



ПРИБОРЫ И МЕТОДЫ КОРРОЗИОННОГО КОНТРОЛЯ

DEVICES AND METHODS CORROSION CONTROL

Тип статьи: научная, оригинальная

Article type: original

<https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2025.116.2-1>

Об ограниченности применения предиктивного анализа для оценки опасности углекислотной коррозии стали на газовых месторождениях

Р.К. Вагапов✉, К.А. Ибатуллин

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717, Московская обл, г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

e-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. Углекислотная коррозия является одной из основных проблем газовых месторождений на современном этапе их развития. Одним из методов для оценки коррозионной агрессивности эксплуатационных условий нефтегазовых месторождений является использование расчетных моделей. Предиктивные модели известны еще с 1970-х годов и разработаны преимущественно для нефтяных месторождений. Среди таких моделей для определения скоростей углекислотной коррозии самыми известными являются уравнения NORSOK и де Ваарда-Миллиамса. Опыт ООО «Газпром ВНИИГАЗ» показывает, что на настоящий момент верифицированных моделей расчета скоростей коррозии для углекислотных и других агрессивных условий не существует и они не применяются на объектах добычи, транспорта и переработки газа. Сравнение скоростей коррозии, рассчитанных по уравнениям NORSOK и де Ваарда-Миллиамса, показал их завышенные в несколько раз значения, которые существенно отличаются от реальных значений общей углекислотной коррозии на основных газовых месторождениях. Также наблюдается отличие расчетных скоростей коррозии от полученных ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по результатам имитационных испытаний. Рассмотрены основные отличия и несоответствия в динамике изменения таких расчетных скоростей углекислотной коррозии в зависимости от основных агрессивных факторов (температуры, парциального давления и др.). Подчеркнута важность выбора для получения исходных данных не одного, как в рассмотренных моделях предиктивного анализа, а нескольких методов испытаний, предложенных и практикуемых ООО «Газпром ВНИИГАЗ» при оценке степени опасности углекислотной коррозии на газовых месторождениях. Обсуждены основные ограничения существующих моделей предиктивного анализа, которые не позволяют их использовать на газовых объектах. К ним можно отнести то, что модели расчета не позволяют оценивать опасность локальной углекислотной коррозии, не учитывают минеральный состав водных сред, а также возможность образования и свойства продуктов коррозии на стали. Отмечено, что, по данным ООО «Газпром ВНИИГАЗ», существующие модели расчета скорости углекислотной коррозии дают существенно завышенные значения, предназначены для нефтяных объектов и не могут быть применены на газовых объектах. В таких условиях основным способом определения скоростей коррозии остается проведение имитационных испытаний.

Ключевые слова: модель расчета, углекислотная коррозия, коррозионно-агрессивные факторы, моделирование испытаний, скорость коррозии, общая коррозия, локальные дефекты

Для цитирования: Вагапов Р.К., Ибатуллин К.А. Об ограниченности применения предиктивного анализа для оценки опасности углекислотной коррозии стали на газовых месторождениях // Практика противокоррозионной защиты. – 2025. – Т. 30, № 2. – С. 6-19. <https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2025.116.2-1>

Статья получена 23.09.2024. Принята к публикации 27.04.2025. Опубликовано 01.06.2025.

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.

On the Imitations of Using Predictive Analysis to Assess the Risk of Carbon Dioxide Corrosion of Steel in Gas Fields

Ruslan K. Vagapov✉, Konstantin A. Ibatullin

LLC Gazprom VNIIGAZ,
15, bld. 1, Gazovikov St., Razvilka, Leninsky municip., Moscow region, 142717, Russian Federation

e-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Carbon dioxide corrosion is one of the main problems of gas fields at the present stage of their development. One of the methods for assessing the corrosion aggressiveness of the operating conditions of oil and gas fields is the use of calculation models. Predictive models have been known since the 1970s and were developed mainly for oil fields. Among such models for determining the rates of carbon dioxide corrosion, the most famous are the NORSOK and de Waard-Milliams equations. The experience of Gazprom VNIIGAZ LLC shows that at present, there are no verified models for calculating corrosion rates for carbon dioxide and other aggressive conditions and are not used at gas production, transportation and processing facilities. A comparison of the corrosion rates calculated using the NORSOK and de Waard-Milliams equations showed that they are several times overestimated, which differ significantly from the actual values of total carbon dioxide corrosion at the main gas fields. There is also a difference in the calculated corrosion rates from those obtained by Gazprom VNIIGAZ LLC based on the results of simulation tests. The main differences and discrepancies in the dynamics of changes in such estimated rates of carbon dioxide corrosion from the main aggressive factors (temperature, partial pressure, etc.) are considered. The importance of choosing for obtaining initial data not one, as in the considered predictive analysis models, but several testing methods proposed and practiced by Gazprom VNIIGAZ LLC when assessing the degree of danger of carbon dioxide corrosion in gas fields is emphasized. The main limitations of existing predictive analysis models that do not allow their use at gas facilities are discussed. These include the fact that the calculation models do not allow assessing the danger of local carbon dioxide corrosion, do not take into account the mineral composition of aqueous media, as well as the possibility of formation and properties of corrosion products on steel. It is noted that, according to Gazprom VNIIGAZ LLC, existing models for calculating the rate of carbon dioxide corrosion give significantly overestimated values, are intended for oil facilities and cannot be used at gas facilities. In such conditions, the main method for determining corrosion rates remains simulation tests.

Keywords: calculation model, carbon dioxide corrosion, corrosion-aggressive factors, test modeling, corrosion rate, general corrosion, local defects

For citation: Vagapov, R. K., Ibatullin, K. A. (2025). On the Limitations of Using Predictive Analysis to Assess the Risk of Carbon Dioxide Corrosion of Steel in Gas Fields. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 30 (2), 6-19. <https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2025.116.2-1>

Received September 09, 2024. Accepted for publication April 27, 2025. Published June 01, 2025.

Conflict of interest. Ruslan K. Vagapov 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

Текущие условия и перспективы развития газовых месторождений в России в значительной мере связаны с объектами, в продукции которых содержится коррозионно-агрессивный диоксид углерода (CO_2) [1-3]. При эксплуатации газопроводов в таких средах на нефтегазоконденсатных месторождениях (НГКМ) сухопутного и морского расположения возникают проблемы углекислотной коррозии (УКК) [4-6]. Нередко для предварительного определения степени коррозионной агрессивности эксплуатационных сред используется предиктивный анализ. За долгое время эксплуатации месторождений углеводородного сырья с УКК для них также были разработаны модели расчета скоростей внутренней коррозии. Такие формулы расчета представляют собой математические уравнения, которые объединяют различные коррозионно-активные параметры эксплуатации сред месторождений углеводородного сырья. Однако, следует отметить, что все они имеют

существенные ограничения по степени применимости к тем или иным условиям эксплуатации, поскольку разрабатывались для сред конкретных нефтяных месторождений и для решения узких задач. Именно поэтому известные предиктивные модели расчета прогнозных скоростей коррозии для условий добычи углеводородов (NORSOK [7], де Варда-Миллиамса [8] или др.) не могут быть применены на газовых месторождениях, поскольку они предназначены для условий нефтяных объектов (постоянного контакта стали с жидкой средой). Такие способы расчета никак не учитывают агрессивные условия добычи и промышленной транспортировки газа, когда большая часть газопровода контактирует с коррозионно-агрессивной газовой фазой. Немаловажным ограничением предиктивных моделей является то, что они способны определять только скорость общей, а не локальной коррозии. В то время как особая опасность УКК на газопроводах связана с локальным характером ее развития в условиях транспорта неочищенного и неосушенного газа [1, 9].

