Добыча полезных ископаемых

DOI: 10.35634/UdSU.2026.60.59.018

УДК 622.276

М.С. Санников, С.Ю. Борхович, Н.Г. Истомина, Р.Г. Латыпов

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ КОЛОННЫ НКТ БЕЗ ПОДЪЕМА: ОТ ПРОБЛЕМЫ КОРРОЗИИ К ТЕХНОЛОГИЯМ РЕМОНТА

Аннотация. Коррозионные повреждения насосно-компрессорных труб (НКТ) являются одной из основных причин отказов скважинного оборудования при разработке месторождений с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа. Традиционные методы восстановления герметичности колонны, связанные с её подъёмом, отличаются значительными трудозатратами, длительными простоями скважин и высокими эксплуатационными расходами. Технологии ремонта без подъема НКТ обеспечивают сокращение простоев скважины с нескольких суток до нескольких часов, снижение эксплуатационных затрат, предотвращение репрессий на пласт и повышение коэффициента эксплуатации скважин. Ожидаемый экономический эффект от внедрения одного комплекса оборудования может превышать 15 млн руб. в год.
Ключевые слова: насосно-компрессорные трубы, коррозия, сероводородное растрескивание, язвенная коррозия, углекислотная коррозия, восстановление герметичности, ремонт без подъема, колтюбинговая установка, клеевая композиция, разбуриваемая пробка.

Для цитирования: Восстановление герметичности колонны НКТ без подъема: от проблемы коррозии к технологиям ремонта / Санников М.С., С.Ю. Борхович, Н.Г. Истомина, Р.Г. Латыпов // Управление техносферой: электрон. журнал, 2026. Т.9. Вып.2. С. 554–562. DOI: 10.35634/UdSU.2026.60.59.018

Введение

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) являются критическим элементом системы добычи нефти и газа, обеспечивающим подъем пластовой продукции на поверхность. В процессе длительной эксплуатации колонна НКТ подвергается воздействию комплекса агрессивных факторов, среди которых коррозия занимает лидирующее положение.

Проблема коррозионных отказов НКТ приобретает особую актуальность при разработке месторождений с высоким содержанием сероводорода (H_2S) и диоксида углерода (CO_2). Участившиеся случаи внезапного разрушения труб приводят к потерям добычи [1], необходимости проведения дорогостоящих подземных ремонтов и создают угрозы экологической безопасности. В связи с этим разработка и внедрение эффективных методов восстановления герметичности колонны НКТ без её подъёма является приоритетной задачей нефтегазовой отрасли.

1. Механизмы коррозионного повреждения НКТ

1.1. Язвенная (питтинговая) коррозия

Одним из наиболее распространённых и опасных видов локального коррозионного разрушения НКТ является язвенная коррозия [2]. В отличие от равномерной коррозии, язвенное поражение характеризуется образованием на внутренней поверхности трубы локальных углублений (питтингов), которые быстро прогрессируют в глубину металла при относительно незначительном повреждении остальной поверхности.

К факторам, способствующим развитию язвенной коррозии НКТ, относятся [2]:

- повышенное содержание хлоридов и гидрокарбонат-ионов в пластовой воде;
- наличие растворённого кислорода (даже в следовых концентрациях 0,1–1 мг/л);
- присутствие сероводорода и диоксида углерода, разрушающих пассивные плёнки;
- высокая температура (60–120 °C) и турбулентность потока добываемой жидкости;
- механические повреждения защитных покрытий внутренней поверхности труб.

Микроструктурный анализ повреждённых НКТ диаметром 73×5,51 мм показывает, что язвы часто инициируются в зонах концентраторов напряжений — замятиях от трубных ключей, следах маркировки, участках с неметаллическими включениями. Скорость углубления язв в агрессивных средах может достигать 3 8 мм/год, что делает данный вид коррозии одной из основных причин внезапных отказов НКТ [3].

1.2. Углекислотная и микробиологическая коррозия

В пластах с высоким содержанием CO_2 доминирующим механизмом является углекислотная коррозия, приводящая к равномерному и язвенному износу внутренней поверхности НКТ. Скорость коррозионного разрушения в таких условиях может достигать 3–5 мм/год [4].

