

Научная статья

УДК 620.193:622.692.4

DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.31407>



Г.В. Демьянов, Е.Ю. Глебова  ,
И.А. Голубев, А.А. Альхименко, П.Е. Крук

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
Санкт-Петербург, Россия

 ekaterina_glebova_2013@inbox.ru

ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕГРАДАЦИИ НИЗКОЛЕГИРОВАННОЙ СТАЛИ В УСЛОВИЯХ СОВМЕСТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ И АБРАЗИВНОГО ИЗНОСА

Аннотация. В статье представлены результаты экспериментального исследования синергетического эффекта при совместном воздействии углекислотной коррозии и абразивного износа на низколегированную сталь 09Г2С, используемую в нефтегазовых трубопроводах. Исследование проводилось на специализированном стенде *flow-loop* с имитацией реальных условий эксплуатации, включая параметры потока (до 5 м/с), концентрацию CO₂ (1,2 г/л) и абразивных частиц (песок SiO₂, 4,2 г/л). Скорость деградации материала оценивалась гравиметрическим и электрохимическим (LPR) методами. Результаты показали, что при совместном воздействии коррозии и эрозии общая потеря массы (4,7634 мм/год) превышает сумму потерь от каждого фактора в отдельности (1,7495 и 1,6821 мм/год соответственно), что подтверждает наличие синергетического эффекта. Расчет коэффициента синергии (2,8671 мм/год) и анализ вклада факторов выявили доминирование синергетического взаимодействия (60% от общей деградации), тогда как эрозия и коррозия составили 27% и 13% соответственно. Соотношение $\Delta CR/\Delta ER = 0,117$, согласно ASTM G119-09, соответствует равенству синергетического и аддитивного эффектов со смещением в сторону синергии. Полученные данные имеют практическое значение для прогнозирования ресурса трубопроводов и разработки методов защиты от коррозионно-эрозионного износа. Методика исследования сочетает воспроизводимость натуральных условий с высокой точностью измерений.

Ключевые слова: синергетический эффект, коррозионно-эрозионный износ, углекислотная коррозия, эрозия.

Благодарности: Исследование выполнено при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках государственного задания «Разработка комплексной модели надежности, работоспособности и определяющих показателей качества трубопроводных систем северного исполнения» (FEWN-2025-0001). Статья представлена по итогам V международной отраслевой конференции «Материалы и технологии в нефтегазовой отрасли».

Для цитирования:

Демьянов Г.В., Глебова Е.Ю., Голубев И.А., и др. Исследование деградации низколегированной стали в условиях совместного воздействия углекислотной коррозии и абразивного износа // Глобальная энергия. 2025. Т. 31, № 4. С. 90–104. DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.31407>

Research article

DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.31407>

G.V. Demyanov, E.Y. Glebova  ,
I.A. Golubev, A.A. Alkhimenko, P.E. Kruk

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia

 ekaterina_glebova_2013@inbox.ru

INVESTIGATION OF LOW-ALLOY STEEL DEGRADATION UNDER COMBINED CARBON DIOXIDE CORROSION AND ABRASIVE WEAR CONDITIONS

Abstract. This paper presents the results of an experimental study on the synergistic effect under the combined action of CO₂ corrosion and abrasive wear on low-alloy steel 09G2S, commonly used in oil and gas pipelines. The study was conducted using a specialized *flow-loop* test bench simulating real operational conditions, including flow velocity (up to 5 m/s), CO₂ concentration (1.2 g/L) and abrasive particles (SiO₂ sand, 4.2 g/L). The material degradation rates were evaluated using gravimetric and electrochemical (LPR) methods. The results demonstrated that under the combined action of corrosion and erosion, the total mass loss (4.7634 mm/year) significantly exceeded the sum of individual corrosion (1.7495 mm/year) and erosion (1.6821 mm/year) losses, confirming the presence of the synergistic effect. The calculated synergy coefficient (2.8671 mm/year) and factor contribution analysis revealed dominant synergistic interaction (60% of total degradation), while pure erosion and corrosion accounted for 27% and 13%, respectively. The $\Delta CR/\Delta ER$ ratio of 0.117 (according to ASTM G119-09) corresponds to the equality of synergistic and additive effects with a shift towards synergy. The obtained data are of practical importance for predicting pipeline service life and developing protection methods against corrosion-erosion wear. The proposed methodology combines field-representative conditions with high measurement accuracy.

Keywords: synergistic effect, corrosion-erosion wear, CO₂ corrosion, erosion.

Acknowledgements: The research was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation within the framework of the state assignment “Development of a comprehensive model of reliability, performance and key quality indicators of northern pipeline systems” (FEWN-2025-0001). The article is presented following the results of the V International Industry Conference “Materials and Technologies in the Oil and Gas Industry”.

Citation:

Demyanov G.V., Glebova E.Y., Golubev I.A. et al., Investigation of low-alloy steel degradation under combined carbon dioxide corrosion and abrasive wear conditions, *Global Energy*, 31 (04) (2025) 90–104, DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.31407>

Введение. При эксплуатации трубопроводов на ряде месторождений в нефтегазовой промышленности одной из актуальных проблем является прогнозирование и защита от углекислотной коррозии [1, 2]. В свободном виде углекислый газ (CO₂) не инициирует коррозионные процессы. Однако при растворении в попутно добываемой воде образуется угольная кислота, которая является причиной коррозии [3]. Углекислотная коррозия имеет специфический характер из-за образования достаточно прочной и сплошной пленки карбоната железа, которая при изменении термодинамических режимов в трубопроводе может откалываться от участка поверхности и вызывать в этом месте локальную коррозию. В общем случае коррозионные процессы являются не единственной причиной деградации материала трубопроводов. В последние годы активно происходит освоение новых месторождений, которые имеют слабосцементированные

песчаные пласты, в связи с чем возникает проблема эрозионного износа трубопровода [4, 5]. Эрозия – процесс деградации материала под действием твердых частиц в потоке флюида [6].

