

<http://doi.org/10.32864/polymmattech-2023-9-4-87-96>

УДК 622.276.53:621.643.076:678.026

ИССЛЕДОВАНИЕ АНТИКОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ С ПОЛИМЕРНЫМ ПОКРЫТИЕМ В УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА БЕЛАРУСИ

Ю. И. ПОПКОВА¹⁺, Е. Н. ВОЛНЯНКО², А. Я. ГРИГОРЬЕВ²

¹Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти, ул. Книжная, 156, 246003, г. Гомель, Беларусь

²Институт механики металлополимерных систем имени В. А. Белого НАН Беларуси, ул. Кирова, 32а, 246050, г. Гомель, Беларусь

Цель работы — оценка коррозионной стойкости насосно-компрессорных труб с внутренним полимерным покрытием к углекислотной коррозии в условиях добывающих скважин нефтяных месторождений Припятского прогиба.

Проведены опытно-промышленные испытания насосно-компрессорных труб с внутренним полимерным эпоксидно-фенольным покрытием в условиях добывающих скважин нефтяных месторождений Производственного объединения «Белоруснефть», попутно добываемая вода которых представляет собой крепкий рассолы хлоридно-кальциевого типа, содержащие растворенный углекислый газ, при температурах до плюс 90 °С, давлении до 35 МПа, скорости потока скважинной жидкости до 0,4 м/с.

На основании проведенных натурных исследований в условиях добывающих скважин установлено, что внутреннее полимерное эпоксидно-фенольное покрытие насосно-компрессорных труб марки MPLAG17 обладает стойкостью в отношении локальной язвенной коррозии. Однако внутреннее полимерное эпоксидно-фенольное покрытие НКТ марки MPLAG17 обладает низкой стойкостью в отношении эрозионной коррозии, обусловленной локальным увеличением скорости движения скважинной жидкости и, соответственно, турбулизацией потока высоко обводненной скважинной жидкости при выходе из обратного клапана установки электроцентробежного насоса. Исследуемая технология позволяет незначительно снизить скорость эрозионной коррозии. Установлено, что под воздействием скважинной среды адгезионная прочность покрытия снижается на 30%. Выявлено, что развитие целевой коррозии и, как следствие, увеличение количества подъемов погружного оборудования для ремонта обусловлено качеством полимерного покрытия. Отсутствие на торцевой части ниппеля и первых витках резьбы насосно-компрессорных труб равномерного защитного слоя толщиной менее 150 мкм приводит к интенсивной целевой коррозии.

Применение насосно-компрессорных труб с внутренним полимерным покрытием позволило исключить преждевременные подъемы погружного оборудования и продлить межремонтный период эксплуатации скважин в условиях, при которых скорость локальной коррозии труб до внедрения антикоррозионных мероприятий достигала 4,3 мм/год. С учетом высокой стоимости данная технология рекомендована к применению для защиты от локальной язвенной коррозии в условиях высокодебитных добывающих скважин нефтяных месторождений, для защиты погружного оборудования которых требуются значительные затраты на постоянное дозирование дорогостоящего ингибитора коррозии.

Ключевые слова: добыча нефти, погружное оборудование, коррозия, эпоксидно-фенольное покрытие, скважина, попутная вода, натурные испытания.

⁺Автор, с которым следует вести переписку. E-mail: u.popkova@beloil.by

RESEARCH OF ANTI-CORROSION RESISTANCE PUMPING AND COMPRESSOR PIPES WITH POLYMER COATING IN THE CONDITIONS OF OIL FIELDS OF THE PRIPYAT TAG IN BELARUS

U. POPKOVA¹⁺, E. VOLNYANKO², A. GRIGORIEV²

¹Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil, Knizhnaya St., 15b, 246003, Gomel, Belarus

²V. A. Belyi Metal-Polymer Research Institute of National Academy of Sciences of Belarus, Kirov St., 32a, 246050, Gomel, Belarus

The purpose of this paper is to evaluate the corrosion resistance of tubing with internal polymer coating to carbon dioxide corrosion under the operation conditions of production wells of oil fields of the Pripyat trough.

