

УДК 620.193
DOI: 10.30987/2223-4608-2020-8-3-10

**О.Н. Федонин, д.т.н.,
М.Г. Шалыгин, д.т.н.**
(ФГБОУ ВО «Брянский государственный технический университет»,
241035, г. Брянск, бульвар. 50 лет Октября, 7)
E-mail: migshalygin@yandex.ru

Повышение коррозионной стойкости и износостойкости изделий транспортного и химического машиностроения

Представлены механизмы коррозии транспортного и химического машиностроения. Изложены основные проблемы магистрального нефтегазового комплекса. Приведена общая теоретическая зависимость для определения коррозионной стойкости поверхности. Рассмотрены методы снижения коррозии и коррозионного износа.

Ключевые слова: коррозионная стойкость; коррозионное изнашивание; поверхностный слой; защитные покрытия.

**O.N. Fedonin, Dr. Sc. Tech.,
M.G. Shalygin, Dr. Sc. Tech.**
(FSBEI HE "Bryansk State Technical University",
7, October 50 Years Boulevard, Bryansk, 241035)

Corrosion-and wear-resistance increase of transport and chemical engineering products

There are presented mechanisms of transport and chemical engineering corrosion. Basic problems of a trunk gas and oil pipeline complex are presented. A general theoretical dependence for the definition of surface corrosion-resistance is shown. Methods for corrosion and corrosion wear decrease are considered.

Keywords: corrosion-resistance; corrosion wear; surface layer; protective cover.

Химическое машиностроение обуславливает особые требования к коррозионной стойкости металла, которое, как правило, вызвано химическим составом среды. Остро данная проблема стоит в нефтегазовом секторе и, в частности, в объектах магистрального нефтегазового комплекса. Одним из направлений исследований является повышение коррозионной стойкости и износостойкости деталей, узлов и агрегатов. Кислород, углекислый газ и сероводород являются причиной коррозии изделий транспортного и химического машиностроения. Данные газы относят к числу корро-

зионно-активных веществ. Коррозия может быть вызвана различными факторами или их совокупностями (рис. 1).

На практике, для борьбы с коррозией, применяют нержавеющие стали, кислотоупорные сплавы, специальные покрытия и др. Корродирование металлов приводит к различного рода охрупчиваниям, среди которых наибольшую опасность представляет неравномерная коррозия. Не менее разрушительна межкристаллитная коррозия, которую невозможно обнаружить при наружном осмотре.



Рис. 1. Виды коррозии

Коррозию характеризуют по нескольким показателям, наиболее характерными из которых являются:

– скорость коррозии:

$$v = \frac{\Delta m}{tS},$$

где Δm – потеря массы, г; S – площадь поверхности, m^2 ; t – время, ч;

– показатель глубины проникновения [1]:

$$\Pi = 8,76 \frac{v}{\rho},$$

где 8,76 – коэффициент перехода от измерения весового показателя скорости коррозии в расчете на 1 ч к глубинному показателю в расчете на 1 год ($24 \text{ ч} \cdot 360 = 8760 \text{ ч}$); v – скорость коррозии, $г/(м^2 \cdot ч)$; ρ – плотность, $г/см^3$.

При протекании коррозии между кристаллами металла (межкристаллитная коррозия) и при коррозионном растрескивании, показателем коррозии является, например, потеря прочности материала:

$$K_{\sigma} = \left(\sigma_0 - \frac{\sigma_1}{\sigma_0} \right) 100\%,$$

где σ_0 – предел прочности исходного материала (до возникновения коррозии); σ_1 – предел прочности материала после возникновения

коррозии, рассчитанный по отношению к первоначальной площади сечения металлического образца.

Кроме основных показателей коррозии существует ряд показателей, характеризующих различные физико-механические свойства материалов (рис. 2).

Стойкость коррозии определяется бальной системой (табл. 1) по глубинному показателю развития коррозии в миллиметрах в год.

В нефтегазовом комплексе наиболее часто встречается *электрохимическая коррозия*. Причиной протекания данного процесса является возникновение на поверхности металла, соприкасающегося с электролитом, большого количества коррозионных гальванических элементов. Возникновение таких коррозионных элементов вызвано разными величинами собственных потенциалов отдельных участков поверхности металла [3].

Такое различие потенциалов на поверхности металла обуславливается как внутренними, так и внешними факторами (рис. 3). В результате наличия разных потенциалов на поверхности металла образуется коррозионный гальванический элемент, в цепи которого возникает электрический ток [4].

