверхностно-активные вещества в процессе кислотной коррозии замедляют стадию разряда, и она становится лимитирующей. Влияние катион-активных ингибиторов на скорость коррозии объясняется тем, что при их адсорбции на металле затрудняется проникновение ионов гидроксония к поверхности металла и их разряд. Стабилизация скорости коррозии достигается после 18 часов контактирования агрессивной среды с металлом. Через 24 часа все значения скоростей коррозии достигают требуемой величины (для 5% мас.  $HCl$  скорость коррозии составила  $0,11 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ ,

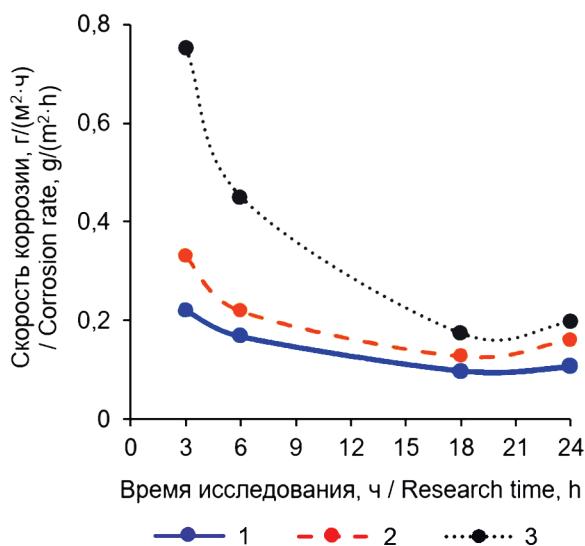


Рис. 5. Зависимость скорости коррозии стали Ст3 в различных концентрациях  $HCl$  в присутствии ингибитора от времени, конц. Инвол-2А 1,0% мас.,  $t = 21 \pm 3 \text{ } ^\circ\text{C}$ : 1 – 5%  $HCl$ ; 2 – 10%  $HCl$ ; 3 – 15%  $HCl$

Fig. 5. Dependence of the corrosion rate of St3 steel in various concentrations of  $HCl$  in the presence of an inhibitor on time, conc. Invol-2A 1.0% wt.,  $t = 21 \pm 3 \text{ } ^\circ\text{C}$ : 1 – 5%  $HCl$ ; 2 – 10%  $HCl$ ; 3 – 15%  $HCl$

для 10% мас.  $HCl$  –  $0,16 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ , для 15% мас.  $HCl$  –  $0,19 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ , что свидетельствует о наибольшей адсорбции поверхностно-активных веществ и, соответственно, уменьшении влияния ионов гидроксония на коррозионный процесс.

Инвол-2Б, единственный из выбранных замедлителей коррозии, показал эффективность в сульфаминовой кислоте, концентрация для него выбрана максимально рекомендованная – 0,5% мас. На рис. 6 представлена зависимость скорости коррозии стали Ст3 в ингибированной сульфаминовой кислоте от времени.

Из рис. 6 видно, что зависимость коррозионной активности сульфаминовой кислоты от концентрации неоднозначна, так же, как и при исследовании скорости коррозии стали в неингибированной сульфаминовой кислоте (рис. 2). В присутствии ингибитора коррозионная активность кислоты значительно снижается во всем диапазоне концентраций  $NH_2SO_3H$ . Через 3 часа

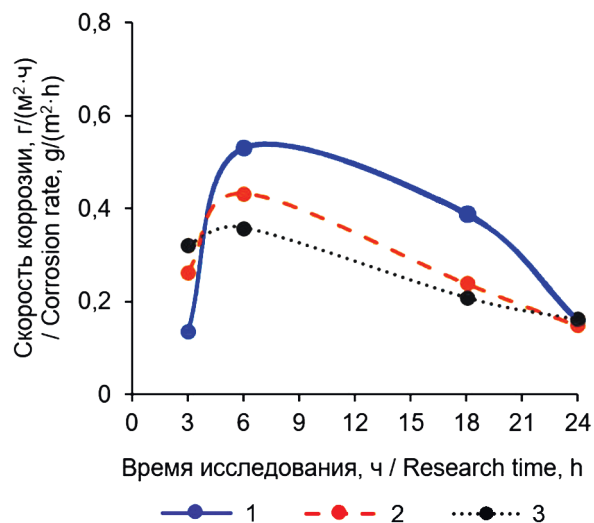


Рис. 6. График зависимости скорости коррозии стали Ст3 в различных концентрациях  $NH_2SO_3H$  в присутствии ингибитора от времени, конц. Инвол-2Б – 0,5% мас.,  $t = 21 \pm 3 \text{ } ^\circ\text{C}$ : 1 – 5%  $NH_2SO_3H$ ; 2 – 10%  $NH_2SO_3H$ ; 3 – 15%  $NH_2SO_3H$

Fig. 6. Graph of the dependence of the corrosion rate of steel St3 in various concentrations of  $NH_2SO_3H$  in the presence of an inhibitor on time, conc. Invol-2B – 0,5% wt.,  $t = 21 \pm 3 \text{ } ^\circ\text{C}$ : 1 – 5%  $NH_2SO_3H$ ; 2 – 10%  $NH_2SO_3H$ ; 3 – 15%  $NH_2SO_3H$



исследований наблюдается классическое поведение кислоты – с ростом её концентрации увеличиваются значения скорости коррозии. Как уже было упомянуто, сульфамат-ионы способны замедлять скорость растворения металла. При повышении концентрации сульфаминовой кислоты увеличивается их количество и по истечении 6 часов в 15 (% мас.) кислоте это может приводить как к большей адсорбции сульфамат-ионов на металлической поверхности, так и к большему взаимодействию кислоты с поверхностно-активным веществом. В результате образуются комплексные соединения, которые прочнее закрепляются на поверхности металла, обеспечивая таким образом большую защиту металла от коррозионных разрушений. Через 24 часа достигается наибольшее покрытие поверхности металла образующимися продуктами коррозии, адсорбированными сульфамат-ионами и молекулами ингибитора, в связи с этим обеспечивается снижение скорости коррозии до предельно допустимой нормы (0,2 г/м<sup>2</sup>·ч).

