



ТРУБОПРОВОДЫ – КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА

Тип статьи: научная, оригинальная

PIPELINES – CORROSION AND PROTECTION

Article type: original

<https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2024.112.2-1>

Перспективные направления исследований внутренней коррозии газопроводов в углекислотных средах

Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов✉, К.А. Ибатуллин

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

РФ, 142717, Московская обл, г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

e-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. Проблема борьбы с внутренней коррозией является актуальной на газовых объектах в условиях добычи и транспортировки углеводородов с присутствием агрессивного CO_2 . В статье рассмотрены основные условия возникновения углекислотной коррозии в газопроводе, эксплуатационные условия которого будут отличаться от нефтяных месторождений (степенью заполнения жидкой фазой трубного пространства и агрегатным состоянием основных добываемых флюидов - нефть и газ/газовый конденсат). Это будет влиять на коррозионные проявления, что требует особого рассмотрения и подхода к моделированию коррозионных испытаний для условий газопроводов.

Исследование процессов коррозии, возникающих при транспортировке газа с присутствием жидкой фазы по газопроводу, послужило основанием для разработки двух коррозионных стендов, позволяющих проводить имитационные испытания в условиях углекислотной коррозии, характерных для основных газовых месторождений Российской Федерации. С их помощью воспроизводятся наиболее интенсивные коррозионные воздействия, соответствующие параметрам и режимам движения газожидкостных сред: циркуляция жидкости и переменное смачивание стенки газопровода, которые приводят к предотвращению образования или разрушению пленок продуктов коррозии, что вызывает образование общих и локальных коррозионных повреждений на стали.

Возможности воспроизведения на обоих коррозионных стендах характера движения жидкой фазы, термобарических условий и химического состава воды, соответствующих реальным средам, дают возможность имитировать в лаборатории динамические коррозионные условия внутри газопровода объектов добычи и транспорта неподготовленного газа ПАО «Газпром». В испытательных стендах задаются и регулируются основные параметры, влияющие на внутреннюю углекислотную коррозию: температура, парциальное давление диоксида углерода, минеральный состав водной фазы или динамические условия переноса потока жидкой фазы по трубопроводу.

Проведенный методами электронной сканирующей микроскопии и рентгеновской дифракции анализ полученных после испытаний продуктов коррозии позволил установить влияние коррозионных условий на морфологию их образования.

Ключевые слова: коррозионные стенды, имитационные испытания, переменное смачивание, углекислотная коррозия, продукты коррозии, локальные дефекты, газопровод

Для цитирования: Запевалов Д.Н., Вагапов Р.К., Ибатуллин К.А. Перспективные направления исследований внутренней коррозии газопроводов в углекислотных средах // Практика противокоррозионной защиты. – 2024. – Т. 29, № 2. – С. 6-20. <https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2024.112.2-1>

Статья получена 26.02.2024. Принята к публикации 27.04.2024. Опубликовано 01.06.2024.

Конфликт интересов. Вагапов Р.К. является членом редакционной коллегии журнала «Практика противокоррозионной защиты» с 2023 г., но не имеет отношения к решению опубликовать данную статью. Статья прошла принятую в журнале процедуру рецензирования. Об иных конфликтах интересов авторы не заявляли.

Promising Directions for Research into Internal Corrosion of Gas Pipelines in Carbon Dioxide Environments

Dmitry N. Zapevalov, Ruslan K. Vagapov✉, Konstantin A. Ibatullin

LLCGazprom VNIIGAZ,

15, bld. 1, Gazovikov st., Razvilka, Leninskymunicip., Moscow region, 142717, Russian Federation

e-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The problem of combating internal corrosion is relevant at gas facilities in the conditions of production and transportation of hydrocarbons with the presence of aggressive CO_2 . The article discusses the main conditions for the occurrence of carbon dioxide corrosion in a gas pipeline, the operating conditions of which will differ from oil fields (the degree of filling of the pipe space with the liquid phase and the aggregate state of the main produced fluids - oil and gas/gas condensate). This will influence corrosion manifestations, which requires special consideration and approach to modeling corrosion tests for gas pipeline conditions.

The study of corrosion processes that occur during transportation of gas with the presence of a liquid phase through a gas pipeline served as the basis for the development of two corrosion stands that allow for simulation tests under carbon dioxide corrosion conditions characteristic of the main gas fields of the Russian Federation. With their help, the most intense corrosion effects are reproduced, corresponding to the parameters and modes of movement of gas-liquid media: liquid circulation and variable wetting of the gas pipeline wall, which lead to the prevention of the formation or destruction of films of corrosion products, which causes the formation of general and local corrosion damage on steel.

The ability to reproduce on both corrosion stands the nature of the movement of the liquid phase, thermobaric conditions and the chemical composition of water corresponding to real environments makes it possible to simulate in the laboratory dynamic corrosion conditions inside the gas pipeline of the production and transportation facilities of untreated gas of PJSC Gazprom. In test stands, the main parameters that influence internal carbon dioxide corrosion are set and regulated: temperature, partial pressure of carbon dioxide, mineral composition of the aqueous phase or dynamic conditions for the transfer of liquid phase flow through a pipeline. An analysis of the corrosion products obtained after testing using electron scanning microscopy and X-ray diffraction methods made it possible to establish the influence of corrosion conditions on the morphology of their formation.

Keywords: corrosion stands, simulation tests, variable wetting, carbon dioxide corrosion, corrosion products, local defects, gas pipeline

For citation: Zapevalov, D. N., Vagapov, R. K., & Ibatullin, K. A. (2024). Promising Directions for Research into Internal Corrosion of Gas Pipelines in Carbon Dioxide Environments. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 29 (1), 6-20. <https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2024.112.2-1>

Received February 26, 2024. Accepted for publication April 27, 2024. Published June 01, 2024.

Conflict of interest. Vagapov R.K. has been a member of the editorial board of the journal "Theory and Practice of Corrosion Protection" since 2023, but was not involved in the decision to publish this article. The article passed the journal's peer review procedure. The authors declared no other conflicts of interest.

Введение

В ПАО «Газпром» по мере освоения новых объектов увеличивается доля газовых месторождений, эксплуатационные условия которых осложнены наличием в добываемой продукции повышенных концентраций диоксида углерода (CO_2) [1]. В присутствии водной фазы это может приводить к интенсивному развитию внутренней углекислотной коррозии (УКК) [2, 3]. Образование характерных для УКК опасных локальных дефектов (коррозионных язв и питтингов) приводит к необходимости оперативной разработки способов контроля риска внутренней коррозии [4, 5] и защиты от нее [6, 7]. В таких условиях особую важность приобретает рациональный выбор методов оценки опасности УКК в условиях добычи и трубопроводного транспорта CO_2 -содержащего газа. Заметим, что ранее многие коррозионные исследования, в основном, были посвящены нефтепромысловым средам, в том числе и в части развития методов тестиро-

вания сталей и ингибиторов для защиты от внутренней коррозии [8, 9].

Следует отметить, что эксплуатационные условия нефтяных и газовых объектов отличаются между собой агрегатным состоянием основных добываемых флюидов: нефть и газ/газовый конденсат. Соответственно коррозионные проявления в процессе эксплуатации трубопроводов месторождений будут отличаться. Как было показано нами ранее [10], опасным процессом внутренней коррозии, возникающим именно на газопроводах, является локализация коррозии в верхней части трубы при конденсации влаги (TOL-коррозия), которая затем будет скапливаться и двигаться далее по нижней образующей трубы. Если условия с TOL-коррозией внутри газопроводов в присутствии CO_2 в определенной степени смоделированы и изучены [10, 11], то коррозионные испытания в других агрессивных условиях, возникающих при транспорте газа, исследованы в гораздо меньшей сте-

пени. Такие условия возникают при течении и контакте водной среды со стенкой трубы по нижней ее образующей.

