Исследование структуры и свойств
Structure and properties research

Физические методы исследования и контроля
Physical methods of research and monitoring

DOI: https://doi.org/10.26896/1028-6861-2024-90-4-31-39

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСАДКОВ ПРИ ОЦЕНКЕ ПРИЧИН КОРРОЗИИ НА ГАЗОВЫХ ОБЪЕКТАХ

© **Руслан Кизитович Вагапов*, Ольга Геннадьевна Михалкина**

Газпром ВНИИГАЗ, Россия, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, пос. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1;
*e-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Статья поступила 5 сентября 2023 г. Поступила после доработки 26 октября 2023 г. Принята к публикации 23 января 2024 г.

Для контроля агрессивности эксплуатационных условий нефтегазовых объектов и обеспечения их безопасной и надежной работы применяют различные методы коррозионного мониторинга. Один из них — анализ образующихся продуктов коррозии и других осадков и отложений для получения данных об их составе. В работе представлены результаты исследования осадков при определении механизмов и причин возникновения коррозионных процессов с последующей выработкой мер по устранению факторов их развития. Исследовали состав осадков, образующихся на объектах газового комплекса. Неорганические соединения и элементный состав анализировали методами рентгеновской дифракции и сканирующей электронной микроскопии. Выявлено, что в составе осадков присутствует элементарная сера, свидетельствующая о наличии в системе опасных серосодержащих соединений (например, H_2S). С помощью ИК-спектроскопии и хроматомасс-спектрометрии определены органические составляющие осадков, образующихся при приготовлении раствора ингибитора коррозии в метаноле. Показано, что причина их образования — присутствие в растворе нефтяных углеводородов. При анализе осадков, формирующихся внутри трубы для транспортировки воды, установлено, что в их состав входят оксиды и гидроксиоксиды железа. Вместе с тем в местах сквозного дефекта на наружной поверхности трубы образуются продукты коррозии, состоящие из гидроксидов Fe(II) или Fe(III) с прослойками анионов и молекул воды — так называемая «зеленая ржавчина». Нестойкие в условиях эксплуатации такие осадки не способны обеспечить защиту стальной поверхности от коррозии. Полученные результаты могут быть использованы при проведении коррозионного мониторинга на газовых объектах для идентификации факторов коррозии, влияющих на образование осадков и отложений.

Ключевые слова: условия испытаний; продукты коррозии; водопроводная вода; «зеленая ржавчина»; метод рентгеновской дифракции; ИК-спектроскопия; сканирующая электронная микроскопия.

RESEARCH OF PRECIPITATIONS IN ASSESSING THE CAUSES OF CORROSION AT GAS FACILITIES

© **Ruslan K. Vagapov*, Olga G. Mikhalkina**

LLC Gazprom VNIIGAZ, 15, str. 1, ul. Gazovikov, Razvilka, Leninsky, Moscow obl., 142717, Russia;
*e-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Received September 5, 2023. Revised October 26, 2023. Accepted January 23, 2024.

Various methods of corrosion monitoring are used to control the aggressiveness of the operating conditions of oil and gas facilities and ensure their safe and reliable operation. One of them is the analysis of the resulting corrosion products and other sediments and deposits to obtain data on their composition. We present the results of studying sediments when determining the mechanisms and causes of corrosion processes followed by the development of measures aimed at the elimination of the factors promoting the

corrosion development. The composition of sediments formed at the facilities of a gas complex was studied. Inorganic compounds and elemental composition were analyzed by X-ray diffraction and scanning electron microscopy. It is revealed that elemental sulfur is present in the composition of sediments, indicating the presence of dangerous sulfur-containing compounds in the system (for example, H_2S). Using IR spectroscopy and chromate-mass spectrometry, the organic components of sediments formed during preparation of the methanol solution of a corrosion inhibitor were determined. It is shown that the reason for their formation is the presence of oil hydrocarbons in the solution. When analyzing the sediments formed inside the water transport pipe, it was shown that they include iron oxides and hydroxyoxides. At the same time, in places of a through defect on the outer surface of the pipe, corrosion products consisting of Fe(II) or Fe(III) hydroxides with layers of anions and water molecules, the so-called "green rust," are formed. Unstable under operating conditions, such a sediment is unable to protect the steel surface from corrosion. The results obtained can be used in conducting corrosion monitoring at gas facilities to identify corrosion factors affecting the formation of sediments and deposits.

Keywords: test conditions; corrosion products; tap water; «green rust»; X-ray diffraction; IR spectroscopy; scanning electron microscopy.

Введение

На многих нефтегазовых объектах эксплуатационные условия бывают осложнены присутствием в добываемых углеводородах коррозионно-агрессивных сероводорода (H_2S) и/или диоксида углерода (CO_2) [1]. Для контроля коррозионной активности таких сред применяют различные методы коррозионного мониторинга [2, 3]. Использование того или иного метода зависит от возможностей и ограничений, создаваемых эксплуатационными условиями, а также от задач, стоящих перед системой по мониторингу за техническим состоянием производственного объекта [4, 5].

Как и для любой системы, эффективность коррозионного мониторинга связана с его постоянным развитием и совершенствованием, например, для более точной оценки локальных коррозионных дефектов, на образование которых влияют формирующиеся продукты коррозии [6, 7]. В связи с этим важную роль в рамках коррозионного мониторинга играет исследование морфологии образующихся в процессе коррозии осадков. Это позволяет оценить воздействие состава и фазового состояния продуктов коррозии на механизмы разрушения стальных объектов, взаимосвязь с эксплуатационными условиями и применение химических реагентов (например, ингибиторов коррозии).

