

DOI: <https://doi.org/10.26896/1028-6861-2023-89-10-40-46>

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ДВИЖЕНИЯ ПОТОКА СРЕДЫ ПО ГАЗОПРОВОДУ В ПРОЦЕССЕ КОРРОЗИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ

© **Руслан Кизитович Вагапов***, **Константин Анатольевич Ибатуллин**,
Владимир Вадимович Ярковой

Газпром ВНИИГАЗ, Россия, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1;

*e-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

*Статья поступила 12 января 2023 г. Поступила после доработки 8 февраля 2023 г.
Принята к публикации 15 мая 2023 г.*

Повышенные концентрации коррозионно-агрессивного диоксида углерода или сероводорода в добываемых и транспортируемых по трубопроводам газе и газовом конденсате приводят к серьезным коррозионным разрушениям на внутренних поверхностях стальных инфраструктурных объектов. В работе представлены результаты исследования коррозионного влияния потока среды по нижней составляющей газопровода, который может носить динамический, прерывистый или статический характер. В процессе испытаний оценивали влияние как динамических условий потока среды на U-образной ячейке, так и статических условий постоянного воздействия водной фазы на стенку трубопровода при пузырьковом тесте (bubble test). Моделирование условий переменного смачивания внутри газопровода показало, что такие условия типичны и имеют место в условиях добычи и транспортировки неподготовленного газа до мест его переработки и очистки. При испытаниях имитировали опасные эксплуатационные факторы, возникающие внутри газопровода: состав водной среды, температуру, содержание коррозионно-агрессивных газов. В ходе определения стойкости сталей к локальным формам коррозии (питтингам, коррозионным язвам) установлено, что скорость развития локальной и общей коррозии стали в агрессивных углекислотных и сероводородных условиях может достигать 2 – 3 мм/год. Кроме того, показано, что применение ингибиторов коррозии для защиты оборудования и трубопроводов газовых объектов может эффективно предотвращать процессы внутренней коррозии. Полученные результаты могут быть использованы при оценке коррозионной агрессивности эксплуатационных сред и подборе для опытно-промышленных испытаний на газовых месторождениях наиболее проверенных ингибиторов коррозии.

Ключевые слова: условия испытаний; коррозионные локальные дефекты; скорость коррозии; углекислотная коррозия; сероводородная коррозия; ингибитор коррозии.

SIMULATION OF THE MODES OF MEDIUM FLOW MOVEMENT THROUGH A GAS PIPELINE DURING CORROSION TESTS

© **Ruslan K. Vagapov***, **Konstantin A. Ibatullin**, **Vladimir V. Yarkovoy**

LLC Gazprom VNIIGAZ, 15, str. 1, ul. Gazovikov, Razvilka, Leninsky g.o., Moscow obl., 142717, Russia;

*e-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Received January 12, 2023. Revised February 8, 2023. Accepted May 15, 2023.

Elevated concentrations of corrosive carbon dioxide or hydrogen sulfide in gas and gas condensate both produced and transported through pipelines lead to serious corrosion damage to the internal surfaces of steel infrastructure facilities. The paper presents the results of studying the corrosive effect of the medium flow along the lower component of the gas pipeline, which can exhibit a dynamic, intermittent or static character. During testing, the effect of both dynamic conditions of the medium flow on the U-shaped cell and static conditions of the permanent impact of the aqueous phase on the pipeline wall during the bubble test was evaluated. Modeling of variable wetting conditions inside the gas pipeline showed that such conditions are typical and occur upon production and transportation of raw gas to the places of gas processing and purification. We have simulated dangerous operational factors that occur inside the gas pipeline: the composition of the aquatic environment, temperature, and the content of corrosive gases. When determining the resistance of steels to local forms of corrosion (pitting, wide and shallow corrosion pits), we revealed that the rate of developing local and general corrosion of steel in aggressive carbon dioxide and hydrogen sulfide conditions can reach 2 – 3 mm/year. In addition, it has been shown that the use of corrosion inhibitors for protecting the equipment and pipelines of gas facilities can effectively prevent the occur-

rence of internal corrosion processes. The results obtained can be used in assessing the corrosion activity of operating media and selecting the most proven corrosion inhibitors for pilot testing at gas fields.

Keywords: test conditions; local corrosion defects; corrosion rate; carbon dioxide corrosion; hydrogen sulfide corrosion; corrosion inhibitor.

