



Таукеев Батыржан Бакытжанович, Выпускник
Санкт-Петербургского университета императрицы Екатерины II
Taukeev Batyrzhan Bakytzhanovich

Кожухов Юрий Владимирович,
Кандидат технических наук, доцент образовательного центра
“Энергоэффективные инженерные системы”, Университет ИТМО
Kozhukhov Yury Vladimirovich

ВНУТРЕННЯЯ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКАЯ КОРРОЗИЯ ГАЗОПРОВОДОВ INTERNAL MICROBIOLOGICALLY INFLUENCED CORROSION OF GAS PIPELINES

Аннотация: В данной статье отображены результаты исследования микробиологической коррозии. IMIC (Внутренняя коррозия под микробиологическим воздействием) в коррозионной среде происходит в газопроводах, где образуется биопленка из-за растворения газов, таких как CO₂ и H₂S. Образующаяся биопленка смешивается с продуктами коррозии, что влияет на IMIC. Инактивность бактерий, локализованный IMIC и процесс переноса электронов - проблемы, требующие решения.

Abstract: This article presents the results of a study on microbiological corrosion. IMIC occurs in corrosive environments in gas pipelines, where a biofilm is formed due to the dissolution of gases such as CO₂ and H₂S. The resulting biofilm mixes with corrosion products, which affects IMIC. Inactivity of bacteria, localized IMIC, and electron transfer process are issues that require resolution.

Ключевые слова: Микробиологическая коррозия, биопленка, газопроводы, растворение газов, продукты коррозии.

Keywords: Microbiological corrosion, biofilm, gas pipelines, gas dissolution, corrosion products.



Введение

По сравнению с углем и сырой нефтью природный газ является более чистым ископаемым топливом, с меньшими выбросами на единицу энергии. Согласно прогнозам, к 2050 году природный газ станет крупнейшим источником энергоснабжения, играя решающую роль в энергетическом переходе. Трубопроводы обеспечивают эффективный и экономичный способ транспортировки природного газа.

В процессе эксплуатации трубопроводы подвергаются многочисленным угрозам, таким как коррозия, коррозионное растрескивание под напряжением (SCC), геоопасности, механические повреждения, блуждающие токи, разрушение материалов и сварных швов, что нарушает целостность трубопровода.

Согласно статистике инцидентов на трубопроводах, произошедших в период с 2008 по 2021 год, составленной Канадским энергетическим регулятором, безопасность работы трубопроводов не показала явного улучшения с течением времени. Из общего числа зарегистрированных 1554 инцидентов на трубопроводах 568 событий произошли на газопроводах природного газа. Основными тремя причинами отказов трубопроводов являются внешнее вмешательство, отказ оборудования, а также коррозия и растрескивание. Кроме того, в отчете, опубликованном энергетическим регулятором Альберты, для восходящих сборных трубопроводов наиболее важным механизмом отказов трубопроводов является внутренняя коррозия, на которую приходится 46% всех инцидентов на трубопроводах. В частности, внутренняя коррозия под микробиологическим воздействием была связана с 20-40% отказов трубопроводов, связанных с коррозией. IMC обычно вызывает точечную коррозию, что приводит к утечкам в трубопроводе [1].



В целом, микроорганизмы, участвующие в коррозии металлов, называются микроорганизмами, связанными с коррозией (CRM). Метаболическая деятельность СО и их продукты создают сложную биопленку на поверхности металла, влияя на межфазные химические и электрохимические реакции. Было установлено, что биопленка, образующаяся на поверхности трубопровода, может либо усиливать, либо препятствовать коррозии трубной стали. Добавленные биоциды также могут ускорить коррозию из-за несоответствующей дозы или типа. За последние десятилетия ИМС привлекли широкое внимание к исследованию и контролю этой проблемы. Большинство исследований ИМС трубопроводов были сосредоточены на жидкостных трубопроводах, и существует большое пространство для улучшения наших знаний о ИМС трубопроводов природного газа [2].