Заметим, что для исследования коррозионных продуктов и отложений в промысловой практике нефтегазовых месторождений применение физических методов испытаний пока не получило широкого распространения, и большинство из имеющихся примеров посвящено преимущественно нефтепромысловым средам, эксплуатационные условия которых отличаются от газовых объектов [8 – 11]. Вместе с тем данные методы давно и успешно применяются в лабораторных («идеальных») условиях при анализе поверхностных явлений или для определения, главным образом, отдельных химических соединений [12, 13]. Для их использования при анализе промысловых сред более сложного состава неорганической и органической природы требуются их апробация и адаптация к реальным условиям эксплуатации. Среди некоторых примеров такого прикладного использования отметим анализ коррозионных продуктов или ингибиторов коррозии методами рентгеновской дифракции (XRD), ИК-спектроскопии и хроматомасс-спектрометрии (ХМС) [14 – 19].

Технологические и коррозионные процессы на газовых объектах, оказывающие негативное влияние на их эксплуатацию, взаимосвязаны и влияют друг на друга [20]. Поэтому их знание и контроль могут позволить оптимизировать технологические параметры работы стального оборудования и трубопроводов для обеспечения их надежности и безопасности.

Цель работы — исследование осадков при определении механизмов и коррозионных факторов внутренней коррозии на газовых объектах.

Материалы, методика, оборудование

XRD-анализ проводили на рентгеновском дифрактометре ARL X'TRA (Швейцария) (вертикальная θ-θ-геометрия Брэгга-Брентано). Использовалась рентгеновская трубка с медным анодом (Cu*K*α-излучение, напряжение — 40 кВ, сила тока — 30 мА). Регистрацию квантов дифрагированного рентгеновского излучения осуществляли с помощью позиционно-чувствительного детектора 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. Для обработки данных использовали программное обеспечение Crystallographica Search-Match (version 3.1.0.2) и Siroquant (version 3.0).

Рис. 1. Осадки 1 – 6, отобранные на лопатках дожимной компрессорной станции (*а*), с фильтра перед дренажной линией (*б*), в системе утилизации промышленных стоков (*в*), при приготовлении раствора ингибитора коррозии (*г*), изнутри (*д*) и снаружи (*е*) сквозного дефекта на водоводе соответственно

Fig. 1. Sediments 1 – 6 taken from the blades of the booster compressor station (*a*), from the filter in front of the drainage line (*b*), in the industrial wastewater disposal system (*c*), during the preparation of a corrosion inhibitor solution (*d*), from the inside (*e*), and from the outside (*f*) of through defect on the water pipeline, respectively

Для ИК-спектрометрии осадков применяли ИК-Фурье спектрометр Nicolet iS50 FT-IR с приставкой для съемки нарушенного полного внутреннего отражения. Полученные ИК-спектры анализировали с использованием библиотеки данных OMNIC SPECTRA.

Морфологию осадков исследовали на сканирующем электронном микроскопе (СЭМ) JCM-7000 (Япония), снабженном энергодисперсионным рентгеновским спектрометром для количественного анализа элементного состава путем интегрального сканирования. Для получения СЭМ-изображений применяли детекторы в режиме сканирования вторичных электронов.

ХМС-исследования выполняли на аппаратно-программном комплексе на базе хроматографа «Хроматэк Кристалл-5000.2». Хроматограммы обрабатывали с помощью программного обеспечения масс-спектрометра «Хроматэк Спектр» и библиотеки базы данных NIST11.

Обсуждение результатов

Для предприятий переработки газа и газового конденсата актуальны проблемы образования осадков на внутренней части оборудования, как в результате химических превращений или термической деградации применяемых химических реагентов, так и продуктов коррозии [11, 21 – 23]. Проблемы связаны с тем, что осадки могут