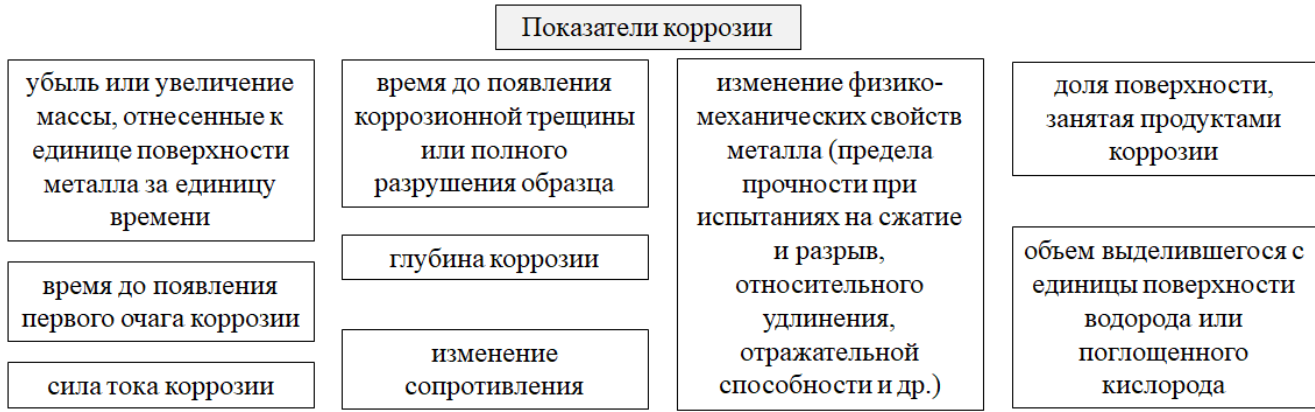


Рис. 2. Показатели коррозии

1. Шкала грубой оценки коррозионной стойкости металлов [2]

Группа стойкости	Глубинный показатель коррозии, мм/год	Балл
Совершенно стойкие	0,001	1
Весьма стойкие	0,001 ... 0,005	2
	0,005 ... 0,010	3
Стойкие	0,01 ... 0,05	4
	0,05 ... 0,10	5
Пониженно стойкие	0,1 ... 0,5	6
	0,5 ... 1,0	7
Малостойкие	1,0 ... 5,0	8
	5,0 ... 10,0	9
Нестойкие	10,0	10

Коррозия протекает как по наружной поверхности магистральных трубопроводов нефти и насосного оборудования, так и по внутренней. Коррозия, протекающая по наружной поверхности, подразделяется на индукционную, микробиологическую, атмосферную, коррозионное растрескивание под напряжением (КРН), электрокоррозию и почвенную коррозию.

Индукционная коррозия возникает в результате индукционного влияния линий электропитания на участках их параллельного следования и пересечения [5].

Микробиологическая коррозия происходит по причине жизнедеятельности микроорганизмов, содержащихся в грунте.

Атмосферная коррозия протекает в условиях повышенной влажности воздуха.

КРН осуществляется при последовательном действии на металл следующих процессов: наводораживание металла, корродирование и механическое разрушение объекта.



Рис. 3. Факторы возникновения коррозии

Электрокоррозия происходит по причине почвенных постоянных или переменных блуждающих токов от внешних источников.

Почвенная коррозия происходит в условиях заложения металла в почву.

Внутренняя коррозия сооружений нефтегазового комплекса обычно делится на химическую коррозию, КРН, микробиологическую и электрохимическую коррозию. Окислители и микроорганизмы, содержащиеся в перекачиваемом продукте, вызывают химическую и микробиологическую коррозии соответственно.

Электрохимическая коррозия в водных растворах имеет место при соприкосновении металла с подтоварными пресными водами и водными растворами [5]. Однако в реальных условиях работы транспортного нефтегазового оборудования происходит протекание одновременно нескольких коррозионных процессов.

Технологическими методами замедления коррозионных процессов принято считать: выбор сплавов, стойких к коррозии; нанесение изолирующего покрытия на поверхность металла, защищающего основной металл от агрессивной среды; электрохимические методы защиты.

Целесообразно применять комбинированные методы защиты материалов от коррозии. При таком подходе антикоррозионная защита будет значительно эффективнее, однако, такой подход является целесообразным, если все эти методы действуют преимущественно на основную контролирующую стадию электрохимического коррозионного процесса.