### Выводы

На процесс ингибирования коррозионной активности кислот влияет множество различных факторов. В присутствии ингибиторов снижение коррозионной активности соляной кислоты достигается за счет адсорбции поверхностно-активного вещества (ингибитора). Снижение коррозионной агрессивности сульфаминовой кислоты происходит за счет совместного действия кислоты и ингибитора. В солянокислотных составах анионы кислоты играют роль активаторов коррозии, в то время как в сульфаминовой кислоте, напротив, сульфамат-ионы способствуют подавлению коррозионного разрушения.

### Литература

1. Амиян В.А., Уголев В.С., Шалинов В.П. Способ кислотной обработки скважины // А.с. 314883 СССР, МКИ E21 B43/27. опубл. 21.09.71.
2. Силин М.А., Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф. [и др.] Особенности свойств сульфаминовой кислоты, повышающие эффективность кислотных обработок // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 1. – С. 44-47. doi 10.24887/0028-2448-2021-1-44-47.
3. Силин М.А. Магадова Л.А., Толстых Л.И. и др. Промысловая химия. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 350 с.
4. Мукатдисов Н.И., Фархутдинова А.Р., Елпидинский А.А. Методы борьбы с коррозией и преимущества ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17. – № 3.
5. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнаренко В.М. Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. – М.: Недра, 1998. – 437 с.
6. Кузнецов Ю.И., Авдеев Я.Г., Зель О.О. Ингибитор кислотной коррозии металлов // Пат 2539129 РФ С23F 11/04. Приоритет от 19.01.2015. Опубликовано 10.01.2015.
7. Фаткуллин Р.Н., Ахмадеева Г.И., Миниханова Э.А., Япрынцева О.А. Способ получения ингибитора кислотной коррозии // Пат 2518829 РФ С23F 11/04. / Приоритет от 03.12.2012. Опубликовано 10.06.2014.
8. Кравцов Е.Е., Бурлак И.А., Касьянов Р.О., Фоменко О.П., Старкова Н.Н., Огородникова Н.П., Кондратенко А.П. Ингибитор коррозии металлов в серной, соляной и ортофосфорной кислотах // Пат 2385362 РФ С23F 11/04. Приоритет от 22.12.2008. Опубликовано 27.03.2010.
9. Кравцов Е.Е., Кинжиева Э.Н., Аптекарь М.Д., Редичкина А.М., Шагилов Т.В., Старкова Н.Н., Огородникова Н.П. Ингибитор коррозии металлов в серной и соляной кислотах // Пат 2398915 РФ С23F 11/04. Приоритет от 03.06.2009. Опубликовано 10.09.2010.
10. Михель К., Нельс Э., Хабередег Т., Келлер А. Замедляющая коррозию композиция для цветных металлов // Пат 2483009 РФ, МПК C10M141/10. № 2008150626/040. Приоритет от 23.05. 2006. Опубликовано 27.05.2013.
11. Силин М.А. и др. Изучение работы современных ингибиторов коррозии в кислотных системах // Практика противокоррозионной защиты. – 2016. – № 4. – С. 22-30.
12. ГОСТ 380-2005. Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки (с Изменением N 1). – М.: Стандартинформ, 2009.
13. Балезин С.А. Отчего и как разрушаются металлы. Пособие для учащихся. Изд. 3-е, перераб. – М.: Просвещение, 1976. – 160 с.



14. Амиан В.А., Уголев В.С., Кузнецов Г.Н. Результаты исследования коррозии металла в растворах сульфаминовой кислоты // Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 10. – С. 62-65.

15. Даниловская Л.П., Крымская Р.С. Ингибиторы коррозии металлов. Методические указания. – СПб.: СПбГМТУ, 2017. – 34 с.

16. Амиан В.А. Физико-химические методы увеличения производительности скважин / В.А. Амиан, В.С. Уголев. – М.: Недра, 1970. – 280 с.

17. Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5-ти томах. – Т. 4. Кислотная обработка скважин – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.

18. Хайдаров Г.Р. Ингибиторы коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – Вып. 6. – С. 26-28.

#### Reference

1. Amiyan, V. A., Ugolev, V. S. *Method for acidizing wells*. A.S. 314883 USSR, MKI E21 B43 / 27; publ. 09/21/71.

2. Silin, M. A., Magadova, L. A., Davletshina, L. F., Davletov, Z. R., & Poteshkina, K. A. (2021). Particularities of sulfamic acid properties increasing the effectiveness of acid treatments (Russian). *Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry*, (01), 44-47.

3. Silin, M. A., Magadova, L. A. and etc. (2016). *Field chemistry*. Moscow: Publishing Center of the Russian State University of Oil and Gas (NRU) named after I.M. Gubkin.

4. Mukatdisov, N. I., Farkhutdinova, A. R., & Elpidinsky, A. A. (2014). Corrosion control methods and the benefits of inhibitor protection of oilfield equipment. *Bulletin of Kazan Technological University*, 17 (3).

5. Gafarov, N. A., Goncharov, A. A., & Kushnarenko, V. M. (1998). *Corrosion and protection of equipment in hydrogen sulfide oil fields*. Moscow: Nedra.

6. Kuznetsov, Yu. I., Avdeev, Ya. G., & Zel, O. O. Inhibitor of acid corrosion of metals. Patent 2539129 RF C23F 11/04; publ. on 01/10/2015.

7. Fatkullin, R. N., Akhmadeeva, G. I., Minnikhanova, E. A., & Yapryntseva, O. A.

(2014). *Method for producing acid corrosion inhibitor*. Patent 2518829 RF C23F 11/04. Publ. on June 10, 2014.