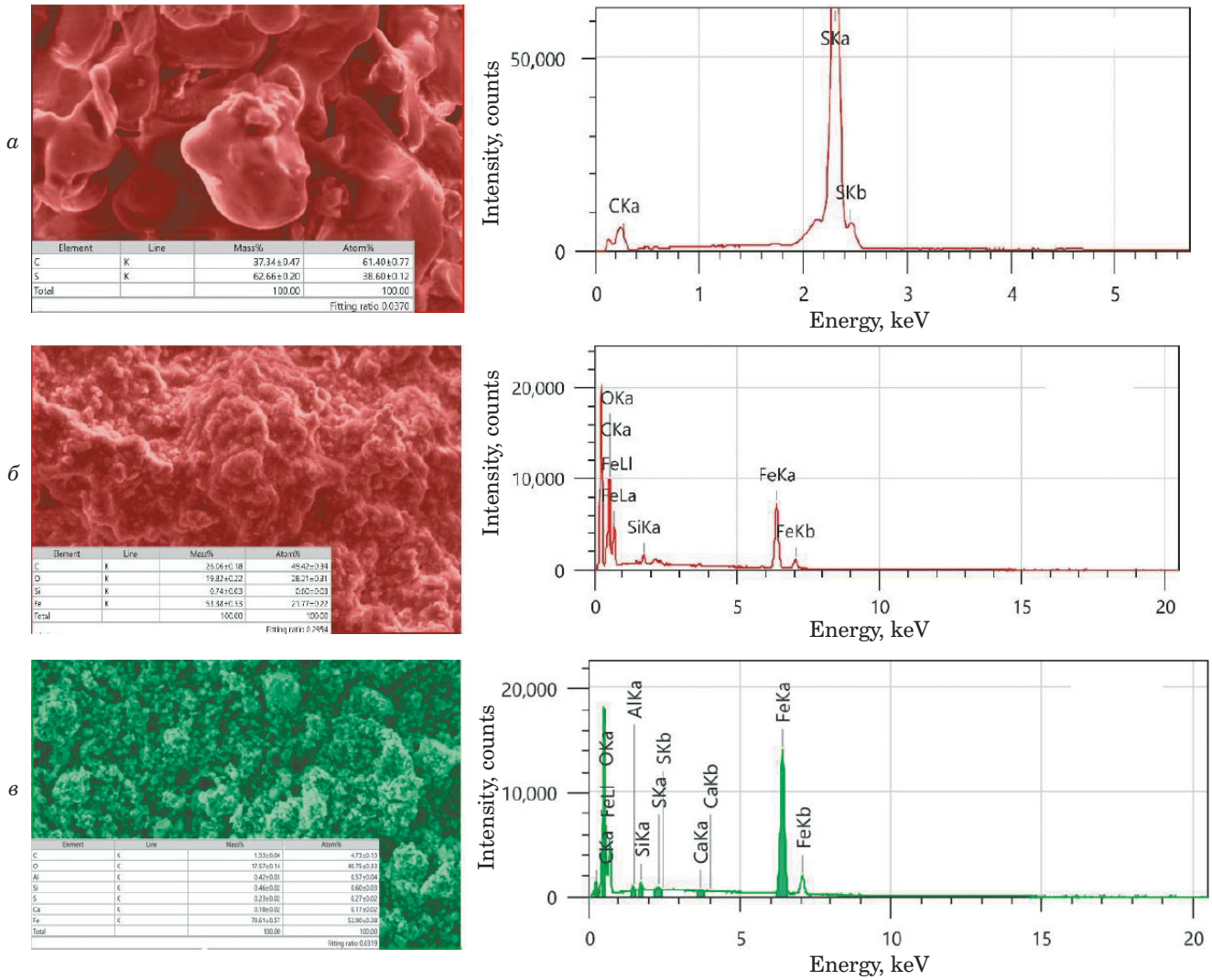

Рис. 2. СЭМ-фотографии и результаты количественного анализа элементного состава осадков 1 (*а*), 4 (*б*), 5 (*в*)

Fig. 2. SEM photographs and results of quantitative analysis of the elemental composition of sediments 1 (*a*), 4 (*b*), 5 (*c*)

снижать теплопроводность стенок теплообменного оборудования, вызывая их перегрев. При этом некоторые образующиеся продукты термодеструкции либо сами являются коррозивными, либо при вторичном термическом распаде способны образовывать коррозионно-агрессивные соединения. Так, формирование отложений в колоннах ректификации и теплообменном оборудовании может приводить к нарушениям режима технологического процесса вплоть до аварийной остановки оборудования [9].

Исследовали осадки (1 – 6), формирующиеся на участках газовых объектов с различными условиями эксплуатации (рис. 1). XRD-анализ показал, что основная и единственная фаза в осадке 1 — α-сера (ромбическая) (S_8) орторомбической кристаллической структуры. Цвет осадка также соответствует окраске данной формы серы.

На микрофотографиях осадков (рис. 2) видно, что размер и форма частиц различны. На поверхности крупных агломератов наблюдаются наноразмерные вкрапления (<1 мкм), а крупные частицы достигают размеров 50 мкм.

Элементный анализ подтвердил, что в осадке 1 присутствует сера (см. рис. 2, *а*). Отметим, что образование элементарной серы в качестве осадка на объекте переработки газа означает, что сернистые вещества присутствовали в транспортируемой по газопроводу продукции и воздействовали на него. Присутствующая в составе отложений элементарная сера может выступать дополнительным коррозионным фактором из-за блокировки доступа ингибитора коррозии к металлической поверхности. Кроме того, растворы-нейтрализаторы часто не способны на нее воздействовать [9].

Сернистые соединения могут превращаться в S_8 в процессе окисления при контакте с кислоро-

дом воздуха. Поскольку на большинстве газовых месторождений в добываемой продукции H_2S и другие сернистые вещества отсутствуют, мероприятия по борьбе с опасным коррозионным воздействием по отношению к углеродистой или низколегированной стали могут быть не предусмотрены. В таком случае одним из основных источников поступления H_2S в природный газ может быть добавление к нему попутного нефтяного газа. Подобные нефтяные газы не проходят очистку от «кислых» примесей (H_2S, CO_2 и др.) и представляют коррозионную опасность [24]. Разбавление содержания сернистых соединений при смешении природного и попутного нефтяного газов тем не менее сохраняет опасность сероводородного разрушения стальных газопроводов и оборудования.

Такие однокомпонентные осадки, как S_8, достаточно просты для аналитического контроля, как и продукты окисления железа на воздухе, из которых состоит образующийся на внутренней поверхности трубы осадок 2. По данным XRD-анализа (рис. 3), в его состав входят следующие наиболее распространенные оксиды и оксигидроксиды железа, %: 51 — магнетит (Fe_3O_4), 9 — лепидокрокит (γ-FeO(OH)), 40 — гетит (α-FeO(OH)). Присутствие оксидов/гидроксилов железа свидетельствует о присутствии кислорода, которого не должно быть на объектах переработки газа.

Экспериментальную дифрактограмму (см. рис. 3, *а*) обрабатывали с использованием программы Crystallographica Search-Match. Отметим, что все рефлексы эталонной дифрактограммы магнетита из базы данных ICDD PDF-2 присутствуют на экспериментальной дифрактограмме, и соблюдаются соотношения интенсивностей рефлексов. Такая сравнительная обработка давала возможность точно идентифицировать состав осадков.

Для всех исследуемых осадков в ходе XRD-анализа на дифракционных кривых фиксировали отчетливые пики, аналогичные представленным на рис. 3, *б*, что свидетельствовало о присутствии в образцах только фаз, обладающих кристаллической структурой. Рентгеноаморфных фаз в образцах не наблюдали (рентгеноаморфное галло отсутствовало).

