



**ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ  
И НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКИ –  
КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА**

**EQUIPMENT FOR OIL AND GAS  
PRODUCTION AND OIL AND GAS  
PROCESSING – CORROSION AND  
PROTECTION**

Тип статьи: научная, оригинальная

Articale type: original

<https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2024.113.3-1>

**Методические аспекты исследования агрессивности пластовых сред  
и условий подземных хранилищ газа по отношению к скважинному  
оборудованию и трубопроводам**

**Р.К. Вагапов<sup>✉</sup>, К.А. Ибатуллин**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

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

e-mail: R\_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

**Аннотация.** Газ, закачиваемый или отбираемый из подземных хранилищ, может содержать коррозионно-активные, по отношению к стальным объектам, диоксид углерода или сероводород. Однако до последнего времени опасности внутренней коррозии на подземных хранилищах газа практически не уделялось внимания. Целенаправленных исследований по стойкости таких стальных объектов, которые бы учитывали особенности их эксплуатации, ранее не проводилось. В связи с тем, что важным аспектом для получения достоверных данных является корректный выбор методов исследования, были выработаны и применены методические подходы для изучения основных агрессивных факторов путем анализа эксплуатационных параметров на подземных хранилищах газа. Основной задачей была апробация методов исследований стойкости материального исполнения и состава осадков, образующихся в результате воздействия на стальное оборудование и трубопроводы коррозионно-активных компонентов газа. Дальнейшее сравнение полученных данных с эксплуатационными характеристиками позволило определить механизмы разрушения стальных объектов на подземных хранилищах газа. Были проведены изучение и обработка основных эксплуатационных условий (температуры, давления, содержания сероводорода и диоксида углерода), анализ осадков методами сканирующей электронной микроскопии и рентгеновской дифракции, металлографические исследования стали. Предложенные ООО «Газпром ВНИИГАЗ» методические подходы позволяют объективно оценивать динамику изменения во времени температуры, давления и содержания сероводорода и диоксида углерода с последующим определением парциальных давлений этих газов и предварительной оценкой потенциальной коррозионности сред на подземных хранилищах газа. Анализ материалов труб или оборудования дает возможность определить степень влияния особенностей микроструктуры на общее или локальное течение коррозии. Исследование морфологии осадков позволяет проследить развитие процессов внутренней коррозии. Проведенный ООО «Газпром ВНИИГАЗ» комплекс исследований дает возможность выработать и подобрать необходимые меры по снижению опасности внутренней коррозии стальных газопроводов и оборудования подземных хранилищ газа.

**Ключевые слова:** эксплуатационные условия, газопровод, диоксид углерода, сероводород, осадки на металле, металлография стали, внутренняя коррозия

**Для цитирования:** Вагапов Р.К., Ибатуллин К.А. Методические аспекты исследования агрессивности пластовых сред и условий подземных хранилищ газа по отношению к скважинному оборудованию и трубопроводам // Практика противокоррозионной защиты. – 2024. – Т. 29, № 3. – С. 7-20. <https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2024.113.3-1>

Статья получена 19.03.2024. Принята к публикации 27.04.2024. Опубликовано 01.09.2024.

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

**Methodological Aspects of Studying the Aggressiveness of Reservoir  
Media and the Conditions of Underground Gas Storage Facilities  
in Relation to Well Equipment and Pipelines**

**Ruslan K. Vagapov<sup>✉</sup>, 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.** Gas injected or withdrawn from underground gas storage facilities may contain carbon dioxide or hydrogen sulfide, which are corrosive to steel objects. However, until recently, virtually no attention was paid to the danger of internal corrosion in underground gas storage facilities. There have been no targeted studies on the durability of such steel objects that would take into account the peculiarities of their operation. Due to the fact that an important aspect for obtaining reliable data is the correct choice of research methods, methodological approaches have been developed and applied to study the main aggressive factors by analyzing operational parameters in underground gas storage facilities. The main task was to test methods for studying the durability of material design and the composition of sediments formed as a result of exposure of steel equipment and pipelines to corrosive gas components. Further comparison of the obtained data with operational characteristics made it possible to determine the mechanisms of destruction of steel objects in underground gas storage facilities. The study and processing of basic operating conditions (temperature, pressure, hydrogen sulfide and carbon dioxide content), analysis of precipitations using scanning electron microscopy and X-ray diffraction, and metallographic studies of steel were carried out. The methodological approaches proposed by Gazprom VNIIGAZ LLC make it possible to objectively assess the dynamics of changes over time in temperature, pressure and content of hydrogen sulfide and carbon dioxide, followed by the determination of the partial pressures of these gases and a preliminary assessment of the potential corrosivity of environments in underground gas storage facilities. Analysis of pipe or equipment materials makes it possible to determine the degree of influence of microstructure features on the general or local course of corrosion. Studying the morphology of sediments allows us to trace the development of internal corrosion processes. A set of studies carried out by Gazprom VNIIGAZ LLC makes it possible to develop and select the necessary measures to reduce the risk of internal corrosion of steel gas pipelines and equipment of underground gas storage facilities.

**Keywords:** operating conditions, gas pipeline, carbon dioxide, hydrogen sulfide, precipitations on metal, steel metallography, internal corrosion

**For citation:** Vagapov, R. K., Ibatullin, K. A. (2024). Methodological Aspects of Studying the Aggressiveness of Reservoir Media and the Conditions of Underground Gas Storage Facilities in Relation to Well Equipment and Pipelines. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 29(3), 7-20. <https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2024.113.3-1>

Received March 19, 2024. Accepted for publication April 27, 2024. Published September 01, 2024.

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

## Введение

Подземные хранилища газа (ПХГ) являются важным элементом в газотранспортной системе в процессе снабжения потребителей природным газом. Система отечественных и зарубежных ПХГ достаточно обширна и имеет давнюю историю развития [1, 2]. Как показал проведенный нами анализ [3], проблеме коррозионной агрессивности эксплуатационных условий ПХГ практически не уделялось никакого внимания. Только в последние годы начали появляться научные исследования, посвященные коррозионному разрушению на ПХГ по причине агрессивности эксплуатационных сред [3-5].

Среди основных коррозионно-опасных факторов, присутствующих на нефтегазовых объектах, следует отметить наличие агрессивных неуглеводородных компонентов, а именно диоксида углерода ( $CO_2$ ) и/или сероводорода ( $H_2S$ ), вынос пластовой воды вместе с флюидами или конденсация пленки влаги из-за перепада температур при выходе газа из пласта, повышенные

температуры и давления, использование технологических жидкостей или др. [6]. При рассмотрении условий эксплуатации ПХГ можно отметить, что все данные факторы, способствующие развитию процессов внутренней коррозии стальных оборудования и газопроводов, имеют место. Например,  $CO_2$  может присутствовать в закачиваемом в ПХГ магистральном газе. Заметим, что с учетом возможности использования  $CO_2$  в качестве буферного компонента для поддержания пластового давления при хранении метана в подземных геологических резервуарах [7], его содержание в откачиваемом газе может быть и выше, чем при закачке. Такое технологическое использование  $CO_2$  на ПХГ для замещения буферного объема метана является одним из способов его утилизации, снижая эмиссию  $CO_2$  в атмосферу [8, 9]. Попадание  $H_2S$  в ПХГ может быть обусловлено закачкой либо попутного нефтяного газа [10-12], либо газа из угольных пластов. Присутствие обоих коррозионно-агрессивных газов ( $H_2S$  и  $CO_2$ )

в продукции ПХГ способно спровоцировать при выносе вместе с газом попутных вод из пласта коррозию стали [3, 6, 11].