Коррозионные повреждения НКТ проявляются в виде свищей, трещин, разрывов труб и нарушений резьбовых соединений [5]. Результатом становится потеря герметичности колонны, что ведёт к частичной циркуляции добываемой жидкости в затрубное пространство, снижению эффективного дебита скважины и росту удельных энергозатрат на подъём продукции. В запущенных случаях возможно полное разрушение колонны с необходимостью проведения сложного и дорогостоящего ремонта.

2. Традиционные методы ремонта и их ограничения

Классический подход к восстановлению герметичности НКТ предполагает проведение спуско-подъёмных операций с привлечением бригад подземного ремонта скважин. Данный метод обладает рядом существенных недостатков [5]:

- значительные простои скважины — полный цикл работ может составлять от нескольких суток до недели;
- высокие финансовые затраты — оплата услуг бригад ПРС, трубных баз и сервисных служб;

- снижение межремонтного периода — повторные спуски ускоряют износ резьбовых соединений.

Особую сложность представляет ремонт скважин на морских гидротехнических сооружениях, где ограниченность технологического пространства и необходимость минимизации присутствия персонала делают традиционные методы СПО неэффективными.

3. Технологии восстановления герметичности без подъема НКТ

Более универсальным решением является использование колтюбинговых технологий. Гибкая труба, намотанная на барабан, подаётся в скважину через инжекторный механизм, что позволяет доставлять инструмент и реагенты в любую точку ствола, включая горизонтальные участки с большим отклонением [6].

Перспективным способом восстановления герметичности является закачка в колонну НКТ клеевых композиций, избирательно герметизирующих зоны повреждений. В патенте [RU 2697099] описан способ, адаптированный для скважин, оборудованных вставным штанговым насосом.

Технология включает следующие этапы:

1. Остановка скважины и поинтервальная опрессовка для определения интервала язвенной коррозии.
2. Спуск разбуриваемой пакер-пробки ниже повреждённого участка НКТ.
3. Закачка рабочей жидкости (технической минерализованной воды).
4. Закачка порции клеевой композиции объёмом около 1,0 м³, плотность которой ниже плотности продавочной жидкости.
5. Выдержка скважины на время полимеризации композиции.
6. Разбуривание полимеризовавшейся композиции.

В качестве клеевого состава используется суспензия закупоривающего материала в загущённой жидкости. Загустителями служат водонаполненные

гели на основе полимеров, поверхностно-активных веществ или неорганических солей. Закупоривающий компонент представляет собой разноразмерный эластичный пеноматериал с открытой пористостью (на основе уретанов, резины или полимеров), пропитанный составом, отверждающимся как в водной, так и в углеводородной среде.

Эффективность метода обусловлена тем, что частицы пеноматериала перекрывают отверстия, после чего происходит полимеризация клея, формирующая прочное и долговечное уплотнение. По сравнению с аналогами, данная технология позволяет обработать колонну на всю длину без риска «перепродавки» герметизирующих элементов через повреждения.

3.2. Экономическая эффективность подхода без подъема

Внедрение технологий восстановления герметичности НКТ без подъёма колонны обеспечивает существенный экономический эффект по следующим направлениям:

- сокращение простоев скважины — с нескольких суток до нескольких часов;
- снижение затрат на ремонт — отсутствие необходимости привлечения бригад ПРС и трубных баз;
- сохранение продуктивности пласта — исключение репрессий на пласт при глушении;
- повышение коэффициента эксплуатации скважин — увеличение наработки на отказ.

Согласно отраслевым источникам, ожидаемый эффект от внедрения одного комплекса диагностического и ремонтного оборудования может превышать 15 млн руб. в год.

Заключение

Проблема коррозионного разрушения НКТ остаётся одной из наиболее острых в нефтегазодобывающей отрасли. Сероводородное и углекислотное растрескивание, усиленное микробиологическими факторами, приводит к массовым отказам оборудования и экономическим потерям.