8. Kravtsov, E. E., Burlak, I. A., Kasyanov, R. O., Fomenko, O. P., Starkova, N. N., Ogorodnikova, N. P., & Kondratenko, A. P. *Corrosion inhibitor of metals in sulfuric, hydrochloric and orthophosphoric acids*. Patent 2385362 RF C23F 11/04. Publ. on March 27, 2010.

9. Kravtsov, E. E., Vostrikova, D. A., Ismailova, F. G., Gibadullin, R. F., Kitaeva, E. B., Sychev, M. A., & Kondratenko, T. S. (2013). *Corrosion inhibitor of metals in sulfuric and hydrochloric acids*. Patent 2398915 RF C23F 11/04. Publ. on 09/10/2010.

10. Michel, K. Nels, E. Habereeder, T. & Keller, A. *Corrosion-inhibiting composition for non-ferrous metals* // Pat 2483009 RF, IPC S10M141 / 10. No. 2008150626/040. Publ. on May 27, 2013.

11. Silin, M. A., Magadova, L. A., Davletshina, L. F., Pakhomov, M. D., Timerbulatova, Yu. M., & Samsonenko, E. A. (2016). Study of the work of modern corrosion inhibitors in acid systems. *Theory and Practice of Corrosion Protection*. (4), 22-30.

12. *Carbon steel of ordinary quality*. Stamps (with Amendment No. 1) (2009). GOST 380-2005. Moscow: Standartinform.

13. Balezin, S. A. (1976). *Why and how metals are destroyed*. M.: Education.

14. Amiyan, V. A., Ugolev, V. S., & Kuznetsov, G. N. (1969). Results of research on metal corrosion in sulfamic acid solutions. *Oil industry*, (10), 62-65.

15. Danilovskaya, L. P., Crimean, R. S. (2017). *Metal corrosion inhibitors. Methodical instructions*. St. Petersburg: SPbGMTU.

16. Amiyan, V. A. (1970). *Physicochemical methods for increasing well productivity*. Moscow: Nedra.

17. Glushchenko, V. N. (2010). *Oilfield chemistry*: Ed. In 5 volumes. V. 4. Acid well treatment. Moscow: Interkontakt Nauka.

18. Khaidarova, G. R. (2014). Corrosion inhibitors for the protection of oilfield equipment. *Modern problems of science and education*, (6), 286-286.



**Информация об авторах**

**Давлетшина Люция Фаритовна**, к.т.н., доцент кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

**Толстых Лариса Ивановна**, к.х.н., доцент кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

**Потешкина Кира Анатольевна**, к.т.н., доцент кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

**Котехова Виктория Дмитриевна**, м.н.с. отделения научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

**Галкина Александра Николаевна**, магистрант кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

**Information about authors**

**Luciya F. Davletshina**, Ph.D. in Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Technology of Chemical Substances for the Oil and Gas Industry, Russian State University of Oil and Gas (NRU) named after I.M. Gubkin, Moscow, Russian Federation

**Larisa I. Tolstykh**, Ph.D. in Chemical Sciences, Associate Professor of the Department of Technology of Chemical Substances for the Oil and Gas Industry, Russian State University of Oil and Gas (NRU) named after I.M. Gubkin, Moscow, Russian Federation

**Kira A. Poteshkina**, Ph.D. in Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Technology of Chemical Substances for the Oil and Gas Industry, Russian State University of Oil and Gas (NRU) named after I.M. Gubkin, Moscow, Russian Federation

**Viktoriia D. Kotekhova**, junior scientist branch of the world-class scientific center «Rational development of the planet's liquid hydrocarbon reserves» Russian State University of Oil and Gas (NRU) named after I.M. Gubkin, Moscow, Russian Federation

**Alexandra N. Galkina**, graduate student of the Department of Technology of Chemical Substances for the Oil and Gas Industry, Russian State University of Oil and Gas (NRU) named after I.M. Gubkin, Moscow, Russian Federation

В.И. Вигдорович, Л.Е. Цыганкова, Н.В. Шель,  
Л.Г. Князева, А.Н. Зазуля

**Защита металлов от атмосферной коррозии масляными покрытиями**

Объем издания: 14,5 п.л. (232 стр.)  
Стоимость 520 руб.

В монографии обобщены литературные данные и результаты собственных исследований авторов, проводимых ими более пятнадцати лет и касающихся кинетики реакции восстановления растворенного кислорода и анодной ионизации металлов под тонкими пленками влаги и защитных неметаллических покрытий на основе товарных и отработанных нефтяных и синтетических масел.

Приводится классификация и свойства широкого круга защитных неметаллических составов. Рассматриваются атмосферная коррозия некоторых конструкционных материалов, защитные свойства композиций, содержащих полиамиды, безоксидная пассивация стали азотсодержащими соединениями – компонентами масляных фаз, результаты многолетних промышленных испытаний эффективности некоторых антикоррозионных покрытий подобного рода.

Впервые в отечественной литературе приводятся подобные данные для поли- $\alpha$ -олефиновых синтетических масел и их тонких поверхностных пленок на основе Мобил-1. Сообщаются вязкостнотемпературные и реологические характеристики неингибированных и ингибированных защитных масляных композиций и тонких пленок, их влаго- и кислородопроницаемость и структура.

Рассматривается кинетика электродных процессов на углеродистой стали, покрытой масляными пленками в нейтральных и кислых хлоридных средах с изменяющейся и постоянной ионной силой. Оцениваются кинетические параметры электродных реакций в подобных условиях.



doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.102.4-4.

## Новая технология энергосберегающей гидротеплоизоляции трубопроводов

В.Ф. Буланович✉

ЗАО «СТУ»,

РФ, 105094, г. Москва, Семеновская набережная, д. 2/1, стр. 1, пом. 1

e-mail: stubvf1@yandex.ru

**Аннотация.** Рассмотрены вопросы эксплуатации минералватной теплоизоляции трубопроводов тепловых сетей, показаны особенности конструкции, ее достоинства и недостатки. На основе имеющегося опыта эксплуатации были определены основные критерии повышения эффективности и эксплуатационной надежности теплоизоляционных конструкций, что позволило создать новый усовершенствованный тип теплоизоляции с применением эффективных, специально разработанных теплоизоляционных материалов и надежной герметичной металлической оболочки.