Отмеченные выше условия образования конденсационной влаги тоже могут создаваться на ПХГ [13]. Подкисление водных сред при использовании технологических жидкостей, например, кислотных составов [14], способно интенсифицировать коррозионные процессы.

Одним из способов оценки коррозионной активности эксплуатационных сред является моделирование и проведение испытаний. Ранее нами был предложен и апробирован комплекс таких испытаний [3], который наиболее оптимально имитирует вышеуказанные агрессивные факторы на ПХГ. К ним можно отнести условия постоянного и переменного смачивания внутренней стальной поверхности оборудования и газопроводов в присутствии коррозионных компонентов [15, 16]. Однако существуют и другие способы оценки коррозионной опасности рабочих условий ПХГ по отношению к стальным объектам, которые ранее либо не изучались, либо не получили должного рассмотрения.

Целью данной работы является апробация методических подходов по исследованию основных факторов (эксплуатационных параметров, стойкости материального исполнения, коррозионных осадков), влияющих на разрушение объектов ПХГ из-за внутренней коррозии.

### Методика

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

Съёмка методом рентгеновской дифракции (XRD) проводилась на рентгеновском дифрактометре ARL X'TRA (Thermo Fisher Scientific (Ecuublens) SARL, Швейцария) с вертикальной  $\theta$ - $\theta$  геометрией Брэгга – Брентано. Использовалась рентгеновская трубка с медным анодом ( $CuK\alpha$ -излучение, режим

работы трубки  $U=40$  kV,  $I=30$  mA). Регистрация квантов дифрагированного рентгеновского излучения осуществлялась позиционно-чувствительным детектором MYTHEN2 R 1D. Кристаллические фазы идентифицировали путем сравнения рефлексов, полученных от исследуемого образца, с эталонными дифрактограммами соединений из международной базы дифракционных стандартов ICDD PDF-2 Release 2014. Соотношение кристаллических фаз определяли по методу Ритвельда. Использовали программные комплексы Crystallographica Search-Match version 3.1.0.2 и Siroquant version 3.0.

Металлографические исследования были выполнены согласно методам, описанным ранее в [17].

### Результаты и их обсуждение

Агрессивность условий любого нефтегазового объекта, в том числе и ПХГ, определяется режимами их эксплуатации и составом флюидов, которые могут содержать коррозионные компоненты. Помимо эксплуатационных параметров, ценную информацию при определении причин и факторов, влияющих на внутреннюю коррозию, могут оказать исследования стальной трубы (при наступлении коррозионных последствий в виде утонения стенки или ее разрушения) и анализ осадков, образовавшихся на трубной поверхности. Рассмотрим методические подходы по изучению этих факторов в условиях коррозии на ПХГ.

### Эксплуатационные параметры

Работа ПХГ имеет циклический характер, связанный с периодами закачки/откачки газа [18]. Такая цикличность их эксплуатации влияет как на основные рабочие параметры (температуру и давление), так и на содержание агрессивных компонентов в газе, которые способны сказаться на коррозионных процессах внутри скважинного оборудования и газопроводов. На *рис. 1* и *2* представлены примеры типичных для большинства ПХГ диаграмм по этим параметрам. В связи с этим, для получения достоверных данных важным является исследование основных коррозионно-опасных факторов в динамике их изменения на протяжении закачки/

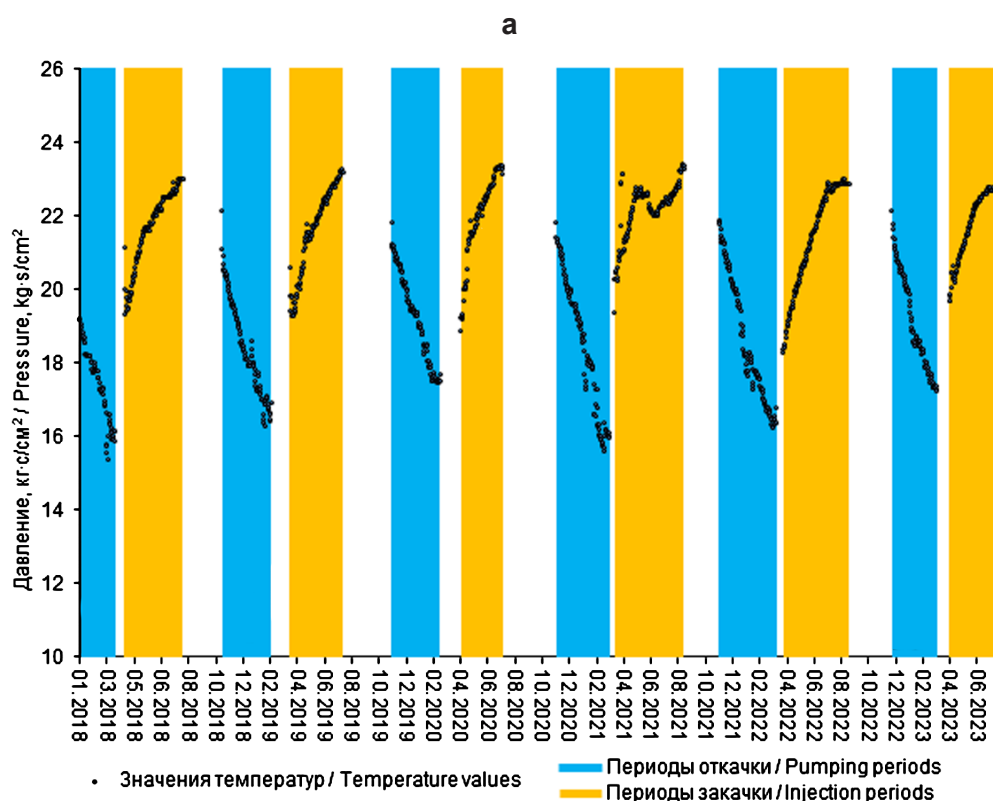
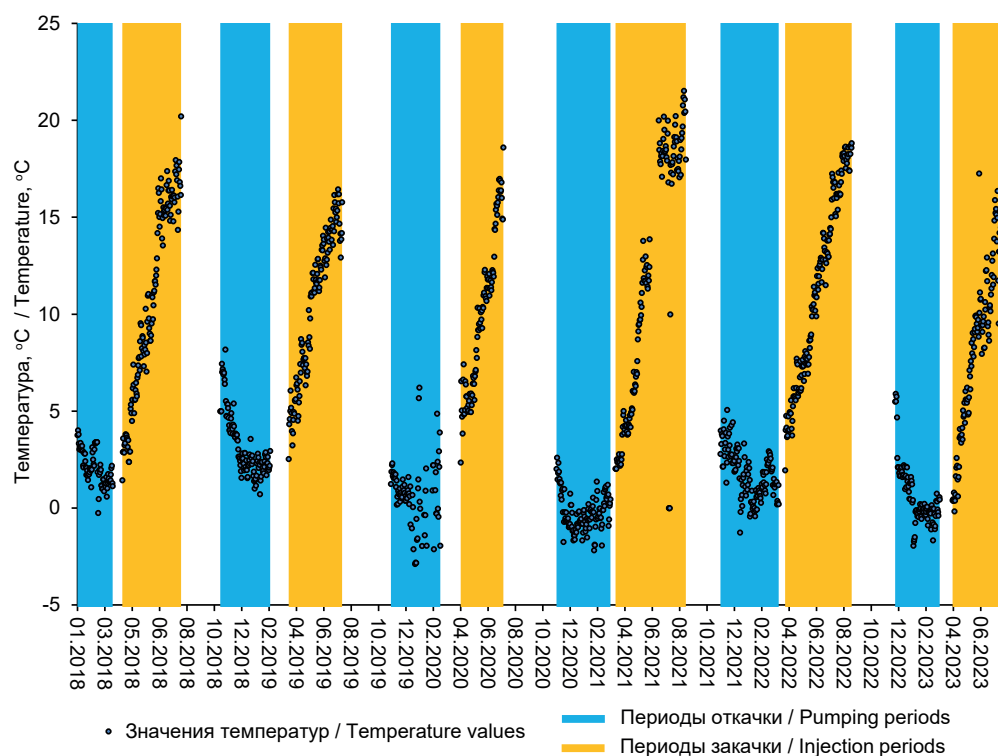