Осадок 3, отобранный в трубопроводе сточных вод, состоял на 81 % из галита (NaCl) и на 10 % из 3-водного ацетата натрия ($CH_3COONa \cdot 3H_2O$), остальные 9 % приходились на кварц (SiO_2), магнетит (Fe_3O_4) и кальцит ($CaCO_3$). Выявленный 3-водный ацетат натрия говорит о том, что в транспортируемых по водоводу промышленных стоках содержатся уксусная кислота либо ее соли, диссоциации которых в воде приводят к образованию ацетат-аниона.

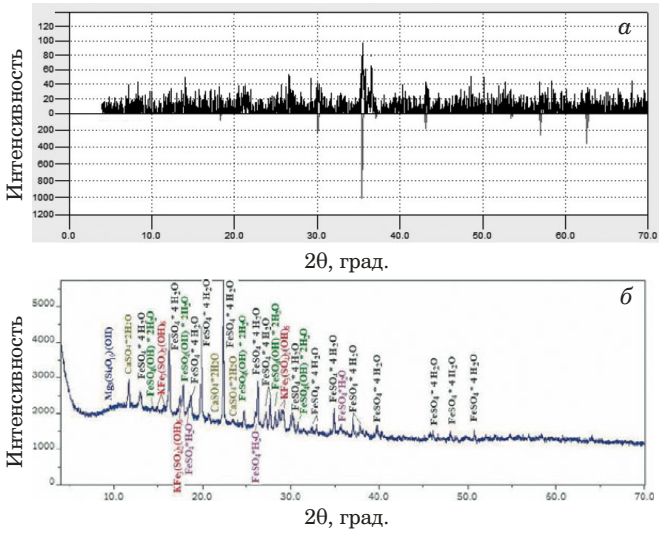

Рис. 3. Результаты XRD-анализа: *а* — обработанная экспериментальная дифрактограмма осадка 2 (в нижней части (красный цвет) — магнетит из базы данных ICDD PDF-2); *б* — экспериментальная дифрактограмма осадка 6

Fig. 3. Results of XRD analysis: *a* — processed experimental diffraction pattern of sediment 2 (in the lower part (red) — magnetite from the ICDD PDF-2 database); *b* — experimental diffraction pattern of sediment 6

Именно CH_3COO^-, сдвигая pH-фактор в область коррозионно-опасных кислых значений, — основная причина и стимулятор внутренней коррозии водовода. Для снижения негативного влияния кислотности водной среды необходимо устранять источники поступления ацетат-аниона или использовать нейтрализаторы (буферные растворы).

Осадок 4, кроме неорганических, содержал также компоненты органического происхождения, из которых состояла ингибирующая композиция (рис. 4). Осадок был отфильтрован из взвеси, образовавшейся в приготовленном растворе ингибитора коррозии в растворителе. Для ИК-спектроскопии образец растворяли в хлороформе.

Сравнительный анализ полученных спектров с библиотекой данных показал, что для органической части осадка 4 наблюдается совпадение с углеводородами нефти. ХМС-анализ экстракта исследуемого осадка подтвердил данные ИК-спектроскопии: органическая часть образца — в основном высококипящие углеводороды нефти (с C_{14} до C_{30} и выше — алканы, циклоалканы, алкилбензолы). Из микроструктуры образца (см. рис. 2, *б*) видно, что она однородна и имеет зернистое строение без включений, а размерность частиц составляет около 1 мкм. Отметим также наличие микропор, сложную форму частиц и агломератов и развитый рельеф поверхности

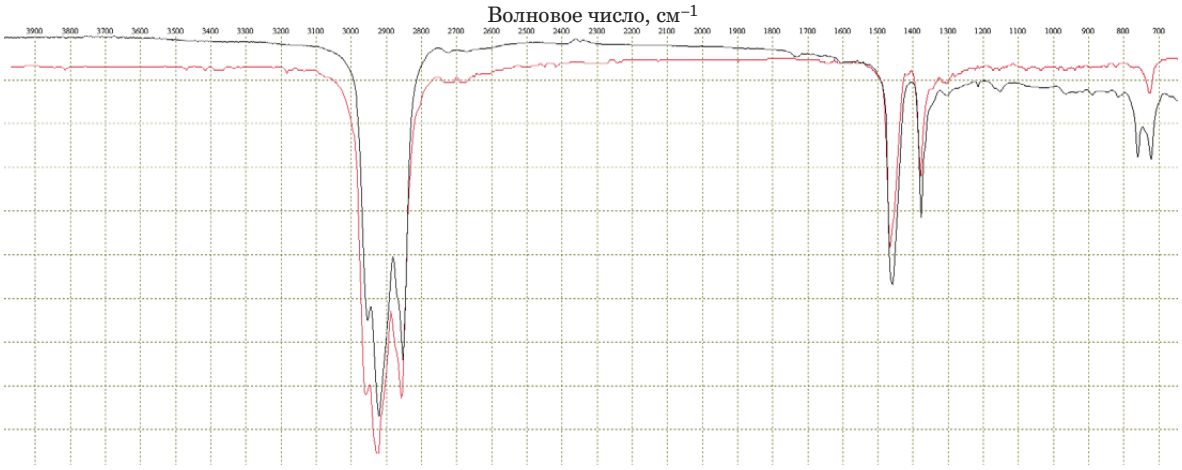

Рис. 4. ИК-спектры поглощения осадка 4 (черный — хлороформенный экстракт, красный — углеводороды нефти (из библиотеки данных))

Fig. 4. IR absorption spectra of sediment 4 [black — chloroform extract, red — oil hydrocarbons (from the database)]

частиц (скопление их в условно называемые сталактиты).

