

Научная статья

УДК 620.193; DOI: 10.61260/2218-130X-2026-2-13-19

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ КОРРОЗИИ
В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ КАК ФАКТОР
ПОВЫШЕНИЯ ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ**

✉Хафизов Ильдар Фанилевич;

Султанов Рифкат Мухатъярович;

Бикмеев Вадим Ильфирович;

Бакиров Дамир Робертович.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

✉ildar.hafizov@mail.ru

Аннотация. Надежность оборудования трубопроводного транспорта нефти определяет не только экономическую эффективность, но и уровень пожарной безопасности объектов инфраструктуры. Коррозионные разрушения, в особенности микробиологическая коррозия, являются одной из главных причин разгерметизации трубопроводов и запорной арматуры, что приводит к утечкам горючих жидкостей и газов, созданию взрывопожароопасных зон. В статье показано, что активность сульфатвосстанавливающих бактерий не только инициирует локальное разрушение металла, но и генерирует сероводород – токсичный и пожаровзрывоопасный газ, способный изменить категорию помещения по взрывопожарной опасности. На основе экспериментальных данных и регрессионного моделирования предложен подход к оценке эффективности ингибиторной защиты, позволяющий снизить скорость коррозии и, как следствие, вероятность возникновения пожара.

Ключевые слова: сульфатвосстанавливающие бактерии, биокоррозия, пожарная безопасность, разгерметизация трубопровода, сероводород, взрывопожароопасная зона, ингибиторы коррозии, риск возникновения пожара

Для цитирования: Моделирование процесса образования коррозии в трубопроводном транспорте как фактор повышения пожарной опасности / И.Ф. Хафизов [и др.] // Научно-аналитический журнал «Вестник Санкт-Петербургского университета Государственной противопожарной службы МЧС России». 2026. № 2. С. 13–19. DOI: 10.61260/2218-130X-2026-2-13-19

Scientific article

**MODELING OF CORROSION FORMATION IN PIPELINE TRANSPORT
AS A FACTOR OF INCREASED FIRE HAZARD**

✉Hafizov Il'dar F.;

Sultanov Rifkat M.;

Bikmееv Vadim I.;

Bakirov Damir R.

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

✉ildar.hafizov@mail.ru

Abstract. The reliability of oil pipeline transport equipment determines not only economic efficiency but also the level of fire safety of infrastructure facilities. Corrosion damage, especially microbiologically influenced corrosion, is one of the main causes of pipeline and shut-off valve depressurization, leading to the leakage of flammable liquids and gases and the formation of explosive and fire-hazardous zones. The article demonstrates that the activity of sulfate-reducing bacteria not only initiates local metal destruction but also generates hydrogen sulfide – a toxic, flammable, and explosive gas capable of changing the fire and explosion hazard category of a facility.

© Санкт-Петербургский университет ГПС МЧС России, 2026

Based on experimental data and regression modeling, an approach to evaluating the effectiveness of inhibitor protection is proposed, which reduces the corrosion rate and, consequently, the probability of fire occurrence.

Keywords: sulfate-reducing bacteria, biocorrosion, fire safety, pipeline depressurization, hydrogen sulfide, fire and explosion hazardous zone, corrosion inhibitors, fire risk

For citation: Modeling of corrosion formation in pipeline transport as a factor of increased fire hazard / I.F. Hafizov [et al.] // Scientific and analytical journal «Vestnik Saint-Petersburg university of State fire service of EMERCOM of Russia». 2026. № 2. P. 13–19. DOI: 10.61260/2218-130X-2026-2-13-19

Введение

Разрушение оборудования от микробиологической коррозии (МБК) в системах трубопроводного транспорта нефти непосредственно связано с риском возникновения пожаров и взрывов. Сквозные коррозионные дефекты, образующиеся под действием сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ), приводят к утечкам углеводородных сред. Любая утечка нефти или нефтепродукта в присутствии источника зажигания создает условия для реализации пожароопасной ситуации [1].

Наряду с электрохимическими процессами, биокоррозия наносит значительный ущерб, являясь одной из основных причин аварийности трубопроводов [2]. Под биопленками на внутренних стенках развиваются язвенные очаги, снижающие прочность металла вплоть до разрыва. При этом два фактора усиливают пожарную опасность:

1. *Выброс горючей жидкости* под давлением с образованием факела или пролива.