Рис. 1. Диаграмма изменения температуры (а) и давления (б) на ПХГ в период откачки и закачки газа

Fig. 1. Diagram of changes in temperature (a) and pressure (b) at the underground gas storage facility during the period of gas pumping and injection

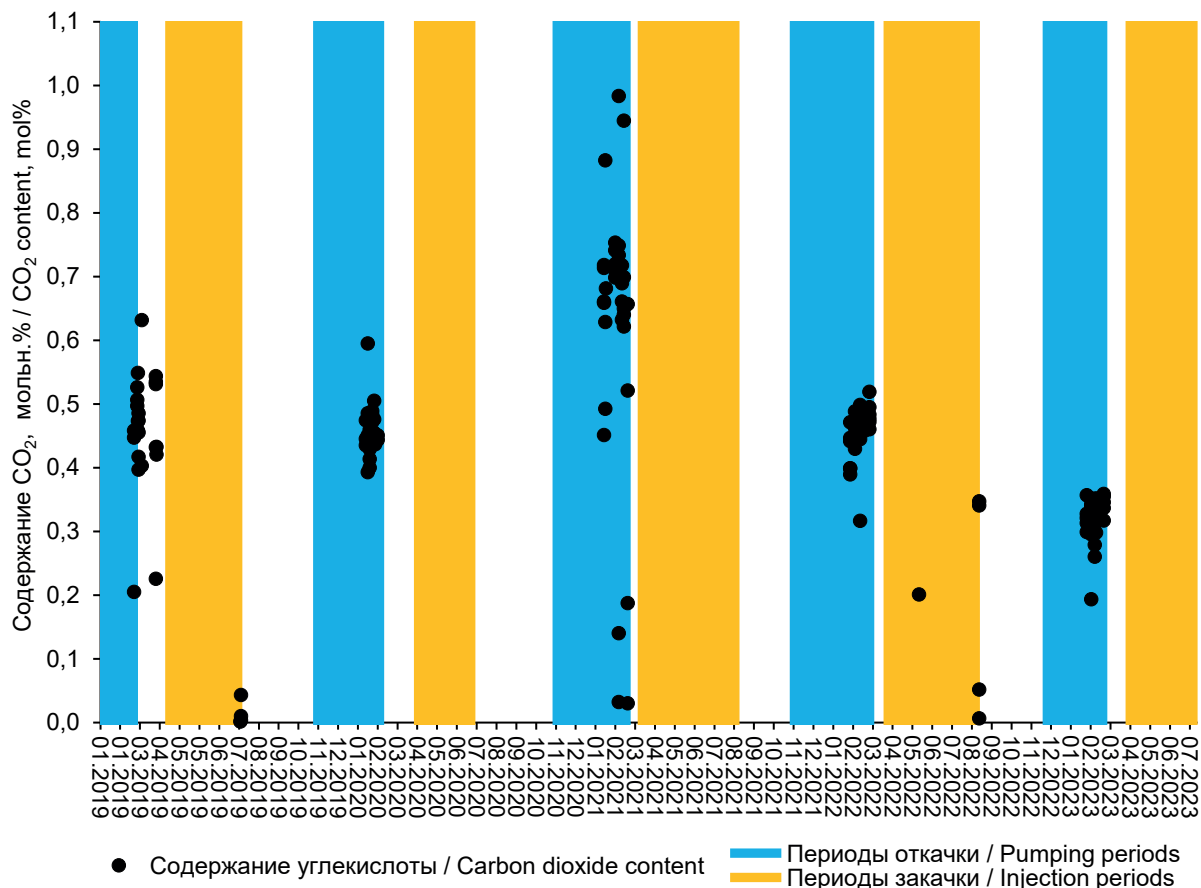


откачки в течение не менее чем 4-5 лет. При оценке внутренней коррозии используют максимальные значения этих факторов. Однако следует учитывать эксплуатационные особенности ПХГ. Температура при закачке газа в ПХГ (рис. 1а), конечно, выше (до 22 °С), но поставляемый магистральный газ подготовлен по точке росы. Поэтому эти температурные режимы будут неагрессивными из-за отсутствия условий для выпадения влаги, основного интенсификатора коррозии. Для коррозионной оценки следует выбирать условия откачки газа, когда температура в газопроводе не превышает 8 °С (рис. 1а). Если значение температуры будет таким низким, то оно не будет сказываться на скорости коррозии. В противном случае, при температурных режимах, превышающих 25...30 °С, протекание внутренней коррозии будет этим сильно стимулироваться.

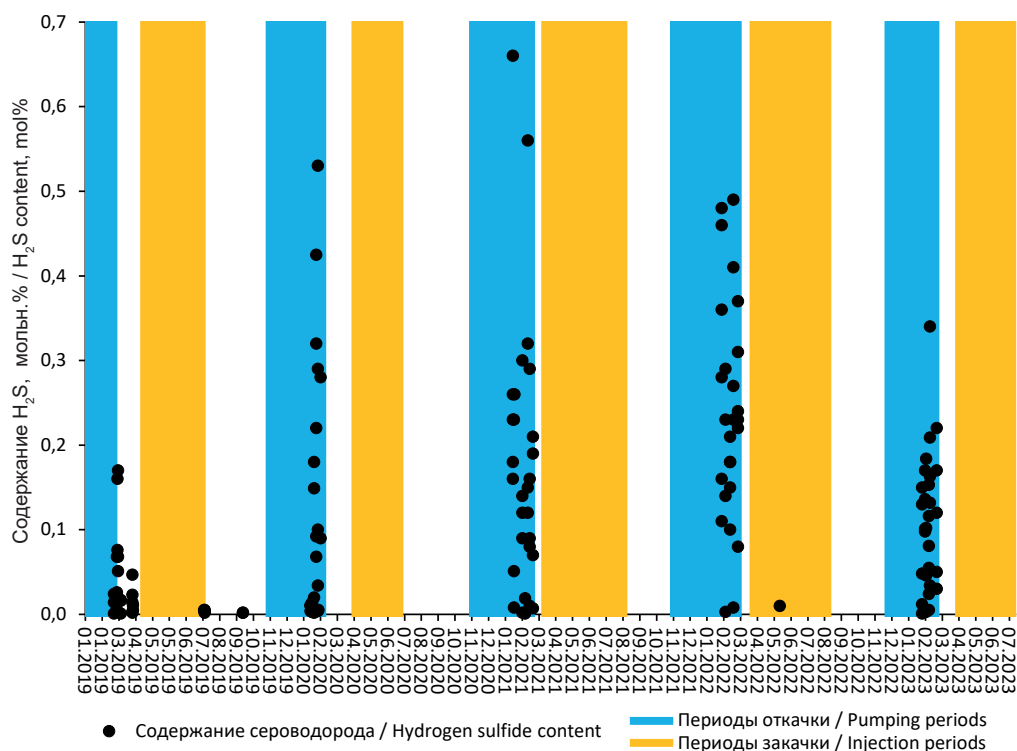
Давление внутри газопроводов сказывается на коррозии не напрямую, а посредством парциальных давлений  $CO_2$  и/или  $H_2S$ , превышение которых может привести к началу и развитию разрушения газопроводов

по углекислотному или сероводородному механизмам. Так же, как и при оценке температуры, целесообразным будет использование данных по давлениям при откачке газа. Видно (рис. 1б), что давления при закачке/откачке газа из ПХГ будут иметь схожий порядок максимальных значений (до 22 кгс/см<sup>2</sup>).