Элементный анализ осадка 4 (см. рис. 2, *б*) показал присутствие железа и кислорода. Это совпадает с данными XRD-анализа, согласно которому неорганическая часть осадка на 100 % состоит из кристаллического Fe_3O_4. Смесь нефтяных углеводородов — основного компонента данного образца — могла попасть в раствор ингибитора коррозии только извне, поскольку при его приготовлении использовались необнаруженные при анализе метанол и соединения имидазолинового типа.

Осадки 5 и 6 образовались на одном и том же трубопроводе, транспортирующем воду для хозяйственных нужд газового объекта, изнутри и снаружи (в месте сквозного дефекта) соответственно.

Осадок 5 с внутренней стороны водовода для транспортировки горячей воды по результатам XRD-анализа состоял из смеси продуктов ржавления железа (83,5 % Fe_3O_4, 13 % γ-FeO(OH), 2,4 % α-FeO(OH)) с небольшим (1,1 %) присутствием гипса ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$). Основные компоненты осадка — железо и кислород (см. рис. 2, *в*). В микроструктуре присутствуют частицы различного размера (в диапазоне нескольких микрометров с наличием отдельных наноразмерных образований) и неправильной формы. Некоторые наиболее крупные (1 – 3 мкм) агрегаты неоднородны и имеют волокнистую структуру. Поверхность больших частиц покрыта значительным количеством включений различной формы, в том числе и с пористой структурой. Такой внешний вид частиц, по-видимому, связан с образованием отложений в результате постепенного наслоения из потока жидкости в процессе длительной эксплуатации водопроводной системы.

XRD-анализ осадка 6 с наружной части трубопровода горячего водоснабжения (см. рис. 3) выявил, что осадок преимущественно состоит из розенита ($FeSO_4 \cdot 4H_2O$), ссомольнокита ($FeSO_4 \cdot H_2O$), бутлерита ($FeSO_4(OH) \cdot 2H_2O$) и ярозита ($KFe_3(SO_4)_2(OH)_6$). Два последних можно отнести к так называемой «зеленой ржавчине» [25, 26]. Заметим, что к «зеленой ржавчине» относят соединения типа $(Fe_x(OH)_y(An)] \cdot n(H_2O)$, где x, y, n — индексы, зависящие от состава сред и эксплуатационных условий [27]. В качестве анионов могут присутствовать хлорид-, карбонат- или сульфат-анионы [28, 29]. Их кристаллическая структура состоит из слоев гидроксидов Fe(II) или Fe(III), перемежающихся прослойками анионов и H_2O.

Известно, что на начальных этапах коррозии в водопроводной воде образуются $Fe(OH)_2$, окисляемые затем, особенно при повышенной температуре, до $Fe(OH)_3$. С участием последних могут формироваться соединения «зеленой ржавчины» в местах дефекта на водопроводе [25, 27] с выходом на внешнюю сторону трубы. При постоянном контакте воды (на внутренней стороне трубы) гидроксид Fe(III) далее преобразуется в различные модификации FeO(OH), которые переходят в более термодинамически стабильный Fe_3O_4. Именно такие конечные продукты окисления железа в воде составляют основу осадка 6, образовавшегося на внутренней поверхности водопровода.

Отметим, что соединения «зеленой ржавчины» нестабильны и существуют только во влажных условиях. При постоянном контакте с водой или при воздействии кислорода на воздухе они переходят в модификации FeO(OH) [30].

В осадке 6 фиксировали соединения «зеленой ржавчины» сульфатного типа — бутлерит и ярозит, которые, несмотря на нахождение в воздушной среде, сохранили свою структуру. Однако наблюдали или полное отсутствие прослоек воды, или ее незначительное количество, которое, вероятно, поступало из водовода.

При гидролизе сульфатов железа, которые в осадке 6 представлены розенитом и ссомольнокитом, кислотность среды может уменьшаться [31]. Местное воздействие кислого pH-фактора — одного из основных интенсификаторов коррозии — совместно с агрессивностью анионов воды могло стать одной из причин образования локального дефекта на внутренней поверхности трубы, приведшего впоследствии к сквозной коррозии.

Заключение

Таким образом, применение в рамках коррозионного мониторинга физических методов исследования позволяет определить причины разрушения оборудования или трубопроводов, а также выявить агрессивные факторы и среды эксплуатации, приводящие или оказывающие основное влияние на развитие коррозии на газовых объектах. Наиболее эффективно XRD-методом можно определить неорганические компоненты осадков (оксиды/гидроксиды железа, выкристаллизовавшиеся из водной среды соли и др.). Параллельное применение элементного анализа на СЭМ дает возможность проверить и подтвердить результаты XRD-метода. С помощью СЭМ-изображений микроструктуры можно оценить размеры, форму и текстуру частиц анализируемого образца. При анализе органических соединений, например, компонентов стабильного конденсата, ингибиторов коррозии и др., данные по их составу можно получить при использовании ИК-спектрометрии и ХМС-метода.