Field tests of tubing with internal polymer epoxy-phenolic coating under the operation conditions of production wells of oil fields of Production Association "Belorusneft" produced water of which is strong brines of chloride-calcium type, containing dissolved carbon dioxide, at temperatures up to +90 °C, pressure up to 35 MPa, flow rate of well fluid up to 0.4 m/s.

It was established that the internal polymer epoxy-phenolic coating grade MPLAG17 of tubing manufactured by Majorpack is resistant to local ulcerative corrosion.

However the internal polymer epoxy-phenolic coating grade MPLAG17 of tubing has low resistant to erosion corrosion caused by local increase of well fluid velocity and, accordingly, turbulisation of highly watered well fluid flow at the exit from the check valve of the electrical submersible pumping system in the conditions of production wells. The investigated technology allows to insignificantly reduce the rate of erosion corrosion. It is established that the adhesive strength of the coating decreases by 30% when exposed to the borehole environment. It was found out that absence of uniform polymer coating with thickness less than 150 microns on the end face and first turns of the thread of tubing leads to intensive development of crevice corrosion and, as a consequence, premature lifting of submersible equipment for replacement.

The use of internally coated tubing made it possible to eliminate premature lifting of submersible well equipment due to corrosion, in which conditions the rate of local corrosion of tubing before the implementation of anticorrosion protection reached 4.3 mm/year, and to extend the inter-repair period of well operation.

Taking into account the high cost this technology is recommended for application for protection against local ulcerative corrosion in conditions of high-production wells of oil fields for protection of submersible equipment which requires considerable expenses for constant dosing of expensive corrosion inhibitor.

Keywords: oil production, submersible equipment, corrosion, epoxy-phenolic coating, well, produced water, field tests.

Поступила в редакцию 17.11.2023

© Ю. И. Попкова, Е. Н. Волнянко, А. Я. Григорьев, 2023

Для приобретения полного текста статьи, обращайтесь в [редакцию журнала](#)
Full text of articles can be purchased from the editorial office

Адрес редакции: ул. Кирова, 32а, 246050, г. Гомель, Беларусь
Телефон/факс: +375 (232) 34 06 36 / 34 17 11

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

E-mail: polmattex@gmail.com
Web: <http://mpri.org.by/izdaniya/pmt/>

Образец цитирования:

Попкова Ю. И., Волнянко Е. Н., Григорьев А. Я. Исследование антикоррозионной стойкости насосно-компрессорных труб с полимерным покрытием в условиях нефтяных месторождений Припятского прогиба Беларуси // Полимерные материалы и технологии. 2023. Т. 9, № 4. С. 87–96. <http://doi.org/10.32864/polymmattech-2023-9-4-87-96>

Citation sample:

Popkova Yu. I., Volnyanko E. N., Grigor'ev A. Ya. Issledovanie antikorrozionnoy stoykosti nasosno-kompressornykh trub s polimernym pokrytiem v usloviyakh neftnyanikh mestorozhdeniy Pripyatskogo progiba Belarusi [Research of anti-corrosion resistance pumping and compressor pipes with polymer coating in the conditions of oil fields of the Pripyat tag in Belarus]. *Polimernye materialy i tekhnologii* [Polymer Materials and Technologies], 2023, vol. 9, no. 4, pp. 87–96. <http://doi.org/10.32864/polymmattech-2023-9-4-87-96>