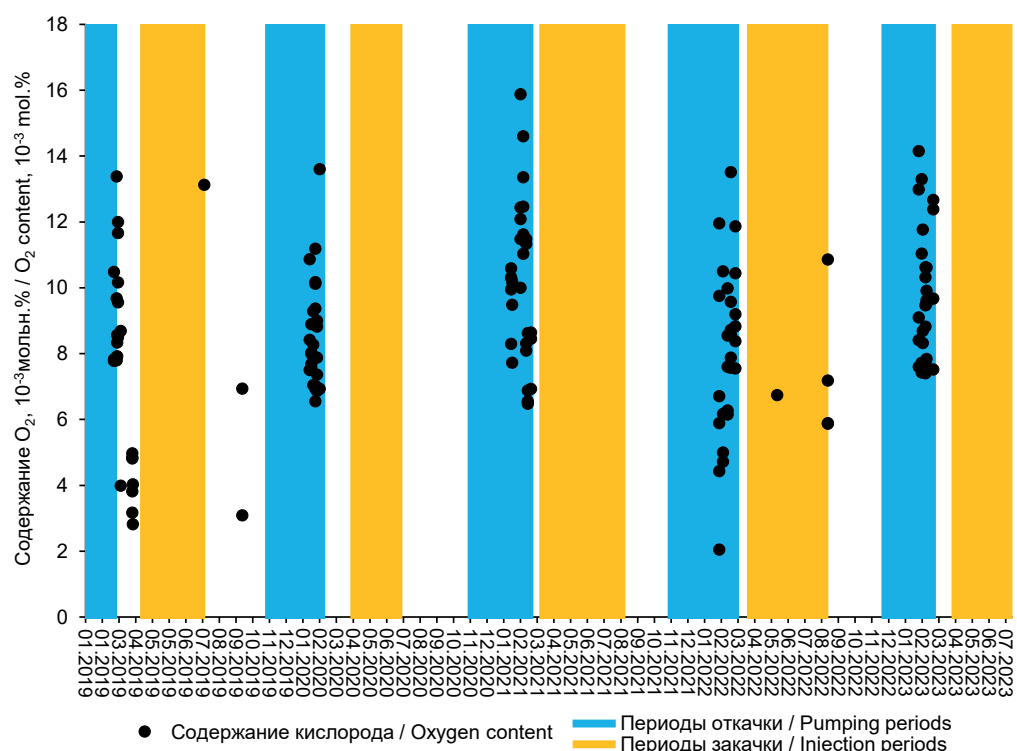
Присутствие и содержание агрессивных  $CO_2$  и  $H_2S$  имеет важное значение при оценке коррозионной агрессивности. Наибольшая их концентрация присутствует при откачке газа (рис. 2а и 2б). При закачке в ПХГ будет наблюдаться наличие  $CO_2$  (рис. 2а), т.к. он может присутствовать в магистральном газе (до 2,4% мольн.). С другой стороны, газ, закачиваемый в ПХГ с  $H_2S$ -содержащих месторождений, не должен содержать  $H_2S$ , т.к. осуществляется очистка от него при газопереработке [3]. Как было отмечено выше, в газовых средах, сопутствующих нефтяным месторождениям или угольным пластам, среди серосодержащих соединений может присутствовать коррозионно-активный  $H_2S$  [3, 10-12]. Видно (рис. 2б), что при закачке  $H_2S$  практически отсутствует, но содер-



a



b



c

Рис. 2. Диаграмма содержания  $CO_2$  (a),  $H_2S$  (b) и кислорода (c) при подземном хранении газа в период его откачки и закачки

Fig. 2. Diagram of the content of  $CO_2$  (a),  $H_2S$  (b) and oxygen (c) during underground gas storage during the period of pumping and injection

жится в откачиваемом газе. Концентрация кислорода ( $O_2$ ) в газе на ПХГ должна быть минимальна и требует контроля. Присутствие  $O_2$  может сильно интенсифицировать коррозионные процессы. В закачиваемом в ПХГ магистральном газе  $O_2$ , хоть и минимально, но все же присутствует (рис. 2с). Для предотвращения кислородной коррозии его содержание в откачиваемом газе должно оставаться таким же незначительным, как и при его закачке.

Содержащиеся в откачиваемом газе  $CO_2$  или  $H_2S$ , растворяясь в сопутствующей воде, могут провоцировать проявления внутренней коррозии. В этом случае возможность коррозионного разрушения объектов ПХГ будет зависеть от превышения парциальными давлениями  $CO_2$  или  $H_2S$  опасного уровня, который составляет 0,02 и 0,00015 МПа соответственно.

### Материальное исполнение

Анализ свойств стали применительно к конкретным агрессивным условиям эксплуатации позволяет определить причины нестойкости металлических инфраструктурных конструкций объектов ПХГ. Состояние разрушенной стальной поверхности позволяет оценить степень и активность коррозионного воздействия на материал. На рис. 3 представлен внешний вид внутренней поверхности газопровода после эксплуатации в условиях продолжительного воздействия малых количеств  $H_2S$ , содержащегося в извлекаемом из ПХГ газе. Следует отметить, что нередко содержание  $H_2S$ , например, в нефтяном газе, может быть незначительным (на грани порогового значения, определяемого применяемыми методами по анализу состава газа) и даже ниже определяемого порога. В [12] приводятся данные, когда в пробах нефтяного газа с одного и того же объекта в разные периоды времени  $H_2S$  то присутствовал, то отсутствовал. Однако, несмотря на малые содержания,  $H_2S$  способен приводить к общим коррозионным потерям. Как видно на рис. 3а, на исследованном образце наблюдается разнотолщинность (от 3,76 до 6,23 мм) и существенное утонение стенки трубы в отдельных местах. Дополнительно стоит отметить выявленные после удаления продуктов коррозии неровности

на стальной поверхности (рис. 3б), связанные с развитием на большей части образца стали локальных дефектов в виде коррозионных язвенных поражений (рис. 3с).

Стойкость сталей в эксплуатационных условиях нефтегазовых объектов в наибольшей степени определяется их микроструктурой [17, 19]. Наличие микроструктурных особенностей в стали может способствовать гетерогенности на ее поверхности, которая приводит к зарождению и усилению коррозионного разрушения материала труб в  $CO_2$ - или  $H_2S$ -содержащих средах. В связи с этим результаты металлографических исследований могут дать важную информацию по возможности и причинам разрушения газопроводов.