Как отмечают авторы [10], в последние годы происходит существенное повышение количества исследований по анализу коррозии, что подтверждается и проведенными нами обзорами работ по данной тематике [11-13]. По результатам их изучения можно выделить нерешенные вопросы в предиктивном анализе УКК. Для более точного и надежного моделирования требуется получение больших наборов высококачественных данных по коррозии, которых пока недостаточно у исследователей. Кроме того, процесс выбора коррозионных особенностей условий эксплуатации должен быть корректным и должен основываться на реальном опыте и знаниях исследователей в области особенностей внутренней коррозии. Эти и другие существующие пока пробелы в исследованиях по выявлению зависимостей скорости протекания коррозии от коррозионно-опасных факторов, которые пока не преодолены, отмечены авторами [10].

По данным [14] для предиктивного анализа и расчета скорости коррозии газопровода существенными являются состав газа, а именно, присутствие в нем коррозионно-активных газов (O_2 , H_2S , или CO_2), давление, температура (T) и другие факторы. Схожие положения по важности влияния на скорость УКК и необходимость учета основных параметров (парциальное давление CO_2 ($P(CO_2)$), pH -фактор, T , и др.) при создании расчетных моделей отмечают авторы [12, 15]. Анализу существующих моделей посвящено исследование [16], где указывается важность влияния pH -фактора на скорость коррозии. Однако следует отметить, что эти вышеперечисленные параметры давно известны, и они используются во многих моделях, в том числе NORSOK [7] и де Ваарда-Миллиамса [8].

В некоторых работах, например [17], авторы пытаются анализировать особенности коррозионных дефектов и причины их образования. В другом исследовании [13] сообщается, что использовались только эмпирические данные, полученные при коррозионном мониторинге, без проведения лабораторных имитационных испытаний. Однако заметим, что без большого объема экспериментальных данных, в том числе и полученных при лабораторном тестирова-

нии, в предиктивном коррозионном анализе не обойтись. В работе [18] среди ограничений существующих предиктивных моделей расчета скорости УКК отмечается именно недостаточность как самих исходных данных, так и их точности и валидации.

В то же время в большинстве вышеуказанных статей не сообщается о создании принципиально нового и достоверного способа расчета скорости УКК, который бы учитывал все основные коррозионно-опасные факторы. В них лишь подчеркивается необходимость дальнейшего развития таких исследований и приближения их к моделированию условий действующих трубопроводов на нефтегазовых месторождениях.

Основным способом верификации любой модели расчета, в том числе и скорости коррозии, является сопоставление значений, получаемых расчетным путем, с реальными результатами испытаний. В статье проведен сравнительный анализ таких данных для основного диапазона коррозионно-опасных факторов газовых месторождений, осложненных присутствием в добываемом газе CO_2 .

Методика проведения испытаний

Главным источником информации по коррозионной агрессивности эксплуатационных сред на нефтегазовых объектах является скорость коррозии, полученная гравиметрическим методом. Коррозионные испытания выполнялись: в статических лабораторных условиях, так называемый «пузырьковый» тест с постоянным барботированием CO_2 (метод 1); в динамических лабораторных условиях с циркуляцией в U -образной ячейке двухфазной жидкости с постоянным барботированием CO_2 (метод 2); в автоклавных статических условиях при повышенных давлении и T при заданных значениях $P(CO_2)$ (метод 3); на установке, имитирующей условия конденсации жидкости (TOL коррозия) (метод 4); на коррозионном стенде, моделирующем условия периодического смачивания стали жидкостью (метод 5) [19, 20].

В качестве среды при коррозионных испытаниях были использованы модели конденсационных и пластовых вод разного состава (табл. 1).

После всех испытаний проводилась оцен-

Таблица 1. Солевой состав моделей вод (в г/см³)

Table 1. Salt composition of water models (in g/cm³)

Модель воды / Water model	NaCl	KCl	NaHCO ₃	CaCl ₂ ·2H ₂ O	MgCl ₂ ·6H ₂ O
MB3 / MW3	0,0751	-	-	0,0345	-
MB4 / MW4	0,5736	1,271	0,2520	0,0794	0,0447
MB5 / MW5	8,65	0,31	2,35	0,27	0,16
MB6 / MW6	9,3987	1,1365	1,6249	0,2602	0,1734
MB7 / MW7	0,9518	1,049	0,3108	0,2212	-

ка одного или нескольких видов скорости коррозии: общей (равномерной) скорости коррозии ($K_{общ.}$) по потере массы образца; скорости питтинговой (локальной, неравномерной) коррозии, определяемой по глубине коррозионного поражения либо среднего ($K_{лок.ср.}$), определяемого путем усреднения всех полученных значений, либо максимального ($K_{лок.макс.}$) по наиболее глубокому дефекту. Определение локальной коррозии проводилось микроскопически. После удаления продуктов коррозии проводилось измерение расстояния между плоскостью устья и дном локального дефекта (питтинга, коррозионной язвы) методом двойной фокусировки. Далее обе вышеуказанные скорости локальной коррозии рассчитывали по глубинному показателю по формуле (1):

$$K_{лок} = \delta/t, \quad (1)$$

где δ – глубина локального дефекта, мм;
 t – время, проведения коррозионных испытаний, год.

Результаты и их обсуждение

Для оценки и сравнения были взяты две наиболее распространенные и одни из самых первых моделей расчета скорости УКК, каждая из которых имеет свои формулы NORSOK (2) и де Ваарда-Миллиамса (3):

$$K = k_i \cdot f_{CO_2} \cdot 0,62 \cdot \left(\frac{\tau}{19}\right) \cdot 0,146 + 0,0324 \cdot \log(f_{CO_2}) \cdot f(pH)_i, \quad (2)$$

$$\log K = 5,8 - \frac{1710}{(273 + T)} + 0,67 \cdot \log P_{CO_2}, \quad (3)$$

где K – скорость коррозии, мм/год;
 $P(CO_2)$ – парциальное давление CO_2 , МПа;
 τ – касательное напряжение;
 T – температура среды, °К;
 f – коэффициент для соответствующего параметра.

Видно, что обе формулы учитывают T среды и $P(CO_2)$.

