

литтехн. ун-та, 2015. 546 с.

4. Елецкий А.В., Смирнов В.М. Фуллерены // УФН. 1993. № 2. С. 33–58.

5. Gusev A.I., Rempel A.A. Nanocrystalline Materials. Cambridge: Cambridge International Science Publishing, 2004. 351 p.

6. Сидоров Л.Н., Юровская М.А., Борщевский А.Я. и др. Фуллерены. М.: Экзамен, 2005. 687 с.

7. Дорохов А.Ф., Санаев Н.К. Исследование надёжности сцепления антифрикционного покрытия с рабочей поверхностью цилиндра судового ДВС // Вестник Астраханского госуниверситета. Техн. ун-та. Морская техника и технология. 5(46)/2008. С. 143–147.

8. Дорохов А.Ф., Санаев Н.К., Масуев М.А. Снижение потерь мощности на преодоление сил трения в судовых высокооборотных дизелях // Трение и смазка в машинах и механизмах. 2008. № 9. С. 18–21.

9. Гуров К.П., Карташкин Б.А., Угастэ Ю.Э. Взаимная диффузия в многофазных металлических системах. М.: Наука, 1981. 350 с.

10. Диффузия в кристаллах: Интернет-ресурс <http://dssp.petrstu.ru/>

REFERENCES

1. Myshkin M.K., Petrokovets M.I. *Friction, Lubrication, Wear. Physical Fundamentals and Engineering Applications of Tribology*. M.: Physmathlit, 2007. pp. 368.

2. *Technology and Tools of Finish-strengthening of Parts*

with Surface Plastic Deformation: Reference Book. In 2 Vol., Vol. 1. / Under the general editorship of A.G. Suslov. M.: Mechanical Engineering, 2014. pp. 480.

3. Technology of strengthening, plating and repair; theory and practice / *Proceedings of the 17th Int. Scient. Pract. Conf. 14-17 April 14-17, 2015, S-Pb.*: University Publishing House, 2015. pp. 546.

4. Yeletsky A.V., Smirnov V.M. Fullerenes // UFN. 1993. № 2. pp. 33–58.

5. Gusev A.I., Rempel A.A. Nanocrystalline Materials. Cambridge: Cambridge International Science Publishing, 2004. 351 p.

6. Sidorov L.N., Yurovskaya M.A., Borshchevsky A.Ya. and others. *Fullerenes*. M.: Examination, 2005. pp. 687.

7. Dorokhov A.F., Sanayev N.K. Reliability investigation in cohesion of antifriction plating with cylinder working surface of marine ICE // *Bulletin of Astrakhan State Technical University. Marine Technique and Technology*. 5(46)/2008. pp. 143–147.

8. Dorokhov A.F., Sanayev N.K., MaSuyev M.A. Decrease of capacity loss for friction force negotiation in marine high-speed diesel engines // *Friction and Lubrication in Machines and Mechanisms*. 2008. № 9. pp. 18–21.

9. Gurov K.P., Kartashkin B.A., Ugaste Yu.E. *Interdiffusion in Multiphase Metal Systems*. M.: Science, 1981. pp. 350.

10. Diffusion in Crystals: Internet-resource <http://dssp.petrstu.ru/>

Рецензент д.т.н. О.А. Горленко

УДК 620.193:622.279.51

DOI: 10.12737/20134

А.С. Тюсенков, к.т.н., С.Е. Черепашкин, к.т.н.
(Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, ул. Космонавтов, 1)
E-mail: anton.tyusenkov@yandex.ru

Причины коррозии насосно-компрессорных труб нефтепромыслов и технологическое повышение их долговечности

Рассмотрены основные причины коррозионных разрушений, факторы, интенсифицирующие скорость коррозии насосно-компрессорных труб нефтепромыслов (НКТ). Основным способом защиты внутренней поверхности НКТ является использование ингибиторов коррозии. Выполнен подбор ингибитора коррозии.

Ключевые слова: насосно-компрессорная труба; коррозия; сталь; сероводород; углекислый газ; муфтовое соединение; ингибитор коррозии.