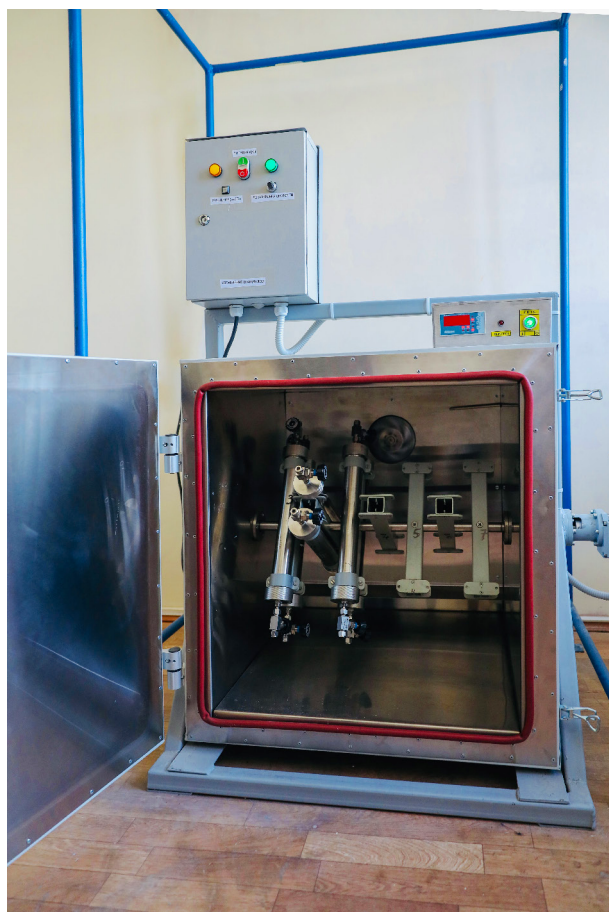
В связи с этим, в статье исследовались вопросы моделирования коррозии (коррозионных испытаний) в процессе течения жидкости по газопроводу, когда она занимает только небольшую часть внутреннего пространства трубы.

Методика эксперимента

Для выполнения имитационных испытаний в условиях транспортировки коррозионно-агрессивного газа в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были разработаны 2 испытательных стенда (рис. 1). Испытания на стенде 1 (рис. 1а) проводили на образцах из углеродистой стали Ст20 в сравнении с трубной низколегированной сталью (09Г2С)

при температурах (T) $+40...+60$ °С в течение временного промежутка (τ) от 120 до 720 час с созданием внутри ячеек избыточных парциальных давлений CO_2 ($P(CO_2)$). В качестве водной фазы использовали многокомпонентные модели конденсационной и пластовой вод с общей минерализацией 1 г/дм^3 (солевой состав включал $570 \text{ мг/дм}^3 NaCl$, $100 \text{ мг/дм}^3 KCl$, $200 \text{ г/дм}^3 NaHCO_3$, $80 \text{ мг/дм}^3 CaCl_2 \cdot 2H_2O$, $50 \text{ мг/дм}^3 MgCl_2 \cdot 6H_2O$) и 11 г/дм^3 (солевой состав включал $8010 \text{ мг/дм}^3 NaCl$, $310 \text{ мг/дм}^3 KCl$, $2250 \text{ мг/дм}^3 NaHCO_3$, $270 \text{ мг/дм}^3 CaCl_2 \cdot 2H_2O$, $160 \text{ мг/дм}^3 MgCl_2 \cdot 6H_2O$).

Испытания на стенде 2 (рис. 1б) выполнялись на образцах из углеродистых сталей (Х65 и Ст20) при $T = 22$ °С и постоянном барботировании CO_2 (для удаления кислорода) моделей водных сред ($2,5\% NaCl$ и $1 \text{ г/дм}^3 NaHCO_3$), имитирующих растворы пласто-



a



b

Рис. 1. Внешний вид коррозионных стендов, имитирующих условия:
a – переменного смачивания [12]; b – циркуляции жидкости [13]

Fig. 1. Appearance of corrosion stands simulating the following conditions:
a – variable wetting [12]; b – fluid circulation [13]

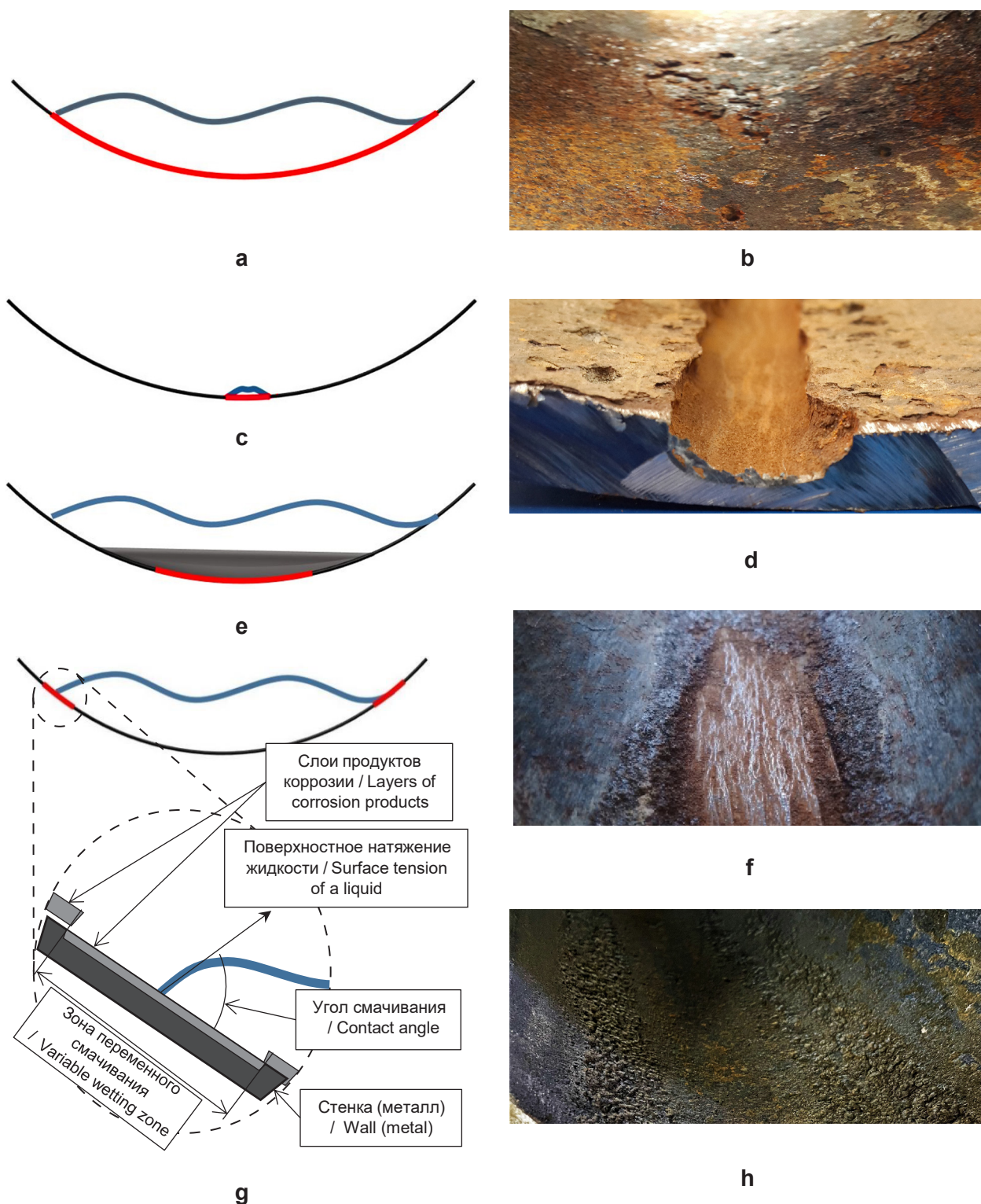


Рис. 2. Схематический рисунок (а, с, е, g) и фотография (b, d, f, h) возможных процессов развития внутренней коррозии по нижней образующей трубы: общая 6-часовая коррозия (а, b), речиковая коррозия (с, d), коррозия под отложениями (e, f) и коррозия в зоне переменного смачивания (g, h)

