

УДК 620.22

Прогнозирование скорости коррозионного изнашивания насосно-компрессорных труб нефтяных месторождений с высокой минерализацией скважинных сред

Ю.И. Попкова¹, А.Я. Григорьев²

¹Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть», ул. Книжная, д. 15б, г. Гомель 246003, Беларусь

²Государственное научное учреждение «Институт механики металлополимерных систем имени В.А. Белого Национальной академии наук Беларуси», ул. Кирова, д. 32а, г. Гомель 246050, Беларусь

Поступила в редакцию 03.10.2023.

После доработки 11.12.2023.

Принята к публикации 12.12.2023.

Проведена оценка скорости коррозионного изнашивания по методу Norsok Standart M-506 применительно к насосно-компрессорным трубам добывающего оборудования нефтяных месторождений Беларуси. В основе метода модель, учитывающая скорость газожидкостного потока, его pH, объёмный расход воды, нефти, газа, давление, температуру, глубину погружения, объёмный расход воды, нефти, газа, плотность и вязкость этих сред, диаметр и толщину стенки НКТ. Особенностью модели является учёт трения газожидкостного потока о стенки НКТ и возникающих при этом сдвиговых напряжений вблизи них, что позволяет учесть коррозионно-механическую составляющую процесса деградации металла НКТ. Приведены характеристики скважинных сред и условий работы оборудования на месторождениях. Определены эмпирические коэффициенты рассматриваемой модели для характерных условий нефтяных месторождений Беларуси и проведён прогнозный расчёт скорости коррозии трубной стали 32Г1А группы прочности N80 (Q) API Specification 5CT. Собраны данные фактических значений коррозионного износа труб с более чем 100 добывающих скважин. Полученные результаты свидетельствуют о высокой сходимости расчётных и фактических данных. Адаптированный метод прогнозирования коррозионного изнашивания Norsok Standart M-506 рекомендован к использованию на нефтяных месторождениях Беларуси. Показано, как предложенный подход может быть распространён на другие нефтеносные районы.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, скважина, добыча нефти, нефтедобывающее оборудование, коррозионное изнашивание, насосно-компрессорные трубы, углекислотная коррозия, высоко минерализованная среда, прогнозирование скорости коррозионного износа, коррозионный мониторинг.

DOI: 10.32864/0202-4977-2023-44-6-487-492

Адрес для переписки:

Ю.И. Попкова
БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»,
ул. Книжная, д. 15б, г. Гомель 246003, Беларусь
e-mail: u.popkova@beloil.by

Address for correspondence:

Y.I. Popkova
BelNIPIneft Production Association Belorusneft,
Knizhnaya str., 15B, Gomel 246003, Belarus
e-mail: u.popkova@beloil.by

Для цитирования:

Ю.И. Попкова, А.Я. Григорьев
Прогнозирование скорости коррозионного изнашивания насосно-компрессорных труб нефтяных месторождений с высокой минерализацией скважинных сред.
Трение и износ.
2023. — Т. 44, № 6. — С. 487—492.
DOI: 10.32864/0202-4977-2023-44-6-487-492

For citation:

U. Popkova and A. Grigoriev
[Predicting the Corrosion Wear Rate of Pump-Compressor Pipes in Oil Fields with High Mineralization of Well Media].
Trenie i Iznos.
2023, vol. 44, no. 6, pp. 487—492 (in Russian).
DOI: 10.32864/0202-4977-2023-44-6-487-492

Predicting the Corrosion Wear Rate of Pump-Compressor Pipes in Oil Fields with High Mineralization of Well Media

U. Popkova¹ and A. Grigoriev²

¹Belarusian Oil Research and Design Institute Production Association Belorusneft,
Knizhnaya str., 15B, Gomel 246003, Belarus

²V.A. Belyi Metal-Polymer Research Institute of National Academy of Sciences of Belarus,
Kirova st., d. 32A, Gomel 246050, Belarus

Received 03.10.2023.