Финансирование

Работа финансировалась за счет средств бюджета института (учреждения, организации). Дополнительные гранты на проведение или руководство данным исследованием не привлекались.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Вагапов Р. К.** Коррозионное разрушение стального оборудования и трубопроводов на объектах газовых месторождений в присутствии агрессивных компонентов / Технология металлов. 2021. № 3. С. 47 – 54. DOI: 10.31044/1684-2499-2021-0-3-47-54
2. **Rajendran V., Prathuru A., Fernandez C., Faisal N.** Corrosion monitoring at the interface using sensors and advanced sensing materials: methods, challenges and opportunities / Corrosion Engineering, Science and Technology. 2023. Vol. 58. N 3. P. 281 – 321. DOI: 10.1080/1478422X.2023.2180195
3. **Вагапов Р. К., Ибатуллин К. А., Ярковой В. В.** Сравнение инструментальных методов коррозионного мониторинга для условий объектов переработки углеводородов / Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2022. № 4. С. 38 – 41.
4. **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 – 79.
5. **Кантюков Р. Р., Запевалов Д. Н., Вагапов Р. К., Ибатуллин К. А.** Сравнительный анализ основных методов коррозионного мониторинга объектов добычи углеводородов / Наука и техника в газовой промышленности. 2022. Т. 91. № 3. С. 45 – 55.
6. **Кобычев В. Ф., Игнатов И. В., Шустов И. Н. и др.** Совершенствование системы коррозионного мониторинга объектов добычи углеводородов Ачимовских отложений / Нефтепромысловое дело. 2022. Т. 639. № 3. С. 54 – 61. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-3(639)-54-61
7. **Слугин П. П., Ягафаров И. Р., Запевалов Д. Н. и др.** Анализ коррозионных факторов воздействия промысловых сред газосборного коллектора по сравнительным результатам комплекса данных (на примере объектов Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ) / Наука и техника в газовой промышленности. 2022. Т. 92. № 4. С. 44 – 51.
8. **Кунаев Р. У., Глухова И. О., Патрушев М. Г. и др.** Идентификация высокомолекулярных нафтеновых кислот в нефти и способы управления отложениями их кальциевых солей на платформах проекта «Сахалин-2» / Нефтяное хозяйство. 2023. № 3. С. 89 – 94. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-3-89-94
9. **Федоров И. И., Беркович К. В., Вандышева Е. С. и др.** Исследование нетипичных сероорганических отложений в теплообменном оборудовании установок первичной переработки нефти / Заводская лаборатория. Диагностика материалов. 2022. Т. 88. № 9. С. 42 – 46. DOI: 10.26896/1028-6861-2022-88-9-42-46
10. **Кладова А. В., Шамсутдинова Е. В.** Идентификация проб отложений, образующихся в скважинном оборудовании / Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. Т. 351. № 3. С. 33 – 35. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-3(351)-33-35
11. **Kamal M., Hussein I., Mahmoud M., et al.** Oilfield scale formation and chemical removal: a review / Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 171. P. 127 – 139. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.037
12. **Maurice V., Marcus Ph.** Progress in corrosion science at atomic and nanometric scales / Progress in Materials Science. 2018. Vol. 95. P. 132 – 171. DOI: 10.1016/j.pmatsci.2018.03.001
13. **Пыцкий И. С., Кузнецова Е. С., Буряк А. К.** Имиджинг поверхности в прикладных исследованиях / Журнал физической химии. 2022. Т. 96. № 10. С. 1499 – 1505. DOI: 10.31857/S0044453722100260
14. **Demoz A., Papavinasam S., Omotoso O., et al.** Effect of Field Operational Variables on Internal Pitting Corrosion of Oil and Gas Pipelines / Corrosion. 2009. Vol. 65. N 11. P. 741 – 747. DOI: 10.5006/1.3319100
15. **Вагапов Р. К., Михалкина О. Г.** Исследование продуктов углекислотной коррозии методом рентгеновской дифракции / Заводская лаборатория. Диагностика материалов. 2022. Т. 88. № 9. С. 35 – 41. DOI: 10.26896/1028-6861-2022-88-9-35-41
16. **Dong B., Liu W., Zhang Y., et al.** Comparison of the characteristics of corrosion scales covering 3Cr steel and X60 steel in CO_2-H_2S coexistence environment / Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020. Vol. 80. Art. 103371. DOI: 10.1016/j.pmatsci.2018.03.001