Введение

К основным коррозионно-опасным компонентам в добываемом и транспортируемом углеводородном сырье на нефтегазовых объектах относятся сероводород H_2S и диоксид углерода CO_2 , определяющие, соответственно, сероводородную (СВК) и углекислотную (УКК) коррозии.

Трубопроводная система, как наиболее металлоемкий объект, подвержена интенсивному коррозионному воздействию. Отметим, что присутствие водной фазы в транспортируемой среде активизирует электрохимические УКК и СВК [1, 2]. Кроме того, на внутреннюю коррозию оказывают существенное влияние такие параметры эксплуатационной среды, как температура, минерализация, рН-фактор водной фазы, динамический характер движения потока среды в трубопроводе и др. [3 – 9]. В условиях выделения водной составляющей в отдельную фазу могут проявляться общая, питтинговая, ручейковая и другие формы локальной коррозии [2, 10 – 13].

Для определения коррозионной агрессивности эксплуатационных сред нефтегазовых объектов и подбора средств защиты, например, ингибиторов коррозии, проводят имитационные испытания в модельных условиях с максимально возможным учетом основных параметров УКК и СВК. Поскольку в одном эксперименте не представляется возможным имитировать основные коррозионные параметры, формируется и используется целый комплекс методов испытаний [14, 15].

При моделировании важно, чтобы метод исследования коррозионных процессов соответствовал эксплуатационной системе. Методические основы проведения коррозионных испытаний (для условий внутренней коррозии) были, в основном, разработаны для исследования нефтепромысловых объектов [16 – 18]. В связи с эксплуатацией газовых месторождений, осложненных присутствием H_2S (Астраханское, Оренбургское месторождения [19, 20]) или CO_2 (Бованенковское, Уренгойское (ачимовские отложения) и другие месторождения [21, 22]), за последние годы получили развитие методы испытаний, моделирующие среды при добыче и транспортировке коррозионно-опасного газа и газового конденсата [14].

Одно из основных коррозионных проявлений в газопроводе в верхней части трубы при конденсации влаги было ранее смоделировано и достаточно подробно изучено [23]. Вместе с тем влия-

ние потока жидкости по нижней составляющей газопровода в разные периоды времени и на разных участках может носить динамический, прерывистый или статический характер, для имитации которого необходимо использование нескольких методов испытаний.

Цель работы — исследование коррозионного влияния жидкой фазы при транспортировке потока добываемых флюидов по газопроводу.

Материалы, методика, оборудование

В динамических условиях циркуляции жидкой среды с постоянным барботированием коррозионно-агрессивного газа коррозионные испытания проводили в U-образной ячейке (СТО Газпром 9.3-007-2007), в статических условиях — по так называемому «пузырьковому» тесту (bubble test). Для имитации прерывистого движения потока среды, характеризующегося попеременным смачиванием/несмачиванием внутренней поверхности трубы, был разработан испытательный коррозионный стенд (патент РФ № 2772614, 23.05.2022) (рис. 1).

Заметим, что процедура испытаний рассчитана преимущественно для нефтепромысловых условий [24, 25], однако накопленный опыт испытаний при барботаже через водную среду CO_2 или H_2S позволил разработать оригинальную методику, учитывающую эксплуатационные условия трубопровода (СТО ВНИИГАЗ 31323949-062-2022).

В качестве испытательной среды использовали:

в H_2S -условиях — пластовые воды (общая минерализация $M = 100$ (МВ1), 200 г/дм³ (МВ2)), а также 3 % NaCl (водные среды подкислялись добавлением $0,25$ г/дм³ CH_3COOH);

в CO_2 -условиях — модельные конденсационные ($M = 0,14$ (МВ3), $12,55$ г/дм³ (МВ4)) и пластовые ($M = 1,027$ (МВ5), $11,36$ г/дм³ (МВ6)) воды.

Оценку общей (равномерной) скорости коррозии $K_{общ}$ проводили по потере массы образца, скорости питтинговой (локальной, неравномерной) коррозии — по глубине коррозионного поражения или по величине среднего $K_{лок.ср}$ (путем усреднения полученных значений) либо максимального $K_{лок.макс}$ (по наиболее глубокому дефекту) поражения (ГОСТ 9.908–85).