**Ключевые слова:** энергосберегающие технологии, теплоизоляция тепловых сетей, конструкции, усовершенствование.

**Для цитирования:** Буланович В.Ф. Новая технология энергосберегающей гидротеплоизоляции трубопроводов // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 4. – С. 42-44. doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.102.4-4.

Статья получена: 04.08.2021, опубликована 01.12.2021.

## New technology of energy-saving hydrothermal insulation of pipelines

V.F. Bulanovich✉

STU CJSC,

bld. 1, pom. 1, 2/1, Semenovskaya embankment, Moscow, 105094, Russian Federation

e-mail: stubvf1@yandex.ru

**Abstract.** The issues of operation of mineral wool thermal insulation of pipelines of heating networks are considered, the design features of its advantages and disadvantages are shown on the basis of the experience of the existing operation, the main criteria for increasing the efficiency and operational reliability of thermal insulation structures were determined, which made it possible to create a new improved type of thermal insulation using effective specially developed thermal insulation materials and reliable sealed metal shell.

**Keywords:** energy-saving technologies, heat insulation of heating networks, structures, improvement.

**For citation:** Bulanovich V. F. (2021). New technology of energy-saving hydrothermal insulation of pipelines. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 26(4), 42-44. doi:10.31615/j.corros.prot.2021.102.4-4.

Received: August 04, 2021. Published: December 01, 2021.

### Введение

Теплоизоляционные конструкции СТУ были запущены в производство в 2003 году.

Идея конструкции довольно проста – из минералватной плиты нарезаются ламели, которые последовательно обтягиваются конструкционным материалом, например, стеклотканью. На поверхность, обращенную наружу, наносится гидроизоляционный слой на основе алюминиевой фольги и стеклоткани. Под гидроизоляционным слоем устанавливаются отрезки

оцинкованной проволоки для крепления на трубопроводе.

Теплоизоляционная конструкция проста и интуитивно понятна в монтаже.

Алюминиевая фольга толщиной 50 микрон обеспечивает надежную гидроизоляцию и не провоцирует хищение.

Опыт применения конструкций определил срок эффективной службы – не более 10 лет.

Выявились также недостатки конструкции. В результате были четко сформули-

рованы основные требования к совершенствованию теплоизоляционных конструкций для служб эксплуатации тепловых сетей и паропроводов – эффективные теплоизоляционные характеристики, срок службы, сопоставимый со сроком службы самого трубопровода, и устойчивость к внешним нагрузкам, то есть сохранение заданной толщины теплоизоляционного слоя.

В процессе работы возник ряд вопросов. Сохранила ли старая теплоизоляция, оставшаяся на трубопроводе, свои теплоизоляционные характеристики?

Нужно ли при замене теплоизоляции трубопровода зачищать трубы от ржавчины и красить снова?

Это бы увеличило финансовые затраты и срок проведения монтажных работ.

Практика эксплуатации дала на эти вопросы ответ.

Заключение ВТИ о теплоизоляции из минералватных матов, снятых с действующих трубопроводов со сроком эксплуатации более 25 лет, таково: вата уплотнилась, но сохранила свои теплоизоляционные характеристики, соответствующие требованиям СНИПа.

По заключению Центрального НИИ коррозии и сертификации, при исключении проникновения влаги на поверхность трубопровода, т.е. полностью герметичной оболочке, коррозионные процессы на поверхности трубопровода прекращаются, т.е. дополнительная защита от внешней коррозии путем окраски трубопровода не требуется.

Параллельно была выявлена еще одна проблема – по надземным трубопроводам на низких опорах высока вероятность хождения людей, что вызывает вытаптывание теплоизоляционного слоя и, соответственно, снижение теплоизоляционных характеристик утеплителя и разгерметизацию гидроизоляционного слоя (рис. 1).

Проблему совершенствования конструкции решали поэтапно.

Первый этап – создание прочного покровного слоя, способного выдерживать внешние нагрузки, сопоставимые с весом взрослого человека и одновременно вандалоустойчивого.

Для решения задачи был использован

оцинкованный лист толщиной 0,5 мм для создания оболочки.

Выпрессовывание плавных волн с расчетной геометрией, нанесенных вокруг трубопровода, увеличило жесткость оболочки в 40 раз – нагрузка, равная весу взрослого человека, не проминает изделие (рис. 2).

Наложение «волна на волну» оболочек исключает на 100% попадание влаги снаружи, т.е. позволяет добиться герметичности оболочки.

Предстояло решить также проблему утилизации отходов – под понятие «неутилизируемые отходы» попадают и минвата, и пенополиуретан.

Разумный выход – создать условия, при которых старая теплоизоляция продолжит выполнять свое основное предназначение.

Решение простое: оставить старую теплоизоляцию на трубопроводе и допол-



Рис. 1. Трубопровод с поврежденной теплоизоляцией  
(справа – с защитой от хождения людей)

Fig. 1. Pipeline with damaged thermal insulation (on the right – protected from people walking)



Рис. 2. Трубопровод в жесткой герметичной оболочке

Fig. 2. Pipeline in a rigid sealed sheath

нить её новым теплоизоляционным слоем.

Один из крупнейших мировых производителей теплоизоляции – «КНАУФ Инсулейшн» – специально разработал утеплитель «КНАУФ Инсулейшн – СТУ» для применения в новых теплоизоляционных конструкциях СТУ.

Материал не имеет памяти форм – при нагрузке он сжимается, при снятии нагрузки принимает прежние размеры.

Этот материал и был применен в качестве дополнительного теплоизолирующего слоя.