Исследования образца (рис. 3) показали, что по химическому составу сталь соответствует марке Ст20. Микроструктура у данного стального образца представляет собой феррито-перлитную смесь, типичную для этой марки стали. Одной из причин возникновения гетерогенности на поверхности стали может быть неравномерное распределение этих ферритных и перлитных фаз. Такая ситуация, когда будет иметь место совместное расположение значительных областей, занятых либо только ферритом, либо только перлитом, будет приводить к выраженной полосчатости микроструктуры стали и, соответственно, к потенциальной опасности развития коррозии. Однако, как было установлено, у данного образца (рис. 3) полосчатость микроструктуры низкая.

Еще одним из микроструктурных факторов, способных привести к локализации дефектов на поверхности стали, является присутствие неметаллических включений [20]. Эти включения, из-за гетерогенности по отношению к остальной части стальной поверхности, становятся центрами зарождения локальных коррозионных дефектов. При этом вся точечная коррозия будет происходить вокруг таких включений, когда они и окружающая их стальная матрица частично или полностью растворяются [21]. Как показали исследования, в образце стали (рис. 3) неметаллические включения представлены преимущественно сульфидами с небольшим присутствием оксидов и силикатов. По-видимому, именно эти включения и

явились причиной образования локальных дефектов на образце стали (рис. 3с).

### Анализ осадков

Итоговую оценку механизма разрушения и степени влияния агрессивных факторов ( $CO_2$  или  $H_2S$ ) позволяет установить анализ осадков на внутренней поверхности газо-

провода. Образовавшиеся на стали продукты коррозии оставляют след от воздействия основных эксплуатационных параметров [22]. Таким образом, исследование их состава дает возможность оценить влияние коррозионных факторов на механизмы внутреннего разрушения стальных трубопроводов и объектов ПХГ.

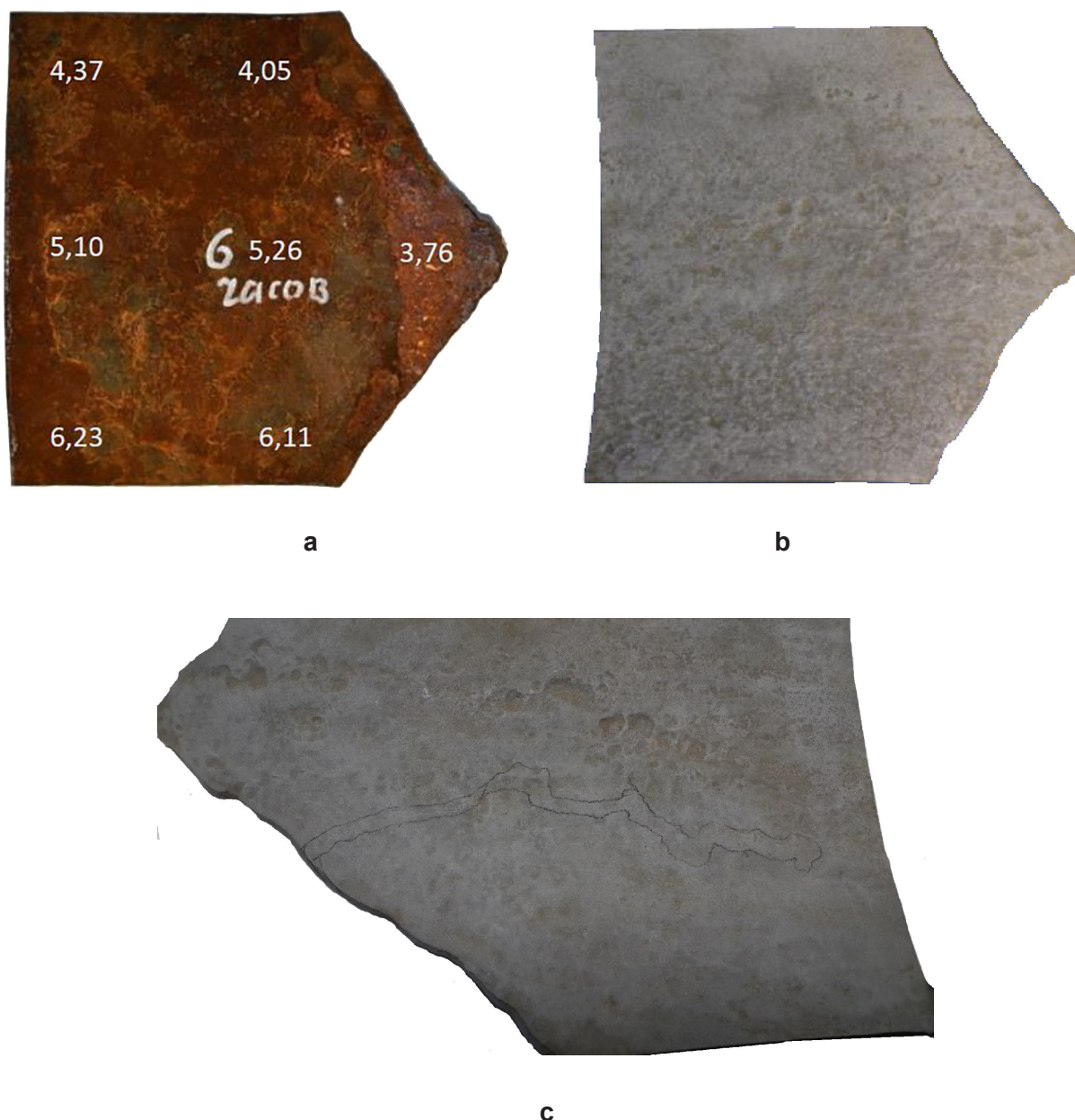


Рис. 3. Внешний вид внутренней поверхности образца стали с газопровода на ПХГ до (а) и после (б, в) очистки от осадка продуктов коррозии (значения остаточной толщины стенки трубы указаны в мм)

Fig. 3. External view of the inner surface of a steel sample from a gas pipeline to underground gas storage facility before (a) and after (b, c) cleaning of corrosion products from sediment (the values of the residual pipe wall thickness are indicated in mm)



На рис. 4 представлены осадки, сформировавшиеся в верхней и нижней частях газопровода ПХГ. В верхней части трубы осадок (рис. 4а) сформировался при преимущественном воздействии газа и капельной влаги (при наличии термобарических условий для ее конденсации), а в нижней (рис. 4д) – в присутствии постоянного воздействия пластовой воды, выносимой из скважины ПХГ вместе с газом. Видно, что в газовой фазе наверху трубы образовался более монолитный осадок (рис. 4а), чем по нижней образующей газопровода, где сформировался осадок из отдельных крупинок (рис. 4д). Эти данные подтверждают и результаты СЭМ для осадков с верхнего (рис. 4б, с) и нижнего (рис. 4е, ф) трубных пространств. Качественное и количественное исследование методом СЭМ проводилось в нескольких различных областях обоих осадков. СЭМ-анализ показал, что содержание основных элементов в осадке с верхней образующей трубы находится в следующих диапазонах (% масс.):  $Fe$  (68,61...75,58),  $O$  (20,07...27,66),  $S$  (0,52...2,28). В другом осадке, отобранном из нижней части газопровода, эти же элементы являются основными и их содержание находится в следующих диапазонах (% масс.):  $Fe$  (51,49...63,28),  $O$  (10,20...28,89),  $S$  (11,83...23,87).