Fig. 2. Schematic drawing (a, c, e, g) and photograph (b, d, f, h) of possible processes for the development of internal corrosion along the lower part of the pipe: general 6-hour corrosion (a, b), rill corrosion (c, d), corrosion under deposits (e, f) and corrosion in the zone of variable wetting (g, h)

вой и конденсационной вод соответственно.

Оценку по результатам имитационных испытаний общей (равномерной) скорости коррозии $K_{\text{общ.}}$ проводили по потере массы образца. Дополнительно определяли скорости питтинговой (локальной, неравномерной) коррозии – по глубине коррозионного поражения по величине среднего $K_{\text{лок.}}$ (путем усреднения полученных значений).

Исследование морфологии осадков выполняли методом сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) на приборе JCM-7000 (Jeol, Япония), снабженном энергодисперсионным рентгеновским спектрометром для количественного анализа их элементного состава путём интегрального сканирования. Для получения изображений на СЭМ применяли детекторы в режиме сканирования вторичных электронов.

Съемка методом рентгеновской дифракции (XRD) проводилась на рентгеновском дифрактометре ARL X'TRA (ThermoFisherScientific (Ecublens) SARL, Швейцария) с вертикальной θ - θ геометрией Брэгга–Брентано. Использовалась рентгеновская трубка с медным анодом ($\text{CuK}\alpha$ -излучение, режим работы трубки $U=40$ kV, $I=30$ mA). Регистрация квантов дифрагированного рентгеновского излучения осуществлялась позиционно-чувствительным детектором MYTHEN2 R 1D. Кристаллические фазы идентифицировали путем сравнения рефлексов, полученных от исследуемого образца, с эталонными дифрактограммами соединений из международной базы дифракционных стандартов ICDD PDF-2 Release 2014. Соотношение кристаллических фаз определяли по методу Ритвельда. Использовали программные комплексы Crystallographica Search-Matchversion 3.1.0.2 и Siroquantversion 3.0.

Результаты и их обсуждение

На трубопроводах, могут возникать разные виды коррозии [4, 5, 14], моделирование которых требует корректного выбора и проведения соответствующих имитационных испытаний. Среди коррозионно-опасных параметров, оказывающих существенное воздействие на протекание УКК, можно выделить присутствие водной фазы и ее минеральный состав, температуру среды и

парциальное давление CO_2 [15-17]. Дополнительным фактором, ускоряющим протекание внутренней коррозии, является динамическое движение среды по трубопроводной системе, что также должно воспроизводиться при моделировании коррозионных испытаний [18-20].

Для оценки коррозивности потока жидкости, движущегося по нижней части трубы внутри газопровода, нами было проведено исследование возможных вариантов развития внутренней коррозии в таких случаях (рис. 2). Такое воздействие движения жидкости будет приводить к общей коррозионной потере толщины стенки трубы в месте ее контакта с водой, или так называемой «6-часовой» коррозии (рис. 2a, b). Для данных условий был создан коррозионный стенд с циркуляцией жидкости и барботированием среды CO_2 (рис. 1b) [13]. Такие условия будут возникать внутри трубопровода, например, на поздних этапах эксплуатации газового объекта, при высоком дебите жидкости, или при неравномерном выходе пластовых вод. Остальные случаи на рис. 2 можно рассматривать, как вариации условий, в зависимости от количества жидкой фазы и характера ее движения по нижней образующей трубного пространства. Одним из частных случаев, способным вызвать значительное утонение трубопровода, является «ручейковая коррозия» (рис. 2c, d). Если образовавшиеся в процессе УКК продукты коррозии имеют не сплошную/пористую структуру, то через них смогут проникать коррозионные компоненты, вызывая продолжение разрушительных процессов, особенно при невысокой скорости потока среды, например, на пониженных участках газопровода или в тупиковых зонах трубы. Такие условия развития УКК можно назвать коррозией под отложениями (рис. 2e, f).

Способствующим коррозионному разрушению газопровода является переменное смачивание стенки трубы жидкостью, приводящее к так называемой «менисковой» коррозии (рис. 2g, h). Этот переменный характер наличия или отсутствия контакта внутренней стальной поверхности с водной фазой может вызывать интенсивное протекание УКК с утонением стенки газопровода. Для имитации прерывистого движения потока жидкой среды (с попеременным

смачиванием / несмачиванием стали) нами был разработан испытательный коррозионный стенд (рис. 1а) [12]. Моделирование коррозионного воздействия достигается проведением испытаний во вращающихся герметичных испытательных ячейках (объемом 300 мл) с завинчивающимися с обеих концов крышками и уплотнительными элементами, внутри которых создаются избыточные парциальные давления CO_2 ($P(CO_2)$). В конструкцию коррозионного стенда включены 14 ячеек, которые закреплены на валу, вращающемся вокруг своей оси. Ячейки расположены внутри термошкафа, где может поддерживаться нужная T (до $+80^\circ C$). Испытуемые стальные образцы располагаются в ячейке на удалении друг от друга, крепятся при помощи специальных фиксаторов, инертных по отношению к испытуемым средам и образцам во всем температурном диапазоне испытаний. Ячейки частично заполняются жидкой модельной средой (до $2/3$ объема), предварительно продуваются (для удаления кислорода), в них создается необходимое $P(CO_2)$. Расположение стальных образцов в противоположных концах ячеек приводит к тому, что они при вращении вала установки поочередно на одно и то же время перемещаются из газовой фазы в жидкую и обратно (таким образом обеспечивается динамический характер движения потока жидкой фазы и переменного смачивания образцов, имитирующего воздействие среды на стенку трубы газопровода). Динамический характер движения жидкости обеспечивает подвод коррозионно-активной воды, содержащей провоцирующие локаль-

ную коррозию анионы, и отвод продуктов коррозии, увеличивая гетерогенность поверхности и стимулируя продолжение процесса внутренней коррозии.

Испытания при циркуляции жидкости на коррозионном стенде [13], представленном на рис. 1б, показали, что при скорости потока моделей конденсационной ($1 \text{ г/дм}^3 \text{ NaHCO}_3$) и пластовой ($2,5\% \text{ NaCl}$) вод от $1,5$ до $2,0 \text{ м/с}$ значение $K_{\text{общ.}} = 1,00 \dots 1,18 \text{ мм/год}$ (табл. 1). При увеличении скорости движения потока среды до 5 м/с происходит повышение скорости УКК не выше, чем в $1,5$ раза.