Литература

1. История нефтегазовой отрасли : учебное пособие / сост.: Антипова К. А., Кулакова О. А. Самара : Самарский государственный технический университет, 2020. 53 с.
2. Papavinasam S. Corrosion control in the oil and gas industry. Amsterdam [et al.] : Elsevier, 2014. 992 p.
3. Улиг Г. Г. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику. Л. : Химия, 1989. 456 с.
4. Сорокин Г. М., Ефремов А. П., Саакян Л. С. Коррозионно-механическое изнашивание сталей и сплавов. М. : Нефть и газ, 2002. 424 с.
5. Chilingar G. V., Mourhatch R., Al-Qahtan Chazi D. The fundamentals of corrosion and scaling for petroleum and environmental engineers. Houston : Gulf publishing company, 2008. 267 p.
6. Roberge P. R. Corrosion engineering. Principles and practice. New York : McGrawHill, 2008. 754 p.
7. Попкова Ю. И. Опыт РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» по эксплуатации подземного оборудования добывающих скважин, осложненных коррозией // Инженерная практика. 2020. № 4. С. 36–41.
8. Камалетдинов Р. С. Обзор существующих методов борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования // Инженерная практика. 2010. № 6. С. 16–24.
9. Фрейдлин М. О. Эксплуатация погружного нефтепромыслового оборудования в коррозионно активной среде скважин Урманского месторождения // Инженерная практика. 2010. № 6. С. 82–86.
10. Лазарев А. Б. Основные методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования и критерии их применимости // Инженерная практика. 2011. № 8. С. 14–20.
11. Семенов А. С. Применение НКТ с внутренним полимерным покрытием «АРГОФ» на осложненном фонде скважин // Инженерная практика. 2019. № 6. С. 54–57.
12. Ким С. К. Результаты ОПИ глубинно-насосного оборудования и НКТ с различными защитными покрытиями в осложненных условиях на объектах ООО «Лукойл-Коми» // Инженерная практика. 2018. № 5. С. 46–53.
13. Семин А. В. Покрытие НКТ серии ТС 3000 – ключ к повышению эффективности нефтегазодобычи // Инженерная практика. 2018. № 5. С. 54–59.
14. Waldbillig D., Sinha S., Deuis R., Petrone S. Testing internal wear-resistant coatings in production tubing // Hart Energy. 2019 [Электронный ресурс]. URL: [es/testing-internal-wear-resistant-coatings-production-tubing-178654](https://www.hartenergy.com/news/testing-internal-wear-resistant-coatings-production-tubing-178654) (дата обращения: 10.11.2023).
15. Маркин А. Н., Низамов Р. Э., Суховеров С. В. Нефтепромысловая химия. Практическое руководство. Владивосток : Дальнаука, 2011. 288 с.
16. Завьялов В. В. Проблемы эксплуатационной надежности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений. М. : ВНИИОЭНГ, 2005. 332 с.
17. Фарахов Л. А., Стецок И. А., Бушмелев Д. А., Фаритов А. Т., Зиннатуллин А. К., Акмалтдинова Э. Х. Некоторые аспекты борьбы с коррозией и солеотложениями в ООО «РН-Пурнефтегаз» // Инженерная практика. 2020. № 6. С. 10–21.
18. Vera J. R., Hernandez S. Oil characteristics, water/oil wetting and flow influence on the metal loss corrosion. Part I: Effect of oil and flow on CO₂/H₂S corrosion // Mechanism CO₂ and H₂S metal loss corrosion: 10-year review / ed. Y. Gunaltum. Houston, 2017, pp. 127–155.
19. API Specification 5CT. Specification for casing and tubing. 10th ed. USA : American Petroleum Institute, 2018. 291 p.
20. ТУ 22.21.42-014-69730060-2021. Защитные покрытия majorpack серии MPLAG для труб и муфт нефтяного сортамента / АО «Мейджерпак Рус». Введ. 2021-02-26. М., 2021. 65 с.
21. Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М. : Недра, 1972. 280 с.
22. ОСТ 41–05–263–86. Воды подземные, классификация по химическому составу и температуре. Введ. 1986-05-12. М. : ВСЕГИНГЕО, 1986. 14 с.
23. Компания Техномаш/Hilong Group стала золотым спонсором конференции в городе Тюмени // Инженерная практика. 2017 [Электронный ресурс]. URL: <https://glavteh.ru/news/компания-техномашhilong-group-стала-золотым-сп/> (дата обращения: 10.11.2023).
24. СТП 09100.17015.044–2020. Эксплуатация насосно-компрессорных труб в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Гомель, 2020. 80 с.