СЭМ-анализ позволил оценить только элементный состав осадков в разных частях стальной поверхности трубы. Для определения типа химических соединений, из которых они состоят, был использован метод XRD. В дополнение к ранее рассмотренному в [3] осадку из верхней части трубы, который состоит на 80% из кристаллических и на 20% из рентгеноаморфных соединений, также был проанализирован методом XRD слой отложений с низа трубного пространства (табл.). Осадок, сформировавшийся в нижней части трубы, в меньшей степени (на 70%) включает в себя кристаллические вещества, остальное (30%) – рентгеноаморфные соединения. Результаты показывают, что в обоих осадках присутствуют  $\alpha$ -сера ( $S_8$ ) и разные модификации сульфида железа. Это подтверждает, что механизм коррозионного разрушения данного газопровода ПХГ имел сероводородную

природу. Карбонатов железа, основных продуктов углекислотной коррозии, в осадках не обнаружено. В обоих осадках в разных количествах были обнаружены акаганеит ( $\beta\text{-FeO(OH)}$ ) и гётит ( $\alpha\text{-FeO(OH)}$ ).

Заметим, что разные формы сульфида железа могут претерпевать ряд модификаций, в том числе и при химическом взаимодействии между собой или с самим  $H_2S$ . Известно [23], что макинавит ( $FeS$ ) является одним из первых соединений, образующихся при контакте  $H_2S$  со сталью в процессе сероводородной коррозии. Его присутствие (3%  $FeS$ ) в осадке из верхней образующей трубы (табл.) свидетельствует, что процесс внутренней коррозии продолжал протекать в газопроводе. По-видимому, по нижней части трубы при постоянном контакте с выносимой пластовой водой макинавит мог прореагировать с образованием других серосодержащих соединений. В наибольшем содержании они представлены в обеих фазах в виде грейгита ( $Fe_3S_4$ ), формы сульфида железа, способной образоваться при трансформации макинавита. Дальнейшее преобразование в  $\alpha$ -серу ( $S_8$ ) могло произойти при взаимодействии серосодержащих соединений с  $O_2$ . Как было показано ранее (рис. 2с), в незначительных количествах он может присутствовать в газе ПХГ.

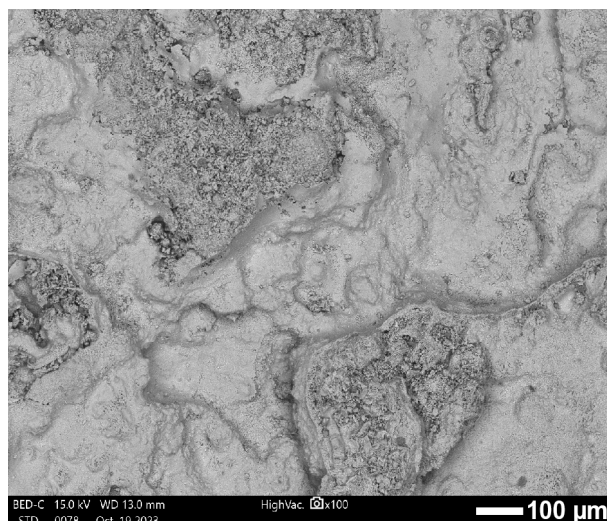
Осадок из нижней образующей трубы газопровода неоднороден по содержанию основных компонентов, в связи с чем для него указан диапазон значений (табл.). Это, по-видимому, связано с воздействием водной фазы, характер воздействия которой может быть изменчивым и способен приводить к уносу осадков с плохой адгезией к стальной поверхности. Наиболее сильное отличие в составе этого осадка по его объему наблюдается для  $\alpha$ -серы ( $S_8$ ): от полного отсутствия до 12,5%. Обращает внимание повышенная концентрация графита в данном осадке, одной из причин наличия которой может быть его вымывание из графитовой смазки, применяемой на металлическом оборудовании. Содержание  $NaCl$  незначительное и не превышает 1,8%.

В осадке из верхней образующей трубы, помимо макинавита ( $FeS$ ), присутствовали повышенные содержания  $\alpha$ -серы ( $S_8$ ) и грейгита ( $Fe_3S_4$ ) до 16% и 36% соответственно

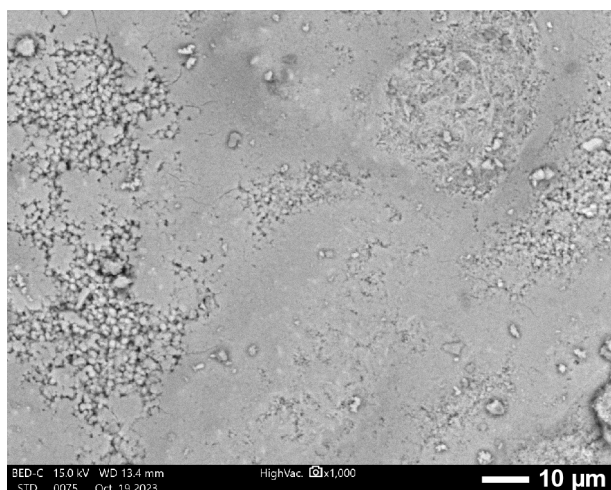




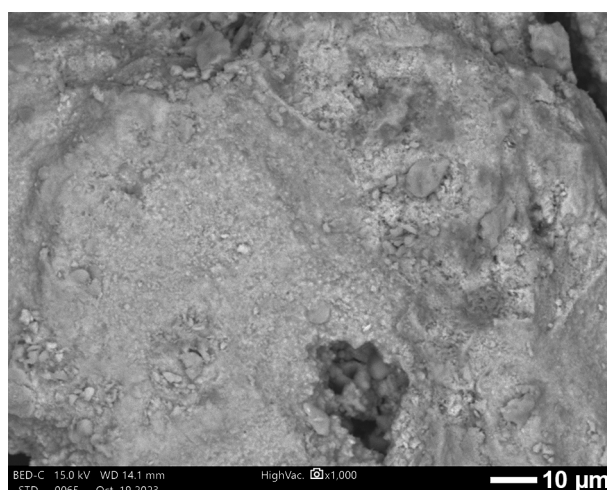
a



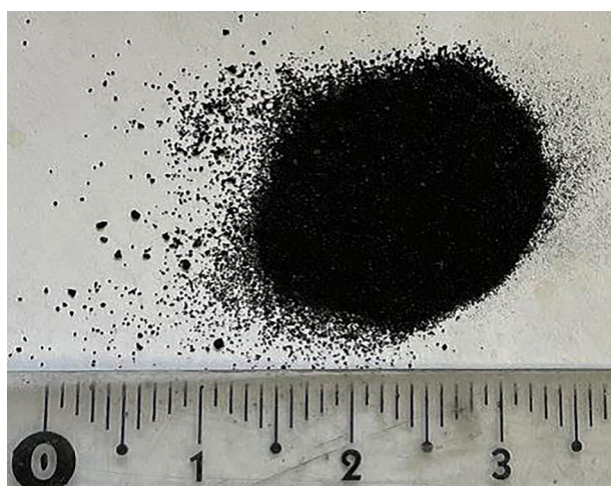
b



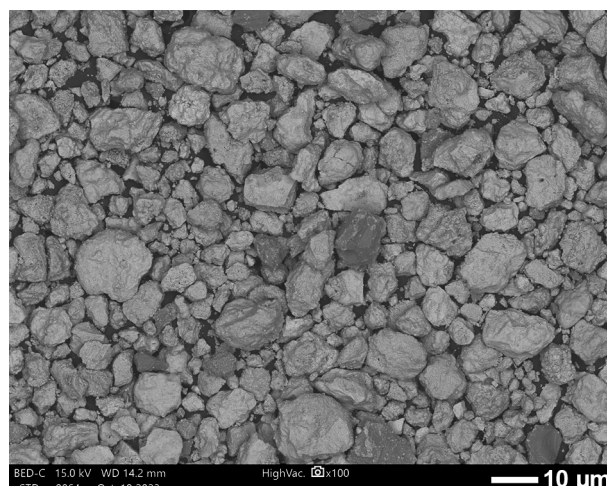
c



d



e



f

Рис. 4. Внешний вид осадков (a, d) и их СЭМ (b, c, e, f) изображения: в верхней (a, b, c) и нижней (d, e, f) частях трубного пространства газопровода