В ответ на данный вызов сформировалось новое направление ремонтных технологий — восстановление герметичности колонны НКТ без подъёма. Колтюбинговые установки позволяют доставлять инструмент и реагенты в зону повреждения при сохранении герметизации устья. Клеевые композиции на основе эластичных пеноматериалов обеспечивают избирательную герметизацию свищей и трещин.

Дальнейшее развитие технологий должно осуществляться по пути совершенствования составов для ремонтно-изоляционных работ, создания интеллектуальных систем позиционирования устройств в колонне и расширения номенклатуры оборудования, адаптированного для работы в сложных термобарических условиях. Комплексное применение описанных методов позволит существенно снизить затраты на поддержание фонда скважин и повысить безопасность нефтегазодобычи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гофаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнаренко В.М. Определение характеристик надежности и технического состояния оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. 239 с.
2. Коррозионно-механическое разрушение насосно-компрессорных труб из углеродистых и легированных сталей при эксплуатации в средах, содержащих сероводород / А.В. Иоффе, Т.В. Тетюева, М.А. Выбойщик и др. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Машиностроение, материаловедение. 2015. Т. 17. № 3. С. 67–78.

3. Повреждения насосно-компрессорных труб в сероводородсодержащей нефтегазовой среде / Р.Ф. Мамбетов, А.С. Королев, Ф.Ш. Хафизов и др. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2024. № 2. С. 45–51.
4. Особенности коррозионного разрушения насосно-компрессорных труб при эксплуатации в средах с повышенным содержанием углекислого газа / С.А. Князькин, А.В. Иоффе, М.А. Выбойщик, А.О. Зырянов // Металловедение и термическая обработка металлов. 2012. № 10. С. 34–40.
5. Ивановский В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее // Инженерная практика. 2011. № 3. С. 12–19.
6. Колтюбинг: основы и практика применения в горном деле / Л.М. Войтенко, А.М. Груздилович, А.М. Киреев и др. Минск: Юнипак, 2007. 264 с.
7. Способ восстановления герметичности колонны насосно-компрессорных труб добывающей скважины, оборудованной вставным штанговым насосом: патент 2697099 Рос. Федерация. № 2018139965/ Бадыкшин Д. Б., Жиркеев А. С., Зиятдинов Р. З.; заявл. 12.11.2018; опубл. 12.08.2019, Бюл. № 23. 11 с.

Поступила в редакцию: 30.04.2026

Сведения об авторах

Санников Максим Сергеевич
студент 5 курса специалитета, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, Россия. E-mail: maksimsannikov00@gmail.com

Борхович Сергей Юрьевич
к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, Россия. E-mail: syborhovich@yandex.ru

Истомина Наталья Григорьевна
доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, Россия. E-mail: rinat.latyipov@yandex.ru

Латыпов Ринат Гаязович
доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, Россия. E-mail: istomina.n.g@gmail.com

Sannikov M.S., Borkhovich S.Yu., Latypov R.G., Istomina N.G.

RESTORING THE INTEGRITY OF THE TUBING STRING WITHOUT PULLING IT OUT: FROM CORROSION ISSUES TO REPAIR TECHNOLOGIES

Annotation. Corrosion damage to tubing is one of the main causes of downhole equipment failures during the development of deposits with high levels of hydrogen sulfide and carbon dioxide. The traditional methods of restoring the tightness of the column, associated with its lifting, are characterized by significant labor costs, long downtime of wells and high operating costs. Non-lifting tubing repair technologies reduce well downtime from several days to several hours, reduce operating costs, prevent reprisals on the reservoir, and increase the well utilization rate. The expected economic effect of the introduction of one set of equipment may exceed 15 million rubles per year.
Keywords: tubing, corrosion, hydrogen sulfide cracking, ulcerative corrosion, carbon dioxide corrosion, restoration of tightness, repair without lifting, coiled tubing installation, adhesive composition, drilled plug.