Достаточно подробное рассмотрение вопросов коррозионно-эрозионного износа трубопроводов в условиях кислородной коррозии проведено в [7–9]. Имеется достаточное количество исследований, подтверждающих факт увеличения износа трубопровода при совместном воздействии коррозии и эрозии из-за возникновения синергетического эффекта (СЭ) [10–15]. Также опубликовано стандартное руководство ASTM G119-09 по определению СЭ при совместном воздействии коррозии и эрозии.

Имеется предположение, что эрозия усиливает коррозию из-за того, что она удаляет продукты коррозии с поверхности металла, тем самым ускоряя массоперенос [16]. Сформулирована гипотеза о том, что коррозия повышает шероховатость поверхности материала, тем самым увеличивая эрозию [17, 18]. Данный эффект обусловлен тем, что эрозионные процессы очень чувствительны к углу падения твердых частиц.

Несмотря на обширный опыт в исследовании СЭ коррозионно-эрозионных процессов, до сих пор нет количественной оценки интенсивности процессов в условиях воздействия углекислотной коррозии, приближенных к реальным на месторождении. Поэтому целью данного исследования являлось экспериментальное подтверждение возникновения СЭ при коррозионно-эрозионных испытаниях на специализированном стенде с имитацией реальных условий и с применением электрохимической системы мониторинга скорости коррозии.

Методы и материалы

Конструкция установки

Эксперименты проводились на стендовом комплексе *flow-loop* (рис. 1а). Данное оборудование позволяет воспроизводить гидродинамические условия потока, приближенные к реальным условиям промышленного трубопровода при давлениях до 3 атм. Стенд оснащен датчиками температуры, давления, уровня жидкости. Кроме того, в стенде установлена испытательная секция с образцами исследуемых материалов для измерения электрохимического потенциала и токов коррозии в реальном времени на протяжении всего испытания (рис. 1б). Она представляет собой проточную ячейку с кольцевыми образцами и электродами.

Конструкция стенда позволяет проводить испытания при скорости потока до 5 м/с, а воспроизводимый уровень касательных напряжений на стенке (КНнС) достигает 50 Па.

Экспериментальные параметры

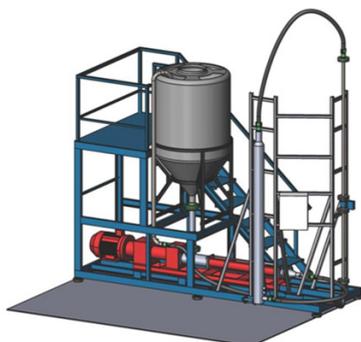
В рамках исследования с целью изучения влияния эрозионного и коррозионного факторов на скорость деградации материала была проведена серия из трех испытаний:

- 1) в условиях чистой эрозии;
- 2) в условиях только углекислотной коррозии;
- 3) при совместном воздействии эрозии и коррозии.

Все типы испытаний проводились при воздействии потока флюида на исследуемую поверхность. В качестве испытуемого материала использовались образцы трубной стали 09Г2С кольцевой формы (рис. 2). Данная марка стали широко применяется в нефтегазовой отрасли для изготовления трубопроводов. Для имитации в потоке абразивных частиц был выбран песок (SiO_2) со средним размером частиц 0,258 мм, концентрация частиц в потоке пластовой воды составляла 4,2 г/л. Данные параметры были выбраны на основании открытых источников по изучению темпов эрозионного износа трубопроводов [4, 19–21].

Для каждого типа испытаний скорость коррозии измерялась гравиметрическим и электрохимическим (LPR) методами. Выбор двух методов обеспечивает возможность как оценки схожести скоростей коррозии, измеренных разными методами при идентичных условиях, так и сравнения вклада коррозии (LPR) и эрозии (гравиметрия).

a)



б)

Рис. 1. Стендовый комплекс *flow-loop*: а) общий вид установки; б) вид испытательной секции

Fig. 1. Flow-loop test bench: a) general setup view; b) test section view



Рис. 2. Вид исследуемых образцов из 09Г2С

Fig. 2. View of the test specimens made of 09G2S steel

Метод LPR дает информацию о мгновенной скорости коррозии в реальном времени. Гравиметрический метод позволяет оценить фактическое значение потери материала, вид коррозии и среднее значение скорости коррозии за весь период испытаний.

Испытания проводились в течение 6 часов. По завершении каждого эксперимента исследуемые образцы извлекались из ячейки и производился замер потери массы. В табл. 1 приведена матрица условий проведения эксперимента для трех типов испытаний.

Методика испытаний

Подготовка к испытаниям

В начале испытания производилась подготовка флюида, состав которого, а также наличие эрозионных частиц в нем выбирались в соответствии с табл. 1.

Подготовка исследуемой поверхности металла во всех типах испытаний включала шлифовку с использованием абразивной бумаги зернистостью P80–P1500 и полировку с использованием суспензии до $Ra \leq 0,05$ мкм. Потом образец промывали дистиллированной водой, высушивали, взвешивали на аналитических весах и фиксировали его массу до испытаний. Затем всю поверхность, кроме исследуемого участка внутренней нижней части грани площадью ~ 1 см² и точки подвода тока, изолировали влагостойким лакокрасочным покрытием. Непосредственно перед погружением в испытательную секцию исследуемую поверхность металла обезжиривали ацетоном.

После подготовки все электроды фиксировали в испытательной секции стенда, герметизировали, заливали готовый флюид, обеспечивали подвод тока ко всем электродам с помощью прижимных болтов, проверяли чистоту и целостность контактов.