Для определения локальной коррозии использовали микроскопию. После удаления продуктов коррозии расстояния между плоскостью



Рис. 1. Установки для коррозионных испытаний (испытательные коррозионные ячейки): а — U-образная ячейка; б — ячейка для bubble test; в — испытательный коррозионный стенд

Fig. 1. Corrosion testing units (corrosion testing cells): a — U-shaped cell; b — bubble test cell; c — corrosion test bench

устья и дном локального дефекта (питтинга, коррозионной язвы) измеряли методом двойной фокусировки (ГОСТ 9.908–85). Скорость локальной коррозии рассчитывали по глубинному показателю по формуле

$$K_{\text{лок}} = \delta/t,$$

где δ — глубина локального дефекта; t — время проведения коррозионных испытаний.

Обсуждение результатов

Закономерности движения газожидкостного потока имеют важное значение для обеспечения стабильного и безопасного промышленного транспорта по газопроводу добываемых углеводородов [26]. Изучение режимов транспортировки газа по газопроводу включает рассмотрение особенностей фазового состояния и поведения пластовой смеси, влияния рельефа и протяженности трубопровода, содержания воды и углеводородного конденсата [27 – 29].

Продолжительное смачивание (динамические условия). Выделение воды в отдельную фазу и ее соотношение с углеводородным конденсатом в потоке жидкости будут (при растворении в ней коррозионно-агрессивных газов) инициировать процессы СВК или УКК.

Результаты коррозионных испытаний в U-образной ячейке в H₂S-среде представлены в табл. 1. Видно, что СВК в модели воды MB1

протекает интенсивно уже при 20 °С. В модели MB2 СВК несколько выше при 30 (K_{общ} = 0,935 мм/год), чем при 20 °С (K_{общ} = 0,75 мм/год). Увеличение температуры до 80 °С в 6 раз увеличивает K_{общ} (до 4,345 мм/год) в среде MB1.

Сравнительные испытания в однокомпонентном электролите 3 % NaCl показали, что воздействие СВК при 80 °С такое же агрессивное (K_{общ} = 5,21 мм/год), как и в многокомпонентном растворе MB1.

При УКК в растворе 3 % NaCl образуется хорошо сцепленный с металлической поверхностью стехиометрический сидерит, обладающий высокими защитными свойствами [30]. В отличие от NaCl в модельных растворах, содержащих разные соли, формируются плохо окристаллизованные продукты коррозии (нестехиометрический сидерит) с низким противокоррозионным функционалом. Отсутствие отличий в высокой коррозионной агрессивности, по-видимому, объясняется повышенной реакционной способностью H₂S и высокой скоростью сопряженных электрохимических реакций по его взаимодействию со сталью.

В H₂S-условиях, помимо СВК, наиболее опасно также наводороживание, сопровождающееся сероводородным растрескиванием и потерей прочностных свойств стали [31]. Оценка остаточной пластичности стали (по числу гибов проволоочного образца из стали СВ 08А) до разрушения

Таблица 1. Результаты измерения скорости коррозии стали Ст20 (числитель) и количества гибов проволоки СВ 08А (знаменатель) на U-образной ячейке в H₂S-среде

Table 1. Results of measuring the corrosion rate of St20 steel (numerator) and the number of bends of SV 08A wire (denominator) on a U-shaped cell in H₂S-environment

Концентрация ингибитора коррозии, мг/дм ³	Температура, °С			
	20	80	30	80
	Модель воды MB1		Модель воды MB2	3 % NaCl
Отс.	0,725/5	4,345/7	0,935/5	5,21/7
100	0,036/19	0,375/19	0,11/15	0,203/19
200	—	0,285/19	0,089/17	—

показала, что она уменьшилась до пяти гибов (см. табл. 1). По сравнению с исходными параметрами проволоки (19 гибов) после испытаний при СВК пластичность стали снизилась на 59 – 73 %.

Высокая скорость движения потока среды и наличие углеводородной фазы могут негативно сказываться на образовании ингибиторной пленки и сохранении ее пленкообразующих свойств в течение испытаний [32]. В связи с этим проводили исследования эффективности ингибиторов в этих средах.