За счет своей упругости он заполняет все пустоты, а волнистые оболочки, опираясь на специальные опоры – центраторы – обеспечивают создание равномерного теплоизоляционного слоя вокруг трубопровода с одновременной защитой от проминания при внешних нагрузках, а также 100%-ую гидроизоляцию.

Замеры тепловых потоков, выполненные на действующих трубопроводах отопления по технологии РТИ (Реконструкция Тепловой Изоляции), подтвердили эффективность принятых решений.

**Информация об авторах**

Буланович Василий Федорович, генеральный директор, ЗАО «СТУ», г. Москва, Российская Федерация

**Information about authors**

Basil F. Bulanovich, General Director, CJSC «STU», Moscow, Russian Federation

## ВНИМАНИЮ АВТОРОВ

Журнал «Практика противокоррозионной защиты» входит в утвержденный ВАК Министерства науки и образования РФ перечень научных журналов и изданий, выпускаемых в Российской Федерации, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций по всей номенклатуре химических и химико-технологических специальностей, а также входит в международные базы данных Chemical Abstracts Service (CAS) и Ulrich's Periodicals Directory.



doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.102.4-5.

## Тепловые трубы с пенополиуретановой изоляцией в коммунальном хозяйстве

С.В. Романов<sup>1</sup>✉, В.А. Копцов<sup>1</sup>, А.А. Ольхов<sup>2</sup>, Л.Д. Трошина<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО «НПП Энергосистемы»,  
РФ, 105094, г. Москва, Семеновская набережная, д. 2/1, стр. 1, пом. 1

<sup>2</sup>Российский экономический университет имени Г.В. Плеханова,  
РФ, 117997, г. Москва, Стремянный пер., д. 36

<sup>3</sup>Ассоциация производителей и потребителей трубопроводов с индустриальной полимерной  
изоляцией (Ассоциация ППТИПИ),  
РФ, 125599, г. Москва, ул. Ижорская, д. 6

e-mail: mardgoru@mail.ru

**Аннотация.** Рассмотрены современные подходы к решению проблемы энергосбережения применительно к тепловым сетям. Одной из наиболее эффективных технологий энергосбережения является применение пенополиуретановой теплоизоляции (ППУ) трубопроводов теплоснабжения. Описана конструкция теплоизоляционного слоя, ее особенности и преимущества, ППУ изоляция теплотрасс – наиболее рациональный метод уменьшения тепловых потерь и коррозионного разрушения трубопроводов теплоснабжения в климатических условиях различных российских регионов.

**Ключевые слова:** теплотрассы, энергосбережение, ППУ изоляция, особенности конструкции, преимущества.  
**Для цитирования:** Романов С.В., Копцов В.А., Ольхов А.А., Трошина Л.Д. Тепловые трубы с пенополиуретановой изоляцией в коммунальном хозяйстве // Практика противокоррозионной защиты. – 2021. – Т. 26, № 4. – С. 45-48.  
doi: 10.31615/j.corros.prot.2021.102.4-5.

Статья получена: 23.11.2021, опубликована 01.12.2021.

## Heat pipes with polyurethane foam insulation in public utilities

S.V. Romanov<sup>1</sup>✉, V.A. Koptsov<sup>1</sup>, A.A. Ol'khov<sup>2</sup>, L.D. Troshina<sup>3</sup>

<sup>1</sup>NPP Energosystems, LLC,  
2/1, bld. 1, pom. 1, Semenovskaya embankment, Moscow, 105094, Russian Federation

<sup>2</sup>Plekhanov Russian University of Economic,  
36, Stremyanny lane, Moscow, 117997, Russian Federation

<sup>3</sup>Association of Manufacturers and Consumers of Pipelines with Industrial Polymer Insulation  
(Association PPTIPI),  
6, Izhora st., Moscow, 125599, Russian Federation

e-mail: mardgoru@mail.ru

**Abstract.** The modern approaches to solving the problem of energy saving as applied to heating networks are considered. One of the most effective energy saving technologies is the use of polyurethane foam insulation (PPU) for heat supply pipelines. The design of the heat-insulating layer, its features and advantages are described, PUF insulation of heating mains is the most rational method for reducing heat losses and corrosion destruction of heat supply pipelines in the climatic conditions of various Russian regions.

**Keywords:** heating mains, energy saving, polyurethane foam insulation, design features, advantages.

**For citation:** Romanov, S. V., Koptsov, V. A., Olkhov, A. A., & Troshina, L. D. (2021). Heat pipes with polyurethane foam insulation in public utilities. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 26(4), 45-48. doi:10.31615/j.corros.prot.2021.102.4-5.

Received: November 23, 2021. Published: December 01, 2021.

### Введение

В Западной Европе предварительно изолированные трубы в пенополиуретановой (ППУ) изоляции применяются с середины 1960-х годов и производятся по европейским стандартам EN 253. В России трубы в ППУ изоляции производятся по ГОСТ 30732-2020 «Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой» и успешно эксплуатируются более 25 лет. В соответствии с современными требованиями систем стандартизации, ГОСТ 30732-2020 гармонизирован с европейскими стандартами и учитывает отечественный опыт и особенности эксплуатации предизолированных теплотрасс в различных климатических зонах нашей страны.

На сегодняшний день пенополиуретановая изоляция признана одним из самых эффективных способов защиты стальных труб от внешней коррозии и температурных перепадов. Учитывая наличие гидрозащитной оболочки, выполненной из полиэтилена, конструкция надежно защищена от воздействия грунтовых вод и не подвержена их разрушающему влиянию. Пенополиуретановая теплоизоляция наносится на трубы в заводских условиях и представляет собой конструкцию типа «труба в трубе» – стальная труба определенного диаметра с ППУ изоляцией, покрытая защитной оболочкой из полиэтилена или стальной оцинкованной оболочкой. Такая конструкция обеспечивает долговечность (ресурс) трубопроводов, снижение тепловых потерь, сокращение

эксплуатационных расходов.

Общий вид предварительно изолированных труб в двух типах оболочки представлен на *рис. 1*.