For citation: Sannikov M.S., Borkhovich S.Yu., Istomina N.G., Latypov R.G. [Restoring the integrity of the tubing string without pulling it out: from corrosion issues to repair technologies] *Upravlenie tekhnosferoi*, 2026, vol. 9, issue 2, pp. 554–562. DOI: 10.35634/UdSU.2026.60.59.018. (In Russ.).

REFERENCES

1. Gofarov, N. A., Goncharov, A. A., & Kushnarenko, V. M. *Determination of reliability characteristics and technical condition of equipment at hydrogen sulfide-containing oil and gas fields* [Opredelenie kharakteristik nadezhnosti i tekhnicheskogo sostoyaniya oborudovaniya serovodorodsoderzhashchikh neftegazovykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2001, 239 p. (In Russ.).
2. Ioffe, A. V., Tetyueva, T. V., Vyboishchik, M. A., et al. Korrozionno-mekhanicheskoe razrushenie nasosno-kompressornykh trub iz uglerodistykh i legirovannykh stalei pri ekspluatatsii v sredakh, soderzhashchikh serovodorod. [Corrosion-mechanical destruction of tubing made of carbon and alloy steels during operation in hydrogen sulfide-containing environments]. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Mechanical Engineering, Materials Science.* 2015, *17*(3), pp. 67–78. (In Russ.).
3. Mambetov, R. F., Korolev, A. S., Khafizov, F. Sh., et al. (2024). Povrezhdeniya nasosno-kompressornykh trub v serovodorodsoderzhashchey neftegazovoy srede. [Damage to

tubing in hydrogen sulfide-containing oil and gas environments]. *Equipment and Technologies for the Oil and Gas Complex*. 2024, no. (2), pp. 45–51. (In Russ.).

4. Knyazkin, S. A., Ioffe, A. V., Vyboishchik, M. A., & Zyryanov, A. O. Features of corrosion destruction of tubing during operation in environments with a high carbon dioxide content [Osobennosti korrozionnogo razrusheniya nasosno-kompressornykh trub pri ekspluatatsii v sredakh s povyshennym soderzhaniem uglekislogo gaza]. *Metal Science and Heat Treatment of Metals*. 2012, (10), pp. 34–40. (In Russ.).
5. Ivanovsky, V. N. Corrosion of downhole equipment and methods of its protection [Korroziya skvazhinnogo oborudovaniya i sposoby zashchity ot nee]. *Engineering Practice*, 2011, (3), pp. 12–19. (In Russ.).
6. Voytenko, L. M., Gruzdilovich, A. M., Kireev, A. M., et al. *Koltyubing: osnovy i praktika primeneniya v gornom dele* [Coiled tubing: fundamentals and application practice in mining]. Minsk: Yunipak, 2007, 264 p. (In Russ.).
7. Badykshin D. B., Zhirkeev A. S., Ziyatdinov R. Z. *Sposob vosstanovleniya germetichnosti kolonny nasosno-kompressornykh trub dobyvayushchei skvazhiny, oborudovannoi vstavnym shtangovym nasosom* [A method for restoring the tightness of a column of tubing in a production well equipped with an integrated rod pump]: patent 2697099 Ros. Federatsiya. № 2018139965/; appl. 12.11.2018; publ. 12.08.2019, Bul. no. 23,11 p.

Received: 30.04.2026

About the Authors

Sannikov M. S.
5th year student of the specialty, M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Udmurt State University, 426034, Izhevsk, Universitetskaya str., 1, Russia.
E-mail: maksimsannikov00@gmail.com

Borkhovich Sergey Yuryevich
Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Russian Chemical Engineering, M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Udmurt State University, Universitetskaya str., 1, Izhevsk, 426034, Russia. E-mail: syborhovich@yandex.ru

Istomina Natalia Grigorievna
Associate Professor of the Department of Russian Chemical Engineering, M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Udmurt State University, Universitetskaya str., 1, Izhevsk, 426034, Russia.
E-mail: istomina.n.g@gmail.com

Latypov Rinat Gayazovich
Associate Professor of the Department of Russian Chemical Engineering, M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Udmurt State University, Universitetskaya str., 1, Izhevsk, 426034, Russia.
E-mail: rinat.latyipov@yandex.ru