Как показал XRD-анализ осадков на образцах после испытаний, на дифрактограмме присутствуют дифракционные пики, что свидетельствует о наличии в образце фаз, обладающих кристаллической структурой (рис. 3). Основной пик на дифрактограмме принадлежит стали (Fe).

Все остальные присутствующие на дифракционной картине пики (рис. 3) имеют незначительную интенсивность и широкий профиль, что может свидетельствовать как о нестехиометрическом составе фаз, так и о незначительном размере сформировавшихся частиц. К сожалению, из-за низкой интенсивности пиков и их широкого профиля, невозможно достоверно установить фазовый состав сформировавшихся продуктов. Это может означать нестехиометрический или переменный состав сформировавшихся отложений на поверхности образцов после испытаний на коррозионном стенде в условиях постоянных циркуляции водного электролита и продувки CO_2 . Из представленных на рис. 3 положений пиков, которые не удалось иден-

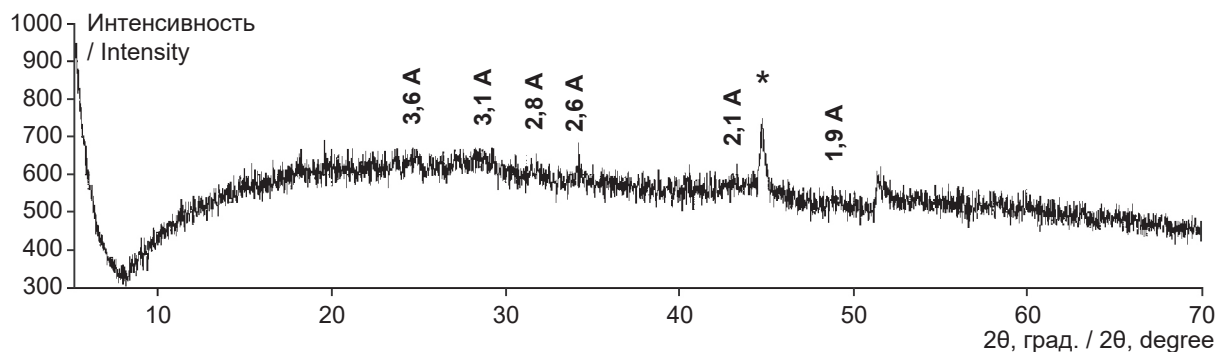


Рис. 3. Идентифицированная экспериментальная дифрактограмма осадка (Условные обозначения: * – сталь; X – пик низкофоновой подложки)

Fig. 3. Experimental diffraction patterns of precipitation (legend: * – steel; X – peak of low-background substrate)

Таблица 1. Результаты испытаний на коррозионном стенде в условиях циркуляции водного раствора, барботируемого CO_2

Table 1. Results of tests on a corrosion stand under conditions of circulation of an aqueous solution bubbled with CO_2

Скорость потока, м/с / Flowspeed, m/s	$K_{общ.}$, мм/год / $K_{ср.}$, mm/year	Внешний вид осадка / Appearance of precipitation	СЭМ изображение осадка / SEM image of sediment
1,5	1,00...1,03		
2,0	1,07...1,18		
5,0	1,40...1,51		

тифицировать, можно предположить, что пик в области $2,1 \text{ \AA}$ принадлежит меди (Cu); пики с положением $3,1 \text{ \AA}$, $2,8 \text{ \AA}$, $1,9 \text{ \AA}$ – оксиду свинца (PbO). В связи с этим нами был проведен дополнительный анализ осадков методом СЭМ. Полученные СЭМ-изображения представлены в табл. 1. Исследование структуры продуктов коррозии, полученных при движении жидкости со скоростью 1,5...2,0 м/с, показывает, что образец состоит из больших фракций частиц. Сами фракции различаются по микроструктуре. При этом одни из них представлены в виде мелких частиц, которые могут быть собраны в более крупные, образуя при этом плотное соединение. А другие имеют вид монолитно слитого ворсистого образования. Морфология осадка имеет ярко выраженные светлые и темные участки, что говорит о неравномерном распределении элементов. Анализ состава показал, что в этом осадке основными элементами являются следующие (содержание, % масс.): Fe (22,71...64,10), O (9,36...14,77), Cu (13,30...41,50), Pb (0,00...18,49).

Другой осадок, сформировавшийся при более высокой скорости потока жидкой фазы (до 5,0 м/с), представляет собой мелкодисперсный порошок с фракциями различного размера и формы (табл. 1).

Морфологическое исследование показало, что присутствуют различные области, отличающиеся по контрасту. Это говорит о неравномерности химического состава фракций частиц. Согласно элементному анализу данных СЭМ, содержание основных элементов в данном осадке находится в следующих диапазонах (% масс.): Fe (5,49...50,53), O (4,15...30,95), Cu (0,00...50,31), Pb (0,00...51,83).

В обоих осадках обнаружено присутствие в следовых количествах Ni , Mn и Ti , Si , S , которые могли попасть в осадок из легирующих добавок стали при ее растворении в процессе УКК.

Данные СЭМ подтверждают результаты XRD-анализа обоих осадков. Однако постоянное циркулирование в коррозионном стенде жидкости, по-видимому, препятствует формированию и кристаллизации продуктов коррозии на стали.

По результатам предварительных испытаний на другом коррозионном стенде [12] в условиях переменного смачивания (водной средой с минерализацией 1 г/дм^3) стали при $T = +40...+60 \text{ }^\circ\text{C}$ после 120 час на поверхности пленки продуктов коррозии наблюдаются мелкие несплошности (рис. 4).

Через $\tau = 330$ час под отложениями видны

следы коррозионных проявлений (преимущественно общего характера) из-за влияния периодического смачивания жидкостью стальных образцов. По окончании эксперимента ($\tau = 720$ час) фиксируются отслоения в пленке продуктов УКК, которые возникли уже во второй половине эксперимента на коррозионном стенде [12] при переменном воздействии водной среды на сталь (рис. 4). Именно в этих местах сколов пленки карбоната железа ($FeCO_3$) в дальнейшем и возникают локальные проявления УКК в виде коррозионных язв и питтингов. Схожие с нашими эффекты в условиях воздействия агрессивного CO_2 наблюдали и авторы [21], которые

сообщают о растрескивании и отслоении слоя сидерита с поверхности низколегированной стали.

Осадок продуктов УКК в виде сидерита ($FeCO_3$) может как обладать определенными защитными характеристиками, так и быть не сплошным и пористым [22, 23]. Однако известно [24-26], что при протекании УКК могут образовываться осадки сидерита нестехиометрического состава $(Ca_xMg_yMn_zFe)CO_3$. Это связано с тем, что в кристаллической структуре сидерита может случаться изоморфизм (изменение химического состава фазы при сохранении ее кристаллической структуры), при котором