Применение методов защиты, уменьшающих стремление металла перейти из металлического в ионное состояние, с уменьшением свободной энергии (степень термодинамической неустойчивости системы), всегда в той или иной степени способствует уменьшению скорости коррозии, независимо от основной контролирующей стадии коррозионного процесса.

К методам воздействия на металл относят защитные покрытия, формируемые на поверхности защищаемых конструкций. Существует значительное количество защитных покрытий, которые подразделяются на металлические и неметаллические (органические и неорганические). Независимо от их вида защитное покрытие должно быть сплошным, непроницаемым для агрессивной среды, иметь высокую прочность сцепления с металлом, равномерно распределяться по всей поверхности и обла-

дать высокой коррозионной стойкостью. Известно, что большинство органических и неорганических защитных покрытий обладают низкой механической прочностью и плохой адгезией [6].

Нанесение защитных металлических покрытий является одним из наиболее эффективных методов защиты от коррозии металлов. Эти покрытия не только защищают металл от коррозии, но и придают поверхности более высокие свойства – твердость, прочность, износ и коррозионную стойкость.

Гальванический метод нанесения покрытий имеет ряд преимуществ перед другими способами и, в частности, отличается легкостью регулирования толщины покрытия, малым расходом металла. Недостатком данного метода является то, что формируемые покрытия являются пористыми и неплотными. Среди покрытий, получаемых гальваническим способом, наибольшее распространение получили никелевые и хромовые покрытия. Никелированию и хромированию подвергают изделия из углеродистой стали, алюминия и его сплавов. Для уменьшения пористости на изделие попеременно наносятся слои различных металлов, например, никеля и хрома. Полученные покрытия устойчивы против воздействия растворов щелочей, органических кислот, но могут разрушаться растворами неорганических кислот.

Проблемой нефтегазового комплекса является коррозия магистральных трубопроводов, стальных резервуаров и основного насосного оборудования нефтеперекачивающих станций. Средой, в которой проложен трубопровод являются почвы, рН-показатель которых разнится от значений ускоряющих корродирование $pH < 7$ (кислотная среда), до значений $pH > 7$, при которых корродирование замедляется (щелочная среда).

Снижение рН приводит к увеличению концентрации ионов H^+ и, соответственно, скорости катодной реакции, в результате чего скорость коррозии может возрасти (в кислотах диссоциация металлов происходит быстрее). В кислотной среде высокопрочные стали подвержены водородному охрупчиванию и катастрофическому разрушению.

С целью уменьшения коррозии применяют противокоррозионный реагент, который представляет собой органофосфорный реагент. Его относят к замедлителям окисления, а не поглотителям кислорода. Его действие основано на принципе пассивирования. Когда металл реагирует с водой, он может либо образовать-

вать растворимые катионы, либо формировать пассивную пленку, такая защита называется «пассивацией». Пассивация металлов зависи-

мости от кислотности среды хорошо видна на диаграмме Пурбэ (рис. 4).