2. *Выделение сероводорода* (продукта жизнедеятельности СВБ) – газа с широкими концентрационными пределами воспламенения (4,3–45,5 % об. в воздухе) и низкой температурой самовоспламенения (~260 °C).

По статистике на долю МБК приходится до 12,6 % всех повреждений [3], при этом именно питтинговая и щелевая коррозия наиболее опасны с точки зрения внезапных разрывов [4]. Технология поддержания пластового давления путем закачки пресной воды многократно ускоряет развитие СВБ, что одновременно повышает и коррозионную активность, и содержание сероводорода в попутном газе [5].

Материалы и методы

В ходе работы оценивалось биологическое загрязнение нефти и почвы СВБ.

Для этого были взяты пробы сернистой нефти с Ромашкинского и Игровского месторождений. Кроме того, отобраны образцы почвы в Курганской обл.: вблизи места прорыва нефтепровода и вдоль его трассы.

Микробиологию делали по стандартной методике, выдерживая пробы до 20 сут. [6]. Чтобы понять, как коррозия влияет на пожарную опасность, использовались два подхода:

1. Первый подход заключается в составлении регрессионного уравнения для прогнозирования скорости коррозии

2. Второй подход заключается в расчете пожарного риска по методике, взятой из Федерального закона Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (ФЗ № 123-ФЗ) (для производственного объекта).

После 10 дней инкубации нефтяных проб был замечен небольшой темный осадок, среда стала мутной, на поверхности образовалась четкая пленка. Это указывает на присутствие серобактерий. Затем была сделана микроскопия методом «раздавленной капли» и замечены колонии тионовых бактерий [7].

Спустя 20 сут. выдержки в почвенных пробах в двух стартовых разведениях наблюдалось почернение осадка, обусловленное присутствием сульфида железа. Данный признак указывает на метаболическую активность сульфатредуцирующих микроорганизмов [8]. Количество живых клеток данных бактерий достигло 100 КОЕ/мл [9].

Результаты микробиологического анализа проб, отобранных на различных этапах нефте- и водоподготовки, свидетельствуют о повсеместном присутствии СВБ. Одним из очагов их распространения служат околоскважинные зоны. Например, на Ватьеганском и Южно-Ягунском промыслах фиксировались концентрации СВБ на уровне 10^5 – 10^6 клеток в мл [10].

При изучении микробного состава аллювиальных каолиновых глин, взятых на Просяновском месторождении (Россия), были выявлены несколько групп организмов: аэробы и факультативные анаэробы-гетеротрофы (представленные родами *Bacillus*, *Pseudomonas*, *Arthrobacter*), а также анаэробные формы – сульфатредукторы, бактерии, восстанавливающие железо, и клостридии. Их количественное распределение оказалось следующим: аэробные гетеротрофы – 10^6 клеток/г, анаэробные ферментативные бактерии и сульфатредукторы – по 10^5 клеток/г, железоредуцирующие микроорганизмы – 10^2 клеток/г [11].

Пласты, инфицированные СВБ, являются объектом систематического изучения в Башкортостане, начиная с 1970-х гг., где также разрабатываются методы их обработки бактерицидами [12]. На месторождениях (например, Арланском, Бураевском) установлена повсеместная высокая биозагрязненность: концентрация СВБ в воде, используемой для закачки, достигает $(2,5\text{--}6) \cdot 10^5$ клеток/см³. Как видно из табл. 1, наиболее высокий уровень концентрации СВБ наблюдается в нагнетательных скважинах, что является прямым следствием закачки в них сточных вод с установки подготовки нефти и комбината «Искож».

Таблица 1

Микробное загрязнение пластовых вод, извлекаемых вместе с углеводородами, а также жидкостей, нагнетаемых в пласт для поддержания давления

Объект	Арланская площадь	Николо-Березовская площадь	Саузбашевское месторождение
Добывающая скважина	10^1 – 10^2	10^2 – 10^3	10^1 – 10^3
Нефтеборный парк	10^2 – 10^3	10^3 – 10^4	10^1 – 10^3
Резервуары очистных сооружений	10^3 – 10^4	10^4 – 10^5	10^2 – 10^3
Нагнетательная скважина	10^5	10^4 – 10^7	10^4

В числе стратегий по преодолению указанной проблемы рассматриваются такие перспективные направления, как использование специализированных покрытий и применение ингибиторов различной природы (биологических и неорганических). На основании проведенного сравнительного анализа был сделан вывод о преимущественной целесообразности применения ингибиторной защиты [1].