A.S. Tyusenkov, Can.Eng., S.E. Cherepashkin, Can.Eng.
(Ufa State Oil Technical University, 1, Cosmonauts Str., Ufa)

Corrosion reasons in oil-well tubing of oil fields and their life technological support

Basic reason corrosion destructions, factors intensifying corrosion in oil-well tubing (OWT) of oil fields are analyzed. The main method of protection of OWT inner surface is the use of corrosion inhibitors. The selection of corrosion inhibitors is carried out.

Keywords: tubing; corrosion; steel; sulphuretted hydrogen (hydrogen sulphide); carbonic acid (gas); clutch coupling; corrosion inhibitor.

Насосно-компрессорные трубы предназначены для извлечения жидкости и газа из скважин, нагнетания воды, сжатого воздуха (газа) и производства различных видов работ по текущему и капитальному ремонту скважин. Их стоимость может составлять 75 % от стоимости основных фондов добывающего предприятия. В связи с этим защита их от преждевременного разрушения является весьма актуаль-

ной задачей.

По способу изготовления в соответствии с [1] различают трубы бесшовные и электросварные прямошовные. Бесшовные трубы должны изготавливаться следующих групп прочности: Д, К, Е, Л, М и Р, а электросварные – Д_с, К_с, Е_с, Л_с, М_с и Р_с. Механические свойства основного металла труб и муфт к ним приведены в табл. 1.

1. Механические свойства основного металла труб и муфт к ним при температуре (20 ± 3) °С

Наименование показателя	Группа прочности труб							
	Д _с	Д	К _с	К	Е, Е _с	Л, Л _с	М, М _с	Р, Р _с
Временное сопротивление σ_b , МПа (кгс/мм ²), не менее	517 (52,7)	655 (66,8)	595 (60,6)	687 (70,0)	689 (70,3)	758 (77,3)	823 (83,9)	1000 (101,9)
Предел текучести σ_t , МПа (кгс/мм ²):	379 (38,7)		491 (50,0)		552 (56,2)	654 (66,8)	724 (73,8)	930 (94,9)
	– не менее – не более		552 (56,2)	600 (61,0)	600 (61,0)	758 (77,3)	862 (87,9)	921 (93,9)
Относительное удлинение δ , %, не менее	18	14,3	15,0	14,0	13,0	12,3	11,3	9,5
Число твердости по Виккерсу HV, не более	Не определяют				235	255	277	320

НКТ работают в условиях сложноплавленного состояния под действием собственного веса и внутреннего давления. В защитных оксидных пленках в условиях растяжения могут образовываться трещины, в которых в присутствии бурового раствора начинаются коррозионные поражения металла, называемые коррозией под напряжением [2].

Основными факторами, влияющими на скорость распространения коррозионных разрушений насосно-компрессорных и обсадных труб, являются режим движения извлекаемой из скважины среды, способ добычи, состав и свойства добываемых нефти, газа, пластовой воды и их соотношение в добываемой продукции, уровень жидкости и состав газовой среды в затрубном пространстве скважины и др.

Первая и вторая стадии разработки нефтяных месторождений, характеризующиеся ростом и стабилизацией уровня добычи, а также увеличением обводненности нефти, сопровождаются невысокими скоростями коррозии НКТ, в том случае если добываемая из скважин жидкость не содержит углекислый газ и сероводород. Использование в качестве рабочего реагента сжатого воздуха при компрессорной эксплуатации нефтяных скважин при-

водит к росту скорости коррозионных разрушений НКТ, т.к. кислород воздуха является основным денополяризатором, в присутствии которого возможны коррозионные процессы [3].

Долговечность работы НКТ значительно снижается на месторождениях, продукция которых содержит углекислый газ. Особенно интенсивно эти процессы углекислотной коррозии протекают в скважинах газоконденсатных месторождений. Увеличение опасности коррозионных поражений связано с моментом появления в трубе конденсата (точка росы). В этом случае углекислый газ растворяется в конденсационной воде с образованием угольной кислоты. Углекислота понижает pH среды, усиливая коррозионное разрушение углеродистой стали (рис. 1), так как продукты коррозии образуют рыхлую пленку, через которую электролит легко проникает к металлу. По промышленным и лабораторным данным максимальная скорость углекислотной коррозии наблюдается в интервале температур 60...90 °С.