Таблица 1

Матрица коррозионно-эрозионных испытаний

Table 1

Corrosion-erosion test matrix

Тип испытаний	T, °C	Расход, м ³ /час	Общая минерализация, г/л	Минеральный состав	Концентрация CO ₂ , г/л	Концентрация песка, г/л	Средний размер частиц, мм
Коррозия	22	3,2	30,02	3% NaCl + + 0,002% NaHCO ₃	1,2	–	–
Эрозия					–	4,2	0,258
Коррозия-эрозия					1,2	4,2	0,258

При эрозионных испытаниях в испытательную секцию подавали N₂ с расходом 5 л/мин, проводя деаэрацию системы в течение 60 минут. Затем отбирали пробу раствора и измеряли концентрации O₂, CO₂, а также pH. В случае коррозионных и коррозионно-эрозионных испытаний после деаэрации флюид насыщали CO₂ в течение 34 минут с расходом 5 л/мин, отбирали пробу раствора и измеряли концентрацию CO₂ и pH. Условия начала испытаний приведены в табл. 2.

Таблица 2

Параметры начала испытаний

Table 2

Test initiation parameters

pH	4±0,1
Концентрация O ₂ , ppb	70±10
Концентрация CO ₂ , г/л	1,2±0,1

Если измерения соответствовали значениям, приведенным в табл. 2, фиксировалось время начала испытаний, в противном случае процесс деаэрации или насыщения CO₂ продолжался дополнительно в течение 2 минут с теми же расходами. После всех подготовительных операций включали насос и проводили испытания.

Проведение испытаний

В процессе воздействия флюида на рабочую поверхность исследуемого образца каждые 2 часа производилось измерение сопротивления поляризации R_p . Для этого снималась поляризационная кривая зависимости потенциала от плотности тока E/A , при этом плотность тока не превышала 50 мкА/см² – так агрессивное воздействие на исследуемую поверхность сводилось к минимуму. Далее для каждого измерения проводили расчет сопротивления поляризации по формуле:

$$R_p = \frac{\Delta E}{\Delta A}, \quad (1)$$

где ΔE – разность потенциалов, мВ; ΔA – разность плотности тока, мкА.

В конце эксперимента снималась поляризационная кривая зависимости $E/\lg A$, где поляризация проходит в интервале потенциалов от -200 до $+1200$ мВ. По полученной зависимости рассчитывались углы наклона участков катодной и анодной областей и константы Тафеля.

Обработка результатов методом LPR

Расчет скоростей коррозии методом LPR для каждого типа испытания проводится на основании принципа Штерна–Гири [22]. Данный принцип позволяет рассчитать скорость коррозии в мм/год. Коэффициент Штерна–Гири представляет собой соотношение констант Тафеля:

$$B = \frac{b_a b_c}{2,303(b_a + b_c)}, \quad (2)$$

где b_a, b_c – константы Тафеля, полученные как тангенс угла наклона тафелевских кривых. Расчет плотности тока, которая относится к поляризационному сопротивлению через коэффициент Штерна–Гири:

$$i_{corr} = \frac{B}{R_p}, \quad (3)$$

где i_{corr} – плотность тока коррозии, мА/см². Расчет теоретических скоростей коррозии по формуле:

$$СК = K_1 \frac{i_{corr}}{\rho} \text{ЭВ}, \quad (4)$$

где СК – скорость коррозии, мм/год; $K_1 = 3,27 \cdot 10^{-3}$ (мм·г)/(мкА·см·год) – коэффициент пропорциональности; ρ – плотность материала (7,8 г/см³); i_{corr} – ток коррозии (определяется графическим методом, ток при E_{corr}).

Эквивалентный вес ЭВ рассчитывается по формуле:

$$\text{ЭВ} = \frac{1}{\sum \frac{n_i f_i}{w_i}}, \quad (5)$$

где n_i – валентность элемента; f_i – массовая доля элемента в соединении; w_i – число атомов элемента.

Расчет СЭ

Компонент скорости эрозии рассчитывается следующим образом:

$$ER_{EC} = WL_{EC} - CR_{EC}, \quad (6)$$

где WL_{EC} – общая потеря массы при коррозионно-эрозионных испытаниях; CR_{EC} – коррозионная составляющая при коррозионно-эрозионных испытаниях, полученная с помощью метода LPR.

Параметры прироста эрозии из-за коррозии (ΔER) и прироста коррозии из-за эрозии (ΔCR) выражаются следующим образом:

$$\Delta ER = ER_{EC} - ER_{PE}; \quad (7)$$

$$\Delta CR = CR_{EC} - CR_{PC}, \quad (8)$$

где ER_{PE} – скорость чистой эрозии; CR_{PE} – скорость чистой коррозии; CR_{EC} – составляющая скорости коррозии в комбинированном процессе эрозии-коррозии.

Тогда чистый СЭ (ΔS) данного процесса описывается с помощью уравнения:

$$\Delta S = \Delta CR + \Delta ER. \quad (9)$$

Общая потеря металла при коррозии-эрозии:

$$WL_{EC} = CR_{PC} + ER_{PE} + \Delta S. \quad (10)$$

Определение основного механизма процесса проводят согласно ASTM G119-09:

$\frac{\Delta CR}{\Delta ER} < 0,1$ – доминируют синергетические эффекты (коррозия влияет на эрозию в большей степени, чем эрозия влияет на коррозию);

$0,1 \leq \frac{\Delta CR}{\Delta ER} < 1$ – воздействия равны;

$\frac{\Delta CR}{\Delta ER} \geq 1$ – доминируют аддитивные эффекты (эрозия влияет на коррозию в большей степени, чем коррозия влияет на эрозию).