В данной работе был проведен критический обзор для анализа уникальности ИМС трубопроводов, включая коррозионную среду, образование биопленки, механизмы, новые методы исследования и технические пробелы, которые необходимо заполнить в дальнейших исследованиях. Ожидается, что данный обзор позволит получить существенное представление о ИМС трубопроводов природного газа и даст рекомендации как научному сообществу, так и промышленности для понимания и контроля этой проблемы.

Факторы, вызывающие микробиологическую коррозию

На рисунке 1 показаны два сценария конденсации воды на внутренней поверхности стенок трубопроводов природного газа. В одном случае капли воды или тонкий слой воды конденсируются на верхней части поверхности трубы, а в другом - конденсированная на боковых стенках вода под действием силы тяжести стекает вниз к дну трубы, образуя слой воды. Для обоих типов конденсированной воды при растворении химических веществ, CO_2 и H_2S , образуется коррозионная среда. В дополнение к коррозии стали, микробное сообщество может выживать и расти в тонком слое раствора [5].

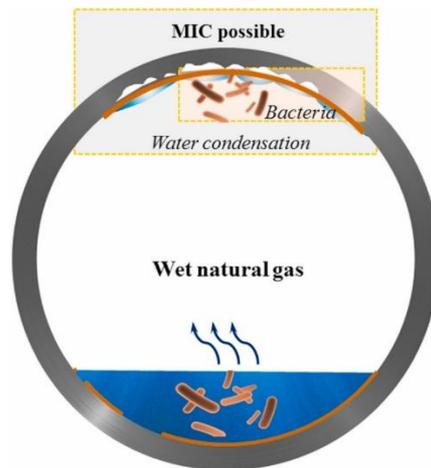


Рисунок 1. Схематическая диаграмма, показывающая два сценария конденсации воды на внутренней поверхности стенки газопровода [5]

Коррозионная среда изменяется в результате метаболической активности СО в трубопроводах природного газа, а различные факторы окружающей среды и рабочие параметры влияют на метаболическую активность СО и возникающий при этом ИМЦ. Понимание роли влияющих факторов в ИМЦ трубопровода помогает понять проблему для эффективного контроля [6].

Международный и отечественный опыт решения проблемы

SECM является одним из лучших методов для обнаружения и количественной оценки микробиологического эффекта и электрохимических параметров, связанных с ИМЦ. Он широко используется в биологических системах и в области электрохимической коррозии. Можно определить микробное воздействие на биопленку и влияние на микросреду, непосредственно окружающую биопленку. Кроме того, с помощью SECM в реальном времени можно измерить пространственно скоординированную концентрацию и окислительно-восстановительный статус продуцируемых микробами малых молекул. Этот метод предоставляет мощный инструмент для изучения существенной роли продуцируемых микробами молекул в микробной конкуренции, получении питательных веществ и росте коррозии .



Атомно-силовая микроскопия (АСМ). АСМ - это хорошо зарекомендовавшая себя техника для получения изображений поверхности и клеток с высоким разрешением на молекулярном уровне. В АСМ такая информация, как топография, морфология и потенциал поверхности мишени, отображается путем измерения силы взаимодействия между мишенью и зондом с острым наконечником. Ученые также обнаружили, что нанопровода являются продолжением внешней мембраны и периплазмы, а не структурами на основе пилина, как показано на рисунке 3. Более того, изменения топографии, включая пролиферацию сидячих клеток путем бинарного деления, и возникновение питтинга, который ассоциировался с МПС, также были охарактеризованы с помощью АСМ. Кроме того, АСМ способен изучать структуру и механические свойства пленки продукта коррозии [6].