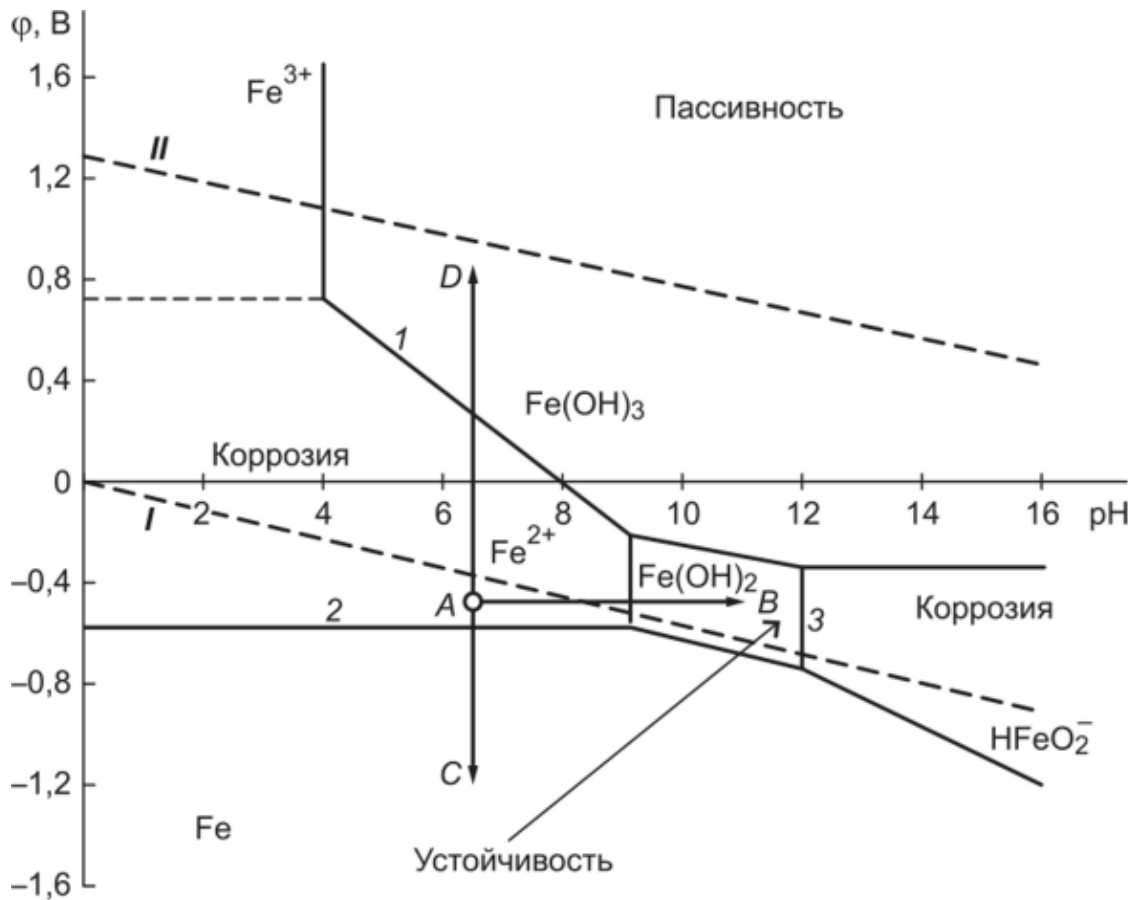


Рис. 4. Диаграмма преобладающих форм Пурбэ

На практике находят применение поглотители сероводорода на основе оксида цинка представляющие собой оксид цинка специального помола, с большой поверхностью гранул. Используемые в настоящее время пленкообразующие амины являются эффективными ингибиторами коррозии металла.

Коррозия магистральных трубопроводов хорошо изучена и регламентирована, однако, по-прежнему является объектом интенсивных исследований. По той причине, что магистральные трубопроводы используются для транспорта уже подготовленных коррозионно-инертных продуктов, опасность для них представляет только наружная коррозия.

На участках надземной прокладки трубопроводов опасность представляет только *атмосферная коррозия*. Выделяют три вида участков магистральных трубопроводов, подверженных особым коррозионным опасностям:

участки высокой коррозионной опасности, участки повышенной коррозионной опасности и коррозионно-опасные участки. Среди критериев ГОСТ Р 51164-98, касающихся механизмов коррозии и позволяющих отнести некоторые участки трубопроводов к особо опасным участкам, можно выделить следующие критерии участков повышенной коррозионной опасности [6]:

- почвенная электрохимическая коррозия;
- коррозия блуждающими токами от источников постоянного тока;
- коррозия блуждающими токами от источников переменного тока (на участках пересечений и реке сближений с высоковольтной линией 110 кВ и выше);
- коррозионное растрескивание под напряжением (свойственно преимущественно магистральным газопроводам);
- микробиологическая коррозия (на уча-

стках, где почва вокруг трубопровода заражена микроорганизмами).

Вид коррозионного повреждения магистральных трубопроводов нефти и скорость коррозии зависят от ряда факторов: типа грунта (глина, суглинок, супесь, торф и др.), его обводненности и температуры; глубины заложения трубопровода; агрессивности перекачиваемого продукта; коррозионной стойкости материала трубы; времени с начала коррозионного повреждения и др.

Коррозионной средой, в которой находятся подземные трубопроводы, являются грунты, представляющие собой трехфазную систему [7]:

1) твердая фаза – частицы грунта, растительные остатки и нерастворимые химические вещества;

2) жидкая фаза – грунтовая вода с растворенными в ней органическими и неорганическими веществами;

3) газообразная фаза – газы, содержащиеся в порах грунта – смесь атмосферного воздуха, проникающего в грунт, паров воды и газов, образующихся в результате жизнедеятельности микроорганизмов и различных химических реакций, протекающих в почве.