Термин «синергетический эффект», согласно ASTM G119-09, обычно используется для обозначения увеличения износа из-за коррозии (ΔCR), а «аддитивный эффект» относится к изменению скорости коррозии из-за износа (ΔER).

Результаты и обсуждение

По завершении серии испытаний для каждого типа условий были получены и усреднены значения скоростей коррозии в мм/год электрохимическим и гравиметрическим методами (табл. 3).

Таблица 3

Результаты экспериментов трех типов испытаний

Table 3

Experimental results of three test types

Тип испытаний	Среднее значение скорости коррозии (гравиметрия), мм/год	Среднее значение скорости коррозии (электрохимия), мм/год
Коррозия	1,7495	0,6099
Эрозия	1,6821	0,3956
Коррозия-эрозия	4,7634	0,9157

На основе усредненных значений скоростей коррозии, измеренных с одинаковым временным интервалом методом LPR в процессе испытаний каждого типа, были построены зависимости скоростей коррозии от времени (рис. 3).

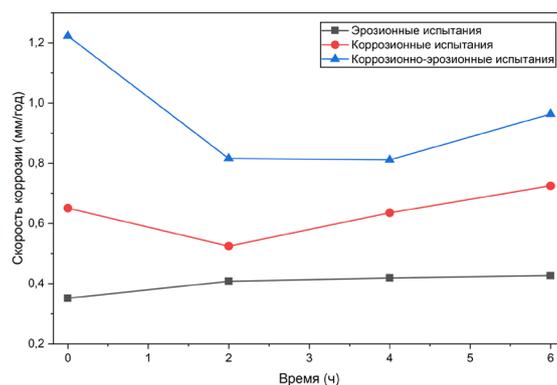


Рис. 3. Зависимость скорости коррозии от времени для трех типов испытаний (по методу LPR)

Fig. 3. Corrosion rate vs time dependence for three test types (LPR data)

В эрозионных испытаниях степень потери металла получилась ниже, чем в коррозионных (рис. 3). Средняя скорость коррозии по методу LPR составила 0,3956 мм/год, а скорость коррозии по гравиметрии – 1,6821 мм/год. В первые 2 часа происходила стабилизация электрохимического потенциала, после чего скорость коррозии росла достаточно плавно. В данной методике измерения скорости коррозии при эрозии присутствовал вклад выдержки образца в коррозионно-активной среде, что следует учитывать при дальнейших расчетах СЭ.

Среднее значение скоростей коррозии в коррозионных испытаниях, полученное методом LPR, составило 0,6099 мм/год, гравиметрическим методом – 1,7495 мм/год (рис. 3). После стабилизации потенциала наблюдался рост скорости коррозии, причем его интенсивность была значительно выше, чем при эрозионных испытаниях.

Результаты коррозионно-эрозионных испытаний сильно превышают значения, полученные в предыдущих двух испытаниях (рис. 3).

Также для сравнения электрохимического и гравиметрического методов измерений были построены столбчатые диаграммы скоростей коррозии для каждого типа испытаний (рис. 4).

В достигнутых результатах отображено (рис. 4), что показания убыли массы, полученные гравиметрическим методом, во всех трех типах испытаний превышают значения скоростей коррозии, полученные в тех же испытаниях, но методом LPR. Это объясняется тем, что гравиметрический метод учитывает больше факторов, влияющих на деградацию металла.

Далее на основе полученных данных проводился расчет СЭ коррозионно-эрозионных испытаний. В табл. 4 приведены результаты расчета коэффициента СЭ.

В данном случае значение коэффициента синергии $\Delta S_{yn} = 2,8671$ мм/год. Для расчета коэффициента СЭ в качестве значения скорости коррозии использовалось значение, полученное методом LPR, эрозии – разность глубинного показателя, полученного гравиметрическим методом, и скорости коррозии, полученной методом LPR. Данный выбор значения обусловлен тем, что таким образом мы исключаем коррозионную составляющую за счет выдержки в коррозионно-активной среде из всего вклада в деградацию, при этом преимущественно остаются факторы, относящиеся к эрозионному воздействию. За значение общей деградации было взято значение глубинного показателя, полученного в коррозионно-эрозионном испытании.

Таким образом, наибольший вклад в общую деградацию материала вносит синергия коррозии и эрозии, она составляет 60%, эрозия – 27%, а коррозия – 13% (рис. 5).

На основе вышеприведенных результатов можно утверждать следующее:

В ходе проведенного эксперимента в условиях, приближенных к реальным (минерализация соответствует данным с месторождений, материал находится под воздействием потока флюида),