Стальные трубы в ППУ изоляции широко используются в коммунальном хозяйстве для подземной (канальной и бесканальной) и надземной прокладки; сетей горячего водоснабжения и отопления, а также для транспортировки других веществ (нефти, газа и пр). ППУ изоляция обладает высокими теплоизоляционными свойствами (коэффициент теплопроводности материала  $\lambda=0,033\text{Вт/м}\cdot\text{К}$ ), морозостойкостью и механической прочностью, не содержит тяжелых металлов, не подвержена гниению и устойчива к микроорганизмам. Новые пенополиуретановые композиции, представленные на современном рынке, более устойчивы к термическому воздействию и могут успешно эксплуатироваться при температуре теплоносителя до 150 °С и выше.

Несомненным преимуществом предизолированных стальных труб с ППУ изоляцией является наличие системы Оперативного Дистанционного Контроля (ОДК) увлажнения изоляционного слоя (*рис. 2*). Система позволяет определить и локализовать место повреждения трубопровода, определить характер неисправности (утечка теплоносителя, повреждение стальной трубы, гидрозащитной оболочки, обрыв сигнальных проводников) и предупредить аварийную ситуацию. Грамотная эксплуатация системы, использование возможностей диспетчерских программ, все шире применяемых



Рис. 1. Общий вид предизолированных труб в ППУ изоляции

Fig. 1. General view of pre-insulated pipes in polyurethane foam insulation

в теплоснабжающих организациях, позволяет существенно сократить эксплуатационные расходы и продлить рабочий ресурс теплотрассы. Учитывая социальную значимость объектов теплоснабжения, такие возможности системы и конструкции в целом, крайне важны для объектов коммунального хозяйства.

В зависимости от толщины изоляции, трубы принято делить на два типа: усиленные и стандартные. Усиленные трубы с ППУ изоляцией применяются преимущественно

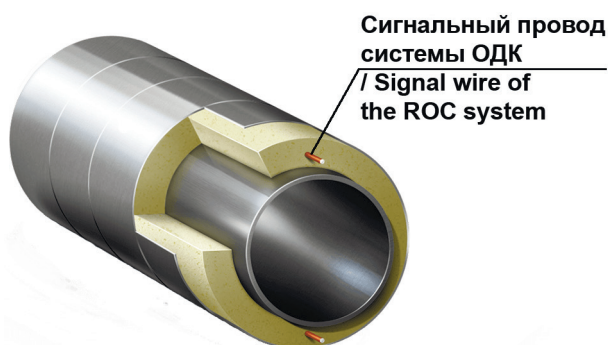


Рис. 2. Тепловая труба с системой Оперативного Дистанционного Контроля (ОДК)

Fig. 2. Heat pipe with Remote Operative Control System (ROC)

в северных регионах с суровыми климатическими условиями, стандартные трубы пригодны для умеренного климата. Россия с ее морозами заставляет коммунальные службы задумываться над вопросами о надежности систем теплоснабжения.

Теплопроводы в ППУ изоляции эксплуатируются в условиях переменного температурного и влажностного режимов, обусловленных сезонными и суточными колебаниями температуры теплоносителя и изменениями влажности окружающей среды. В наиболее неблагоприятных условиях находятся теплопроводы бесканальной прокладки, конструкции которых имеют непосредственный контакт с грунтом.

Колебания температуры могут оказывать существенное влияние на свойства теплоизоляционных материалов и конструкции теплопровода в целом. В таблице показана характерная зависимость температуры теплоносителя от температуры наружного воздуха за 1 год и 30 лет для средней полосы России. При наружных температурах воздуха от  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $-34,9\text{ }^{\circ}\text{C}$  применительно к ППУ следует рассматривать в подающем теплопроводе температуры теплоносителя  $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Разработчики ППУ композиций, основываясь на имеющемся у них опыте, называют следующие критерии, используемые

Таблица. Зависимость температуры теплоносителя от температуры наружного воздуха за 1 год и 30 лет для средней полосы России

Table. Dependence of the coolant temperature on the outside air temperature for 1 year and 30 years for central Russia

Температура теплоносителя $T_{\text{TH}}$ в подающем трубопроводе, $^{\circ}\text{C}$ / Temperature coolant $T_{\text{TH}}$ in serving pipeline, $^{\circ}\text{C}$	Время воздействия $T_{\text{TH}}$ с учетом продолжительности стояния температуры наружного воздуха / Exposure time $T_{\text{TH}}$ , taking into account the duration of the outdoor temperature	
	час/год / hour/year	год/30 лет / year/30 years
70	4008	13,7
80	469	1,6
90	637	2,2
100	651	2,2
110	674	2,3
120	456	1,6
130	666	2,3
140	581	2,0
150	618	2,1



ими при определении долговечности: падение кажущейся плотности ППУ; снижение прочности при сжатии и сдвиге; изменение окраски ППУ. Исследования, проведенные в лаборатории НПП «Энергосистемы», показали, что при температуре теплоносителя 150 °С число часов работы, применяемых в настоящее время пенополиуретановых систем, без потери ими первоначальных физико-механических и теплофизических характеристик составляет 2100 ч.

#### Выводы

Трубопроводы в пенополиуретановой

изоляции для применения в коммунальном хозяйстве являются достаточно перспективными, технологичными и экономически обоснованными при строительстве, ремонте и эксплуатации тепловых сетей. Преимущества ППУ изоляции следующие.

1. Возможная температура теплоносителя до 150 °С;
2. Низкие тепловые потери  $\lambda$ , 0,033 Вт/м К;
2. Срок службы трубопровода 30 лет;
3. Исключает повреждения трубопроводов от наружной коррозии;
4. Снижение годовых затрат на эксплуатацию теплосетей.