По результатам анализа эксплуатационных условий основных газовых месторождений с проблемами УКК (Бованенковское НГКМ (БНГКМ), ачимовские отложения Уренгойского НГКМ (УНГКМ), Юбилейное (ЮНГКМ)) были определены основные коррозионно-опасные факторы на ($P(CO_2) = 0,03...0,2$ МПа, $T = 30...60$ °С) [21-23]. Для расчета УКК по моделям NORSOK и де Ваарда-Миллиамса был взят диапазон значений, который включает, в том числе, и эти реальные условия эксплуатации.

Анализ полученных значений (табл. 2) показывает, что скорости УКК по модели NORSOK при $pH=4,0$ получаются аномально высокими (2,8867...49,4349 мм/год) и в реальных условиях при данных эксплуатационных режимах на газовых месторождениях никогда не встречаются. Использование pH -фактора связано с предположением, что в добываемых флюидах могут содержаться низкомолекулярные органические кислоты. Их влияние, в первую очередь – уксусной кислоты, на УКК известно [24] и связано преимущественно с растворением или препятствованием в образовании продуктов коррозии в кислой среде. Таким образом,

Таблица 2. Значения $K_{\text{общ.}}$ (мм/год), рассчитанные по уравнениям NORSOK и де Ваарда-Миллиамса, при различных T , $P(\text{CO}_2)$ и pH -факторе

Table 2. Values of K_{gen} (mm/year), calculated using the NORSOK and de Waard-Milliams equations, at different T , $P(\text{CO}_2)$ and pH factor

$P(\text{CO}_2)$, МПа / $P(\text{CO}_2)$, МПа	0,02			0,05			0,10			0,2			0,50			1,00		
	30	60	90	30	60	90	30	60	90	30	60	90	30	60	90	30	60	90
модель NORSOK																		
$pH=6,0$	0,8213	0,7499	1,4496	1,3236	0,3196	2,2279	2,0342	0,4913	3,4239	3,1263	0,7549	6,0430	5,5176	9,2873	8,4799			
$pH=4,0$	2,8867	4,3719	5,0948	7,7161	5,1497	7,8301	11,8586	7,9143	7,9143	18,2252	12,1634	21,2387	32,1659	32,6413	49,4349			
модель де Ваарда-Миллиамса																		
-	0,4843	1,5615	0,8948	2,8852	7,6659	1,4237	4,5906	12,1971	2,2653	7,3039	19,4065	4,1855	13,4951	6,6594	21,4716			

Таблица 3. Значения $K_{\text{общ.}}$ (мм/год), полученные в лабораторных условиях на стали Ст20 при различных $P(\text{CO}_2)$ и T (индексами указано соответствие отдельных $K_{\text{общ.}}$ конкретным значениям $P(\text{CO}_2)$ и T)

Table 3. Values of K_{gen} (mm/year) obtained in laboratory conditions on St20 steel at different $P(\text{CO}_2)$ and T (indices indicate the correspondence of individual K_{gen} to specific values of $P(\text{CO}_2)$ and T)

Условия испытаний / Test conditions	метод 1 / method 1			метод 2 / method 2			метод 3 / method 3		
$P(\text{CO}_2)$, МПа / $P(\text{CO}_2)$, МПа	0,10			0,10			0,11		
T , °C / T , °C	20...40 ¹	60 ² ...75	20...40 ³	60 ⁴ ...75	20...40	60...75	0,36/0,26 ⁵	0,18/0,28 ⁶	40...60
MB3 / MW3	1,141...1,793	1,990...1,928	0,708...1,485	1,300...0,787	0,189...0,200	0,258...0,455	-	-	-
MB4 / MW4	0,907...1,664	1,929...1,613	0,993...1,072	0,772...0,530	0,192...0,224	0,264...0,399	-	-	-
MB5 / MW5	1,111...1,509	1,885...1,934	0,138...0,368	0,331...0,677	0,176...0,250	0,123...0,152 ⁵	-	-	-
MB6 / MW6	0,889...1,418	1,737...1,705	0,152...0,375	0,366...0,360	0,136...0,181	0,082...0,114 ⁵	-	-	-
MB7 / MW7	1,836 ¹	2,318 ²	0,771 ³	1,131 ⁴	-	-	-	0,167...0,218 0,256...0,243 ⁶	-

происходит контакт незащищенной слои сидерита поверхности стали с агрессивной CH_3COOH . Однако в добываемой продукции на основных газовых месторождениях с проблемами УКК (БНГКМ, УНГКМ (ачимовские отложения), ЮНГКМ) такие кислоты отсутствуют. Значение pH -фактора у сопутствующих газу и газовому конденсату водных сред находится в области нейтральных значений. В связи с этим использованные модели NORSOK и де Ваарда-Миллиамса показывают завышенные результаты по скорости УКК, т.к. в их расчетные программы исходно заложены кислые среды (pH -фактор = 3,5...4,0).

При нейтральном pH -факторе некоторые показатели $K_{\text{общ.}}$ по модели NORSOK (табл. 2) более близки к значениям, получаемым на отечественных НГКМ и которые, в основном, находятся в диапазоне от 0,3 до 1 мм/год (с отдельными значениями до 2 мм/год в наиболее агрессивных условиях) [2, 21-23]. При $pH=6,0$ и $P(\text{CO}_2)$ от 0,05 до 0,10 МПа во всем исследованном диапазоне T моделью NORSOK получаются значения $K_{\text{общ.}}$ не выше 2,2272 мм/год. В то же время, наиболее близкие к вышеприведенным эксплуатационным значениям данные по модели де Ваарда-Миллиамса ($K_{\text{общ.}}$ находится в диапазоне 0,8948...2,2653 мм/год) наблюдаются только при $T = 30^\circ\text{C}$. Однако при наиболее типичных для газовых месторождений коррозионных параметрах ($T = 30...60^\circ\text{C}$ и при $P(\text{CO}_2)$ от 0,20 до 1,00 МПа) при расчете по модели NORSOK фиксируются слишком высокие $K_{\text{общ.}}$ (3,1263...8,4799 мм/год), сильно отличающиеся от реальных показателей.

Анализ полученных расчетным путем скоростей коррозии (табл. 2) позволил выявить ряд странностей в них. Следует отметить отсутствие отличий в $K_{\text{общ.}}$ по модели NORSOK при росте T от 30 до 60 $^\circ\text{C}$. Такое двухкратное повышение T должно оказывать существенное влияние на ускорение процессов УКК, которого данная модель расчета не показывает. Столь же малообъяснимым выглядит и снижение в 4 раза $K_{\text{общ.}}$ при переходе T среды от 60 до 90 $^\circ\text{C}$. Действительно, повышение при T до 90 $^\circ\text{C}$ будет приводить к образованию слоя пленки сидерита, обладающего определен-

ными защитными свойствами.