Воздействие грунта на защитное покрытие определяется многими факторами и не может рассматриваться вне связи с поведением самой трубы [7]. Механические нагрузки, оказываемые грунтом на защитное покрытие, вызывают смятие, растяжение, сдвиг, а иногда и отрыв его от поверхности трубы.

Корродированию подвержены соединения труб магистральных трубопроводов – сварные швы. Большинство разрушений сварных соединений происходит из-за дефектов сварного корня шва. При этом в швах с непроваром, подрезом или смещением кромок до 5 мм коррозионные трещины появляются обычно в первый год эксплуатации. Непровары, поры и шлаковые включения в сварных швах, расположенных в застойных зонах, через 5...10 лет эксплуатации [8] способствуют возникновению в металле свищей.

Дефекты основного металла и сварных соединений приводят к образованию некогерентных границ зерен, коррозионно-нестойких пленок, создают концентрацию макро- и микронапряжений, повышают термодинамическую неустойчивость дефектных участков поверхности и интенсифицируют их наводороживание и электрохимическое растворение [9].

Модель коррозии детали, в общем виде,

может быть записана следующим образом [10]:

$$v_k = v_{k_0} \cdot K_C \cdot K_{УК} \cdot K_{и} \cdot K_{П}$$

где v_k – скорость коррозии детали; v_{k_0} – скорость коррозии детали (образца) сравнения (табл. 2); K_C – комплексный параметр качества поверхностного слоя детали, характеризующий коррозионную стойкость детали после механической обработки [11]; $K_{УК}$ – коэффициент, учитывающий влияние условий корродирования на скорость коррозии детали; $K_{и}$ – коэффициент, учитывающий влияние ингибитора коррозии на коррозионную стойкость детали; $K_{П}$ – коэффициент, учитывающий влияние покрытия на коррозионную стойкость детали.

2. Коррозионная стойкость образцов сравнения [9]

Марка стали	Коррозионная стойкость v_{k_0} , мм/год
3	0,060
10	0,058
20	0,050
20Х	0,045
30	0,060
30ХГСА	0,050
40	0,065
40Х	0,055
45	0,070

Значения скоростей коррозии металлов покрытий в зависимости от агрессивности среды и значения параметра шероховатости покрытия в зависимости от шероховатости подложки и толщиной покрытия представлены в работе [12].

На объектах магистрального нефтегазового комплекса находятся: на НПС до 60 насосных агрегатов (на НПЗ более 2000), в узлах трения которых механическому износу сопутствует коррозионное изнашивание. Коррозионно-механическое изнашивание характеризуется процессом трения материала, вступившего в химическое взаимодействие со средой. При этом на поверхности металла образуются новые, менее прочные химические соединения, которые в процессе работы сопряжения удаляются с продуктами изнашивания. К коррозионно-механическому изнашиванию относят окислительное изнашивание и изнашивание при фреттинг-коррозии.

Отличительным признаком износа вследствие фреттинг-коррозии является наличие на поверхностях трения раковин, в которых сосредоточены спрессованные оксиды, имеющие специфическую окраску. В отличие от изнашивания других видов при фреттинг-коррозии продукты изнашивания в основной своей массе не могут выйти из зоны контакта рабочих поверхностей деталей. Изнашивание при фреттинг-коррозии влечет за собой нарушение размерной точности соединения (если часть продуктов изнашивания находит выход из зоны контакта) либо схватывание и заклинивание разъемных соединений (если продукты изнашивания остаются в зоне трения).

Интенсивность разрушения поверхностей при фреттинг-коррозии зависит от амплитуды и частоты колебаний, нагрузки, свойств материалов деталей и окружающей среды.

Наибольшему коррозионному износу подвержены внутренняя часть корпуса насоса, подшипники, валы и лопасти. Увеличение зазоров вследствие износа приводит к снижению рабочих параметров насосов.

Детали нефтяных насосных агрегатов магистральных трубопроводов в большей степени подвержены коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН). Коррозионное растрескивание под напряжением сопровождается наводораживанием поверхности.

Уменьшить наводораживание поверхности, в том числе поверхности трения, возможно применяя различные методы, среди которых создание «барьера», снижающего проникновение атомарного водорода в кристаллическую решетку металла.