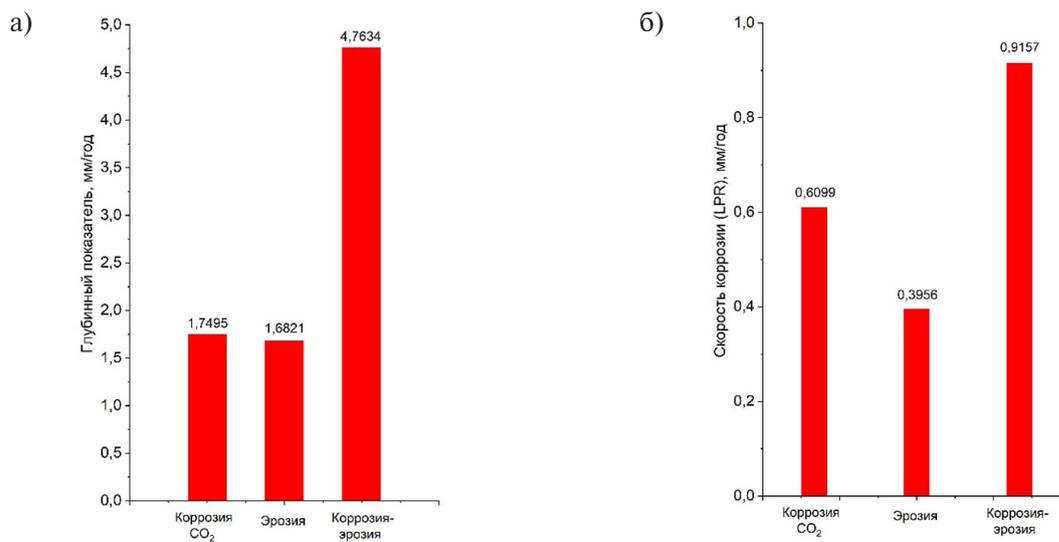


Рис. 4. Сравнение скоростей коррозии в трех типах испытаний, полученных разными методами:
а) гравиметрическим, б) электрохимическим

Fig. 4. Comparison of corrosion rates across three test types obtained by different methods:
a) gravimetric, b) electrochemical

Таблица 4

Расчет коэффициента синергии

Table 4

Synergy factor calculation

Чистая эрозия (ER_{PE}), мм/год	1,2865
Чистая коррозия (CR_{PC}), мм/год	0,6099
Общая потеря при коррозии-эрозии (WL_{EC}), мм/год	4,7634
Скорость коррозии при коррозии-эрозии (электрохимия) (CR_{EC}), мм/год	0,9157
Скорость эрозии при коррозии-эрозии (ER_{EC}), мм/год	3,8477
Приращение эрозии вследствие коррозии (ΔER), мм/год	2,5613
Приращение коррозии вследствие эрозии (ΔCR), мм/год	0,3058
Коэффициент СЭ (ΔS_{yn}), мм/год	2,8671
Общая деградация материала при коррозии-эрозии (WL_{EC})	4,7634

возникает эффект коррозионно-эрозионного синергизма. Это можно увидеть на рис. 4а, где значение деградации материала при коррозионно-эрозионном воздействии превысило сумму потери массы при отдельном воздействии коррозии и эрозии. В данном случае рассматривался именно результат, полученный гравиметрическим методом, так как он учитывает все факторы, влияющие на износ материала. Также, согласно ASTM G119-09, отношение приращения коррозии вследствие эрозии к приращению эрозии вследствие коррозии составило $\frac{\Delta CR}{\Delta ER} = 0,117$,

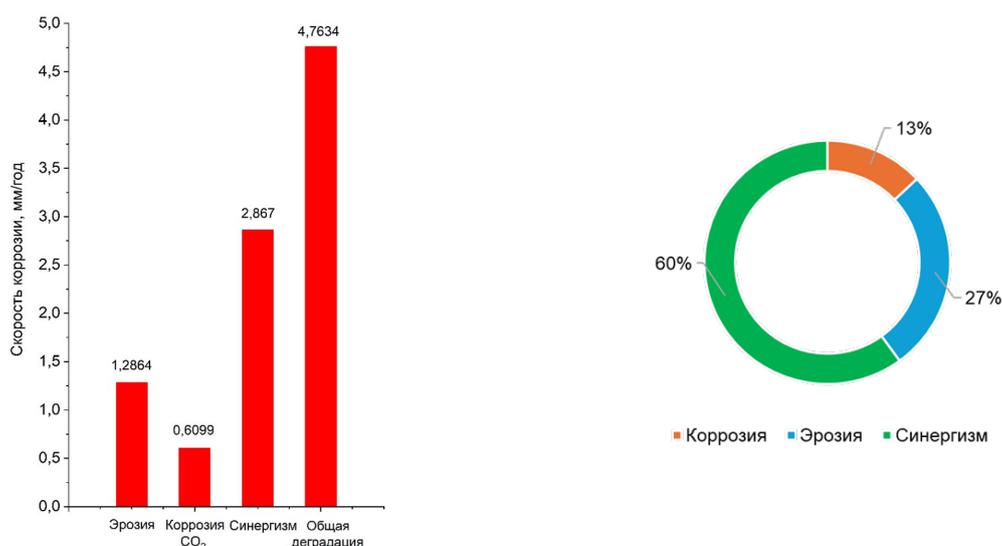


Рис. 5. Результаты оценки вклада коррозии, эрозии и их синергии в общую деградацию материала
 Fig. 5. Contribution assessment of corrosion, erosion and their synergy to the total material degradation

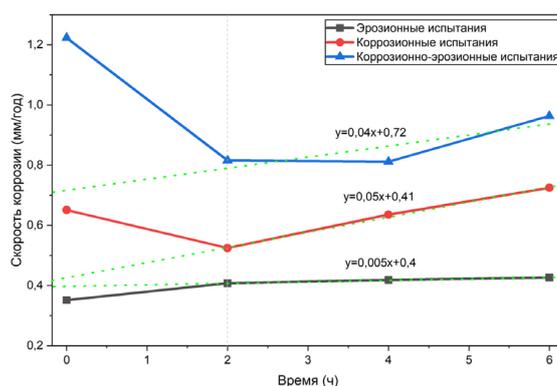


Рис. 6. Зависимость скорости коррозии от времени для трех типов испытаний (по методу LPR) с линейной аппроксимацией участка после стабилизации коррозии
 Fig. 6. Time dependence of the corrosion rate for three tests types (according to LPR) with linear approximation of the site after corrosion stabilization

из неравенства $0,1 \leq 0,12 < 1$ следует, что взаимодействия синергетического и аддитивного эффектов в данном случае равны, при этом виден перевес в сторону синергетического эффекта;

Электрохимический метод также оказался применим для мониторинга скорости коррозии в условиях коррозионно-эрозионного синергизма. Это один из немногих методов, позволяющий получать значения скорости коррозии в реальном времени.