#### Информация об авторах

**Романов Сергей Владимирович**, директор, ООО «НПП Энергосистемы», г. Москва, Российская Федерация  
**Копцов Виктор Алексеевич**, с.н.с., ООО «НПП Энергосистемы», г. Москва, Российская Федерация  
**Ольхов Анатолий Александрович**, к.т.н., доцент, в.н.с., Российский экономический университет имени Г.В. Плеханова, г. Москва, Российская Федерация  
**Трошина Лидия Дмитриевна**, директор, Ассоциация производителей и потребителей трубопроводов с индустриальной полимерной изоляцией (Ассоциация ППТИПИ), г. Москва, Российская Федерация

#### Information about authors

**Sergey V. Romanov**, Director, NPP Energosystems, LLC, Moscow, Russian Federation  
**Victor A. Koptsov**, senior researcher, NPP Energosystems, LLC, Moscow, Russian Federation  
**Anatoly A. Olkhov**, PhD in Technical Sciences, leading researcher, Assistant Professor, Plekhanov Russian University of Economic, Moscow, Russian Federation  
**Lydia D. Troshina**, Director, Association of Manufacturers and Consumers of Pipelines with Industrial Polymer Insulation, Moscow, Russian Federation

В.И. Хижняков

### Коррозионное растрескивание трубопроводов под напряжением при транспорте нефти и газа

Объем издания: 11 п.л. (176 стр.).  
Стоимость 400 руб.

В монографии обобщен опубликованный материал по коррозионному растрескиванию напряженно-деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа, приведены результаты многолетних исследований, выполненных под руководством автора, по вопросам коррозионного растрескивания катоднозащищаемой поверхности трубных сталей ферритно-перлитного класса. Значительное внимание уделено разработке новых критериев выбора режимов катодной защиты подземных стальных трубопроводов, позволяющих в экспрессном режиме

определять остаточную скорость коррозии и степень электролитического наводороживания трубных сталей при различных напряжениях и потенциалах катодной защиты в нейтральных и слабокислых грунтах в присутствии  $H_2S$  и  $CO_2$ . Проанализированы режимы катодной защиты магистральных нефтегазопроводов, где обнаружены стресс-коррозионные трещины на внешней катоднозащищаемой поверхности. Рассмотрены условия электролитического наводороживания стенки трубопроводов различного диаметра: 1420...1426 мм при перезащите, когда катоднозащищаемая поверхность трубопровода и прилегающий электролит достигают определенной степени пересыщения и возникновение водородных пузырьков становится возможным. Показано, что на трубопроводах большого диаметра – 1020...1420 мм – наиболее интенсивно электролитическое наводороживание стенки происходит у нижней образующей (под трубой), где процесс молизации и отток водорода затруднен. На трубопроводах диаметром менее 720 мм кривизна трубы начинает оказывать влияние на величину краевого угла смачивания  $\Theta$  водородного пузырька у нижней образующей. Рост угла смачивания  $\Theta$  и заметное отделение пузырьков водорода от нижней образующей трубы начинается, когда диаметр трубы меньше 500...600 мм. На трубах диаметром менее 500...600 мм увеличение угла смачивания пузырьков водорода у нижней образующей приводит к увеличению их диаметра; пузырьки начинают подниматься вверх по образующей трубы, что приводит к снижению степени заполнения катоднозащищаемой поверхности у нижней образующей трубы, чего не наблюдается на трубах диаметром более 720 мм.



**СПИСОК СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАН-  
НЫХ ЗА 2021 ГОД**

**LIST OF ARTICLES,  
PUBLISHED IN 2020**

***Т. 26, № 1***

1. Л.Е. Цыганкова, А.А. Урядников, А.В. Дорохов, Н.В. Шель, А.Н. Дорохова, Н.А. Курьято

**Защитные свойства супергидрофобных покрытий на меди и стали, полученных электрохимическим методом**

2. Нонг Куок Куанг, Нгуен Ван Чьеу, Май Ван Минь, Фан Ба Ты, Нгуен Ван Чи, Донг Ван Кьен, Ле Хонг Куан, Као Ньят Линь, Н.Г. Ануфриев

**Результаты натуральных испытаний лакокрасочных покрытий для прибрежных сооружений и судов в тропическом климате**

3. В.Э. Ткачева, А.Н. Маркин, И.А. Маркин, А.Ю. Пресняков

**Локальная коррозия: расчет в нефтепромысловых условиях (по данным весовых измерений)**

4. А.Н. Подобаев, И.И. Реформатская

**Электрохимический механизм коррозии**

5. В.И. Бусько, В.В. Жуликов

**Электроосаждение железа и его сплавов**

***Т. 26, № 2***

1. В.Э. Ткачева, А.Н. Маркин, Д.В. Кшнякин, Д.И. Мальцев, В.В. Носов

**Коррозия внутрискважинного оборудования в сероводородсодержащих средах**

2. Ю.Ф. Гордеева, Е.С. Филатов, А.С. Дербышев, В.Я. Кудяков

**Коррозионные испытания Хастеллоя G 35 на стойкость против межкристаллитной коррозии**

3. Л.С. Моисеева, А.П. Макаров

**Комплекс мер по повышению безопасности на нефтегазовых предприятиях, добывающих, перерабатывающих и транспортирующих сероводородсодержащую продукцию. Часть I. Коррозионно-механическое воздействие сероводородсодержащих сред на стальное оборудование. Выбор конструкционных сталей и коррозионно-стойких сплавов для нефтегазового оборудования**



### **Т. 26, № 3**

1. А.Г. Дидух, К.Б. Оралбаева, Д.Б. Абдухалыков, М.Е. Кундыбаев, Д.К. Жамбакин

**Качественные показатели транспортируемой воды как индикаторы коррозионных процессов на внутренней поверхности водовода**

2. Д.А. Маркелов, В.А. Мелкий, Д.В. Долгополов, А.П. Акользин, О.С. Алешко-Ожевская

**Использование ГИС-технологий и материалов аэрокосмической съемки для анализа дефектов трубы магистральных нефтепроводов**