Fig. 4. Appearance of sediments (a, d) and their SEM images (b, c, e, f) in the upper (a, b, c) and lower (d, e, f) parts of the gas pipeline pipe space

**Таблица. Результаты XRD-анализа осадков из верхней и нижней частей трубного пространства газопровода**

**Table. Results of XRD analysis of sediments from the upper and lower parts of the gas pipeline pipe space**

Соотношение фаз между собой и соединений в кристаллической фазе, % / The ratio of phases to each other and compounds in the crystalline phase, %								
К/РА*	$\alpha$ -сера ( $S_8$ )	$\beta$ -FeO(OH)	$Fe_3O_4$	$\alpha$ -FeO(OH)	$Fe_3S_4$	FeS	NaCl	Графит (C)
80/20	16	7	-	16	36	3	-	2
70/30	0...12,5	0,6...2,4	1,5...11	0...1,8	22,5...33,2	-	0...1,8	17,5...25,2
*К – кристаллическая, РА – рентгеноаморфная / *K –crystalline, PA – X-ray amorphous								

(табл. 1). В этих условиях, когда не было постоянного воздействия потока жидкости и процессы взаимодействия  $H_2S$  со сталью происходили только при конденсации влаги, в большей степени сохраняются исходный (истинный) состав компонентов осадка. В связи с чем, по этим данным можно более точно идентифицировать механизмы процесса коррозионного разрушения газопровода ПХГ в сероводородных средах.

Изучение всех выше рассмотренных факторов, влияющих или объясняющих коррозионное разрушение, позволяет принять оперативные корректирующие мероприятия и предотвратить такие случаи при дальнейшей эксплуатации других газопроводов и оборудования ПХГ в агрессивных средах.

### Выводы

1. Изучены методические аспекты по обработке эксплуатационных условий на ПХГ (температуры, которая при низких значениях не будет сказываться на коррозии, давления и содержание  $CO_2$  и/или  $H_2S$ ) и показано, как по результатам их обработки и оценки их изменения можно выявить основные коррозионно-опасные факторы. Одним из условий протекания коррозионных процессов будет присутствие конденсационной или пластовой влаги при откачке газа из ПХГ.

2. Изучение дефектов на внутренней поверхности газопроводов и оборудования позволяет оценить влияние микроструктурных особенностей материалов на стойкость ста-

ли к локализации коррозионных дефектов и скорость протекания коррозионных процессов. Анализ морфологии осадков, образующихся на внутренней стальной поверхности, дает возможность уточнить механизмы развития коррозии и влияние на нее основных эксплуатационных условий и факторов.

3. Изучение трех составляющих (эксплуатационных условий, материалов и осадков) при работе ПХГ повышает информационное обеспечение по их техническому состоянию и степени коррозионной опасности и разрушения. Предложенные и апробированные методические подходы позволяют получить достоверную оценку о коррозионной ситуации внутри газопроводов и оборудования ПХГ в присутствии агрессивных газов в транспортируемом газе. По результатам проведенного анализа могут быть приняты необходимые и объективные меры защиты объектов ПХГ от внутренней коррозии.

### Литература

1. Самсонов Р.О., Бузинов С.Н., Рубан Г.Н., Джафаров К.И. История организации подземного хранения газа в СССР – России // Георесурсы. – 2010. – Т. 36, № 4. – С. 2-8.
2. Вайлерт Т., Пихельбауэр Й., Хаузер Л. Хайда: от разведки и добычи к второму по величине ПХГ центральной Европы // Газовая промышленность. – 2013. – Т. 687, № 3. – С. 76-79.
3. Вагапов Р.К., Ибатуллин К.А. О кор-



розионной агрессивности эксплуатационных условий на инфраструктурных объектах подземных хранилищ газа // Практика противокоррозионной защиты. – 2023. – Т. 28, № 4. – С. 7-17. doi:10.31615/j.corros.prot.2023.110.4-1

4. Wang Z., Wang L., Liu H. et.al. Study on CO<sub>2</sub> corrosion behavior and protection technology of gas storage injection production well casing // Highlights in Science, Engineering and Technology. – 2022. – V. 25. – P. 181-188. <https://doi.org/10.54097/hset.v25i.3475>

5. Zhao H., Chen F., Zhou H. et al. Study on the Mechanism of Corrosion in the Gas Injection/Withdrawal Pipeline of Underground Gas Storage // Journal of Materials Engineering and Performance. – 2023. <https://doi.org/10.1007/s11665-023-08491-3>

6. Вагапов Р.К., Запевалов Д.Н. Агрессивные факторы эксплуатационных условий, вызывающие коррозию на объектах добычи газа в присутствии диоксида углерода // Практика противокоррозионной защиты. – 2020. – Т. 25, № 4. – С. 7-17. doi:10.31615/j.corros.prot.2020.98.4-1

7. Sadeghi S., Sedaee B. Mechanistic simulation of cushion gas and working gas mixing during underground natural gas storage // Journal of Energy Storage. – 2022. – V. 46. – Article 103885. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103885>

8. Zhang R.-h., Chen Sh.-n., Hu Sh.-y. Numerical simulation and laboratory experiments of CO<sub>2</sub> sequestration and being as cushion gas in underground natural gas storage reservoirs // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2021. – V. 85. – Article 103714. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103714>

9. Shoushtari Sh., Namdar H., Jafari A. Utilization of CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> as cushion gas in underground gas storage process: A review // Journal of Energy Storage. – 2023. – V. 67. – Article 107596. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107596>

10. Иванов С.С., Перекупка А.Г., Багин Д.Е. Анализ причин высокой коррозионной агрессивности попутного нефтяного газа месторождений Западной Сибири // ПРО-НЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – V. 7, № 1. – P. 110-117. doi:10.51890/2587-7399-2022-7-1-110-117

11. Завьялов В.В. Особенности коррозионного разрушения газопроводов, предназначенных для сбора и транспорта попутного нефтяного газа // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2019. – № 3. – P. 70-75. doi:10.5510/OGP2023SI100822

12. Филиппов А.В. Компонентный состав попутного нефтяного газа // Деловой журнал Neftgaz.RU. – 2019. – Т. 94, № 10. – P. 22-26.

13. Орловский С.Л. Методы предотвращения и удаления конденсационной воды в подземном хранилище газа (ПХГ) // В сборнике: Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). – Уфа. – 2012. – С. 170-176.

14. Акопов А.С., Каверзин С.А., Бекетов С.Б. и др. Анализ эффективности кислотных обработок скважин ПХГ // Наука. Инновации. Технологии. – 2022. – № 4. – P. 169-186. doi:10.37493/2308-4758.2022.4.7

15. Кантюков Р.Р., Запевалов Д.Н., Вагапов Р.К. и др. // Применение инновационного испытательного стенда для исследования коррозионных процессов в условиях углекислотных сред газовых месторождений // Газовая промышленность. – 2023. – Т. 856, № 11. – С. 78-85.