В данном эксперименте с помощью метода LPR изучалась кинетика скорости коррозии в зависимости от условий среды. На рис. 6 видно, что после стабилизации при разных типах испытаний интенсивность роста скоростей коррозии разная.

Производная от полученных линейных уравнений на рис. 6 позволяет оценить интенсивность роста скорости коррозии после участка стабилизации (2 ч). Коэффициенты при уравнениях для коррозионных и коррозионно-эрозионных испытаниях близки по своему значению:

0,05 и 0,04 соответственно. Это говорит о том, что метод LPR применим для оценки вклада коррозии в коррозионно-эрозионных испытаниях.

Коэффициент при уравнении для эрозионных испытаний кратно отличается от других типов экспериментов (0,005). Коррозионная составляющая, а также интенсивность роста скорости коррозии в данных испытаниях крайне малы.

Полученные данные о кинетике скорости коррозии позволят точнее рассчитывать срок эксплуатации материалов в реальных условиях, в том числе и при воздействии эрозионного фактора.

Таким образом, разработанная методика измерений показала положительный результат в изучении синергизма. Результаты исследования можно использовать в сфере мониторинга деградации нефтегазовых трубопроводов.

Заключение и выводы

В рамках исследования разработаны и усовершенствованы методика и оборудование для проведения коррозионно-эрозионных испытаний гравиметрическим и электрохимическим методами.

Полученные результаты подтвердили наличие синергизма и его численное значение (2,8671 мм/год). Влияние синергетической и аддитивной составляющих коррозионно-эрозионного процесса равны. Оценен вклад коррозионного, эрозионного и коррозионно-эрозионного факторов в общую деградацию материала. Доля синергии – 60%, эрозии – 27%, коррозии – 13%.

Проведен анализ кинетики скоростей коррозии при коррозионно-эрозионном воздействии. Кинетика роста скорости коррозии при коррозионных и коррозионно-эрозионных испытаниях схожи, о чем свидетельствуют коэффициенты в уравнениях. Кинетика роста скорости коррозии эрозионных испытаний значительно ниже. Это свидетельствует о том, что метод LPR позволяет определить вклад коррозии в коррозионно-эрозионный процесс.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

[1] **Popoola L.T., Grema A.S., Latinwo G.K., Gutti B., Balogun A.S.** Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation, *International Journal of Industrial Chemistry*, 4 (2013) 35. DOI: 10.1186/2228-5547-4-35

[2] **Kermani B., Martin J., Esaklul K.** Materials design strategy: Effects of H₂S/CO₂ corrosion on materials selection, *CORROSION NACEExpo 2006: 61st Annual Conference & Exposition*, (2006) 06121.

[3] **Fonseca D., Tagliari M.R., Guaglianoni W.C., Tamborim S.M., Borges M.F.** Carbon dioxide corrosion mechanisms: Historical development and key parameters of CO₂-H₂O systems, *International Journal of Corrosion*, (2024) 5537767. DOI: 10.1155/2024/5537767

[4] **Рябов А.А., Кудрявцев А.Ю., Воронков О.В., Меньшиков С.Н., Мельников И.В., Харитонов А.Н., Киселев М.Н., Архипов Ю.А.** Численные исследования эрозии и прочности элементов газопроводов // Проблемы прочности и пластичности. 2015. Т. 77, № 3. С. 253–265.

[5] **Abduljabbar A., Mohyaldinn M.E., Younis O., Alghurabi A., Alakbari F.S.** Erosion of sand screens by solid particles: a review of experimental investigations, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 12 (2022) 2329–2345. DOI: 10.1007/s13202-022-01467-4

[6] **Rajkumar Y., Shirazi S.A., Karimi S.** Effect of pipe size on erosion measurements and predictions in liquid-dominated multiphase flows for the elbows, *Wear*, 523 (2023) 204797. DOI: 10.1016/j.wear.2023.204797

[7] **Адаменков А.К., Веселова И.Н.** Моделирование эрозионно-коррозионного износа трубопроводов и мониторинг его развития на основе магнитоанизотропного метода // Глобальная ядерная безопасность. 2021. Т. 40, № 3. С. 68–74. DOI: 10.26583/gns-2021-03-07