Одним из эффективных методов воздействия на поверхностный слой является диффузионное силицирование. Диффузионный силицированный слой на углеродистой стали образуется в результате взаимодействия паров четыреххлористого кремния с металлом при температурах 990...1100 °С. Диффузионное силицирование применяется для повышения стойкости поверхности против коррозии в газовой среде и не приводит к увеличению коррозионной износостойкости поверхностей трения [13].

Исследования, проведенные на образцах из стали 40Х13 показывают, что твердость поверхности, подверженной диффузионному силицированию, снижается с 44,5 HRC до 42 HRC. Испытания на растяжение показали, что предел текучести $\sigma_{0,2}$ увеличился с 770...790 до 1300...1320 МПа; предел прочности σ_b вырос с 990...1010 до 1620...1640 МПа [11].

Процесс коррозионного разрушения под напряжением, после наводораживания поверхности, сопровождается коррозионным разрушением и механическим износом. Учитывая вышесказанное, для технологического повышения износостойкости при КРН таких пар трения необходимо, помимо снижения диффузии водорода и создания коррозионно-стойкого поверхностного слоя, повышать сопротивление поверхности механическому изнашиванию.

Уменьшение механического износа поверхности можно осуществлять технологическим обеспечением параметров качества поверхности [14], при механической обработке [10] или применяя технологические операции создания износостойкого поверхностного слоя, способствующего «выглаживанию» шероховатости поверхности [15].

Проведенные исследования свидетельствуют, что некоторые технологии создания поверхностного покрытия приводят к уменьшению параметров шероховатости, так измерения шероховатости поверхности стальных образцов после проведения диффузионного силицирования установили, что параметр шероховатости Ra уменьшился в пределах допускаемой погрешности ($< 1\%$). В то же время параметр шероховатости Sm в среднем уменьшился в 2,5 раза, что свидетельствует о выглаживании неровностей поверхностного слоя.

Увеличение сопротивления проникновению в поверхностный слой эксплуатационного водорода и заполнение дефектов материала методом диффузионного силицирования, а также «выглаживание» профиля поверхности показывает возможность формирования микрогеометрии поверхности и изменение физико-механических свойств, направленных на обеспечение качества и износостойкости поверхностного слоя узлов трения, работающих в агрессивных химических средах, в том числе в узлах, обеспечивающих транспортировку нефти и нефтепродуктов по трубопроводам.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ Р 9.905-2007 (ИСО 7384:2001, ИСО 11845:1995) Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Методы коррозионных испытаний. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2007. – 16 с.
2. Ковалева, И.А., Ходосовская, Н.А. Исследование образцов-свидетелей бесшовных горячекатаных труб, прошедших испытания в скважинах нефтяных месторождений РУП «ПО «Белоруснефть» на предмет их коррозии

онной стойкости // *Литье и металлургия*. – 2015. – № 4(81). – С. 98-107.

3. Бунчук, В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Издательство «Недра», 1997. – 366 с.

4. Китонов, Г.А., Баранов, А.Н. Процессы коррозии в нефтеперерабатывающей отрасли // *Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук*. – 2016. – № 4-5. – С. 19-21.

5. Кемалов, А.Ф., Кемалов, Р.А. Транспорт нефти и битума // *Научный электронный архив академии естествознания*. 15.02.2016. URL: <http://www.econf.rae.ru/pdf/2016/02/5221.pdf> (дата обращения 17.05.2020).

6. Тимофеева, Н.Ю., Афанасьева, Г.А., Тимофеева, Г.Ю. Создание защитных покрытий для совершенствования экологических свойств материалов пищевого оборудования и тары // *Проблемы региональной экологии*. – 2014. – № 6. – С. 159-162.

7. Ахияров, Р.Ж. Выборочный ремонт подземных металлических трубопроводов при локальном нарушении изоляционных покрытий: дисс. ... канд. техн. наук: 25.00.19. – Уфа, 2001. – 175 с.

8. Резвых, В.А. Обеспечение безопасного функционирования газоконденсатопроводов, отработавших нормативный срок эксплуатации: на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения: дисс. ... канд. техн. наук: 05.26.03, 25.00.19. – Уфа, 2008. – 151 с.

9. Кушнаренко, В.М. Методы оценки коррозионного состояния и технологии ремонта оборудования сероводородсодержащих месторождений дисс. ... доктора техн. наук: 05.17.14. – Москва, 1992. – 407 с

10. Федонин, О.Н. Обеспечение коррозионной стойкости деталей машин при механической обработке // *Обработка металлов*. – 2004. – № 3. – С. 22-25.