Значительному разрушению подвергаются трубы на газоконденсатных месторождениях, продукция которых содержит около 3 % углекислого газа. Глубина язв на внутренней поверхности труб в муфтовых соединениях может составлять 3,5 мм через 1...1,5 года эксплуатации [4].

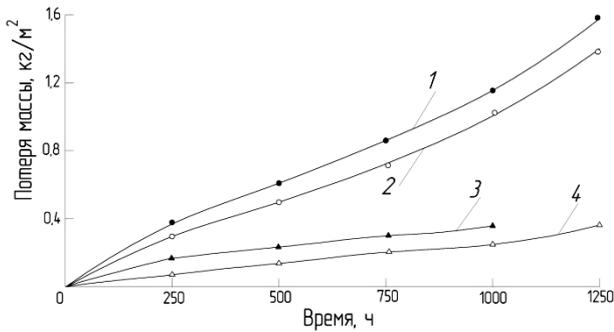


Рис. 1. Коррозия стали Д в растворе органических кислот и CO_2 в водной фазе при температурах 100 °C (1) и 70 °C (2); в паровой фазе при температурах 100 °C (3) и 90 °C (4)

Разрушения НКТ обычно локализованы на вполне определенных участках: либо в муфтовом соединении, либо в зоне перехода высаженной части тела трубы к цилиндрической. Разрушения происходят, как правило, в местах резкого изменения направления и характера газожидкостного потока, в местах структурных изменений металла и концентраций напряжений, вызванных процессом высадки труб. Коррозия и эрозия остальной поверхности труб обычно не превышает 0,1...0,2 мм/год, что серьезной опасности не представляет.

Вторичные методы добычи, которые используют для повышения нефтеотдачи истощенных пластов на третьей и четвертой стадиях разработки нефтяных месторождений, оказывают существенное влияние на коррозионную активность извлекаемой водонефтяной смеси.

Коррозионные поражения НКТ приобретают опасный характер при содержании в продукции скважин сероводорода. На нефтяных месторождениях внутренняя поверхность НКТ находится в контакте с водонефтяной эмульсией в присутствии сероводорода, а внешняя поверхность и внутренняя поверхность обсадной колонны — с нефтяным газом, содержащим влагу и сероводород. Для скважин сероводородсодержащих газоконденсатных месторождений характерен контакт влажного сероводородсодержащего газа с внутренней и внешней поверхностью НКТ, а также с внутренней поверхностью обсадных труб. В обоих случаях поражение металла происходит по механизму общей коррозии и сульфидного растрескивания.

Характер и скорость указанных поражений НКТ зависят, прежде всего, от концентрации сероводорода в извлекаемом продукте и величины внешней растягивающей нагрузки.

Конструкции, в которых напряжения невелики, подвержены общей коррозии гораздо сильнее, чем сульфидному растрескиванию, а в условиях высоких растягивающих нагрузок они теряют свою работоспособность в результате сульфидного растрескивания, опасность которого для углеродистых сталей имеет место даже при содержании 0,05 кг/м³ сероводорода в среде.

Большое влияние на характер коррозионного воздействия сероводородсодержащей газовой среды оказывает давление. Разрушение насосно-компрессорных труб с наружной стороны часто в несколько раз превышает разрушение по внутренней поверхности. Это явление объясняется конденсацией на внешней поверхности насосно-компрессорных труб воды и легких углеводородов, которые насыщаются из газовой среды H_2S и CO_2 . В результате на поверхности углеродистой стали образуется рыхлая пленка сульфида железа. Железо в контакте с сульфидом образует гальваническую пару, в которой металл работает анодом и быстро растворяется.

Слой продуктов коррозии периодически разрушается, но на его месте появляется новый. В результате на стенках НКТ главным образом около соединительных муфт, где интенсивнее накапливается сульфид железа, через 4...5 лет появляются сквозные отверстия. На внутренней поверхности НКТ эти процессы не происходят, так как сульфиды железа потоком среды выносятся в систему сбора.

Склонность сталей к сульфидному растрескиванию повышается с увеличением размера зерен [5]. Стали, структура которых состоит из мелкозернистых сферических карбидов, равномерно распределенных в феррите, менее подвержены растрескиванию, по сравнению со сталями, содержащими грубые глобулярные карбиды или ламели карбида. В этой связи нормализация, которую в основном проводят при изготовлении НКТ, не является оптимальной термообработкой.