References

1. *Istoriya neftegazovoy otryasli* [History of the oil and gas industry]. Comp.: Antipova K. A., Kulakova O. A. Samara : Samarskiy gosudarstvennyy tekhnicheskiy universitet Publ., 2020. 53 p.
2. Papavinasam S. *Corrosion control in the oil and gas industry*. Amsterdam [et al.] : Elsevier, 2014. 992 p.
3. Ulig G. G. *Korroziya i bor'ba s ney. Vvedenie v korrozionnyuyu nauku i tekhniku* [Corrosion and the fight against it. Introduction to Corrosion Science and Engineering]. Leningrad : Khimiya Publ., 1989. 456 p.
4. Sorokin G. M., Efremov A. P., Saakiyan L. S. *Korrozionno-mekhanicheskoe iznashivanie staley i splavov* [Corrosion-mechanical wear of steels and alloys]. Moscow : Neft' i gaz Publ., 2002. 424 p.
5. Chilingar G. V., Mourhatch R., Al-Qahtan Chazi D. *The fundamentals of corrosion and scaling for petroleum and environmental engineers*. Houston : Gulf publishing company, 2008. 267 p.
6. Roberge P. R. *Corrosion engineering. Principles and practice*. New York : McGrawHill, 2008. 754 p.
7. Popkova Yu. I. Opyt RUP «Proizvodstvennoe ob"edinenie «Belorusneft'» po ekspluatatsii podzemnogo oborudovaniya dobyvayushchikh skvazhin, oslozhnennykh korroziy [Experience of the Republican Unitary Enterprise "Production Association "Belorus-neft" in the operation of underground equipment of production wells complicated by corrosion]. *Inzhenernaya praktika* [Engineering practice], 2020, no. 4, pp. 36–41.
8. Kamaletdinov R. S. *Obzor sushchestvuyushchikh metodov bor'by s korroziyey neftepromyslovogo oborudovaniya* [Review of existing meth-