В 2008 г. в ходе исследований, посвященных изучаемой проблематике, были получены значимые данные, расширяющие понимание вопроса. В рамках этих работ использовался метод сбора образцов и культивирования сульфатредуцирующих бактерий [6]. Все полученные сведения структурированы и представлены в табл. 2.

Таблица 2

Данные, полученные в ходе оценки обсемененности микрофлорой типа сульфатредукторов на объектах нефтедобычи, курируемых нефтегазодобывающим управлением «Чекмагушнефть»

Месторождение	Точки отбора проб	Концентрация клеток, кл/мл
Манчаровское	КНС-1	10^2
	КНС-3	отсутствие роста
	БКНС-14	10^2
	КНС-17	10^1
	БКНС-23	отсутствие роста
Юсуповское	КНС-5	10^2
	КНС-6	10^2
	КНС-9	10^2
	КНС-10	10^1
	УПС «Красная звезда»	отсутствие роста
	Скв. 998	отсутствие роста
	Скв. 6381	10^1
Карача-Елгинское	Скв. 6016	10^1
	КНС-13	10^1
Менеузовского	КНС-13	10^1
	БКНС-20	10^2
	Скв. 15 дрт	отсутствие роста
Таймурзинское	БКНС-22	10^1
Чекмагушевское	БКНС-16	отсутствие роста
Чермасанское	УПС «Чермасан»	отсутствие роста
Щелкановское	КНС-13	10^1

Примечание: КНС – кустовая насосная станция; БКНС – блочная кустовая насосная станция; УПС – установка предварительного сброса воды.

Результаты

Анализ проб нефтепромысловых вод на содержание СВБ показал низкую степень бактериального загрязнения на месторождениях. Количество клеток СВБ не превышало 10^2 на миллилитр, что, вероятно, является следствием систематического применения бактерицидных реагентов.

Для оценки производительности ингибиторов был проведен регрессионный анализ, по итогам которого было выведено уравнение множественной регрессии:

$$Y = 44.6575 + 170.6036X_1 - 168.968X_2,$$

где: $Y - Z$, % (степень защиты); $X_1 - C_{\text{инг}}$, мг/л (концентрация); $X_2 - V_k$, $\text{г} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{ч}^{-1}$ (скорость коррозии). Проведенное моделирование, основанное на официальной методике оценки пожарного риска, показало, что его уровень для рассматриваемого производственного объекта находится в пределах нормы. На рисунке наглядно представлено, что расчетная величина не превышает нормативного значения 10^{-6} .

Настоящая методика определяет процедуру оценки пожарных рисков на промышленных объектах. Основная идея заключается в сравнении расчетных значений с установленными нормами, которые прописаны в ФЗ № 123-ФЗ.

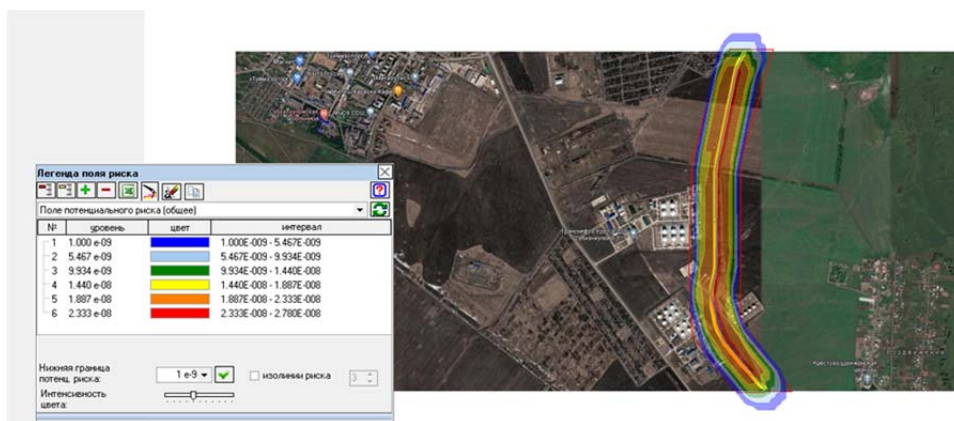


Рис. Расчет уровня риска

Заключение

Выполненные исследования доказывают прямую связь между микробиологической коррозией трубопроводов и показателями пожарной безопасности:

1. *Коррозия → разгерметизация → утечка горючей среды* – основной сценарий пожара на нефтеперекачивающих станциях и линейной части трубопроводов.