Самым эффективным способом обеспечения надежности НКТ является их изготовление из нержавеющей сталей [6]. Помимо высокой коррозионной и эрозионной стойкости в этом случае возможно получение труб с более высокими прочностными свойствами. Одним из перспективных направлений повышения долговечности НКТ в скважинах, продукция которых содержит углекислый газ и сероводород, является применение в качестве конструкционного материала алюминиевых сплавов (Д16Т, Д16АТ).

Одним из широко распространенных способов защиты НКТ является применение ингибиторов коррозии. Определяющим показателем каждого ингибитора коррозии является его защитное действие.

Для нефтегазодобычи применяются ингибиторы с защитным действием более 90 %. Степень защиты в реальных условиях достигается подбором дозировок ингибитора. Целесообразность применения ингибиторной защиты оценивается с учетом её цены и характеристик системы.

Ингибиторы не должны вызывать локальную коррозию металлов и влиять на механические свойства металлических изделий. Также важно чтобы вязкость и температура застывания ингибитора позволяла применять его во всех климатических условиях.

Защитные свойства ингибиторов должны сохраняться как минимум год при их хранении на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях. Кроме того, ингибиторы не должны оказывать вредного или токсикологического влияния на человека.

К ингибиторам, применяемым при добыче нефти, предъявляются следующие требования:

- должны сохранять высокие защитные свойства при изменении обводненности продукции;
- не должны способствовать устойчивости эмульсий «нефть–вода» и их вспениванию;
- могут быть нефте- или водорастворимыми;
- не должны способствовать развитию сульфатовосстанавливающих бактерий;
- не должны нарушать равновесие водной фазы, не отравлять катализаторы и ухудшать качество нефтепродуктов;
- не должны ухудшать приёмистость скважин.

Одним из условий успешного применения ингибиторов являются условия формирования защитной пленки. Так как образование защитной пленки зависит от времени, то для её формирования в короткий срок применяется ударная дозировка, при этом металл сразу изолируется от агрессивной среды.

В настоящее время разработаны различные способы ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования. При защите подземного оборудования учитывают конструкцию, способ эксплуатации и производительность скважины, положение статического и динамического уровней в ней, динамику обводненности продукции, свойства породы, слагающей продуктивный пласт, глубину подвески, тип и материалы насоса, диаметр, глубину спуска, материал обсадных и НКТ, наличие пакера,

клапанов, значения устьевого и забойного давлений и температуры, состав и свойства добываемой нефти, воды и газа.

Самые распространенные способы ввода ингибиторов: непрерывный ввод ингибитора в среду; периодическая обработка оборудования раствором ингибитора; закачка ингибитора в пласт.

При непрерывной обработке ингибитор коррозии постоянно закачивается в систему.

Для сокращения времени образования защитной пленки обычно происходит обработка с повышенной концентрацией ингибитора. Устойчивость пленки в дальнейшем поддерживается постоянным дозированием неразбавленного ингибитора, либо его раствора.

Концентрация ингибитора в среде при этом колеблется в пределах 25...100 мг/л. При таких низких концентрациях легко добиться хорошей растворимости или диспергирования ингибитора в коррозионной среде.

При периодической обработке устойчивая защитная пленка образуется при ударной дозировке в систему больших количеств ингибитора без разбавления. Для полного контакта ингибитора со всей защищаемой поверхностью рекомендуется очищать ее скребками. Для быстрого формирования защитной пленки необходимо использовать достаточно концентрированные растворы ингибиторов. Обработку проводят с определенными интервалами для предотвращения увеличения скорости коррозии.

Интервалы между повторными обработками колеблются от еженедельного до нескольких месяцев. Концентрация ингибиторов должна составлять не менее 0,2 %, в среднем 10 %.

Закачку ингибиторов в пласт применяют для защиты подземного оборудования, используя призабойную зону скважин в качестве естественного и длительно функционирующего дозатора. Обычная периодичность составляет 3 – 18 месяцев.

Выкидные линии скважин обрабатывают ингибированной жидкостью, поступающей из добывающей скважины. Для увеличения степени защиты выкидных линий иногда дополнительно их защищают периодической или непрерывной обработкой.