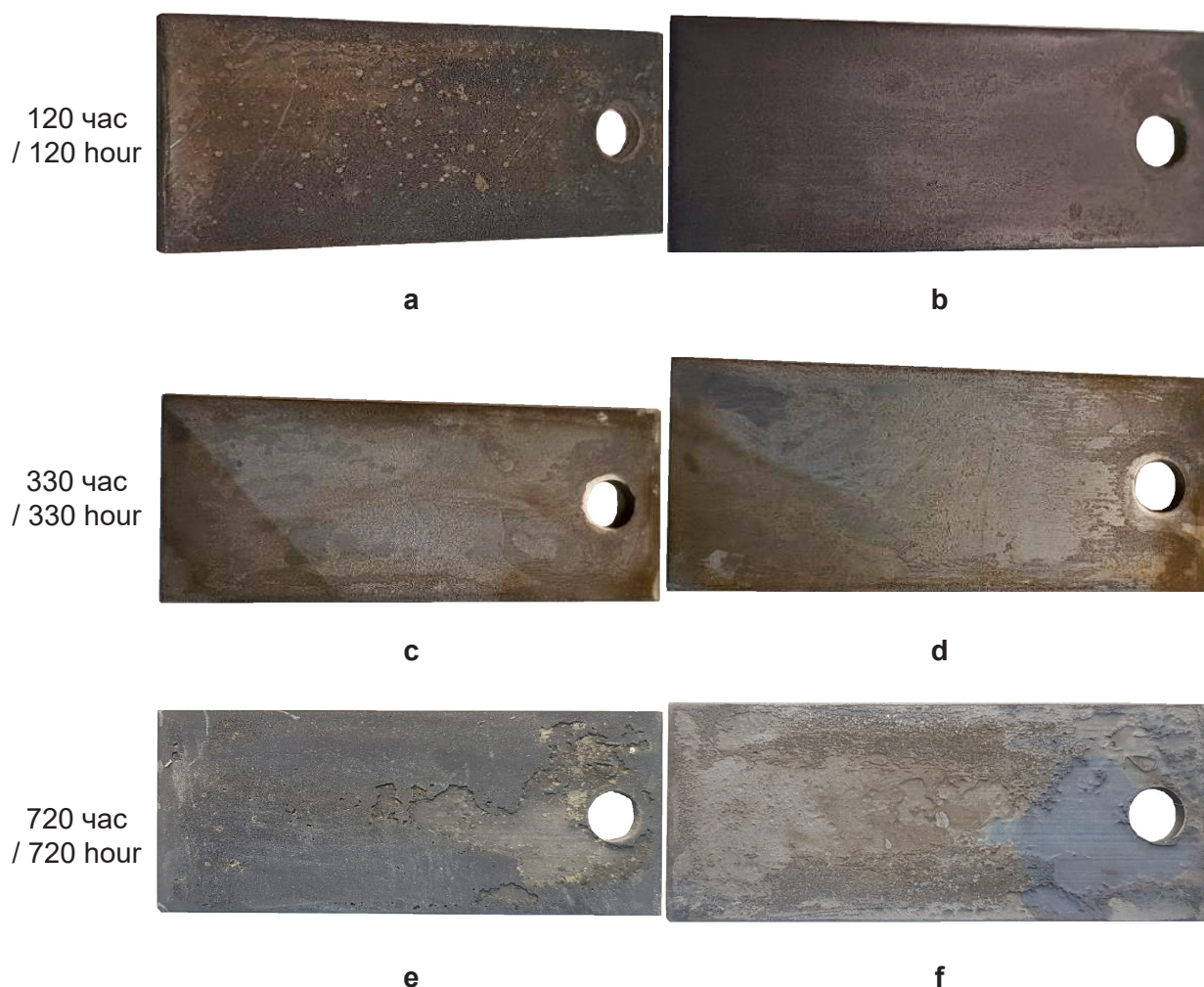


Рис. 4. Фото внешнего вида образцов стали Ст20 после различного времени испытаний по методу 2 в водной среде: а, с, е – с продуктами коррозии; b, d, f – без продуктов коррозии

Fig. 4. Photos of the appearance of St20 steel samples after different time of tests using method 2 in different environments: a, c, e – with corrosion products; b, d, f – without corrosion products

часть ионов железа в стехиометрическом $FeCO_3$ может быть частично замещена другими ионами (марганца, кальция и/или магния). Образующиеся в результате изоморфизма соединения типа $(Ca_xMg_yMn_zFe)CO_3$ будут плохо окристаллизованы из-за наличия дефектов в кристаллической структуре и с небольшим (по сравнению со стехиометрическим $FeCO_3$) размером частиц. Присущие им структурные особенности (размер кристаллитов, микроискажения и дефекты) будут усложнять образование плотноупакованной, сплошной и хорошо прилегающей к поверхности стали пленки продуктов коррозии. В связи с этим их защитные свойства могут быть пониженными и менее устойчивыми к агрессивному воздействию эксплуатационных условий, приводя к повышенной степени развития УКК, в том числе и к ее локализации [4, 5]. Движение потока среды, моделируемое на стендовой коррозионной установке [12], будет способствовать удалению на определенных участках слоев плохо сцепленного с поверхностью стали карбоната железа (рис. 4). Авторы [27] отмечают роль динамического фактора движения потока среды на образование и осаждение на стали нестехиометрического сидерита состава $Fe_{0,31}Ca_{0,69}CO_3$. В другом исследовании [28] сообщается, что нестехиометрический $Ca_xFe_{(1-x)}CO_3$ образовался пористым и плохо окристаллизованным, снижая возможность образования монолитного и эффективного защитного слоя на стали. Заметим, что создаваемая при этом гетерогенность поверхности, где сталь без продуктов коррозии является анодной областью, а остальная – катодной областью, будет усиливать локализацию УКК.

Дополнительно нами была проведена оценка профиля рефлекса сидерита (табл. 2) по величине полной ширины рефлекса на половине абсолютной высоты (β), часто называемой полушириной. Основными факторами, обуславливающими изменения ширины рефлексов, являются структурные особенности минералов, связанные с наличием дефектов в кристаллической решетке. Значение β , являясь качественной и суммарной характеристикой всех структурных неоднородностей, может служить для сравнительной оценки продуктов

коррозии, полученных на различных трубах.

В табл. 2 представлены результаты оценки изоморфных замещений в кристаллической структуре сидерита, отобранного с поверхности 2-х труб газопровода после долгой эксплуатации в местах образования локальных дефектов. Обработка результатов (табл. 2) позволила установить, что для условий эксплуатации трубы (№ 1) наблюдаются 2 модификации нестехиометрического сидерита (пики 2,82 - 2,83 Å и 2,80-2,81 Å для осадков, отобранных в самом дефекте и рядом с ним) и происходит соответствующее замещение:

- 1) ионов Fe^{2+} на Ca^{2+} ($Ca_xFe_yCO_3$);
- 2) ионов Fe^{2+} на Ca^{2+} , Mg^{2+} , Mn^{2+} ($(Ca_xMg_yMn_zFe)CO_3$).

Структурные данные этих осадков (табл. 2) из-за изоморфного замещения в кристаллической структуре отличаются и смещены относительно теоретических значений параметров стехиометрического $FeCO_3$ (стандартные параметры для элементарной ячейки (э.я.) составляют $a = 4,6920$; $c = 15,3800$, а величина $\beta = 0,08$).

Для осадков с другой трубы (№ 2), отобранных также рядом и вдали от дефекта, несмотря на то, что параметры для э.я. близки к стехиометрическому $FeCO_3$, величина β повышенная. При отсутствии изоморфизма, увеличенное β (0,172...0,384), по-видимому, связано с малым размером частиц сидерита в слое продуктов коррозии на трубе № 2, что также будет ухудшать их защитные свойства.