3. Л.С. Моисеева, Н.И. Данилина

**Оценка бактерицидной эффективности реагента «UNIKO-N» относительно сульфатовосстанавливающих бактерий в нефтепромысловых водах**

4. Л.С. Моисеева, А.П. Макаров

**Комплекс мер по повышению безопасности на нефтегазовых предприятиях, добывающих, перерабатывающих и транспортирующих сероводородсодержащую продукцию. Часть II. Повышение надежности сероводородсодержащих нефтегазовых объектов при их проектировании, строительстве, эксплуатации и ремонте. Способы и средства защиты оборудования и деталей в средах, содержащих сероводород. Виды контроля и испытаний образцов и изделий**

### **Т. 26, № 4**

1. В.Э. Ткачева, А.Н. Маркин

**Среда для лабораторных испытаний на локальную углекислотную коррозию**

2. Н.Г. Ануфриев, А.П. Акользин, В.Н. Злобин

**Электрохимическое исследование защитного действия минерально-полимерных покрытий на стали для объектов ЖКХ**

3. Л.Ф. Давлетшина, Л.И. Толстых, К.А. Потешкина, В.Д. Котехова, А.Н. Галкина

**Изучение особенностей подбора эффективных ингибиторов коррозии для различных кислот**

4. В.Ф. Буланович

**Новая технология энергосберегающей гидротеплоизоляции трубопроводов**

5. С.В. Романов, В.А. Копцов, А.А. Ольхов, Л.Д. Трошина

**Тепловые трубы с пенополиуретановой изоляцией в коммунальном хозяйстве**

## **ИНГИБИТОР КОРРОЗИИ БУРОВЫХ НАСОСОВ «КАРТЭК-28Б»**

### **ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ**

Ингибитор «КАРТЭК-28Б» обеспечивает высокоэффективную защиту от коррозии оборудования, изготовленного из разнородных металлов и сплавов, в водных средах – углеродистых и нержавеющей сталей, чугуна, нирезиста, порошковых материалов, латуни и других. Продукт преимущественно применяется для защиты от коррозии буровых насосов в процессе гидроиспытаний, а также теплоэнергетического оборудования – котлов, баков, емкостей, трубопроводов, химических реакторов, в период простаивания.

### **ОПИСАНИЕ И ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ**

Ингибитор «КАРТЭК-28Б» представляет собой концентрированный водный раствор неорганических, комплексообразующих и буферных веществ.

Важным преимуществом ингибитора «КАРТЭК-28Б», в отличие от комплексоноватных, является быстрое нарастание защитного эффекта при воздействии водных сред при обычных и повышенных температурах на разнородные металлы и сплавы, в том числе, серый чугун, что особенно важно при кратковременных гидроиспытаниях без последующей сушки оборудования.

### **РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ И ХРАНЕНИЮ**

Концентрация ингибитора, используемая для консервации оборудования, составляет 4 л/м<sup>3</sup>. Защитное действие образованных им плёнок после высыхания сохраняется не менее чем в течение 15 суток. При нахождении ингибирующего раствора в оборудовании защитный эффект сохраняется в течение неограниченного времени. Допускается многократное использование ингибирующего раствора. Гарантийный срок хранения 6 месяцев в таре изготовителя.

### **МЕРЫ ПРЕДОСТОРОЖНОСТИ**

Раствор ингибитора «КАРТЭК-28Б» в воде (в концентрации 4 л/м<sup>3</sup>) в процессе использования не оказывает вредного воздействия на организм человека и окружающую среду, является пожаро-взрывобезопасным. Концентрированный раствор ингибитора «КАРТЭК-28Б» имеет слабощелочную реакцию и при его попадании в глаза и на кожу их промывают водой.

### **ВАРИАНТЫ УПАКОВКИ И ПОСТАВКИ**

Ингибитор «КАРТЭК-28Б» поставляется на заказ в пластиковой таре ёмкостью 10-20 л.

### **НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

ТУ 2415-017-17804808-2005.



**Сертификаты,  
выданные Центральным НИИ коррозии и сертификации и КАРТЭК  
в IV квартале 2021 г.**

Предприятие-изготовитель	Наименование продукции
<b>Сертификаты</b>	
ООО «Медиум-Строй», г. Дубна	Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой
ООО «АРХИМ», г. Новозыбков	Асфальт сульфированный Асфальтекс, Асфальтекс-М, Асфальтекс-ЛС
ООО «АРХИМ», г. Новозыбков	Ингибитор сальникообразования «GERTEKS-S71»
ООО «АРХИМ», г. Новозыбков	Реагент «GERTEKS-S59»
ООО «АРХИМ», г. Новозыбков	Реагент полимерсиликатный «АМИСИЛ»
ООО «АРХИМ», г. Новозыбков	Эмульгаторы для буровых эмульсий «GERTEKS-EM1», «GERTEKS-EM2», «GERTEKS-EM-U»
ООО «НПФ «Резинотехсервис», г. Москва	Смеси резиновые, уплотнения, пробки, поршни для буровой техники, нефтегазохимических производств, противовыбросового оборудования, для капитального и подземного ремонта скважин
ООО «АРХИМ», г. Новозыбков	Модификатор реологии буровых растворов «GERTEKS-MR-8», «GERTEKS-MR-8S»
ИП Вавула Сергей Михайлович, г. Екатеринбург	Терминалы коммутационные для предварительно изолированных трубопроводов с системой ОДК
ООО «2С», г. Москва	Многокомпонентная композиция «2С» (марки 2С-Т и 2С-К, 2С-Р и 2С-М)
ООО «Бизнес-Групп», г. Москва	Реагенты универсальные нефтяные РУН
ООО «2С», г. Москва	Силикатный гелеобразующий состав «2С-СГС»
ООО «АРХИМ», г. Новозыбков	Асфальт сульфированный GERTEKS-W-511
ООО «АРХИМ», г. Новозыбков	Базовое масло «GERTEKS-BASE»
ООО «2С», г. Москва	Облегченная тампонажная композиция 2С-ОК