Revised 11.12.2023.

Accepted 12.12.2023.

Abstract

The evaluation of the corrosion wear rate was carried out using the Norsok Standart M-506 method for oilfield production tubing in Belarus. The method is based on a model that takes into account the speed of the gas-liquid flow, its pH, the volumetric flow rate of water, oil, gas, pressure, temperature, immersion depth, pH, volumetric flow rate of water, oil, gas, density and viscosity of these media, diameter and wall thickness of tubing. A feature of the model is the consideration of the friction of the gas-liquid flow on the walls of the tubing and the resulting shear stresses near them, which allows taking into account the corrosion-mechanical component of the metal degradation process of the tubing. The characteristics of well media and operating conditions of equipment at fields are given. Empirical coefficients of the considered model for typical conditions of Belarusian oil fields have been determined and a predictive calculation of the corrosion rate of 32Mn1A tube steel strength group N80 (Q) of the API Specification 5CT has been carried out. Data on actual values of corrosion wear of tubing from more than 100 production wells have been collected. The obtained results indicate a high convergence of calculated and actual data. The adapted method of predicting corrosion wear Norsok Standart M-506 is recommended for use at oil fields in Belarus. It is shown how the proposed approach can be extended to other oil-bearing regions.

Keywords: oil field, well, oil production, oil extraction equipment, corrosion wear, tubing, carbon dioxide corrosion, highly mineralized medium, prediction of corrosion wear rate, corrosion monitoring.

DOI: 10.32864/0202-4977-2023-44-6-487-492

Адрес для переписки:

Ю.И. Попкова
БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение
«Белоруснефть»,
ул. Книжная, д. 15б, г. Гомель 246003, Беларусь
e-mail: u.popkova@beloil.by

Address for correspondence:

Y.I. Popkova
BelNIPIneft Production Association Belorusneft,
Knizhnaya str., 15B, Gomel 246003, Belarus
e-mail: u.popkova@beloil.by

Для цитирования:

Ю.И. Попкова, А.Я. Григорьев
Прогнозирование скорости коррозионного изнашивания насосно-компрессорных труб нефтяных месторождений с высокой минерализацией скважинных сред.
Трение и износ.
2023. — Т. 44, № 6. — С. 487–492.
DOI: 10.32864/0202-4977-2023-44-6-487-492

For citation:

U. Popkova and A. Grigoriev
[Predicting the Corrosion Wear Rate of Pump-Compressor Pipes in Oil Fields with High Mineralization of Well Media].
Trenie i Iznos.
2023, vol. 44, no. 6, pp. 487–492 (in Russian).
DOI: 10.32864/0202-4977-2023-44-6-487-492

Список использованных источников

1. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. — М.: ВНИИОЭНГ. — 2003
2. Даминов А.А. Коррозионные поражения подземного оборудования добывающих скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона. Исследование причин коррозии, разработка и применение мероприятий по снижению коррозионного воздействия // Инженерная практика. — 2010, № 6, 26—36
3. Мышкин Н.К., Петроковец М.И. Трение, смазка, износ. Физические основы и технические приложения трибологии. — М.: ФИЗМАТЛИТ. — 2007
4. Попкова Ю. И. [и др.]. Результаты стендовых испытаний трубных сталей насосно-компрессорных труб с различным содержанием хрома, моделирующих условия эксплуатации добывающих скважин РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» // Нефтяник Полесья. — 2022, № 1(41), 112—119
5. De Waard C. and Milliams D.E. Carbonic Acid Corrosion of Steel // CORROSION. — 1975, no. 31(5), 177—181
6. Papavinasam S. Corrosion Control in the Oil and Gas Industry. — London; Waltham; San Diego: Elsevier. — 2014
7. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховеров С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. — Владивосток: Дальнаука. — 2011
8. De Waard C. and Lotz U. Prediction of CO₂ Corrosion of Carbon Steel // Proceeding of the NACE International Conference “CORROSION ’93”. — 1993
9. De Waard C., Lotz U., and Dugstad A. Influence of Liquid Flow Velocity on CO₂ Corrosion: A Semi-Empirical Model // Proceeding of the NACE International Conference “CORROSION ’95”. — 1995
10. Nyborg R. Field Data Collection, Evaluation and Use for Corrosivity Prediction and Validation of Models // Mechanism CO₂ and H₂S Metal Loss Corrosion: 10-Year Review / ed. Y. Gunaltum. — Houston. — 2006, 241—255
11. M-506. CO₂ Corrosion Rate Calculation Model: Norsok Standart. — Norway. — 2005
12. API Specification 5CT Specification for Casing and Tubing: 10th ed. — American Petroleum Institute. — 2018