Но такое существенное, четырехкратное, понижение $K_{\text{общ.}}$ выглядит странным. Заметим также, что при повышенных $P(\text{CO}_2) = 0,50...0,1$ МПа значения $K_{\text{общ.}}$ получаются слишком завышенными (2,5176...9,2873 мм/год). Большинство значений $K_{\text{общ.}}$ по модели де Ваарда-Миллиамса растут в прямой зависимости от увеличения T и $P(\text{CO}_2)$, достигая аномально высокой величины 21,4716 мм/год (табл. 2). При этом одиннадцать из пятнадцати рассчитанных значений $K_{\text{общ.}}$ выше 2 мм/год, которые достигаются уже при $P(\text{CO}_2) = 0,05$ МПа. По модели де Ваарда-Миллиамса $K_{\text{общ.}}$ достигают очень высоких значений (2,88...19,45 мм/год) при $T = 60...90^\circ\text{C}$ и в диапазоне $P(\text{CO}_2)$ от 0,05 до 0,20 МПа.

Для обеих моделей выглядят странными повышенные значения $K_{\text{общ.}}$ (0,4843...4,3719 мм/год) уже при незначительном $P(\text{CO}_2) = 0,02$ МПа (табл. 2). Данное $P(\text{CO}_2)$ может быть получено, если содержание CO_2 составляет всего лишь 0,2 или 0,1 %_{мольн.} при общем давлении 10 или 20 МПа соответственно. Такие концентрации CO_2 в газе крайне низкие и не могут вызвать УКК. Например, на БНГКМ и УНГКМ (ачимовские отложения), где наблюдаются проявления УКК, содержание CO_2 высокое (от 0,5 до 1,8 %_{мольн.}).

Как отмечалось нами ранее [20], важным является рациональный выбор методов проведения коррозионных испытаний для получения корректных $K_{\text{общ.}}$ или $K_{\text{лок.}}$, которые используются при оценке опасности УКК. Этот же принцип относится и к зависимостям для ее предиктивного анализа. К сожалению, ранее большинство коррозионных исследований, в том числе и при определении уравнений расчета скорости УУК, преимущественно проводились для нефтепромысловых объектов, что не позволяет их в полной мере относить к условиям газовых месторождений. При этом эксплуатационные условия нефтяных и газовых объектов отличаются друг от друга агрегатным состоянием основных добываемых флюидов (нефть и газ/газовый конденсат), что приводит к различиям и в коррозионных проявлениях на них.

В основе моделей де Ваарда-Миллиам-

са и NORSOK лежат данные испытаний на коррозионной циркуляционной установке (corrosion flow loop), которая имитирует условия нефтяных объектов, когда трубопровод полностью заполнен транспортируемой жидкостью. Однако эти результаты не могут быть полностью перенесены на газопроводы и промышленное оборудование газовых месторождений, т.к. только частично имитируют их агрессивные, коррозионные условия эксплуатации. К тому же, как было установлено в [25], скорость потока газа в трубопроводных системах газового месторождения в среднем находится в диапазоне 5,13...7,75 м/с. В то же время скорость движения жидкости (занимающей незначительный объем внутреннего пространства газопровода и находящейся в нижней части трубы) – на порядок меньше и составляет 0,04...0,17 м/с (до 0,39...0,49 м/с). Это может быть одной из причин того, что результаты моделей расчета, основанных на испытаниях в циркуляционной системе, в том числе и моделей де Ваарда-Миллиамса и NORSOK (табл. 2), получаются завышенными для газопроводных систем. Это связано с тем, что скорость движения жидкой среды по ним невысокая и не оказывает такого же существенного влияния на УКК, как в трубопроводах на нефтяных месторождениях, полностью заполненных жидкостью.

Проведенные за последние годы изыскания [1, 5, 19, 20] позволили выявить и провести комплексные исследования для условий внутренней коррозии, возникающих на газовых месторождениях. Среди основных и наиболее опасных видов внутренней коррозии, характерных именно на газопроводах, можно выделить коррозионные разрушения, преимущественно локального характера, в верхней части трубы при конденсации влаги (TOL-коррозия, метод 4) [19]. Затем эта конденсационная влага, по отдельности или совместно с пластовыми водами, будет стекать, скапливаться и двигаться уже по нижней образующей трубы (BOL-коррозия). Эта BOL-коррозия может протекать при постоянном контакте водной среды со стальной поверхностью трубы как в динамическом, так и в статическом режимах. Однако из-за малого объема жидкости в газопроводе, наблюдается явление переменного смачива-

ния (метод 5) стенки трубы, которое можно также отнести к основным коррозионным условиям, возникающим только на газовых месторождениях и приводящим к локальным дефектам в присутствии CO_2 [20].

Применение и использование для оценки коррозионной опасности, в том числе и для предиктивного анализа, только коррозионной циркуляционной установки допустимо для нефтяных объектов, но не отражает реальные агрессивные условия УКК на газопроводе. К тому же испытания на циркуляционной установке из-за высокой скорости потока жидкости внутри них приводят только к повышенным $K_{общ.}$ и не вызывают появления локальных дефектов, характерных и фиксируемых на отечественных газопроводах с проблемами УКК [21-23]. Проведенные нами испытания при циркуляции жидкости на коррозионном стенде [20] это подтверждают: значения $K_{общ.}$ достигали 1,00...1,50 мм/год, наблюдалось равномерное утонение стальных образцов, без образования локальных дефектов.

Анализ результатов лабораторных испытаний (табл. 3), которые моделируют условия постоянного контакта статического или динамического характера (BOL-коррозия), позволили установить ряд важных аспектов по влиянию основных коррозионных факторов на УКК. Во-первых, эти данные имитационных испытаний по методам 1, 2 и 3 хорошо совпадают с вышеуказанными данными замера скоростей УКК в эксплуатационных условиях газовых месторождений (от 0,3 мм/год и выше, вплоть до 2 мм/год) и укладываются в этот диапазон значений. Во-вторых, отсутствует четкая динамика однозначного достижения $K_{общ.}$ пика при определенной T , например, при 60 °С, которую нередко считают максимально активной при УКК, с последующим снижением $K_{общ.}$ при росте T . В-третьих, необязательно, что более низко минерализованные воды конденсационного типа (MB3, MB4 и MB7) будут менее агрессивными по сравнению с пластовыми водами (MB5 и MB6). Низкая общая минерализация будет приводить к недостаточности катионов железа в водной среде, что будет усложнять как образование карбоната железа, так и формирования сплошной пленки продуктов коррозии. Это может, в свою оче-

Таблица 4. Экспериментальные результаты измерения скорости коррозии на стали 09Г2С при различных условиях испытаний на коррозионном стенде в CO_2 среде
Table 4. Experimental results of measuring the corrosion rate on 09Mn2Si under various test conditions on an installation for corrosion test in CO_2 environment