- [8] **Томаров Г.В., Шпиков А.А.** Влияние массообмена и физико-химических процессов в рабочей среде на эрозию-коррозию оборудования и трубопроводов атомных электростанций // Атомная энергия. 2021. Т. 130, № 5. С. 262–269.
- [9] **Бараненко В.И., Гулина О.М., Сальников Н.Л., Мурзина О.Э.** Обоснование расчетов скорости эрозионно-коррозионного износа и остаточного ресурса трубопроводов АЭС по данным эксплуатационного контроля // Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика. 2016. № 2. С. 55–65. DOI: 10.26583/npe.2016.2.06
- [10] **Xu Y., Zhang Q., Chen H., Huang Y.** Understanding the interaction between erosion and corrosion of pipeline steel in acid solution of different pH, *Journal of Materials Research and Technology*, 25 (2023) 6550–6566. DOI: 10.1016/j.jmrt.2023.07.109
- [11] **Wang Z.B., Zheng Y.G.** Critical flow velocity phenomenon in erosion-corrosion of pipelines: Determination methods, mechanisms and applications, *Journal of Pipeline Science and Engineering*, 1 (1) (2021) 63–73. DOI: 10.1016/j.jpse.2021.01.005
- [12] **Toor I.U., Alashwan Z., Badr H.M., Ben-Mansour R., Shirazi S.A.** Effect of jet impingement velocity and angle on CO₂ erosion–corrosion with and without sand for API 5L-X65 carbon steel, *Materials*, 13 (9) (2020) 2198. DOI: 10.3390/ma13092198
- [13] **Wang W., Hu J., Yuan X., Zhou L., Yu J., Zhang Z., Zhong X.** Understanding the effect of tensile stress on erosion-corrosion of X70 pipeline steel, *Construction and Building Materials*, 342 (B) (2022) 127972. DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2022.127972
- [14] **Okonkwo P.C., Mohamed A.M.A.** Erosion-corrosion in oil and gas industry: A review, *International Journal of Metallurgical & Materials Science and Engineering (IJMMSE)*, 4 (3) (2014) 7–28.
- [15] **Sekar A., Bennet A.R.** A comprehensive review on synergistic and individual effects of erosion–corrosion in ferrous piping materials, *Corrosion Reviews*, 41 (4) (2023) 399–416. DOI: 10.1515/corr-rev-2022-0063
- [16] **Rao P., Mulky L.** Erosion-corrosion of materials in industrial equipment: A review, *ChemElectroChem*, 10 (16) (2023) e202300152. DOI: 10.1002/celec.202300152
- [17] **Postlethwaite J.** Effect of chromate inhibitor on the mechanical and electrochemical components of erosion-corrosion in aqueous slurries of sand, *Corrosion*, 37 (1) (1981) 1–5. DOI: 10.5006/1.3593833
- [18] **Neville A., Reyes M., Xu H.** Examining corrosion effects and corrosion/erosion interactions on metallic materials in aqueous slurries, *Tribology International*, 35 (10) (2002) 643–650. DOI: 10.1016/S0301-679X(02)00055-5
- [19] **Логиновских В.М., Заворина А.С., Павлов В.П., Воробьев И.В.** Изучение темпов эрозионного износа газопроводов // Нефтяная провинция. 2019. Т. 20, № 4. С. 339–351. DOI: 10.25689/NP.2019.4.339-351
- [20] **Toor I.U., Irshad H.M., Badr H.M., Samad M.A.** The effect of impingement velocity and angle variation on the erosion corrosion performance of API 5L-X65 carbon steel in a flow loop, *Metals*, 8 (6) (2018) 402. DOI: 10.3390/met8060402
- [21] **Голубев И.А., Шапошников Н.О., Лаптев А.Б., Крук П.Е., Попков А.С., Игошин Р.В.** Моделирование процессов коррозионно-эрозионного износа трубопроводов транспорта газожидкостных потоков. Проточные установки с подачей струи на образец // Наука и техника в газовой промышленности. 2024. Т. 100, № 4. – С. 54–63.
- [22] **Голубев И.А., Лаптев А.Б., Альхименко А.А., Демьянов Г.В., Жуков Н.В., Калининский А.А., Онацкий В.Л.** Моделирование процессов коррозионно-эрозионного износа трубопроводов транспорта газожидкостных потоков. Автоклавные установки с вращающимися частями // Наука и техника в газовой промышленности. 2024. Т. 99, № 3. С. 66–73.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ДЕМЬЯНОВ Григорий Владимирович – аспирант, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, без степени.

E-mail: demyanov.g@bk.ru

ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-5236-5594>

ГЛЕБОВА Екатерина Юрьевна – инженер, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, без степени.

E-mail: ekaterina_glebova_2013@inbox.ru

ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-1736-9770>

ГОЛУБЕВ Иван Андреевич – ведущий инженер, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, канд. техн. наук.

E-mail: golubev2m@gmail.com

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7516-3566>

АЛЬХИМЕНКО Алексей Александрович – директор, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, канд. техн. наук.

E-mail: a.alkhimenko@spbstu.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6701-1765>

КРУК Павел Евгеньевич – инженер, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, без степени.

E-mail: krukpavele@gmail.com

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2546-5763>

REFERENCES

- [1] **L.T. Popoola, A.S. Grema, G.K. Latinwo, B. Gutti, A.S. Balogun**, Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation, *International Journal of Industrial Chemistry*, 4 (2013) 35. DOI: 10.1186/2228-5547-4-35
- [2] **B. Kermani, J. Martin, K. Esaklul**, Materials design strategy: Effects of H₂S/CO₂ corrosion on materials selection, *CORROSION NACE* Expo 2006: 61st Annual Conference & Exposition, (2006) 06121.
- [3] **D. Fonseca, M.R. Tagliari, W.C. Guaglianoni, S.M. Tamborim, vBorges**, Carbon dioxide corrosion mechanisms: Historical development and key parameters of CO₂-H₂O systems, *International Journal of Corrosion*, (2024) 5537767. DOI: 10.1155/2024/5537767
- [4] **A.A. Ryabov, A.Yu. Kudryavtsev, O.V. Voronkov, S.N. Menshikov, I.V. Melnikov, A.N. Haritonov, M.N. Kiselev, Yu.A. Arkhipov**, Numerically investigating erosion and strength of structural elements of gas pipelines, *Problems of Strength and Plasticity*, 77 (3) (2015) 253–265.
- [5] **A. Abduljabbar, M.E. Mohyaldinn, O. Younis, A. Alghurabi, F.S. Alakbari**, Erosion of sand screens by solid particles: a review of experimental investigations, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 12 (2022) 2329–2345. DOI: 10.1007/s13202-022-01467-4
- [6] **Y. Rajkumar, S.A. Shirazi, S. Karimi**, Effect of pipe size on erosion measurements and predictions in liquid-dominated multiphase flows for the elbows, *Wear*, 523 (2023) 204797. DOI: 10.1016/j.wear.2023.204797
- [7] **A.K. Adamenkov, I.N. Veselova**, Modeling of erosion-corrosion wear of pipelines and monitoring of its development based on magnetic anisotropic method, *Nuclear Safety*, 3 (2021) 68–74. DOI: 10.26583/gns-2021-03-07