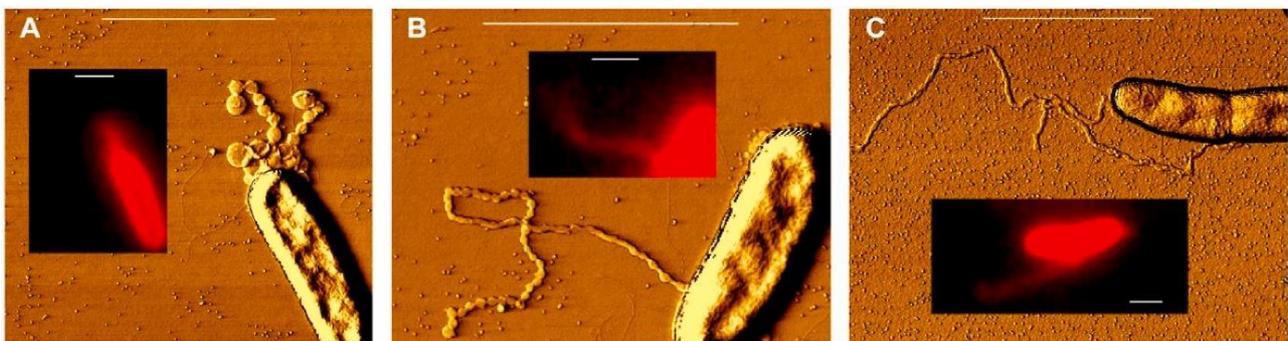


Рисунок 3. АСМ и флуоресцентные изображения бактериальных нанопроволок на мембране живой клетки [6]

Преимуществом технологии МД является то, что термодинамические переменные могут быть рассчитаны с использованием ключевых производных, полученных непосредственно из МД-симуляций. Хотя большинство исследований использовали МД для изучения молекулярной адсорбции ингибиторов для борьбы с коррозией, многообещающие результаты были получены и в исследованиях МПС, например, использовали МД для



прогнозирования длины связи HS-, и было обнаружено, что изменения длины связи HS- способствуют реактивности HS- и последующему образованию сульфидов в присутствии SRB.

ВЫВОД

Был достигнут прогресс в исследованиях MIC, включая моделирование, измерения и определение характеристик. Перенос электронов от железа к бактериальным клеткам расширил наше понимание механизмов MIC. Однако, на данный момент существуют пробелы, ограничивающие наше понимание участия СО в коррозии.

В результате исследования были сделаны следующие выводы и рекомендации:

- MIC трубопроводов природного газа происходит в водном конденсате, а не в растворе. Это влияет на формирование биопленки, рост бактерий, химический состав раствора и накопление продуктов коррозии. Проведение лабораторных испытаний должно имитировать реальную ситуацию, чтобы результаты были репрезентативными.

- Изучение проблемы MIC газопроводов требует междисциплинарного сотрудничества. Решение проблемы должно учитывать все аспекты проблемы, такие как биологические, экологические, металлургические и электрохимические.

Список литературы:

1. Alamri A. H. Localized corrosion and mitigation approach of steel materials used in oil and gas pipelines—An overview //Engineering Failure Analysis. 2020. Vol. 116. pp. 104735. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104735>
2. Sun D. Study on stress corrosion behavior and mechanism of X70 pipeline steel with the combined action of sulfate-reducing bacteria and constant load //Corrosion Science. 2023. pp. 110968. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2023.110968>



3. Liu B. et al. Microbiologically influenced corrosion of X80 pipeline steel by nitrate reducing bacteria in artificial Beijing soil //Bioelectrochemistry. 2020. Vol. 135. pp. 107551. <https://doi.org/10.1016/j.bioelechem.2020.107551>
4. Jiang X. et al. A comparative study on the corrosion of gathering pipelines in two sections of a shale gas field //Engineering Failure Analysis. 2021. Vol. 121. pp. 105179. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.105179>
5. Farh H. M. H., Seghier M. E. A. B., Zayed T. A comprehensive review of corrosion protection and control techniques for metallic pipelines //Engineering Failure Analysis. 2022. Vol. 143. pp. 106885. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2022.106885>
6. Soomro A. A. et al. A review on Bayesian modeling approach to quantify failure risk assessment of oil and gas pipelines due to corrosion //International Journal of Pressure Vessels and Piping. 2022. Vol. 200. pp. 104841. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2022.104841>
7. Wang Q. et al. Evolution of corrosion prediction models for oil and gas pipelines: from empirical-driven to data-driven //Engineering Failure Analysis. 2023. Vol. 146. pp. 107097. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2023.107097>