- ods for combating corrosion of oilfield equipment]. *Inzhenernaya praktika* [Engineering practice], 2010, no. 6, pp. 16–24.
9. Freydlin M. O. Eksploatatsiya pogruzhnogo neftepromyslovogo oborudovaniya v korrozionno aktivnoy srede skvazhin Urmanskogo mestorozhdeniya [Operation of submersible oilfield equipment in the corrosive environment of wells in the Urmanskoye field]. *Inzhenernaya praktika* [Engineering practice], 2010, no. 6, pp. 82–86.
 10. Lazarev A. B. Osnovnye metody bor'by s korroziyei neftepromyslovogo oborudovaniya i kriterii ikh primenimosti [Basic methods of combating corrosion of oilfield equipment and criteria for their applicability]. *Inzhenernaya praktika* [Engineering practice], 2011, no. 8, pp. 14–20.
 11. Semenov A. S. Primenenie NKT s vnutrennim polimernym pokrytiem «ARGOF» na oslozhnennom fonde skvazhin [Application of tubing with internal polymer coating “ARGOF” in complicated wells]. *Inzhenernaya praktika* [Engineering practice], 2019, no. 6, pp. 54–57.
 12. Kim S. K. Rezul'taty OPI glubinno-nasosnogo oborudovaniya i NKT s razlichnymi zashchitnymi pokrytiyami v oslozhnennykh usloviyakh na ob'ektakh OOO «Lukoil-Komi» [Results of testing of downhole pumping equipment and tubing with various protective coatings in difficult conditions at the facilities of Lukoil-Komi LLC]. *Inzhenernaya praktika* [Engineering practice], 2018, no. 5, pp.46–53.
 13. Semin A. V. Pokrytie NKT serii TC 3000 – klyuch k po-vysheniyu effektivnosti neftegazodobychi [TC 3000 series tubing coating is the key to increasing oil and gas production efficiency]. *Inzhenernaya praktika* [Engineering practice], 2018, no. 5, pp. 54–59.
 14. Waldbillig D., Sinha S., Deuis R., Petrone S. Testing internal wear-resistant coatings in production tubing (2019). Available at: [es/testing-internal-wear-resistant-coatings-production-tubing-178654](https://www.amspec.com/testing-internal-wear-resistant-coatings-production-tubing-178654) (accessed 10.11.2023).
 15. Markin A. N., Nizamov R. E., Sukhoverov S. V. *Nefte-promyslovaya khimiya. Prakticheskoe rukovodstvo* [Oilfield chemistry. Practical guide]. Vladivostok : Dal'nauka Publ., 2011. 288 p.
 16. Zav'yalov V. V. *Problemy eksploatatsionnoy nadezhnosti truboprovodov na pozdneye stadii razrabotki mestorozhdeniy* [Problems of operational reliability of pipelines at the late stage of field development]. Moscow : VNIIOENG Publ., 2005. 332 p.
 17. Farakhov L. A., Stetsyuk I. A., Bushmelev D. A., Faritov A. T., Zinnatullin A. K., Akmaltdinova E. Kh. Nekotorye aspekty bor'by s korroziyei i soleotlozheniyami v OOO «RN-Purneftegaz» [Some aspects of the fight against corrosion and scale deposits at LLC RN-Purneftegaz]. *Inzhenernaya praktika* [Engineering practice], 2020, no. 6, pp. 10–21.
 18. Vera J. R., Hernandez S. Oil characteristics, water/oil wet-ting and flow influence on the metal loss corrosion. Part I: Effect of oil and flow on CO₂/H₂S corrosion. *Mechanism CO₂ and H₂S metal loss corrosion: 10-year review*. Ed. Y. Gunaltum. Houston, 2017, pp. 127–155.
 19. API Specification 5CT. Specification for casing and tubing. 10th ed. USA : American Petroleum Institute, 2018. 291 p.
 20. TU 22.21.42-014-69730060-2021. Zashchitnye pokrytiya majorpack serii MPLAG dlya trub i muft nefyanogo sortamenta [Technical specifications 22.21.42-014-69730060-2021. Majorpack MPLAG series protective coatings for oil pipes and couplings]. Moscow, 2021. 65 p.
 21. Kartsev A. A. *Gidrogeologiya neftyanykh i gazovykh mesto-rozhdeniy* [Hydrogeology of oil and gas fields]. Moscow : Nedra Publ., 1972. 280 p.
 22. OST 41–05–263–86. Vody podzemnye, klassifikatsiya po khimicheskomu sostavu i temperature [Industry standard 41–05–263–86. Groundwater, classification by chemical composition and temperature]. Moscow : VSEGINGEO Publ., 1986. 14 p.
 23. Kompaniya Tekhnomash/Hilong Group stala zolotym spon-sorom konferentsii v gorode Tyumeni [Tekhnomash/Hilong Group became a gold sponsor of the conference in Tyumen] (2017). Available at: <https://glavteh.ru/news/kompaniya-tekhnomashhilong-group-stala-zolotym-sp/> (accessed 10.11.2023).
 24. STP 09100.17015.044–2020. Eksploatatsiya nasosno-kompressornykh trub v RUP «Proizvodstvennoe ob"edinenie «Belorusneft'» [Enterprise standard 09100.17015.044–2020. Operation of pumping and compressor pipes in the Republican Unitary Enterprise “Production Association “Belorusneft”]. Gomel', 2020. 80 p.
-