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

17. Вагапов Р.К., Лопаткин В.А., Манихин О.Ю. Металлографическое исследование стали газопровода с локальным дефектом // Технология металлов. – 2023. – № 2. – P. 19-26. doi: 10.31044/1684-2499-2023-0-2-19-26

18. Бузинов С.Н., Исаева Н.А. Метод обоснования основных технологических показателей циклической эксплуатации ПХГ // Газовая промышленность. – 2013. – Т. 690, № 5. – С. 70-71.

19. Ochoa N., Vega C., Pebere N. et al. CO<sub>2</sub> corrosion resistance of carbon steel in relation with microstructure changes // Materials Chemistry and Physics. – 2015. – V. 156. – P. 198-205. doi:10.1016/j.matchemphys.2015.02.047

20. Liu P., Zhang Q.-H., Watanabe Y. et al. A critical review of the recent advances in

inclusion-triggered localized corrosion in steel // *npj Materials Degradation*. – 2022. – V. 6. – Article 81. doi:10.1038/s41529-022-00294-6

21. Yang S., Zhao M., Feng J. et al. Induced-pitting behaviors of MnS inclusions in steel // *High Temperature Materials and Processes*. – 2018. – V. 37, № 9-10. – P. 1007-1016. doi:10.1515/htmp-2017-0155

22. Mansoori H., Young D., Brown B. et al. Influence of calcium and magnesium ions on CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel in oil and gas production systems - A review // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2018. – V. 59. – P. 287-296. doi:10.1016/j.jngse.2018.08.025

23. Lennie A.R., Vaughan D.J. Spectroscopic studies of iron sulfide formation and phase relations at low temperatures // *Mineral Spec.* – 1996. – V. 5. – P. 117-130.

### References

1. Samsonov, R. O., Buzinov, S. N., Ruban, G. N., Dzhaferov, K. I. (2010). History of the underground gas storage organization in the USSR - Russia. *Georesources*, 36(4), 2-8. (in Russ.)

2. Weilert T., Pichlbauer J., Hauser L. (2013). Haidach: from initial E&P to second largest gas storage in Central Europe. *Gas Industry of Russia*, 687(3), 76-79. (in Russ.)

3. Vagapov, R. K., Ibatullin, K. A. (2023). On the corrosive aggressiveness of operating conditions at infrastructure facilities of underground gas storage facilities. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 28(4), 7-17. doi:10.31615/j.corros.prot.2023.110.4-1 (in Russ.)

4. Wang, Z., Wang, L., Liu, H. et. al. (2022). Study on CO<sub>2</sub> corrosion behavior and protection technology of gas storage injection production well casing. *Highlights in Science, Engineering and Technology*, 25, 181-188. https://doi.org/10.54097/hset.v25i.3475

5. Zhao, H., Chen, F., Zhou, H. et al. (2023). Study on the Mechanism of Corrosion in the Gas Injection/Withdrawal Pipeline of Underground Gas Storage. *Journal of Materials Engineering and Performance*. https://doi.org/10.1007/s11665-023-08491-3

6. Vagapov, R. K., Zapevalov, D. N. (2020). Aggressive environmental factors caus-

ing corrosion at gas production facilities in the presence of carbon dioxide. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 25(4), 7-17. doi:10.31615/j.corros.prot.2020.98.4-1

7. Sadeghi, S., Sedaei, B. (2021). Mechanistic simulation of cushion gas and working gas mixing during underground natural gas storage. *Journal of Energy Storage*, 46, 103885. https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103885

8. Zhang, R.-h., Chen, Sh.-n., Hu, Sh.-y. (2021). Numerical simulation and laboratory experiments of CO<sub>2</sub> sequestration and being as cushion gas in underground natural gas storage reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 85, 103714. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103714

9. Shoushtari, Sh., Namdar, H., Jafari, A. (2023). Utilization of CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> as cushion gas in underground gas storage process: A review. *Journal of Energy Storage*, 67, 107596. https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107596

10. Ivanov, S. S., Perekupka, A. G., Bagin, D. E. (2022). Analysis of the causes of high corrosive aggressiveness of associated petroleum gas from Western Siberia fields. *PRONEFT. Professionally about oil*, 7(1), 110-117. doi:10.51890/2587-7399-2022-7-1-110-117 (in Russ.)

11. Zavyalov, V. V. (2019). Corrosion destruction features of gas pipelines intended for collection and transportation of associated petroleum gas. *SOCAR Proceedings*, (3), 70-75. doi: 10.5510/OGP2023SI100822 (in Russ.)

12. Filippov, A. V. (2013). Component composition of associated petroleum gas. *Business magazine Neftegaz.RU*, 22(10), 22-26. (in Russ.)

13. Orlovskiy, S. L. (2012). Methods for preventing and removing condensation water in underground gas storage (UGS) // *Collection of Works: Oil and Gas Technologies and New Materials. Problems and Solutions*, Ufa, 170-176. (in Russ.)

14. Akopov, A. S., Kaverzin, S. A., Beke-tov, S. B. et. al. (2022). Effectiveness Analysis of Acid Treatments in UGS Wells. *Science. Innovations. Technologies*, (4), 169-186. doi: 10.37493/2308-4758.2022.4.7 (in Russ.)

15. Kantyukov, R. R., Zapevalov, D. N., Vagapov, R. K. et. al. (2023). Application of innovative test stand to study corrosion processes under carbon dioxide environment of gas

fields. *Gas Industry of Russia*, 856(11), 78-85. (in Russ.)

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

17. Vagapov R. K., Lopatkin, V. A., Manikhin, O. Yu (2023). Metallographic study of gas pipeline steel with local defect. *Technology of Metals*, (2), 19-26. doi:10.31044/1684-2499-2023-0-2-19-26 (in Russ.)

18. Buzinov, S. N., Isayeva, N. A. (2013). Gas storage cyclic operations: justification of main performance indicators. *Gas Industry*, 690(5), 70-71. (in Russ.)

19. Ochoa, N., Vega, C., Pebere, N. et al. (2015). CO<sub>2</sub> corrosion resistance of carbon steel in relation with microstructure changes. *Materials Chemistry and Physics*,

156, 198-205. <http://dx.doi.org/10.1016/j.matchemphys.2015.02.047>

20. Liu, P., Zhang, Q.-H., Watanabe, Y. et al. (2022). A critical review of the recent advances in inclusion-triggered localized corrosion in steel. *npj Materials Degradation*, 6, 81. <https://doi.org/10.1038/s41529-022-00294-6>

21. Yang, S., Zhao, M., Feng, J. et al. (2018). Induced-pitting behaviors of MnS inclusions in steel. *High Temperature Materials and Processes*, 37(9-10), 1007-1016. <https://doi.org/10.1515/htmp-2017-0155>

22. Mansoori, H., Young, D., Brown, B. et al. (2018). Influence of calcium and magnesium ions on CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel in oil and gas production systems - A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 59, 287-296. doi:10.1016/j.jngse.2018.08.025

23. Lennie, A. R., Vaughan, D. J. (1996). Spectroscopic studies of iron sulfide formation and phase relations at low temperatures. *Mineral Spec*, (5), 117-130.

#### Информация об авторах

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

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

#### Information about authors

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

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