По результатам вышеприведенного предварительного тестирования (рис. 4) последующие испытания на коррозионном стенде в условиях периодического смачивания проводились при $\tau = 720$ час и $T = 60$ °С на стали 09Г2С. Нами ранее было показано [29], что при $P(CO_2) = 0,1$ МПа показатели $K_{лок}$ могут быть в 2,2...2,9 раза выше в более минерализованной воде по сравнению с конденсационной. При этом аналогичные значения $K_{общ}$ в этих же средах и условиях находятся в одинаковом диапазоне (табл. 3). Это может быть связано с более высоким содержанием анионов-активаторов локальных дефектов в модели воды с минерализацией 11 г/дм³. При повышении $P(CO_2)$ до 0,26 МПа максимальные значения $K_{общ}$

Таблица 2. Параметры элементарной ячейки и оценка изоморфных замещений в кристаллической структуре сидерита на сталях по данным XRD-анализа

Table 2. Unit cell parameters and assessment of isomorphous substitutions in the crystal structure of siderite on steels according to XRD analysis

№	Параметры э.я.* / Parameters e.c.* Состав сидерита / The composition of siderite				$\beta, ^\circ$
	Пик, Å / Peak, Å	Модификация 1 / Modification 1	Пик, Å / Peak, Å	Модификация 2** / Modification 2**	
1	2,82	$a = 4,7198; c = 15,5264$ $Ca_{0,09}Fe_{0,91}CO_3$	2,80	$a = 4,7068; c = 15,4107$ $M_{0,02}Fe_{0,98}CO_3$	0,436
	2,83	$a = 4,7326; c = 15,5422$ $Ca_{0,1}Fe_{0,9}CO_3$	2,81	$a = 4,7218; c = 15,4557$ $M_{0,05}Fe_{0,95}CO_3$	0,373
2	2,80	$a = 4,7019; c = 15,3746$ $FeCO_3$	-	-	0,384
	2,79	$a = 4,7030; c = 15,3616$ $FeCO_3$	-	-	0,172

*Стандартные параметры для стехиометрического сидерита $a = 4,6920; c = 15,3800; \beta = 0,08$

/ *Standard parameters for stoichiometric siderite $a = 4.6920; c = 15.3800; \beta = 0.08$

** $M = (Ca^{2+}, Mg^{2+}, Mn^{2+})$

увеличиваются в 2 раза после испытаний в обеих водных средах. Заметим, что в более минерализованной воде рост $P(CO_2)$ не оказывает существенного влияния на $K_{лок}$. Преобладающее влияние в этом случае на степень локализации УКК оказывает минерализация среды. Однако в воде с более низкой минерализацией 1 г/дм³ обратная ситуация, когда рост $P(CO_2)$ с 0,1 до 0,26 МПа приводит к повышению $K_{лок}$ в 3,3...3,5 раза. Можно предположить, что в данном случае недостаточная минерализация может сказываться на составе, толщине и свойствах пленки продуктов коррозии. Они будут формироваться малостойкими и в большей степени подверженными уносу при переменном смачивании стальных образцов, провоцируя развитие локальной УКК. Это подтверждается наличием множественных питтингов и коррозионных язв на поверхности стали после испытаний на коррозионном стенде (табл. 3).

Как сообщалось в [30], по данным толщинометрии газопроводов из стали 09Г2С на

объектах Бованенковского газового месторождения значения $K_{лок}$ (по замерам, исходя из глубины локальных дефектов) в присутствии CO_2 достигала до 1,5...2,8 мм/год. Схожего порядка получились скорости развития локальной УКК и при испытаниях на наших коррозионных стендах.

Выводы

1. На основе комплекса экспериментальных исследований рассмотрены основные виды коррозионных проявлений углекислотной коррозии и выделены те, которые являются характерными только для условий воздействия потока жидкости на внутреннюю поверхность газопровода.

2. Для каждого из наиболее важных видов внутренней коррозии газопроводов предложены перспективные методы испытаний и их техническая реализация с помощью разработанных коррозионных стендов, имитирующих типичные и наиболее агрессивные для газопроводов циркуляцию жидкости и условия переменного смачивания

Таблица 3. Результаты испытаний образцов стали 09Г2С в условиях переменного смачивания на коррозионном стенде при температуре 60 °С [29]

Table 3. Test results of 09G2S steel samples under conditions of variable wetting on a corrosion stand at a temperature of 60 °C [29]

Минерализация, г/дм ³ / Mineralization, g/dm ³	$P(\text{CO}_2)$, МПа / $P(\text{CO}_2)$, МПа	K , мм/год / K , mm/year		Внешний вид образца / Sample appearance
		$K_{\text{общ.}} / K_{\text{сст.}}$	$K_{\text{лок.}} / K_{\text{лос.}}$	
1	0,1	0,26...0,34	0,60...1,12	
11		0,29...0,36	1,77...2,52	
1	0,26	0,26...0,66	1,99...3,98	
11		0,51...0,69	1,42...2,03	

трубы.

3. Характер и параметры развития сформированных в процессе испытаний на стальной поверхности образцов локальных (преимущественно в виде питтингов и коррозионных язв) дефектов сопоставимы с результатами, получаемыми в условиях эксплуатации реальных газовых объектов с проблемами углекислотной коррозии. Это подтверждает высокую степень приближения имитационных условий испытательных стендов к коррозионным факторам углекислотной коррозии газопроводов.

4. Предложенные два новых перспективных метода испытания (циркуляция жидкости и условия переменного смачивания трубы) дополняют ранее предложенный нами метод с конденсацией влаги на поверхности трубы. Сочетание и применение данных трех методов позволяет моделировать все основные коррозионно-опасные условия внутри газопровода при транспортировке агрессивного CO_2 -содержащего газа, включая наиболее опасную локальную кор-

розию.

5. Нами показано, что использование методов сканирующей электронной микроскопии и рентгеновский дифракции, которые ранее не получили широкого применения в отечественной промышленной лабораторной практике, позволяет провести анализ с приборной оценкой характера и состава коррозионных отложений сидерита и влияния на их свойства и стойкость потока жидкости.

6. Подтверждено образование нестехиометрического сидерита со структурными особенностями, снижающими его защитные свойства, в местах уноса продуктов коррозии с низкими адгезионными свойствами, где происходит в дальнейшем интенсивное образование локальных дефектов в присутствии CO_2 .

Литература

1. Слугин П.П., Ягафаров И.Р., Кантюков Р.Р. и др. Научный анализ технического состояния и защиты скважинного оборудования и промышленных трубопроводов ПАО

«Газпром» в условиях добычи и транспортировки коррозионно-агрессивного газа. Часть 1 // Газовая промышленность. – 2023. – Т. 854, № 9. – С. 64-71.

2. Li J., Liu Z., Du C.et. al. Study on the corrosion behaviours of API X65 steel in wet gas environment containing CO₂ // Corrosion engineering, science and technology. – 2017. – V. 52, № 4. – P. 317-323. <https://doi.org/10.1080/1478422X.2016.1278513>

3. Вагапов Р.К. Стойкость сталей в эксплуатационных условиях газовых месторождений, содержащих в добываемых средах агрессивный CO₂ // Материаловедение. – 2021. – № 8. – С. 41-47. doi:10.31044/1684-579X-2021-0-8-41-47

4. Alamr A.H. Localized corrosion and mitigation approach of steel materials used in oil and gas pipelines – An overview // Engineering Failure Analysis. – 2020. – V. 116. – Article 104735. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104735>

5. Tan Z., Yang L., Zhang D. et. al. Development mechanism of internal local corrosion of X80 pipeline steel // Journal of Materials Science & Technology. – 2020. – V. 49. – P. 186-201. <https://doi.org/10.1016/j.jmst.2019.10.023>

6. Askari M., Aliofkhazraei M., Ghaffari S. et. al. Film former corrosion inhibitors for oil and gas pipelines - A technical review // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – V. 58. – P. 92-114. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.07.025>

7. Shamsa A., Barker R., Hua Y.et. al. Performance evaluation of an imidazoline corrosion inhibitor in a CO₂-saturated environment with emphasis on localised corrosion // Corrosion Science. – 2020. – V. 176. – Article 108916. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2020.108916>

8. Гладченкова Ю.С. Анализ методов коррозионных испытаний сталей. Методы определения показателей коррозионной стойкости сталей для нефтепромысловых трубопроводов // Проблемы черной металлургии и материаловедения. – 2020. – № 3. – С. 83-93.