2. *Жизнедеятельность СВБ* приводит к образованию сероводорода, который:

– усиливает коррозионное растрескивание металла;

– делает среду более пожаровзрывоопасной (снижает нижний концентрационный предел воспламенения смеси).

3. Предложенная регрессионная модель позволяет подбирать режимы ингибирования, обеспечивающие скорость коррозии не выше $0,1\text{--}0,2 \text{ г}\cdot\text{м}^{-2}\cdot\text{ч}^{-1}$, что соответствует вероятности разгерметизации не более 10^{-6} в год на 1 км трубопровода.

4. Даже при нормативных значениях пожарного риска необходим постоянный мониторинг биоагрязнения, так как локальные очаги биокоррозии могут развиваться быстрее, чем система обнаружения утечек.

Рекомендации по обеспечению пожарной безопасности:

– включить контроль СВБ в перечень обязательных параметров при оценке пожарного риска трубопроводов;

– при концентрации сероводорода в газовой фазе $> 0,5 \text{ \% об.}$ пересматривать категорию взрывопожароопасности участка;

– использовать комбинированную защиту: ингибиторы коррозии + бактерициды + дистанционный контроль толщины стенки.

Только системный подход, объединяющий противокоррозионную защиту и управление пожарными рисками, позволит снизить аварийность и обеспечить устойчивую работу трубопроводного транспорта.

Список источников

1. Биокоррозия объектов промышленных предприятий и методы защиты от нее / Ю.В. Нанзатоол [и др.] // Биосферная совместимость: человек, регион, технологии. 2015. № 4 (12). С. 79–87.

2. Шаханова С.С., Аманжолов Ж.К. Анализ причин наружной коррозии нефтепроводов // Труды университета. 2015. № 2 (59). С. 152–154.

3. The Effect of Microstructure on Microbiologically Influenced Corrosion / D. Walsh [et al.] // JOM. 1993. Vol. 45. P. 22–30. DOI: 10.1007/BF03222429

4. Подавалов Ю.А. Экология нефтегазового производства. М.: Инфра-Инженерия, 2010. 416 с.

5. Booth G.H., Tiller A.K. Cathodic characteristics of mild steel in suspension of sulphate-reducing bacteria // *Corr. Sci.* 1968. Vol. 8. № 8. P. 583–600.
6. Jacq V.A., Roger P.A. Evaluation des risques de sulfato-reduction en riziere au mouen d'un critere microbiologique mesurable in situ // *Cah. Os-TROM., Ser. Biol.* 1978. Vol. 8. № 2. P. 137–142.
7. Гинзбург К.Е. Фосфор основных типов почв СССР. М.: Наука, 1981. 118 с.
8. Booth G.H., Cooper A.W., Tiller A.K. Criteria of soil aggressiveness towards buried metals // *Br. Corros. J.* 1968. Vol. 2. P. 104–118.
9. Connel W.E., Patrick W.H. Jr. Sulfate reduction in soil: effects of redox potential and pH // *Science*. 1968. Vol. 159. № 3810. P. 86–89.
10. Герасименко А.А. О проблемах защиты конструкций от микробиологической коррозии и методах определения стойкости металлов и покрытий к биоповреждениям // *Защита металлов*. 1979. Т. 15. № 4. С. 426–431.
11. Исследование структуры сульфидных пленок, образующихся в процессе коррозии стали в сероводородной минерализованной водной среде / М.Д. Гетманский [и др.] // *Коррозия и защита*. 1982. № 1. С. 5–8.
12. Новоселова Е. А., Ивахнюк С. Г. Выбор коррозионностойких сталей и сплавов на основе железа для предотвращения чрезвычайных ситуаций, вызванных коррозией нефтепроводов // *Техносферная безопасность*. 2021. № 2. С. 11–20.