Были проведены исследования скорости коррозии водных сред различной минерализации с применением ингибитора коррозии «Аквакор 7202». Дозировка ингибитора составляла 20 ppm. Исследования проводили с помощью коррозиметра «Монитор-2М».

Характеристика растворов дана в табл. 2.

2. Характеристика модельных растворов

Растворы	Na ⁺	Ca ²⁺	Cl ⁻	CO ₂	pH	t, °C	Общее солесодержание, мг/л
	мг/л						
I	8815	164	17326	630	7,998	12	26258,5
II	17630	328	34652	1260	8,176	15,9	52626,1
III	26445	492	51978	1890	8,044	7,9	78827,9
IV	35260	656	69304	2520	7,712	18,2	105023,1
V	4407,5	82	8663	315	8,066	14,2	13125

На рис. 2 представлены результаты исследований.

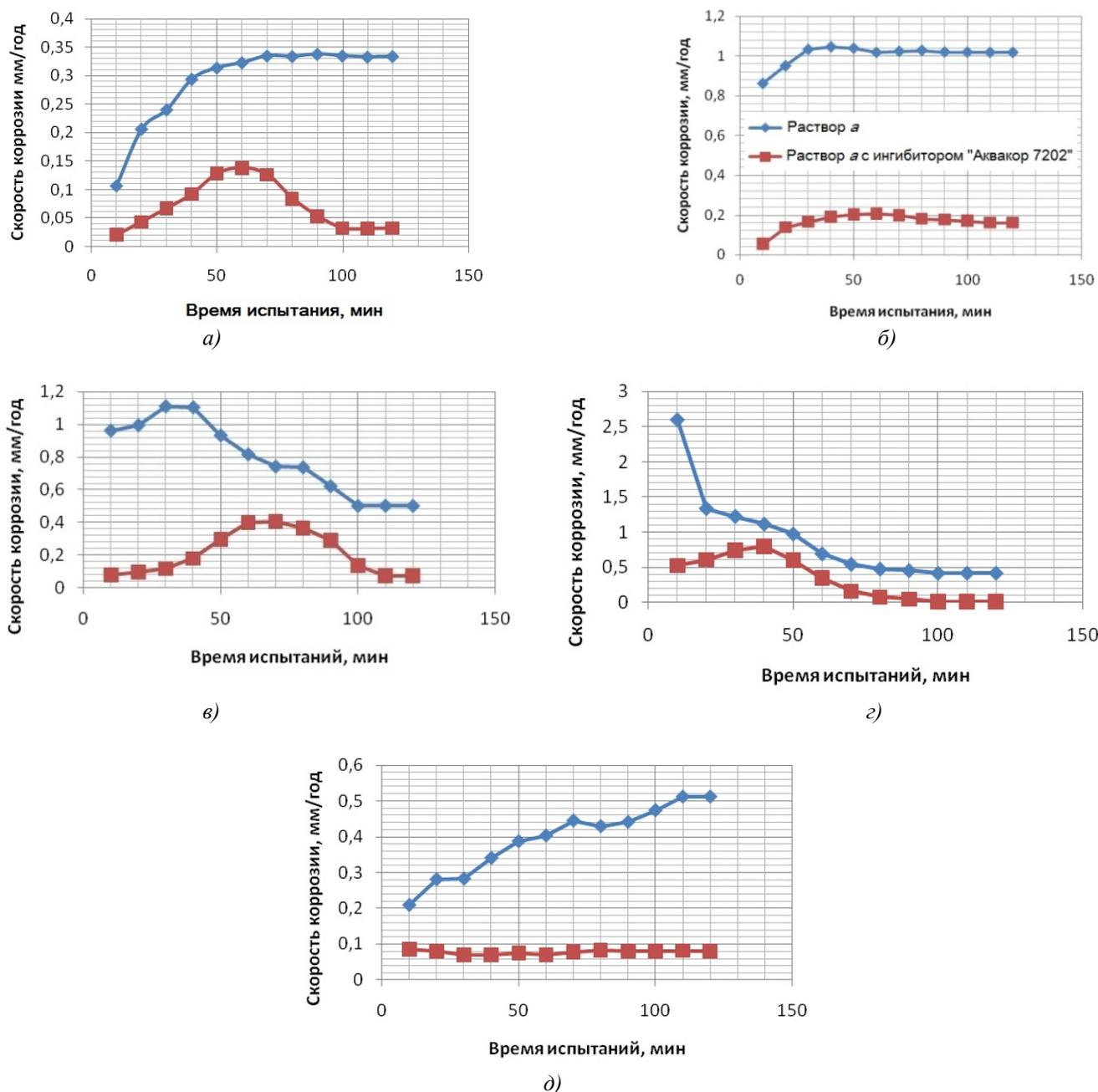


Рис. 2. Скорость коррозии стали 20 (см. табл. 2):

a – в растворе I; б – в растворе II; в – в растворе III; г – в растворе IV; д – в растворе V

Таким образом, применение ингибиторов коррозии для защиты НКТ может обеспечить низкую скорость коррозии оборудования, а, следовательно, позволит увеличить ресурс безаварийной работы оборудования. Для этого необходимо учитывать внешние и внутренние факторы, влияющие на работу оборудования, правильно выбирать дозировку ингибиторов и способ их ввода.

Скорость распространения коррозионных повреждений насосно-компрессорных и обсадных труб определяется режимом движения извлекаемой из скважины среды, составом и свойствами добываемых нефти, газа, пластовой воды. Коррозионное разрушение НКТ усиливается, если в добываемой продукции содержится сероводород и углекислый газ.

Учет коррозионной обстановки, сложившейся в нефтепромысловом оборудовании, во время проведения его технической диагностики, позволит значительно снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций в процессе эксплуатации, а также существенно уменьшить затраты, связанные с ремонтом и ликвидацией последствий аварии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **ГОСТ 53365-2009.** Трубы обсадные и насосно-компрессорные и муфты к ним. Основные параметры и контроль резьбовых соединений. Общие технические требования.