Модель воды / Water model	$P(CO_2)$, МПа / $P(CO_2)$, МПа	T , °C	Скорость коррозии, мм/год / Corrosion rate, mm/year		
			$K_{общ.} / K_{ген.}$	$K_{лок.ср.} / K_{лок.мед.}$	$K_{лок.макс.} / K_{лок.макс.}$
Продолжительность 119 час / Duration 119 hours					
MB3 / MW3	0,11	60	0,044	1,039	1,262
	0,36	60	0,046	1,560	1,690
MB5 / MW5	0,11	60	0,044	0,511	0,767
	0,26	60	0,037	0,584	1,039
MB4 / MW4	0,11	60	0,132	0,854	1,039
	0,36	60	0,207	0,594	0,594
MB6 / MW6	0,11	60	0,028	0,621	0,986
	0,26	60	0,068	0,986	1,533
Продолжительность 331 час / Duration 331 hours					
MB3 / MW3	0,11	40	0,042	0,173	0,265
	0,36	40	0,137	0,384	0,609
MB5 / MW5	0,11	40	0,109	0,427	0,561
	0,26	40	0,214	0,595	0,741
MB4 / MW4	0,11	40	0,118	0,465	0,717
	0,36	40	0,121	0,410	0,582
MB6 / MW6	0,11	40	0,072	0,227	0,320
	0,26	40	0,140	0,387	0,688
MB 7 / MW7	0,18	60	0,249	0,374	0,816
	0,28	60	0,160	0,272	0,354
Продолжительность 720 час / Duration 720 hours					
MB5 / MW5	0,26	60	0,538	1,421	2,034
MB6 / MW6		60	0,460	1,991	3,982
MB 7 / MW7	0,18	60	0,394	0,449	0,637
	0,28	60	0,553	0,968	1,336

редь, стать причиной развития локальных дефектов в местах отсутствия или отслоения пленки продуктов коррозии (карбоната железа или сидерита).

По результатам испытаний по методу 1 можно отметить, что при переходе от 20 до 40 °C наблюдается повышение $K_{общ.}$ в 1,5...1,8 раза. При росте T до 60 °C увеличение скорости УКК не превышает 10...20%. Дальнейшее повышение T от 60 до 75 °C не приводит к существенному изменению значений $K_{общ.}$ и носит разнонаправленный характер.

Они либо остаются неизменными, либо незначительно уменьшаются или повышаются (табл. 3). При испытаниях по методу 2 при изменении T от 20 до 40 °C происходит более существенный (в 2,0 ... 2,5 раза) рост $K_{общ.}$. По-видимому, это связано с динамическим характером испытаний, что интенсифицирует протекание УКК. При этом повышение T до 60 °C либо не влияет на $K_{общ.}$, либо даже ее снижает (табл. 3). После автоклавных испытаний по методу 3 при переходе от диапазона T 20...40 °C к 60...75 °C

преимущественно наблюдается увеличение $K_{\text{общ.}}$. Причем рост $K_{\text{общ.}}$ не останавливается при 60 °С и продолжается и при росте T до 75 °С (табл. 3).

По результатам испытаний по методу 5 при переменном смачивании стальных образцов можно отметить (табл. 4), что с ростом их продолжительности значение $K_{\text{общ.}}$ возрастает. Если через 5 дней испытаний только 25% значений $K_{\text{общ.}}$ были выше 0,1 мм/год, являющегося пограничным для отнесения сред к коррозионно-опасным, то уже через 14 дней ситуация меняется - только 20% значений $K_{\text{общ.}}$ остаются ниже 0,1 мм/год. А через 30 дней во всех испытанных случаях показатель $K_{\text{общ.}}$ превышает 0,1 мм/год. В то же время на поверхности стальных образцов происходит интенсивное формирование локальных дефектов. Через 5 дней опыта показатели $K_{\text{лок. макс.}}$ при температуре 60 °С достаточно высоки (0,511...1,690 мм/год), возрастая через 30 дней еще в 2,0...2,5 раза. В начальный период (до формирования слоя отложений на стали) УКК, как общего, так и локального характера, может развиваться наиболее интенсивно, особенно при повышенных T .

Как видно (табл. 4), при снижении T испытаний до 40 °С происходит некоторое уменьшение и стабилизация $K_{\text{лок. ср.}}$ и $K_{\text{лок. макс.}}$ (0,173...0,816 мм/год). Это может быть связано как с понижением T , так и с диффузионными ограничениями из-за образования в локальных дефектах продуктов коррозии, усложняющих беспрепятственный доступ агрессивной среды к месту развития питтинга в глубь. Преимуществом данного вида испытаний при переменном смачивании (метод 5) является то, что в нем вращение испытательных ячеек вокруг своей оси одновременно может способствовать как подводу коррозионно-активных компонентов к стальной поверхности, так и отводу от нее основного продукта УКК, сидерита (FeCO_3), если он не обладает достаточной степенью адгезии к стали [20]. Оба данных процесса могут вызывать усиление гетерогенности внутренней поверхности трубы с интенсификацией процесса локальной УКК.

На результаты проведения коррозионных испытаний влияют не только условия их проведения, но свойства испытываемой ста-

ли, что также следует учитывать. Известно [26, 27], что структурные характеристики самих трубных сталей могут сказываться и способствовать локализации УКК трубопроводов. Среди таких микроструктурных особенностей углеродистых и низколегированных трубных сталей можно отметить гетерогенность, связанную с неравномерным распределением компонентов в феррито-перлитной микроструктуре, наличие в них коррозионно-активных неметаллических включений и полосчатость стали. К сожалению, существующие модели расчета данного параметра, а именно особенности микроструктуры конкретной стали, не рассматривают и никак не учитывают. Как видно из табл. 5, для разных видов стали наблюдаются разные $K_{\text{общ.}}$ и $K_{\text{лок. ср.}}$. При проведении данных испытаний по методам 4 и 5 были использованы образцы из углеродистых и низколегированных сталей, изготовленные из труб с газовых месторождений: 13ХФА, 09Г2С (три разных вида) и сталь из насосно-компрессорной трубы (НКТ). В ТОЛ-условиях (метод 4) значения $K_{\text{общ.}}$ при УКК низкие (0,007...0,014 мм/год) и не превышают 0,1 мм/год. В то же время скорость развития локальных дефектов при конденсации влаги на стали высокая ($K_{\text{лок. ср.}} = 0,366...0,714$ мм/год), что согласуется с ранее полученными нами зависимостями для других сталей в ТОЛ-среде [19]. При создании на стенде CO_2 -условий ($P(\text{CO}_2) = 0,26$ МПа) переменного смачивания (метод 5) для сталей 09Г2С и НКТ общекоррозионные потери низкие ($K_{\text{общ.}} = 0,047...0,065$ мм/год), а значения $K_{\text{лок.}}$ находятся в диапазоне от 0,380 до 0,582 мм/год. Наибольшую нестойкость к УКК на коррозионном стенде проявляет сталь 13ХФА, у которой высокие не только локальные ($K_{\text{лок. ср.}} = 0,651$ мм/год), но и общие коррозионные проявления ($K_{\text{общ.}} = 0,226$ мм/год). Полученные методами 4 и 5 скорости локальной коррозии совпадают со значениями, наблюдаемыми на отечественных НГКМ с проблемами УКК, которые достигали в среднем 1...2 мм/год (в некоторых случаях – до 2,5...3,0 мм/год в наиболее агрессивных условиях) [2, 21, 22].