11. Федонин, О.Н. Обеспечение коррозионной стойкости деталей машин при использовании неметаллических покрытий // *Справочник. Инженерный журнал*. – 2004. – №9. – С. 8–14.

12. Федонин, О.Н. Обеспечение коррозионной стойкости изделий машиностроения // *Научно-технические технологии в машиностроении*. – 2018. – № 10(). – С. 33-38.

13. Суслов, А.Г., Шалыгин, М.Г. Комплексное технологическое повышение износостойкости и статической прочности деталей из стали 40X13 // *Научно-технические технологии в машиностроении*. – 2018. – № 1(). – С. 19-21.

14. Шалыгин, М.Г. Изнашивание субшероховатости поверхностей трения в водородсодержащей среде: монография. – М.: Инновационное машиностроение, 2018. – 92 с.

15. Суслов, А.Г. Качество поверхностного слоя деталей машин. – М.: Машиностроение, 2000. – 320 с.

REFERENCES

1. GOST R 9.905-2007 (ISO 7384:2001), ISO 11845:1995) *Corrosion- and Wear-Resistance Uniform System (CWRUS). General Requirements*. – М.: Standardinform, 2007. – pp. 16.

2. Kovalyova, I.A., Khodosovskaya, N.A. Investigation of seamless hot-rolled pipe sample-witnesses tested in field oil-wells of RUP “PC “Belarusneft” for their corrosion-resistance / *Castings and Metallurgy*. – 2015. – No.4(81). – pp. 98-107.

3. Bunchuk, V.A. *Transport and Oil, Oil Products and Gas Storage*. – М.: “Nedra” Publishers, 1997. – pp. 366.

4. Kitonov, G.A., Baranov, A.N. Corrosion processes in Oil Refining Industry // *Actual Problems of the Arts and Sciences*. – 2016. – No.4-5. – pp.19-21.

5. Kemalov, A.F., Kemalov, R.A. Petroleum and bitumen transportation // *Scientific Electronic Archive of the Academy of Natural Science*. 15.02.2016. URL: <http://www.econf.rae.ru/pdf/2016/02/5221.pdf> (address date: 17.05.2020).

6. Timofeeva, N.Yu., Afanasieva, G.A., Timofeeva, G.Yu. Protective cover formation for ecological properties improvement in materials of food equipment and package // *Problems of Regional Economy*. – 2014. – No.6. – pp. 159-162.

7. Akhiyarov, R.Zh. Sampling repair of underground metal pipelines at local insulated coating damages: *Thesis for Can. Sc. Tech. Degree*: 25.00.19. – Ufa, 2001. – pp. 175.

8. Rezvykh, V.A. Safety support of operation term-served gas-condensate pipeline: by example of Orenburg oil-gas condensate field: *Thesis for Can. Sc. Tech. Degree*: 05.26.03, 25.00.19. – Ufa, 2008. – pp. 151.

9. Kushnarenko, V.M. Methods for estimate of corrosion state and repair technology of equipment of sulfurated hydrogen fields: *Thesis for Dr. Sc. Tech. degree*: 05.17.14. – Moscow, 1992. – pp. 407.

10. Fedonin, O.N. Machinery corrosion-resistance support during machining // *Metal Working*. – 2004. – No.3. – pp. 22-25.

25. Fedonin, O.N. Machinery corrosion-resistance support when using non-metal coatings // *Reference Book. Engineering Journal*. 2004. – No.9. – pp. 8-14.

12. Fedonin, O.N. Corrosion-resistance support in engineering products // *Science Intensive Technologies in Mechanical Engineering*. – 2018. – No.10. – pp. 33-38.

13. Suslov, A.G., Shalygin, M.G. Complex technological increase of wear-resistance and static strength of 40H13 steel parts // *Science Intensive Technologies in Mechanical Engineering*. – 2018. – No.1. – pp. 19-21.

14. Shalygin, M.G. Friction Surface Sub-roughness Wear in Hydrogen Environment: monograph. – М.: *Innovation Mechanical Engineering*, 2018. – pp. 92.

15. Suslov, A.G. *Quality of Machinery Surface Layer*. – М.: Mechanical Engineering, 2000. – pp. 320.

Рецензент д.т.н. В.Я. Коршунов