9. Андреев Н.Н., Сивоконь И.С. Методология лабораторного тестирования ингибиторов углекислотной коррозии для нефтепромысловых трубопроводов // Практика

противокоррозионной защиты. – 2014. – Т. 74, № 4. – С. 36-43.

10. Ибатуллин К.А., Вагапов Р.К. Оценка влияния различных факторов на коррозию сталей при конденсации влаги в условиях транспортировки коррозионно-агрессивного газа // Практика противокоррозионной защиты. – 2022. – Т. 27, № 3. – С. 31-46. doi:10.31615/j.corros.prot.2022.105.3-2

11. Rozi F., Mohebbi H., Ismail M.C.et. al. Laboratory investigation on the condensation and corrosion rates of top of line corrosion in carbon steel: a case study from pipeline transporting wet gas in elevated temperature// Corrosion engineering, science and technology. – 2018. –V. 53, № 6. – P. 444-448. <https://doi.org/10.1080/1478422X.2018.1499169>

12. Патент № 2772614 РФ. Способ коррозионных испытаний и установка для его осуществления / Р.Р. Кантюков, Д.Н. Запечалов, Р.К. Вагапов, К.А. Ибатуллин. Заявл. 26.07.2021, опубл. 23.05.2022.

13. Патент № 2772612 РФ. Способ коррозионных испытаний и высокоскоростная циркуляционная установка для его осуществления / Р.Р. Кантюков, Д.Н. Запечалов, Р.К. Вагапов, К.А. Ибатуллин. Заявл. 26.07.2021, опубл. 23.05.2022.

14. Савельев В.В., Иванов А.Н. Канавочная ручейковая коррозия подводных трубопроводов системы поддержания пластового давления на месторождении Белый Тигр // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 9. – С. 120-123. doi:10.24887/0028-2448-2017-9-120-122

15. Nešić S. Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipelines: a review / Corrosion Science. – 2007. – Vol. 49. – P. 4308-4338. doi:10.1016/j.corsci.2007.06.006

16. Байдин И.И., Коваленко А.В., Гумерова Н.В. и др. Анализ динамики внедрения пластовой воды в газовую залежь в условиях сокращения добычи газа // Известия вузов. Нефть и газ. – 2018. – № 6. – С. 41-44. doi:10.31660/0445-0108-2018-6-41-44

17. Elgaddafi R., Ahmed R., Osisanya S. Modeling and experimental study on the effects of temperature on the corrosion of API carbon steel in CO₂-saturated environment // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 196. – Article 107816. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107816>

18. Zhong X., Shang T., Zhang C. et. al. In situ study of flow accelerated corrosion and its mitigation at different locations of a gradual contraction of N80 steel // *Journal of Alloys and Compounds*. – 2020. – Vol. 824. – Article 153947. <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2020.153947>

19. Li J., Wang D., Xie F. Failure analysis of CO₂ corrosion of natural gas pipeline under flowing conditions / *Engineering Failure Analysis*. – 2022. – Vol. 137. – Article 106265. doi:10.1016/j.engfailanal.2022.106265

20. Zhang D., Yang L., Tan Z. et al. Corrosion behavior of X65 steel at different depths of pitting defects under local flow conditions // *Experimental Thermal and Fluid*. – 2020. – Vol. 124. – Article 110333. doi:10.1016/j.expthermflusci.2020.110333

21. Yin Z.F., Zhao W.Z., Feng Y.R. et al. Scaling characteristics and growth of corrosion product films in turbulent flow solution containing saturated CO₂ // *Materials and Corrosion*. – 2009. – V. 60, № 1. – P. 5-13. doi:10.1002/maco.200805040

22. Fosbol P.L., Thomsen K., Stenby E.H. Review and recommended thermodynamic properties of FeCO₃ // *Corrosion Engineering, Science and Technology*. – 2010. – Vol. 45, № 2. – P. 115- 135. <https://doi.org/10.1179/174327808X286437>

23. Sun W, Nešić S. Kinetics of Corrosion Layer Formation: Part 1-Iron Carbonate Layers in Carbon Dioxide Corrosion // *Corrosion*. – 2008. – Vol. 64, № 4. – P. 334-346. <https://doi.org/10.5006/1.3278477>

24. Wu S.L., Cui Z.D., He F. et al. Characterization of the surface film formed from carbon dioxide corrosion on N80 steel // *Materials Letters*. – 2004. – Vol. 58. – P. 1076-1081. doi:10.1016/j.matlet.2003.08.020

25. Mansoori H., Young D., Brown B. et. al. Influence of calcium and magnesium ions on CO₂ corrosion of carbon steel in oil and gas production systems (review) // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 59. – P. 287-296. doi:10.1016/j.jngse.2018.08.025

26. Вагапов Р.К. Анализ влияния агрессивных факторов и условий на состав коррозионных продуктов // *Вопросы материаловедения*. – 2022. – Т. 111, № 3. – С. 85-97. doi:10.22349/1994-6716-2022-111-3-85-97

27. Rizzo R., Ambat R. Effect of initial CaCO₃ saturation levels on the CO₂ corrosion of 1Cr carbon steel // *Materials and Corrosion*. – 2021. – Vol. 72, № 6. – P. 1076-1090. <https://doi.org/10.1002/maco.202011822>

28. Mohammed S.A., Hua Y., Barker R. et al. Effect of calcium on X65 carbon steel pitting in saturated CO₂ environment // *Electrochimica Acta*. – 2022. – Vol. 407. – Article 139899. <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2022.139899>

29. Вагапов Р.К., Ибатуллин К.А. О коррозионной агрессивности эксплуатационных условий на инфраструктурных объектах подземных хранилищ газа // *Практика противокоррозионной защиты*. – 2023. – Т. 28, № 4. – С. 7-17. doi:10.31615/j.corros.prot.2023.110.4-1

30. Слугин П.П., Полянский А.В. Оптимальный метод борьбы с углекислотной коррозией трубопроводов на Бованенковском НГКМ // *Наука и техника в газовой промышленности*. – 2018. – Т. 74, № 2. – С. 104-109

References

1. Slugin, P. P., Yagafarov, I. R., Kantyukov, R. R. et. al. (2023). Scientific analysis of the technical status and protection of well equipment and field pipelines of PJSC Gazprom under conditions of corrosive gas production and transportation. Part 1. *Gas Industry of Russia*, 854(9), 64-71. (in Russ.)