17. **Ракитин А. Р., Боженкова Г. С., Киселев С. А. и др.** Инфракрасная спектроскопия для контроля качества ингибиторов коррозии / Нефтепромысловое дело. 2022. Т. 647. № 11. С. 69 – 76. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-11(647)-69-76
18. **Шарафиева Р. Р., Умарова Н. Н., Сопин В. Ф.** Применение методов ИК-спектроскопии и хемометрики в анализе имидазолинов / Вестник Технологического университета. 2023. Т. 26. № 6. С. 62 – 65. DOI: 10.55421/1998-7072_2023_26_6_62
19. **Буряк А. К., Платонова Н. П., Пыцкий И. С., Ульянов А. В.** Масс-спектрометрия для исследования коррозионных процессов на поверхностях конструкционных материалов / Аналитика. 2019. Т. 9. № 2. С. 126 – 135. DOI: 10.22184/2227-572X.2019.09.2.126.135
20. **Кантюков Р. Р., Запевалов Д. Н., Вагапов Р. К.** Системный подход к обеспечению технологической и коррозионной безопасности на объектах переработки углеводородного сырья / Коррозия: материалы, защита. 2022. № 6. С. 19 – 28. DOI: 10.31044/1813-7016-2022-0-6-19-28
21. **Engel D., Northrop P.** Manage contaminants in amine treating units. Part 2. Rich amine filtration, inlet separation and amine foaming / Hydrocarbon Processing. 2018. Vol. 97. N 7. P. 41 – 45.
22. **Yong A., Obanijesu E.** Influence of natural gas production chemicals on scale production in MEG regeneration systems / Chem. Eng. Science. 2015. Vol. 130. P. 172 – 182. DOI: 10.1016/j.ces.2015.03.037
23. **Колосов В. М., Власова Г. В., Пивоварова Н. А., Неупокоев В. А.** Проблемы образования отложений в технологическом оборудовании при переработке газового конденсата / Газовая промышленность. 2019. Т. 781. № 3. С. 73 – 82.
24. **Завьялов В. В.** Особенности коррозионного разрушения газопроводов, предназначенных для сбора и транспорта попутного нефтяного газа / Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2019. № 3. С. 70 – 75. DOI: 10.5510/OGP20190300399
25. **Yao W., Zhang J., Gu K., et al.** Synthesis, characterization and performances of green rusts for water decontamination: a review / Environmental Pollution. 2022. Vol. 304. Art. 119205. DOI: 10.1016/j.envpol.2022.119205
26. **Zhang H., Liu D., Zhao L., et al.** Review on corrosion and corrosion scale formation upon unlined cast iron pipes in drinking water distribution systems / Journal of Environmental Sciences. 2022. Vol. 117. P. 173 – 189. DOI: 10.1016/j.jes.2022.04.024
27. **Świetlik J., Raczyk-Stanisławiak U., Piszora P., Nawrocki J.** Corrosion in drinking water pipes: The importance of green rusts / Water Research. 2012. Vol. 46. N 1. P. 1 – 10. DOI: 10.1016/j.watres.2011.10.006
28. **Aissa R., Francois M., Ruby Ch., et al.** Formation and crystallographical structure of hydroxysulphate and hydroxycarbonate green rusts synthetised by coprecipitation / Journal of Physics and Chemistry of Solids. 2006. Vol. 130. N 5 – 6. P. 1016 – 1019. DOI: 10.1016/j.jpcs.2006.01.020
29. **Refait Ph., Abdelmoula M., Génin J.-M.** Mechanisms of formation and structure of green rust one in aqueous corrosion of iron in the presence of chloride ions / Corrosion Science. 1998. Vol. 40. N 9. P. 1547 – 1560. DOI: 10.1016/S0010-938X(98)00066-3
30. **Usman M., Byrne J., Chaudhary A., et al.** Magnetite and green rust: synthesis, properties, and environmental applications of mixed-valent iron minerals / Chemical Reviews. 2018. Vol. 118. N 7. P. 3251 – 3304. DOI: 10.1021/acs.chemrev.7b00224
31. **Бурлов В. В., Алцыбеева А. И., Кузинова Т. М.** Система защиты от коррозии оборудования переработки нефти. — СПб.: Профессия, 2015. — 336 с.

REFERENCES

1. **Vagapov R. K.** Corrosion Destruction of Steel Equipment and Pipelines at Gas Field Facilities in the Presence of Aggressive Components / Steel in Translation. 2023. Vol. 53. N 1. P. 5 – 10. DOI: 10.3103/S096709122301013
2. **Rajendran V., Prathuru A., Fernandez C., Faisal N.** Corrosion monitoring at the interface using sensors and advanced sensing materials: methods, challenges and opportunities / Corrosion Engineering, Science and Technology. 2023. Vol. 58. N 3. P. 281 – 321. DOI: 10.1080/1478422X.2023.2180195
3. **Vagapov R. K., Ibatullin K. A., Yarkovoi V. V.** Comparison of corrosion monitoring instrument methods for hydrocarbon processing object conditions / Chemical and Petroleum Engineering. 2022. Vol. 58. N 3 – 4. P. 338 – 333. DOI: 10.1007/s10556-022-01095-z
4. **Artemenkov V. Yu., Koryakin A. Yu., Dikamov D. V., et al.** Arrangement of corrosion monitoring at facilities of the second site of Achim deposits at Urengoy oil-gas-condensate field / Gas Industry of Russia. 2017. Vol. 754. P. 74 – 79 [in Russian].
5. **Kantyukov R. R., Zapevalov D. N., Vagapov R. K., Ibatullin K. A.** Comparative analysis of the key methods of corrosion monitoring at hydrocarbon production facilities / Science & technology in the gas industry. 2022. Vol. 91. N 3. P. 45 – 55 [in Russian].
6. **Kobychev V. F., Ignatov I. V., Shustov I. N., et al.** Improvement of the corrosion monitoring system of the hydrocarbons production facilities of the Achimov sediments / Oilfield engineering. 2022. Vol. 639. N 3. P. 54 – 61 [in Russian]. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-3(639)-54-61
7. **Slugin P. P., Yagafarov I. R., Zapevalov D. N., et al.** Analysis of corrosion influencing factors of field environments of gas gathering header based on the comparative data set outcomes (on the example of the Achimov field facilities at the Urengoyskoye oil and gas condensate field) / Science & technology in the gas industry. 2022. Vol. 92. N 4. P. 44 – 51 [in Russian].
8. **Kunaev R. U., Glukhova I. O., Patrushev M. G., et al.** Identification of high-molecular weight naphthenic acids in crude oil and methods of management of their calcium salts deposits on Sakhalin-2 project assets / Oil Industry. 2023. N 3. P. 89 – 94 [in Russian]. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-3-89-94
9. **Fedorov I. I., Berkovich K. V., Vandysheva E. S., et al.** Study of atypical organosulfur deposits in the heat-exchange equipment of primary oil refining units / Industr. Lab. Mater. Diagn. 2022. Vol. 88. N 9. P. 42 – 46 [in Russian]. DOI: 10.26896/1028-6861-2022-88-9-42-46
10. **Kladova A. V., Shamsutdinova E. V.** Identification of sediment samples in a well equipment / Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2021. Vol. 351. N 3. P. 33 – 35 [in Russian]. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-3(351)-33-35
11. **Kamal M., Hussein I., Mahmoud M., et al.** Oilfield scale formation and chemical removal: a review / Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 171. P. 127 – 139. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.037
12. **Maurice V., Marcus Ph.** Progress in corrosion science at atomic and nanometric scales / Progress in Materials Science. 2018. Vol. 95. P. 132 – 171. DOI: 10.1016/j.pmatsci.2018.03.001
13. **Pytskiy I. S., Kuznetsova E. S., Buryak A. K.** Surface imaging in applied research / Russian Journal of Physical Chemistry A. 2022. Vol. 96. N 10. P. 2215 – 2221. DOI: 10.1134/s0036024422100260
14. **Demoz A., Papavinasam S., Omotoso O., et al.** Effect of Field Operational Variables on Internal Pitting Corrosion of Oil and Gas Pipelines / Corrosion. 2009. Vol. 65. N 11. P. 741 – 747. DOI: 10.5006/1.3319100
15. **Vagapov R. K., Mikhalkina O. G.** Study of carbon dioxide corrosion products by the X-ray diffraction method / Industr. Lab. Mater. Diagn. 2022. Vol. 88. N 9. P. 35 – 41 [in Russian]. DOI: 10.26896/1028-6861-2022-88-9-35-41
16. **Dong B., Liu W., Zhang Y., et al.** Comparison of the characteristics of corrosion scales covering 3Cr steel and X60 steel in CO_2-H_2S coexistence environment / Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020. Vol. 80. Art. 103371. DOI: 10.1016/j.pmatsci.2018.03.001
17. **Rakitin A. R., Bozhenkova G. S., Kiselev S. A., et al.** Infrared spectroscopy for quality control of corrosion inhibitors / Oilfield engineering. 2022. Vol. 647. N 11. P. 69 – 76 [in Russian]. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-11(647)-69-76
18. **Sharafieva R. R., Umarova N. N., Sopin V. F.** Application of IR spectroscopy and chemometrics in the analysis of imidazo-