При невысоких температурах (20 – 30 °C) значение $K_{\text{общ}}$ опускается ниже 0,1 мм/год в средах MB1 и MB2 при добавлении 100 и 200 мг/дм³ ингибитора соответственно (см. табл. 1). При повышении температуры испытательной среды MB1 до 80 °C в присутствии 100 – 200 мг/дм³ ингибитора коррозии хотя и наблюдается более чем десятикратное понижение $K_{\text{общ}}$, но оно не достигает 0,1 мм/год. Аналогичные результаты по эффективности ингибиторной защиты получили и для 3 % NaCl при 80 °C. Отметим, что ингибиторы защищают не только от СВК, но и от сероводородного растрескивания (снижения пластичности стали либо не происходит, либо оно незначительно).

Продолжительное смачивание (статические условия). Изменения рельефа, наличие тупиковых зон, зазоров и другие условия могут приводить к образованию скоплений водной фазы на пониженных участках или в местах подъема газопровода. Невысокие скорости потока жидкости будут способствовать продолжительному контакту и отсутствию турбулентности внутри трубопровода на этих участках.

При испытаниях в ячейке для bubble test в CO₂-среде получили, что в конденсационных водах MB3 и MB5 значения $K_{\text{общ}}$ выше, чем в пластовых MB4 и MB6, особенно при низкой температуре (20 °C) (табл. 2). Вероятно, это можно объяснить недостатком ионов в водной фазе, что не позволяет в низкоминерализованных средах MB3 и MB5 хорошо окристаллизоваться продук-

там коррозии и получить равномерную, плотную пленку [30]. При повышении температуры до 60 °C $K_{\text{общ}}$ возрастает во всех испытанных средах примерно в 1,5 – 2 раза, достигая 1,8 – 2,0 мм/год.

Заметим, что при повышенных температурах разница в значениях $K_{\text{общ}}$ в конденсационных (MB3, MB5) и пластовых (MB4, MB6) водах снижается, и они становятся практически одинаковыми. Вместе с тем применение ингибитора коррозии дает возможность существенно снизить скорость УКК, сохраняя ее ниже 0,1 мм/год в низкоминерализованной и пластовой водах во всем исследованном диапазоне температур.

Переменное смачивание. Невысокий дебит воды (прежде всего когда она конденсационной природы), неравномерный выход пластовых вод и другие гидрогеологические причины могут привести к переменному смачиванию жидкой средой стальной поверхности газопровода. Кроме того, поступление и динамический характер движения воды будут способствовать как подводу коррозионно-активной воды, содержащей провоцирующие локальную коррозию анионы, так и отводу продуктов коррозии, увеличивая гетерогенность поверхности и стимулируя, таким образом, продолжение коррозионного процесса.

На испытательном коррозионном стенде в условиях УКК значения $K_{\text{общ}}$ составили 0,0276 – 0,214 мм/год (табл. 3). Несмотря на то, что это относительно низкие величины, на поверхности стальных образцов фиксировали активное развитие локальных дефектов язвенного и питтингового характера (рис. 2).

Значения $K_{\text{лок}}$ наиболее высоки (0,511 – 1,69 мм/год) при 60 °C (см. табл. 3). В начальный период из-за отсутствия продуктов коррозии на стали УКК развивается наиболее интенсивно [30]. При снижении температуры испытаний до 40 °C происходит некоторое уменьшение и стабилизация $K_{\text{лок}}$ (0,173 – 0,741 мм/год).

Заметим, что изменение парциального давления $P(\text{CO}_2)$ в диапазоне от 1,1 до 3,6 атм не оказывает заметного влияния на локальную УКК.

Таблица 2. Результаты измерения скорости коррозии в ячейке для bubble test в CO₂-среде

Table 2. Results of measuring the corrosion rate in a bubble test cell in CO₂-environment

Модель воды	Концентрация ингибитора, мг/дм ³	Температура, °C		
		20	40	60
MB3	—	1,141	1,793	1,990
	100	0,059	0,064	0,087
MB4	—	0,907	1,664	1,929
	100	0,083	0,059	0,056
MB5	—	1,11	1,51	1,89
MB6	—	0,89	1,42	1,74



Рис. 2. Стальные образцы с коррозионными дефектами
Fig. 2. Steel samples with corrosion defects

Вращение испытательных ячеек вокруг своей оси позволяет имитировать динамический характер движения потока жидкой фазы и переменное смачивание ею стенки газопровода. В этом случае на начальном этапе (в отсутствии слоя продуктов коррозии) будут усиливаться перенос и подвод коррозионно-агрессивной среды к стальной поверхности, что будет увеличивать скорость коррозионных процессов. В дальнейшем (при образовании коррозионных отложений на стали) периодический контакт с жидкой фазой может способствовать отводу продуктов коррозии [30] (особенно если они рыхлые и неплотные), что

также будет сказываться на росте скорости коррозии.