Следует особо отметить, что преимуществом вышерассмотренных, проводимых ООО «Газпром ВНИИГАЗ», имитационных

Таблица 5. Результаты испытаний в условиях TOL-коррозии (метод 4) и переменного смачивания (метод 5)

Table 5. Results of tests under TOL corrosion (method 4) and variable wetting (method 5) conditions

Марка стали / Steel grade	TOL коррозия, среда MB5, $P(\text{CO}_2) = 0,1 \text{ МПа}, T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ / TOL corrosion, medium MW5, $P(\text{CO}_2) = 0,1 \text{ МПа}, T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$		Переменное смачивание, среда MB6, $P(\text{CO}_2) = 0,26 \text{ МПа}, T = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ / Variable wetting, medium MW6, $P(\text{CO}_2) = 0,26 \text{ МПа}, T = 60 \text{ }^\circ\text{C}$	
	$K_{\text{общ.}}$, мм/год / $K_{\text{ген.}}$, mm/year	$K_{\text{лок.ср.}}$, мм/год / $K_{\text{loc.med.}}$, mm/year	$K_{\text{общ.}}$, мм/год / $K_{\text{ген.}}$, mm/year	$K_{\text{лок.ср.}}$, мм/год / $K_{\text{loc.med.}}$, mm/year
13ХФА / 13KhFA	0,014	0,714	0,253	0,651
09Г2С (№1) / 09Mn2Si (№1)	0,011	0,366	0,052	0,380
09Г2С (№2) / 09Mn2Si (№2)	0,007	0,458	0,067	0,418
09Г2С (№3) / 09Mn2Si (№3)	0,012	0,512	0,067	0,582
НКТ / NKT	0,014	0,622	0,074	0,475

испытаний в условиях УКК является то, что в них используются разные составы конденсационных или пластовых вод. В то время как в моделях предиктивного анализа (де Ваарда-Миллиамса, Norsok и др.) такой важный коррозионный параметр, как состав водной среды (общая минерализация, анионно-катионный состав), никак не учитывается.

Заметим, что образующиеся продукты УКК играют важную роль в процессе разрушения сталей, о чем уже неоднократно отмечалось выше. Однако они имеют отличающийся состав в разных коррозионно-агрессивных условиях, что сказывается на их способности обеспечивать определенную защиту от УКК [28]. Ранее было показано [29], при протекании УКК могут образовываться осадки сидерита нестехиометрического состава $(\text{Ca}_x\text{Mg}_y\text{Mn}_z\text{Fe})\text{CO}_3$, что было подтверждено как для имитационных испытаний, так и для эксплуатационных условий газовых месторождений. Это связано с тем, что в кристаллической структуре сидерита может случаться изоморфизм (изменение химического состава фазы при

сохранении ее кристаллической структуры), при котором часть ионов железа в стехиометрическом FeCO_3 может быть частично замещена другими ионами (марганца, кальция и/или магния). Образующиеся в результате изоморфизма соединения типа $(\text{Ca}_x\text{Mg}_y\text{Mn}_z\text{Fe})\text{CO}_3$ будут плохо окристаллизованы из-за наличия дефектов в кристаллической структуре, нередко с небольшим (по сравнению со стехиометрическим FeCO_3) размером частиц. Такое влияние на скорость УКК, в том числе и локальной, особенностей образования продуктов коррозии в виде карбонатов железа не способны оценить и не учитывают существующие модели предиктивного анализа скорости УКК.

Выводы

1. Сравнительный анализ показал, что скорости углекислотной коррозии, получаемые расчетным путем по уравнениям NORSOK и де Ваарда-Миллиамса, преимущественно показывают аномально высокие значения, существенно превышающие реальные значения как на газовых месторождениях, так и в имитационных

испытаниях. Чрезмерно высокие скорости коррозии известных предиктивных моделей связаны с тем, что они были разработаны для условий эксплуатации нефтепроводов с повышенными скоростями потока среды и заполнением всего объема трубопроводов, и для этого использовался только один метод испытаний на циркуляционной установке (corrosion flow loop). Эти модели расчета скорости УКК не могут быть перенесены на газопроводы, условия эксплуатации которых существенно отличаются и требуют применения других методов испытаний.

2. В зависимости от использованных методов испытаний, которые учитывают разные агрессивные факторы, получаются различные тенденции в развитии скорости УКК. В связи с этим, следует использовать и учитывать несколько имитирующих разные аспекты реальных условий эксплуатации методов испытаний, а не только один (при циркуляции жидкости, corrosion flow loop), как это практикуется при определении зависимостей скорости коррозии от ряда факторов в большинстве моделей предиктивного анализа. Результаты использованных ООО «Газпром ВНИИГАЗ» пяти методов имитации сред и факторов газовых месторождений с проблемами УКК совпадают со значениями общей и локальной коррозии, зафиксированными на них в процессе эксплуатации.

3. К основным недостаткам моделей расчета (NORSOK, де Ваарда-Миллиамса и др.) можно отнести отсутствие учета ряда важных параметров протекания УКК на газопроводах: локальной коррозии, особых и важных для внутренней коррозии условий эксплуатации (переменного смачивания и конденсации влаги на стенках трубы), минерального (анионно-катионного) состава реальных конденсационных и пластовых вод, состава и свойств продуктов коррозии. При этом все эти факторы учитываются и моделируются в комплексе испытаний, применяемом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» для оценки опасности УКК.

4. На газовых месторождениях существующие предиктивные модели не могут быть применены и не используются для определения агрессивности эксплуатационных условий. В связи с этим, проведение

имитационных испытаний остается основным способом по определению скорости УКК на газовых объектах.