2. Li, J., Liu, Z., Du, C. et. al. (2017). Study on the corrosion behaviours of API X65 steel in wet gas environment containing CO₂. *Corrosion engineering, science and technology*, 52(4), 317-323. <https://doi.org/10.1080/1478422X.2016.1278513>

3. Vagapov, R. K. (2022). Resistance of Steels under Operating Conditions of Gas Fields Containing Aggressive CO₂ in the Produced Media. *Inorganic Materials: Applied Research*, 13(1), 240-245. doi:10.1134/S2075113322010397

4. Alamr, A. H. (2020). Localized corrosion and mitigation approach of steel materials used in oil and gas pipelines – An overview. *Engineering Failure Analysis*, 116, Article 104735. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104735>

5. Tan, Z., Yang, L., Zhang, D. et. al. (2020). Development mechanism of internal local corrosion of X80 pipeline steel. *Journal of*

Materials Science & Technology, 49, 186-201.
<https://doi.org/10.1016/j.jmst.2019.10.023>

6. Askari, M., Aliofkhaezrai, M., Ghaffari, S. et al. (2018). Film former corrosion inhibitors for oil and gas pipelines - A technical review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 58, 92-114. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.07.025>

7. Shamsa, A., Barker, R., Hua, Y. et al. (2020). Performance evaluation of an imidazoline corrosion inhibitor in a CO₂-saturated environment with emphasis on localised corrosion. *Corrosion Science*, 176, Article 108916. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2020.108916>

8. Gladchenkova, Yu. S. (2020). Analysis of methods for corrosion testing of steels. Methods for determining the corrosion resistance of steels for oilfield pipelines. *Problems of ferrous metallurgy and materials science*, (3), 83-93. (in Russ.)

9. Andreev, N. N., Sivokon, I. S. (2014). Methodology of laboratory assessment of efficiency of carbon dioxide corrosion inhibitors in oilfield pipelines. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 74(4), 36-43. (in Russ.)

10. Ibatullin, K. A., Vagapov, R. K. (2022). Evaluation of the influence of various factors on the corrosion of steels during moisture condensation under the conditions of transportation of a corrosive gas. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 27(3), 31-46. doi:10.31615/j.corros.prot.2022.105.3-2 (in Russ.)

11. Rozi, F., Mohebbi, H., Ismail, M. C. et al. (2018). Laboratory investigation on the condensation and corrosion rates of top of line corrosion in carbon steel: a case study from pipeline transporting wet gas in elevated temperature. *Corrosion engineering, science and technology*, 53(6), 444-448. <https://doi.org/10.1080/1478422X.2018.1499169>

12. Patent № 2772614, RF. Corrosion testing method and installation for its implementation / Kantyukov, R. R., Zapevalov, D. N., Vagapov, R. K., Ibatullin, K. A. (in Russ.)

13. Patent № 2772612, RF. Corrosion testing method and high-speed circulation unit for its implementation / Kantyukov, R. R., Zapevalov, D. N., Vagapov, R. K., Ibatullin, K. A. (in Russ.)

14. Savelev, V. V., Ivanov, A. N. (2017).

The crevice (grooving) corrosion of submarine pipelines for reservoir pressure maintenance system on the White Tiger oilfield. *Oil Industry*, (9), 120-123. doi:10.24887/0028-2448-2017-9-120-122 (in Russ.)

15. Nešić, S. (2007). Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipelines: a review. *Corrosion Science*, 49, 4308-4338. doi:10.1016/j.corsci.2007.06.006

16. Baydin, I. I., Kovalenko, A. V., Gumerova, N. V. et al. (2018). Analysis of the dynamics of reservoir water introduction in the gas reservoir on the decline of gas production. *Oil and Gas Studies*, (6), 41-44. doi:10.31660/0445-0108-2018-6-41-44

17. Elgaddafi, R., Ahmed, R., Osisanya, S. (2021). Modeling and experimental study on the effects of temperature on the corrosion of API carbon steel in CO₂-saturated environment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, Article 107816. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107816>

18. Zhong, X., Shang, T., Zhang, C. et al. (2020). In situ study of flow accelerated corrosion and its mitigation at different locations of a gradual contraction of N80 steel. *Journal of Alloys and Compounds*, 824, Article 153947. <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2020.153947>

19. Li, J., Wang, D., Xie, F. (2022). Failure analysis of CO₂ corrosion of natural gas pipeline under flowing conditions. *Engineering Failure Analysis*, 137, Article 106265. doi:10.1016/j.engfailanal.2022.106265

20. Zhang, D., Yang, L., Tan, Z. et al. (2020). Corrosion behavior of X65 steel at different depths of pitting defects under local flow conditions. *Experimental Thermal and Fluid*, 124, Article 110333. doi:10.1016/j.expthermflusci.2020.110333

21. Yin, Z. F., Zhao, W. Z., Feng, Y. R. et al. (2009). Scaling characteristics and growth of corrosion product films in turbulent flow solution containing saturated CO₂. *Materials and Corrosion*, 60(1), 5-13. doi:10.1002/maco.200805040

22. Fosbol, P.L., Thomsen, K., Stenby, E.H. (2010). Review and recommended thermodynamic properties of FeCO₃. *Corrosion Engineering, Science and Technology*, 45(2), 115-135. <https://doi.org/10.1179/174327808X286437>

23. Sun, W., Nešić, S. (2008). Kinetics

of Corrosion Layer Formation: Part 1—Iron Carbonate Layers in Carbon Dioxide Corrosion. *Corrosion*, 64(4), 334-346. <https://doi.org/10.5006/1.3278477>

24. Wu, S. L., Cui, Z. D., He, F. et al. (2004). Characterization of the surface film formed from carbon dioxide corrosion on N80 steel. *Materials Letters*, 58, 1076-1081. doi:10.1016/j.matlet.2003.08.020

25. Mansoori, H., Young, D., Brown, B. et al. (2018). Influence of calcium and magnesium ions on CO₂ corrosion of carbon steel in oil and gas production systems (review). *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 59, 287-296. doi: 10.1016/j.jngse.2018.08.025

26. Vagapov, R. K. (2022). Analysis of the influence of aggressive factors and conditions on the composition of corrosive products. *Voprosy Materialovedeniya*, 111(3), 85-97. doi:10.22349/1994-6716-2022-111-3-85-97 (in Russ.)

27. Rizzo, R., Ambat, R. (2021). Effect

of initial CaCO₃ saturation levels on the CO₂ corrosion of 1Cr carbon steel. *Materials and Corrosion*, 72(6), 1076-1090. <https://doi.org/10.1002/maco.202011822>

28. Mohammed, S. A., Hua, Y., Barker, R. et al. (2022). Effect of calcium on X65 carbon steel pitting in saturated CO₂ environment. *Electrochimica Acta*, 407, Article 139899. <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2022.139899>

29. Vagapov, R. K., Ibatullin, K. A. (2023). On the corrosive aggressiveness of operating conditions at infrastructure facilities of underground gas storage facilities. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 28(4), 7-17. doi:10.31615/j.corros.prot.2022.105.3-2 (in Russ.)

30. Slugin, P. P., Polyanskii, A. V. (2018). Optimal method for countering carbon dioxide corrosion of pipelines at the Bovanenkovskoye OGCF. *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti*, 74(2), 104-109. (in Russ.)

Информация об авторах

Запевалов Дмитрий Николаевич, к.т.н., начальник корпоративного центра, Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Московская область, Российская Федерация

Вагатов Руслан Кизитович, д.т.н., к.х.н., начальник лаборатории, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Российская Федерация

Ибатуллин Константин Анатольевич, к.х.н., ведущий научный сотрудник лаборатории, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Российская Федерация

Information about authors

Dmitry N. Zapevalov, Ph.D. in Technical Sciences, Head of Corporate Center, Limited-liability company «Gazprom VNIIGAZ», Moscow region, Russian Federation

Ruslan K. Vagapov, Doctor of Technical Sciences, Ph.D. in Chemistry, Head of Laboratory, Limited-liability company «Gazprom VNIIGAZ», Moscow region, Russian Federation

Konstantin A. Ibatullin, Ph.D. in Chemistry, Leading Researcher, Limited-liability company «Gazprom VNIIGAZ», Moscow region, Russian Federation