- [8] **G.V. Tomarov, A.A. Shipkov**, Influence of mass transfer and physicochemical processes in the working fluid on erosion–corrosion of equipment and pipelines in nuclear power plants, *Atomic Energy*, 130 (5) (2021) 278–284. DOI: 10.1007/s10512-021-00809-5
- [9] **V.I. Baranenko, O.M. Gulina, N.L. Salnikov, O.E. Murzina**, Substantiation of fac rate and service life estimation under operation control data, *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*, 2 (2016) 55–65. DOI: 10.26583/npe.2016.2.06
- [10] **Y. Xu, Q. Zhang, H. Chen, Y. Huang**, Understanding the interaction between erosion and corrosion of pipeline steel in acid solution of different pH, *Journal of Materials Research and Technology*, 25 (2023) 6550–6566. DOI: 10.1016/j.jmrt.2023.07.109
- [11] **Z.B. Wang, Y.G. Zheng**, Critical flow velocity phenomenon in erosion-corrosion of pipelines: Determination methods, mechanisms and applications, *Journal of Pipeline Science and Engineering*, 1 (1) (2021) 63–73. DOI: 10.1016/j.jpse.2021.01.005
- [12] **I.U. Toor, Z. Alashwan, H.M. Badr, R. Ben-Mansour, S.A. Shirazi**, Effect of jet impingement velocity and angle on CO₂ erosion–corrosion with and without sand for API 5L-X65 carbon steel, *Materials*, 13 (9) (2020) 2198. DOI: 10.3390/ma13092198
- [13] **W. Wang, J. Hu, X. Yuan, L. Zhou, J. Yu, Z. Zhang, X. Zhong**, Understanding the effect of tensile stress on erosion-corrosion of X70 pipeline steel, *Construction and Building Materials*, 342 (B) (2022) 127972. DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2022.127972
- [14] **P.C. Okonkwo, A.M.A. Mohamed**, Erosion-corrosion in oil and gas industry: A review, *International Journal of Metallurgical & Materials Science and Engineering (IJMMSE)*, 4 (3) (2014) 7–28.
- [15] **A. Sekar, A.R. Bennet**, A comprehensive review on synergistic and individual effects of erosion–corrosion in ferrous piping materials, *Corrosion Reviews*, 41 (4) (2023) 399–416. DOI: 10.1515/corr-rev-2022-0063
- [16] **P. Rao, L. Mulky**, Erosion-corrosion of materials in industrial equipment: A review, *ChemElectroChem*, 10 (16) (2023) e202300152. DOI: 10.1002/celec.202300152
- [17] **J. Postlethwaite**, Effect of chromate inhibitor on the mechanical and electrochemical components of erosion–corrosion in aqueous slurries of sand, *Corrosion*, 37 (1) (1981) 1–5. DOI: 10.5006/1.3593833
- [18] **A. Neville, M. Reyes, H. Xu**, Examining corrosion effects and corrosion/erosion interactions on metallic materials in aqueous slurries, *Tribology International*, 35 (10) (2002) 643–650. DOI: 10.1016/S0301-679X(02)00055-5
- [19] **V.M. Loginovskikh, A.S. Zavorina, V.P. Pavlov, I.V. Borobyev**, Study of erosive wear rates, *Neftyanaya Provintsiya*, 20 (4) (2019) 339–351. DOI: 10.25689/NP.2019.4.339-351
- [20] **I.U. Toor, H.M. Irshad, H.M. Badr, M.A. Samad**, The effect of impingement velocity and angle variation on the erosion corrosion performance of API 5L-X65 carbon steel in a flow loop, *Metals*, 8 (6) (2018) 402. DOI: 10.3390/met8060402
- [21] **I.A. Golubev, N.O. Shaposhnikov, A.B. Laptev, P.E. Kruk, A.S. Popkov, R.V. Igoshin**, Modelirovanie protsessov korrozionno-erozionnogo iznosa truboprovodov transporta gazozhidkostnykh potokov. Protochnye ustanovki s podachei strui na obrazets [Modeling of corrosion and erosion wear processes in gas-liquid pipelines. Flow-through setups with jet feed to the sample], *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti [Science and technology in the gas industry]*, 100 (4) (2024) 54–63.
- [22] **I.A. Golubev, A.B. Laptev, A.A. Al'khimenko, G.V. Dem'ianov, N.V. Zhukov, A.A. Kalininskii, V.L. Onatskii**, Modelirovanie protsessov korrozionno-erozionnogo iznosa truboprovodov transporta gazozhidkostnykh potokov. Avtoklavnye ustanovki s vrashchaiushchimisya chastiami [Modeling of corrosion and erosion wear processes in gas-liquid pipelines. Autoclave units with rotating parts], *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti [Science and technology in the gas industry]*, 99 (3) (2024) 66–73.

INFORMATION ABOUT AUTHORS

Gregory V. DEMYANOV – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.*
E-mail: demyanov.g@bk.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-5236-5594>

Ekaterina Y. GLEBOVA – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.*
E-mail: ekaterina_glebova_2013@inbox.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-1736-9770>

Ivan A. GOLUBEV – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.*
E-mail: golubev2m@gmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7516-3566>

Alexey A. ALKHMENKO – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.*
E-mail: a.alkhimenko@spbstu.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6701-1765>

Pavel E. KRUK – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.*
E-mail: krukpavele@gmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2546-5763>

Поступила: 29.07.2025; Одобрена: 15.10.2025; Принята: 27.10.2025.
Submitted: 29.07.2025; Approved: 15.10.2025; Accepted: 27.10.2025.