Литература

1. Кантюков Р.Р., Запечалов Д.Н., Вагапов Р.К. Исследование коррозионной активности сред и стойкости используемых материалов в условиях присутствия агрессивного диоксида углерода // Известия высших учебных заведений. Черная металлургия. – 2021. – Т. 64, № 11. – С. 793-801. <https://doi.org/10.17073/0368-0797-2021-11-793-801>
2. Байдин И.И., Харитонов А.Н., Величкин А.В. и др. Влияние углекислоты в природном газе газоконденсатной залежи нижнемеловых отложений Юбилейного нефтегазоконденсатного месторождения на эксплуатацию УКПГ-НТС // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 2 (74). – С. 23-35.
3. Петренко В.Е., Нуриев М.Ф., Шевелев М.Б. и др. Опыт разработки месторождения на шельфе Российской Федерации, оборудованного подводно-добычным комплексом // Газовая промышленность. – 2018. – №11 (777). – С. 8-13.
4. Корякин А.Ю., Кобычев В.Ф., Колинченко И.В. и др. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования // Газовая промышленность. – 2017. – № 12 (761). – С. 84-89.
5. Запечалов Д.Н., Вагапов Р.К., Мельситдинова Р.А. Оценка коррозионных условий и решений по защите морских объектов от внутренней коррозии // Вести газовой науки. – 2018. – № 4 (36). – С. 79-86.
6. 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. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2022.106265>
7. NORSOK M-506. CO₂ corrosion rate calculation model.
8. De Waard C., Lotz U., Milliams D.E. Predictive model for CO₂ corrosion engineering in wet natural gas pipelines // Corrosion. – 1991. – Vol. 47, № 12. – P. 976-985. <https://doi.org/10.5006/1.3585212>
9. Mansoori H., Mirzaee R., Esmaeilzadeh F. et. al. Pitting corrosion failure analysis of a wet gas pipeline // Engineering Failure Anal-

ysis. – 2017. – Vol. 82. – P. 16-25. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2017.08.012>

10. Coelho L.B., Zhang D., Van Ingelgem Y. et al. Reviewing machine learning of corrosion prediction in a data-oriented perspective // *npj Mater Degrad.* – 2022. – Vol. 6. – Article 8. <https://doi.org/10.1038/s41529-022-00218-4>

11. Ma Sh., Du Y., Wang Sh. et. al. Application of machine learning in material corrosion research // *Corrosion Reviews.* – 2023. – Vol. 41, № 4. – P. 417-426. <https://doi.org/10.1515/correv-2022-0089>

12. Chamkalani A., Nareh'ei M.A., Chamkalani R. et. al. Soft computing method for prediction of CO₂ corrosion in flow lines based on neural network approach // *Chemical Engineering Communications.* – 2013. – Vol. 200, № 6. – P. 731-747. <https://doi.org/10.1080/00986445.2012.717311>

13. Hosseini S.M.K. Robust prediction of CO₂ corrosion rate in extraction and production hydrocarbon industry // *Anti-Corrosion Methods and Materials.* – 2017. – Vol. 64, № 1. – P. 36-42. <https://doi.org/10.1108/ACMM-08-2015-1564>

14. Fang J., Cheng X., Gai H. et. al. Development of machine learning algorithms for predicting internal corrosion of crude oil and natural gas pipelines // *Computers & Chemical Engineering.* – 2023. – Vol. 177. – Article 108358. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2023.108358>

15. Hatami S., Ghaderi-Ardakani A., Niknejad-Khomami M. et. al. On the prediction of CO₂ corrosion in petroleum industry // *The Journal of Supercritical Fluids.* – 2016. – Vol. 117. – P. 108-112. <https://doi.org/10.1016/j.supflu.2016.05.047>

16. Cruz J.P.B., Veruz E.G., Aoki I.V. et. al. Uniform corrosion assessment in oil and gas pipelines using corrosion prediction models – Part 1: models performance and limitations for operational field cases // *Process Safety and Environmental Protection.* – 2022. – Vol. 167. – P. 500-515. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2022.09.034>

17. Xu L., Wang Y., Mo L. et. al. The research progress and prospect of data mining methods on corrosion prediction of oil and gas pipelines // *Engineering Failure Analysis.* – 2023. – Vol. 144. – Article 106951. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2022.106951>

18. Soomro A.A., Mokhtar A.A., Hussin

H.B. et. al. Analysis of machine learning models and data sources to forecast burst pressure of petroleum corroded pipelines: A comprehensive review // *Engineering Failure Analysis.* – 2024. – Vol. 155. – Article 107747. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2023.107747>

19. Вагапов Р.К., Запечалов Д.Н., Ибатуллин К.А. Оценка коррозионной стойкости материалов в условиях конденсации влаги и наличия диоксида углерода // *Вопросы материаловедения.* – 2020. – Т. 101, № 1. – С. 163-175. <https://doi.org/10.22349/1994-6716-2020-101-1-163-175>

20. Запечалов 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>

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

22. Байдин И.И. Опыт борьбы с углекислотной коррозией на Юбилейном НГКМ // *Наука и техника в газовой промышленности.* – 2020. – № 3 (83). – С. 3-8.

23. Артеменков В.Ю., Корякин А.Ю., Дикамов Д.В. и др. Организация коррозионного мониторинга на объектах второго участка Ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // *Газовая промышленность.* – 2017. – Т. 754. – С. 74-78.

24. Li Y. Z., Xu N., Guo X. P., Zhang G.A. The role of acetic acid or H⁺ in initiating crevice corrosion of N80 carbon steel in CO₂-saturated NaCl solution // *Corrosion Science.* – 2017. – Vol. 128. – P. 9-22. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2017.08.028>

25. Вагапов Р.К., Томский И.С. Зависимость скорости коррозионных процессов от скорости потока среды с содержанием диоксида углерода // *Химическое и нефтегазовое машиностроение.* – 2021. – № 6. – С. 37-40.

26. Васечкина И.А., Гладченкова Ю.С., Амежнов А.В. Влияние химического состава и структурных характеристик трубных сталей на их коррозионную стойкость в условиях эксплуатации нефтепромысловых тру-

бопроводов Западной Сибири // Металлург. – 2023. – № 5. – С. 20-27. https://doi.org/10.5235/1/00260827_2023_05_20

27. Ochoa N., Vega C., Pebere N. et. al. CO₂ corrosion resistance of carbon steel in relation with microstructure changes // Materials Chemistry and Physics. – 2015. – Vol. 156. – P. 198-205. <https://doi.org/10.1016/j.matchemphys.2015.02.047>

28. Wang C., Xu X., Liu C. et. al. Improvement on the CO₂ corrosion prediction via considering the corrosion product performance // Corrosion Science. – 2023. – Vol. 217. – Article 111127. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2023.111127>

29. Вагапов Р.К., Михалкина О.Г. Исследование продуктов углекислотной коррозии методом рентгеновской дифракции // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2022. – Т. 88, № 9. – С. 35-41. <https://doi.org/10.26896/1028-6861-2022-88-9-35-41>

References

1. Kantyukov, R.R., Zapevalov, D.N., Vagapov, R.K. (2021). Media corrosiveness and materials resistance at presence of aggressive carbon dioxide. *Izvestiya. Ferrous Metallurgy*, 64(11), 793-801. <https://doi.org/10.17073/0368-0797-2021-11-793-801> (in Russ.)

2. Baydin, I.I., Kharitonov, A.N., Velichkin, A.V. et. al. (2018). The effect of carbon dioxide contained in the natural gas of the lower cretaceous gas condensate deposit of the Yubileynoye oil and gas condensate field on the comprehensive gas treatment unit low temperature separation. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 74(2), 23-35. (in Russ.)

3. Petrenko, V.E., Nuriev, M.F., Shevelev, M.B. et. al. (2018). Experience of development and reservoir engineering at off-shore field equipped with subsea production units in the Russian Federation. *Gas Industry of Russia*, 777(11), 8-13. (in Russ.)