lines / Bulletin of the Technological University. 2023. Vol. 26. N 6. P. 62 – 65 [in Russian].
DOI: 10.55421/1998-7072_2023_26_6_62

19. **Buryak A. K., Platonova N. P., Pytsky I. S., Ulanov A. V.** Mass spectrometry for investigation of corrosion processes on the surfaces of structural materials / Analytics. 2019. Vol. 9. N 2. P. 126 – 135 [in Russian].
DOI: 10.22184/2227-572X.2019.09.2.126.135
20. **Kantyukov R. R., Zapevalov D. N., Vagapov R. K.** Systemic approach to process and corrosion safety at processing facilities of hydrocarbon raw materials / Korroziya: materialy, zashchita. 2022. N 6. P. 19 – 28 [in Russian].
DOI: 10.31044/1813-7016-2022-0-6-19-28
21. **Engel D., Northrop P.** Manage contaminants in amine treating units. Part 2. Rich amine filtration, inlet separation and amine foaming / Hydrocarbon Processing. 2018. Vol. 97. N 7. P. 41 – 45.
22. **Yong A., Obanijesu E.** Influence of natural gas production chemicals on scale production in MEG regeneration systems / Chem. Eng. Science. 2015. Vol. 130. P. 172 – 182.
DOI: 10.1016/j.ces.2015.03.037
23. **Kolosov V. M., Vlasova G. V., Pivovarova N. A., Neupokoev V. A.** Problems of sediment formation in technological equipment in the processing of gas condensate / Gas Industry of Russia. 2019. Vol. 781. N 3. P. 73 – 82 [in Russian].
24. **Zavyalov V. V.** Corrosion destruction features of gas pipelines intended for collection and transportation of associated petroleum gas / Nauch. trudu NIPI Neftegaz GNKAR. 2019. N 3. P. 70 – 75 [in Russian]. DOI: 10.5510/OGP20190300399
25. **Yao W., Zhang J., Gu K., et al.** Synthesis, characterization and performances of green rusts for water decontamination: a review / Environmental Pollution. 2022. Vol. 304. Art. 119205.
DOI: 10.1016/j.envpol.2022.119205
26. **Zhang H., Liu D., Zhao L., et al.** Review on corrosion and corrosion scale formation upon unlined cast iron pipes in drinking water distribution systems / Journal of Environmental Sciences. 2022. Vol. 117. P. 173 – 189.
DOI: 10.1016/j.jes.2022.04.024
27. **Świetlik J., Raczyk-Stanisławiak U., Piszora P., Nawrocki J.** Corrosion in drinking water pipes: The importance of green rusts / Water Research. 2012. Vol. 46. N 1. P. 1 – 10.
DOI: 10.1016/j.watres.2011.10.006
28. **Aissa R., Francois M., Ruby Ch., et al.** Formation and crystallographical structure of hydroxysulphate and hydroxycarbonate green rusts synthetised by coprecipitation / Journal of Physics and Chemistry of Solids. 2006. Vol. 130. N 5 – 6. P. 1016 – 1019. DOI: 10.1016/j.jpcs.2006.01.020
29. **Refait Ph., Abdelmoula M., Génin J.-M.** Mechanisms of formation and structure of green rust one in aqueous corrosion of iron in the presence of chloride ions / Corrosion Science. 1998. Vol. 40. N 9. P. 1547 – 1560.
DOI: 10.1016/S0010-938X(98)00066-3
30. **Usman M., Byrne J., Chaudhary A., et al.** Magnetite and green rust: synthesis, properties, and environmental applications of mixed-valent iron minerals / Chemical Reviews. 2018. Vol. 118. N 7. P. 3251 – 3304.
DOI: 10.1021/acs.chemrev.7b00224
31. **Burlov V. V., Altsybeeva A. I., Kuzinova T. M.** Oil Refining Equipment Corrosion Protection System. — St. Petersburg: Professiya, 2015. — 336 p. [in Russian].