Закключение

Таким образом, имитация основных коррозионных воздействий среды на внутреннюю поверхность газопровода позволила оценить влияние постоянного движения потока среды (динамические условия в U-образной ячейке) и статические условия скопления и продолжительного контакта стенки газопровода с водной средой (ячейка для bubble test) на стойкость сталей к СВК и УКК. Стендовые испытания дали возможность определить стойкость трубных сталей к ло-

Таблица 3. Результаты измерения скорости коррозии на коррозионном стенде в CO₂-среде
Table 3. Results of measuring the corrosion rate on a corrosion test bench in CO₂-environment

Модель воды	P(CO ₂), атм.	T, °C	Скорость коррозии, мм/год		
			K _{общ}	K _{лок.ср}	K _{лок.макс}
Продолжительность испытаний — 119 ч					
MB3	3,6	60	0,0462	1,56	1,69
	1,1	60	0,0440	1,039	1,262
MB5	2,6	60	0,0366	0,584	1,039
	1,1	60	0,0439	0,511	0,767
MB4	3,6	60	0,2067	0,594	0,594
	1,1	60	0,1316	0,854	1,039
MB6	2,6	60	0,0681	0,986	1,533
	1,1	60	0,0276	0,621	0,986
Продолжительность испытаний — 331 ч					
MB3	3,6	40	0,1365	0,384	0,609
	1,1	40	0,042	0,173	0,265
MB5	2,6	40	0,214	0,595	0,741
	1,1	40	0,1088	0,427	0,561
MB4	3,6	40	0,1205	0,41	0,582
	1,1	40	0,1181	0,465	0,717
MB6	2,6	40	0,1401	0,387	0,688
	1,1	40	0,0715	0,227	0,32