References

1. Markin A.N., Nizamov R.E. CO₂-korroziya neftepromyslovogo oborudovaniya. — M.: VNIIOENG. — 2003 (in Russian)
2. Daminov A.A. Korroziionnye porazheniya podzemnogo oborudovaniya dobyvayushchih skvazhin na mestorozhdeniyah Zapadno-Sibirskogo regiona. Issledovanie prichin korrozii, razrabotka i primeneniye meropriyatii po snizheniyu korroziionnogo vozdeistviya // Inzhenernaya praktika. — 2010, № 6, 26—36 (in Russian)
3. Myshkin N.K., Petrokovets M.I. Trenie, smazka, iznos. Fizicheskie osnovy i tekhnicheskie prilozheniya tribologii. — M.: FIZMATLIT. — 2007 (in Russian)
4. Popkova Yu.I. [i dr.]. Rezul'taty stendovyykh ispytaniy trubnykh staley nasosno-kompressornykh trub s razlichnym soderzhaniem khroma, modeliruyushchikh usloviya ekspluatatsii dobyvayushchikh skvazhin RUP «Proizvodstvennoe ob"edinenie «Belorusneft» // Neftyanik Poles'ya. — 2022, № 1(41), 112—119 (in Russian)
5. De Waard C. and Milliams D.E. Carbonic Acid Corrosion of Steel // CORROSION. — 1975, no. 31(5), 177—181
6. Papavinasam S. Corrosion Control in the Oil and Gas Industry. — London; Waltham; San Diego: Elsevier. — 2014
7. Markin A.N., Nizamov R.E., Sukhoverov S.V. Neftpromyslovaya khimiya: prakticheskoe rukovodstvo. — Vladivostok: Dal'nauka. — 2011 (in Russian)
8. De Waard C. and Lotz U. Prediction of CO₂ Corrosion of Carbon Steel // Proceeding of the NACE International Conference “CORROSION ’93”. — 1993
9. De Waard C., Lotz U., and Dugstad A. Influence of Liquid Flow Velocity on CO₂ Corrosion: A Semi-Empirical Model // Proceeding of the NACE International Conference “CORROSION ’95”. — 1995
10. Nyborg R. Field Data Collection, Evaluation and Use for Corrosivity Prediction and Validation of Models // Mechanism CO₂ and H₂S Metal Loss Corrosion: 10-Year Review / ed. Y. Gunaltum. — Houston. — 2006, 241—255
11. M-506. CO₂ Corrosion Rate Calculation Model: Norsok Standart. — Norway. — 2005
12. API Specification 5CT Specification for Casing and Tubing: 10th ed. — American Petroleum Institute. — 2018

Для приобретения полного текста статьи, обращайтесь в редакцию журнала.

Адрес редакции: 246050, ул. Кирова 32а, г. Гомель, Беларусь. Телефон/факс: +375 (232) 34 06 36 / 34 17 11
Full text of articles can be purchased from the editorial office.

Address: 32a Kirov Street, Gomel, Belarus, 246050. Phone: +375 (232) 34 06 36. Fax: +375 (232) 34 17 11

E-mail: FWJ@tut.by