4. Koryakin, A.Yu., Kobychiev, V.F., Kolichenko, I.V. et. al. (2017). Conditions of the carbon dioxide corrosion on the production facilities of achimovskie deposits, methods of monitoring and forecasting. *Gas Industry of Russia*, 761(12), 84-89. (in Russ.)

5. Zapevalov, D.N., Vagapov, R.K., Melsitdinova, R.A. (2018). Assessing corrosion environment and internal corrosion remedies for

offshore objects. *Vesti Gazovoy Nauki*, 4 (36), 79-86. (in Russ.)

6. 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. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2022.106265>

7. NORSOK M-506. CO₂ corrosion rate calculation model.

8. De Waard, C., Lotz, U., Milliams, D.E. (1991). Predictive model for CO₂ corrosion engineering in wet natural gas pipelines. *Corrosion*, 47(12), 976-985. <https://doi.org/10.5006/1.3585212>

9. Mansoori, H., Mirzaee, R., Esmailzadeh, F. et al. (2017). Pitting corrosion failure analysis of a wet gas pipeline. *Engineering Failure Analysis*, 82, 16-25. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2017.08.012>

10. Coelho, L.B., Zhang, D., Van Ingelgem, Y. et al. (2022). Reviewing machine learning of corrosion prediction in a data-oriented perspective. *npj Mater Degrad*, 6. Article 8. <https://doi.org/10.1038/s41529-022-00218-4>

11. Ma, Sh., Du, Y., Wang, Sh., Su, Y. (2023). Application of machine learning in material corrosion research. *Corrosion Reviews*, 41(4), 417-426. <https://doi.org/10.1515/corr-rev-2022-0089>

12. Chamkalani, A., Nareh'ei, M.A., Chamkalani, R. et al. (2013). Soft computing method for prediction of CO₂ corrosion in flow lines based on neural network approach. *Chemical Engineering Communications*, 200(6), 731-747. <https://doi.org/10.1080/00986445.2012.717311>

13. Hosseini, S.M.K. (2017). Robust prediction of CO₂ corrosion rate in extraction and production hydrocarbon industry. *Anti-Corrosion Methods and Materials*, 64(1), 36-42. <https://doi.org/10.1108/ACMM-08-2015-1564>

14. Fang, J., Cheng, X., Gai, H. et. al. (2023). Development of machine learning algorithms for predicting internal corrosion of crude oil and natural gas pipelines. *Computers & Chemical Engineering*, 177. Article 108358. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2023.108358>

15. Hatami, S., Ghaderi-Ardakani, A., Niknejad-Khomami, M. et. al. (2016). On the prediction of CO₂ corrosion in petroleum industry. *The Journal of Supercritical Fluids*, 117, 108-112. <https://doi.org/10.1016/j.supflu.2016.05.047>

16. Cruz, J.P.B., Veruz, E.G., Aoki, I.V. et.

al. (2022). Uniform corrosion assessment in oil and gas pipelines using corrosion prediction models – Part 1: models performance and limitations for operational field cases. *Process Safety and Environmental Protection*, 167, 500-515. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2022.09.034>

17. Xu, L., Wang, Y., Mo, L. et. al. (2023). The research progress and prospect of data mining methods on corrosion prediction of oil and gas pipelines. *Engineering Failure Analysis*, 144. Article 106951. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2022.106951>

18. Soomro, A.A., Mokhtar, A.A., Hussin, H.B. et. al. (2024). Analysis of machine learning models and data sources to forecast burst pressure of petroleum corroded pipelines: A comprehensive review. *Engineering Failure Analysis*, 155. Article 107747. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2023.107747>

19. Vagapov, R., Zapevalov, D., Ibatullin, K. (2021). The Evaluation of the Corrosion Resistance of Materials under the Conditions of Moisture Condensation in the Presence of Carbon Dioxide. *Inorganic Materials: Applied Research*, 12(6), 1606-1614. <https://doi.org/10.1134/S2075113321060289> (in Russ.)

20. 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(2), 6-20. <https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2024.112.2-1> (in Russ.)

21. Slugin, P.P., Polyansky, A.V. (2018). The best technique for controlling the carbon dioxide corrosion of pipelines at the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 74(2), 104-109. (in Russ.)

22. Baydin, I.I. (2020). Practice of Combating Carbon Dioxide Corrosion at the Yubiley-noye Oil and Gas Condensate Field. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 83(3),

3-8. (in Russ.)

23. Artemenkov, V.Yu., Koryakin A.Yu., Dikamov D.V. et. al. (2017). Organization of corrosion monitoring at the facilities of the second section of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field. *Gas Industry of Russia*, 754, 74-78. (in Russ.)

24. Li Y.Z., Xu N., Guo X.P., Zhang G.A. (2017). The role of acetic acid or H⁺ in initiating crevice corrosion of N80 carbon steel in CO₂-saturated NaCl solution. *Corrosion Science*, 128, 9-22. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2017.08.028>

25. Vagapov, R.K., Tomskiy, I.S. (2021). Dependence of Corrosion Process Rate on Carbon Dioxide Medium Containing Flow Rate. *Chemical and Petroleum Engineering*, 57, 507-512. <https://doi.org/10.1007/s10556-021-00966-1> (in Russ.)

26. Vasechkina, I.A., Gladchenkova, Y.S., Amezhnov, A.V. (2023). Effect of Pipe Steel Chemical Composition and Structural Characteristics on Corrosion Resistance under Western Siberia Oilfield Pipeline Operating Conditions. *Metallurgist*, 67, 579-589. <https://doi.org/10.1007/s11015-023-01546-9> (in Russ.)

27. Ochoa, N., Vega, C., Pebere, N., et. al. (2015). CO₂ corrosion resistance of carbon steel in relation with microstructure changes. *Materials Chemistry and Physics*, 156, 198-205. <https://doi.org/10.1016/j.matchemphys.2015.02.047>

28. Wang, C., Xu, X., Liu, C. et. al. (2023). Improvement on the CO₂ corrosion prediction via considering the corrosion product performance. *Corrosion Science*, 217. Article 111127. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2023.111127>

29. Vagapov, R.K., Mikhalkina, O.G. (2022). Study of carbon dioxide corrosion products by the X-ray diffraction method. *Industrial laboratory. Diagnostics of materials*, 88(9), 35-41. <https://doi.org/10.26896/1028-6861-2022-88-9-35-41> (in Russ.)

Информация об авторах

Руслан Кизитович Вагапов, д.т.н., к.х.н., член-корр. РАН, начальник лаборатории, ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Московская область, Российская Федерация

Константин Анатольевич Ибатуллин, к.х.н., в.н.с., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Российская Федерация

Information about authors

Ruslan K. Vagapov, DcS in Technic, Cand. Sci. in Chemistry, Associate Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of Laboratory, Limited-liability company «Gazprom VNIIGAZ», Moscow region, Russian Federation

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