кальной коррозии, представленной преимущественно в виде питтингов и коррозионных язв. Испытания, проведенные в условиях имитации основных коррозионных условий отечественных газовых месторождений, показали, что скорость общей и локальной коррозии может достигать нескольких миллиметров в год. Подобранные ингибиторы коррозии позволяют существенно снизить скорость развития СВК и УКК и тем самым защитить стальные объекты инфраструктуры газовых месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. 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
2. Pessu F., Hua Y., Barker R., et al. A Study of the Pitting and Uniform Corrosion Characteristics of X65 Carbon Steel in Different H₂S-CO₂-Containing Environments / *Corrosion*. 2018. Vol. 74. P. 886 – 902. DOI: 10.5006/2537
3. Elgaddafi R., Ahmed R., Shah S. Corrosion of carbon steel in CO₂ saturated brine at elevated temperatures / *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 196. Art. 107638. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107638
4. Zhu S., Zhou G., Miao J., et al. Mechanical properties of CO₂ corrosion scale formed at different temperatures and their relationship to corrosion rate / *Corrosion Engineering, Science and Technology*. 2012. Vol. 47. N 3. P. 453 – 461. DOI: 10.1179/1743278211Y00000000023
5. Вагапов Р. К., Прокопенко А. Ю., Томский И. С. Оценка зависимости скорости коррозии стали на объектах инфраструктуры углеводородных месторождений от минерализации и температуры / *Заводская лаборатория. Диагностика материалов*. 2021. Т. 87. № 6. С. 41 – 44. DOI: 10.26896/1028-6861-2021-87-6-41-44
6. 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
7. 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. Art. 110333. DOI: 10.1016/j.exptthermfluidsci.2020.110333
8. 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.
9. Li J., Wang D., Xie F. Failure analysis of CO₂ corrosion of natural gas pipeline under flowing conditions / *Engineering Failure Analysis*. 2022. Vol. 137. Art. 106265. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2022.106265
10. Болобов В. И., Попов Г. Г., Кривокрысенко Е. А. и др. Сравнительная стойкость сталей промысловых нефтепроводов к ручейковой коррозии / *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. 2020. Т. 123. № 1. С. 128 – 139. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-1-128-139
11. 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
12. Alalm A. H. Localized corrosion and mitigation approach of steel materials used in oil and gas pipelines: An overview / *Engineering Failure Analysis*. 2020. Vol. 116. Art. 104735. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2020.104735
13. Tan Z., Yang L., Zhang D., et al. Development mechanism of internal local corrosion of X80 pipeline steel / *Journal of Materials Science & Technology*. 2020. Vol. 49. P. 186 – 201. DOI: 10.1016/j.jmst.2019.10.023
14. Вагапов Р. К., Фомина А. С., Ярковой В. В. Развитие методического обеспечения проведения коррозионных испытаний для условий газовых объектов / *Технология металлов*. 2022. № 11. С. 39 – 47. DOI: 10.31044/1684-2499-2021-0-11-39-47
15. Liao K., Qin M., Yang N., et al. Corrosion main control factors and corrosion degree prediction charts in H₂S and CO₂ coexisting associated gas pipelines / *Materials Chemistry and Physics*. 2022. Vol. 292. Art. 126838. DOI: 10.1016/j.matchemphys.2022.126838
16. Розенфельд И. Л., Жигалова К. А. Ускоренные методы коррозионных испытаний металлов (теория и практика). — М.: Металлургия, 1966. — 347 с.
17. 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.
18. 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.
19. Филиппов А. Г., Токман А. К., Потапов А. Г. и др. Эксплуатация скважин Астраханского газоконденсатного месторождения. — М.: Газпромэкспо, 2010. — 171 с.
20. Мокшаев А. Н., Сорокин Н. И., Барышев С. Н. Обеспечение надежности и эффективности эксплуатации оборудования опасных производственных объектов Оренбургского НГКМ при сверхпроектном сроке службы / *Газовая промышленность*. 2018. Т. 765. № 3. С. 39 – 41.
21. Слугин П. П. Повышение эффективности эксплуатации объектов добычи газа и газового конденсата на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении. — Новосибирск: СО РАН, 2017. — 53 с.
22. 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. Т. 761. № 12. С. 84 – 89.
23. Vagapov R. K., Kantyukov R. R., Zapevalov D. N. Investigation of the corrosiveness of moisture condensation conditions at gas production facilities in the presence of CO₂ / *International Journal of Corrosion and Scale Inhibition*. 2021. Vol. 10. N 3. P. 994 – 1010. DOI: 10.17675/2305-6894-2021-10-3-11
24. Киченко С. Б., Киченко А. Б. Исследование защитного действия ингибиторов коррозии с помощью пузырькового метода / *Практика противокоррозионной защиты*. 2008. Т. 49. № 3. С. 20 – 28.
25. Сивоконь И. С., Ануфриев Н. Г., Андреев Н. Н. Лабораторная оценка эффективности ингибиторов коррозии нефтепромысловых трубопроводов Западно-Сибирского региона. Ч. 3. «Пузырьковый» тест / *Коррозия: материалы, защита*. 2012. № 8. С. 4 – 11.
26. Одишария Г. Э., Точигин А. А. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей. — М.: ВНИИГАЗ, ИГЭУ, 1998. — 400 с.
27. Федулов Д. М., Кубанов А. Н., Прокопов А. В. и др. Особенности фазового поведения поведения пластовой смеси в системе «установка подготовки газа — подводный трубопровод» / *НТС Вести газовой науки*. 2013. Т. 14. № 3. С. 184 – 191.
28. Кононов А. В., Маришкин В. А., Ротов А. А. и др. Моделирование режимов эксплуатации протяженного рельефного трубопровода многофазного флюида на начальной стадии освоения газоконденсатного месторождения / *Газовая промышленность*. 2022. Т. 833. Спец. выпуск № S2. С. 90 – 95.
29. Бузников Н. А., Сулейманов В. А. Влияние водной фазы на режимы транспортировки газа с малым содержанием конденсата по протяженным морским трубопроводам / *НТС Вести газовой науки*. 2019. Т. 39. № 2. С. 91 – 96.
30. Вагапов Р. К., Михалкина О. Г. Исследование продуктов углекислотной коррозии методом рентгеновской дифракции / *Завод. лаб. Диагност. мат.* 2022. Т. 88. № 9. С. 35 – 41. DOI: 10.26896/1028-6861-2022-88-9-35-41