References

1. Biokorroziya ob"ektov promyshlennyh predpriyatij i metody zashchity ot nee / Yu.V. Nanzatool [i dr.] // *Biosfernaya sovместimost': chelovek, region, tekhnologii*. 2015. № 4 (12). S. 79–87.
2. Shahanova S.S., Amanzholov Zh.K. Analiz prichin naruzhnoj korrozii nefteprovodov // *Trudy universiteta*. 2015. № 2 (59). S. 152–154.
3. The Effect of Microstructure on Microbiologically Influtoenced Corrosion / D. Walsh [et al.] // *JOM*. 1993. Vol. 45. P. 22–30. DOI: 10.1007/BF03222429
4. Podavalov Yu.A. *Ekologiya neftegazovogo proizvodstva*. M.: Infra-Inzheneriya, 2010. 416 s.
5. Booth G.H., Tiller A.K. Cathodic characteristics of mild steel in suspension of sulphate-reducing bacteria // *Corr. Sci.* 1968. Vol. 8. № 8. P. 583–600.
6. Jacq V.A., Roger P.A. Evaluation des risques de sulfato-reduction en riziere au mouen d'un critere microbiologique mesurable in situ // *Cah. Os-TROM., Ser. Biol.* 1978. Vol. 8. № 2. P. 137–142.
7. Ginzburg K.E. Fosfor osnovnyh tipov pochv SSSR. M.: Nauka, 1981. 118 s.
8. Booth G.H., Cooper A.W., Tiller A.K. Criteria of soil aggressiveness towards buried metals // *Br. Corros. J.* 1968. Vol. 2. P. 104–118.
9. Connel W.E., Patrick W.H. Jr. Sulfate reduction in soil: effects of redox potential and pH // *Science*. 1968. Vol. 159. № 3810. P. 86–89.
10. Gerasimenko A.A. O problemah zashchity konstrukcij ot mikrobiologicheskoy korrozii i metodah opredeleniya stojkosti metallov i pokrytij k biopovrezhdeniyam // *Zashchita metallov*. 1979. Т. 15. № 4. S. 426–431.
11. Issledovanie struktury sul'fidnyh plenok, obrazuyushchihsya v processe korrozii stali v serovodorodnoj mineralizovannoj vodnoj srede / M.D. Getmanskij [i dr.] // *Korroziya i zashchita*. 1982. № 1. S. 5–8.
12. Новоселова Е. А., Ивахнюк С. Г. Выбор коррозионностойких сталей и сплавов на основе железа для предотвращения чрезвычайных ситуаций, вызванных коррозией нефтепроводов // *Техносферная безопасность*. 2021. № 2. С. 11–20.

Информация о статье:

Статья поступила в редакцию: 04.05.2026; одобрена после рецензирования: 04.06.2026;
принята к публикации: 06.06.2026

Information about the article:

The article was submitted to the editorial office: 04.05.2026; approved after review: 04.06.2026;
accepted for publication: 06.06.2026

Информация об авторах:

Хафизов Ильдар Фанилевич, профессор кафедры «Пожарная и промышленная безопасность» Уфимского государственного нефтяного технического университета (450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1), доктор технических наук, профессор, e-mail: ildar.hafizov@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-6316-9725>

Султанов Рифкат Мухатьярович, профессор кафедры «Пожарная и промышленная безопасность» Уфимского государственного нефтяного технического университета (450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1), доктор химических наук, e-mail: sultanov55@mail.ru

Бикмеев Вадим Ильфирович, аспирант Уфимского государственного нефтяного технического университета (450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1), e-mail: vadudusbikmееv@gmail.com

Бакиров Дамир Робертович, аспирант Уфимского государственного нефтяного технического университета (450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1), e-mail: damir.bakirov.99@mail.ru

Information about authors:

Khafizov Il'dar F., professor of the department of fire and industrial safety of the Ufa State Petroleum Technological University (450064, Ufa, Kosmonavtov st., 1), doctor of technical sciences, professor, e-mail: ildar.hafizov@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-6316-9725>

Sultanov Rifkat M., professor of the department of fire and industrial safety of the Ufa State Petroleum Technological University (450064, Ufa, Kosmonavtov st., 1), doctor of chemical sciences, e-mail: sultanov55@mail.ru

Bikmееv Vadim I., postgraduate student of the Ufa State Petroleum Technological University (450064, Ufa, Kosmonavtov st., 1), e-mail: vadudusbikmееv@gmail.com

Bakirov Damir R., postgraduate student of the Ufa State Petroleum Technological University (450064, Ufa, Kosmonavtov st., 1), e-mail: damir.bakirov.99@mail.ru