2. **Кравцов В.В., Киселева Т.В., Малинин А.В.** Коррозионная стойкость конструкционных материалов в рабочих средах предприятий нефтегазовой отрасли. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2007. 272 с.
3. **Саакиян Л.С., Ефремов А.П.** Защита нефтегазового промышленного оборудования от коррозии. М.: Недра, 1982. 227 с.

4. **Абдуллин Р.М., Лаптев А.Б., Бугай Д.Е., Тюсенков А.С.** Повышение безопасности эксплуатации промышленных трубопроводов в условиях локализации коррозии в зоне, расположенной после электроизолирующих фланцев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2009. № 2. С. 131–136.

5. **Саакиян Л.С., Ефремов А.П., Соболева И.А.** Повышение коррозионной стойкости нефтегазового промышленного оборудования. М.: Недра, 1988. 211 с.

6. **Маркин А.Н., Низамов Р.Э.** CO₂ – коррозия нефтепромышленного оборудования. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. 188 с.

REFERENCES

1. SARS 53365-2009. Tubing and Casing and their Couplers. Basic Parameters and threaded Connection Control. General Technical Requirements.

2. Kravtsov V.V., Kiselyova T.V., Malinin A.V. *Corrosion Resistance of Structure Materials in Enterprise Working Environment of Oil-and-Gas Production Enterprise.* Ufa: Ufa State Oil Technical University, 2007. pp. 272.

3. Saakiyan L.S., Yefremov A.P. *Oil-and-Gas Equipment Corrosion Protection.* М.: Bosom, 1982. pp. 227.

4. Abdullin R.M., Laptev A.B., Bugay D.E., Tyusenkov A.S. Safety maintenance increase of field pipelines under conditions of corrosion localization in area located behind electro-insulating flanges // *Problems of Collection, Preparation and Transport of Oil and Oil Products.* 2009. № 2. pp. 131–136.

5. Saakiyan L.S., Yefremov A.P., Soboleva I.A. *Corrosion Resistance Increase in Oil-and Gas Equipment.* М.: Bosom, 1988. pp. 211.

6. Markin A.N., Nizamov R.E. CO₂ – *Oil-and-Gas Equipment Corrosion.* М.: “VNNIOENG” Co., 2003. pp.188.

Рецензент д.т.н. О.Н. Федонин