31. Вагапов Р. К. Исследование наводороживания и коррозии стального оборудования и трубопроводов на объектах добычи H_2S -содержащего углеводородного сырья / Вопросы материаловедения. 2021. Т. 106. № 2. С. 170 – 181. DOI: 10.22349/1994-6716-2021-106-2-170-181
32. 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. Vol. 58. P. 92 – 114. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.07.025

REFERENCES

1. 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
2. Pessu F., Hua Y., Barker R., et al. A Study of the Pitting and Uniform Corrosion Characteristics of X65 Carbon Steel in Different H_2S - CO_2 -Containing Environments / Corrosion. 2018. Vol. 74. P. 886 – 902. DOI: 10.5006/2537
3. Elgaddafi R., Ahmed R., Shah S. Corrosion of carbon steel in CO_2 saturated brine at elevated temperatures / Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 196. Art. 107638. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107638
4. Zhu S., Zhou G., Miao J., et al. Mechanical properties of CO_2 corrosion scale formed at different temperatures and their relationship to corrosion rate / Corrosion Engineering, Science and Technology. 2012. Vol. 47. N 3. P. 453 – 461. DOI: 10.1179/1743278211Y.00000000023
5. Vagapov R. K., Prokopenko A. Yu., Tomsy I. S. Assessment of the steel corrosion rate at the infrastructure facilities of hydrocarbon deposits as a function of the mineralization and temperature / Zavod. Lab. Diagn. Mater. 2021. Vol. 87. N 6. P. 41 – 44 [in Russian]. DOI: 10.26896/1028-6861-2021-87-6-41-44
6. Baydin I. I., Kovalenko A. V., Gumerova N. V., et al. Analysis of the dynamics of reservoir water introduction in the gas reservoir on the decline of gas production / Izv. Vuzov. Neft' Gaz. 2018. N 6. P. 41 – 44 [in Russian]. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-6-41-44
7. 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. Art. 110333. DOI: 10.1016/j.expthermflusci.2020.110333
8. Vagapov R. K., Tomskiy I. S. Dependence of corrosion process rate on carbon dioxide medium containing flow rate / Chemical and Petroleum Engineering. 2021. Vol. 57. N 5 – 6. P. 507 – 512. DOI: 10.1007/s10556-021-00966-1
9. Li J., Wang D., Xie F. Failure analysis of CO_2 corrosion of natural gas pipeline under flowing conditions / Engineering Failure Analysis. 2022. Vol. 137. Art. 106265. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2022.106265
10. Bolobov V. I., Popov G. G., Krivokrysenko E. A., et al. Comparative resistance of oil interfield pipeline steels to rill corrosion / Probl. Sb. Podg. Transp. Nefti Nefteprod. 2020. Vol. 123. N 1. P. 128 – 139 [in Russian]. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-1-128-139
11. Savelev V. V., Ivanov A. N. The crevice (grooving) corrosion of submarine pipelines for reservoir pressure maintenance system on the White Tiger oilfield / Neft. Khoz. 2017. N 9. P. 120 – 123 [in Russian]. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-9-120-122
12. Alamar A. H. Localized corrosion and mitigation approach of steel materials used in oil and gas pipelines: An overview / Engineering Failure Analysis. 2020. Vol. 116. Art. 104735. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2020.104735
13. Tan Z., Yang L., Zhang D., et al. Development mechanism of internal local corrosion of X80 pipeline steel / Journal of Materials Science & Technology. 2020. Vol. 49. P. 186 – 201. DOI: 10.1016/j.jmst.2019.10.023
14. Vagapov R. K., Fomina A. S., Yarkovoy V. V. Development of methodological support for conducting of corrosion tests for conditions of gas facilities / Tekhnol. Met. 2022. N 11. P. 39 – 47 [in Russian]. DOI: 10.31044/1684-2499-2021-0-11-39-47
15. Liao K., Qin M., Yang N., et al. Corrosion main control factors and corrosion degree prediction charts in H_2S and CO_2 co-existing associated gas pipelines / Materials Chemistry and Physics. 2022. Vol. 292. Art. 126838. DOI: 10.1016/j.matchemphys.2022.126838
16. Rosenfeld I. L., Zhigalova K. A. Accelerated Methods of Corrosion Testing of Metals (Theory and Practice). — Moscow: Metallurgiya, 1966. — 347 p. [in Russian].
17. Gladchenkova Yu. S. Analysis of methods for corrosion testing of steels. Methods for determining the corrosion resistance of steels for oilfield pipelines / Probl. Cher. Met. Materialoved. 2020. N 3. P. 83 – 93 [in Russian].
18. Andreev N. N., Sivokon I. S. Methodology of laboratory assessment of efficiency of carbon dioxide corrosion inhibitors in oilfield pipelines / Prakt. Protivokorr. Zashch. 2014. Vol. 74. N 4. P. 36 – 43 [in Russian].
19. Filippov A. G., Tokman A. K., Potapov A. G., et al. Operation of Wells of the Astrakhan Gas Condensate Field. — Moscow: Gazpromékspo, 2010. — 171 p. [in Russian].
20. Mokshaev A. N., Sorokin N. I., Baryshev S. N. Assurance of reliability and operational efficiency of equipment in hazardous production facilities of the Orenburg oil and gas condensate field in excess of design life / Gaz. Prom. 2018. Vol. 765. N 3. P. 39 – 41 [in Russian].
21. Slugin P. P. Enhancement of the efficiency of exploitation of the objects of gas and gas condensate production at the Bovankovskoye oil and gas condensate deposit. — Novosibirsk: SO RAN, 2017. — 53 p. [in Russian].
22. Koryakin A. Yu., Kobychyev V. F., Kolinchenko I. V., et al. Conditions of the carbon dioxide corrosion on the production facilities of Achimovskie deposits, methods of monitoring and forecasting / Gaz. Prom. 2017. Vol. 761. N 12. P. 84 – 89 [in Russian].
23. Vagapov R. K., Kantyukov R. R., Zapevalov D. N. Investigation of the corrosiveness of moisture condensation conditions at gas production facilities in the presence of CO_2 / International Journal of Corrosion and Scale Inhibition. 2021. Vol. 10. N 3. P. 994 – 1010. DOI: 10.17675/2305-6894-2021-10-3-11
24. Kichenko S. B., Kichenko A. B. Research of the protective action of the corrosion inhibitors with the use of the bubble test / Prakt. Protivokorr. Zashch. 2008. Vol. 49. N 3. P. 20 – 28 [in Russian].
25. Sivokon I. S., Anufriev N. G., Andreev N. N. Laboratory assessment of the efficiency of corrosion inhibitors at oilfield pipelines of the West Siberia region. P. III. Bubble test / Korr. Mater. Zashch. 2012. N 8. P. 4 – 11 [in Russian].
26. Odisharia G. E., Tochigin A. A. Applied hydrodynamics of gas-liquid mixtures. — Moscow: VNIIGAZ, IGEU, 1998. — 400 p. [in Russian].
27. Fedulov D. M., Kubanov A. N., Prokopov A. V., et al. Peculiarities of phase behavior of formation fluid in system “gas treatment unit — underground pipeline” / Vesti Gaz. Nauki. 2013. Vol. 14. N 3. P. 184 – 191 [in Russian].
28. Kononov A. V., Marishkin V. A., Rotov A. A., et al. Simulation of the operation modes for the extended hilly terrain multiphase fluid pipeline at the initial stage of the gas condensate field development / Gaz. Prom. 2022. Vol. 833. N S2. P. 90 – 95 [in Russian].
29. Buznikov N. A., Suleymanov V. A. Influence of water phase on modes of the transport of gas with low condensate content in lengthy subsea pipelines / Vesti Gaz. Nauki. 2019. Vol. 39. N 2. P. 91 – 96 [in Russian].
30. Vagapov R. K., Mikhalkina O. G. Study of carbon dioxide corrosion products by the X-ray diffraction method / Zavod. Lab. Diagn. Mater. 2022. Vol. 88. N 9. P. 35 – 41 [in Russian]. DOI: 10.26896/1028-6861-2022-88-9-35-41
31. Vagapov R. K. Study of Hydrogenation and Corrosion of Steel Equipment and Pipelines at the Production Facilities of H_2S -Containing Hydrocarbon Raw Materials / Inorg. Mater. Appl. Res. 2022. Vol. 13. N 6. P. 1658 – 1665. DOI: 10.1134/S2075113322060302
32. 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. Vol. 58. P. 92 – 114. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.07.025