



**ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОДО-
БЫЧИ И НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКИ
– КОРРОЗИЯ И ЗАЩИТА**

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

doi:10.31615/j.corros.prot.2023.110.4-1

**О коррозионной агрессивности эксплуатационных условий
на инфраструктурных объектах подземных хранилищ газа**

Р.К. Вагапов[✉], К.А. Ибатуллин

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717, Российская федерация, Московская обл., г.о. Ленинский,
п. Развилка, ул. Газовиков, здание 15, строение 1

e-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. Закачиваемый или отбираемый из подземных хранилищ газ отличается присутствием коррозионно-агрессивных диоксида углерода и сероводорода (из попутного нефтяного газа нефтяных месторождений или угольных пластов). В таких средах в присутствии влаги будут возникать условия для протекания углекислотной или сероводородной коррозии. Однако ранее исследований проблем внутренней коррозии на объектах подземных хранилищ газа не проводилось, несмотря на их широкое распространение (на территории России ПАО «Газпром» эксплуатирует 23 таких хранилища газа). По данным ООО «Газпром ВНИИГАЗ», является неправильным применение для таких условий испытаний в паровой фазе (без контакта металла с водной средой), что приводит к заниженным скоростям коррозии, не отражающим реальной коррозионной ситуации на подземных хранилищах газа. К таким же ошибочным результатам приводит использование моделей (программ типа Norsok или др.) для расчета теоретической скорости коррозии стали, эксплуатируемой в подземных хранилищах газа, т.к. они разрабатывались для совершенно других условий углекислотной коррозии на нефтепроводах. Единственно правильным для получения достоверных коррозионных данных является проведение модельных коррозионных испытаний. По результатам анализа эксплуатационных параметров и проведенных ООО «Газпром ВНИИГАЗ» изысканий было определено, что наиболее оптимально имитируют агрессивность сред подземных хранилищ газа 2 вида испытаний – в условиях конденсации влаги на металле и в условиях переменного смачивания стальной поверхности на разработанном нами испытательном коррозионном стенде. Проведенные ООО «Газпром ВНИИГАЗ» имитационные испытания показали повышенную скорость внутренней коррозии углеродистых и низколегированных сталей (до 1...4 мм/год) при типичных для подземных хранилищ газа коррозионно-опасных параметрах. При испытаниях наблюдается повышенная локализация углекислотной и сероводородной коррозий. При таких коррозионно-активных условиях основными способами защиты объектов подземных хранилищ газа будут либо применение ингибиторов коррозии, либо замена материально-го исполнения на коррозионно-стойкие стали.

Ключевые слова: внутренняя коррозия, подземное хранилище газа, углекислотная коррозия, сероводородная коррозия, конденсация влаги, скорость коррозии.

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

Статья получена: 16.10.2023, опубликована 01.12.2023.

**On the corrosive aggressiveness of operating conditions at infrastructure
facilities of underground gas storage facilities**

R.K. Vagapov[✉], K.A. Ibatullin

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

e-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Gas injected or withdrawn from underground storage facilities is characterized by the presence of corrosive carbon dioxide and hydrogen sulfide (from associated petroleum gas from oil fields or coal seams). In such environments, in the presence of moisture, conditions will arise for carbon dioxide or hydrogen sulfide corrosion to occur. However, there have been no previous studies of the problems of internal corrosion at

underground gas storage facilities, despite their widespread distribution (PJSC Gazprom operates 23 such gas storage facilities in Russia). According to Gazprom VNIIGAZ LLC, it is incorrect to use tests in the vapor phase for such conditions (without contact of the metal with the aqueous environment), which leads to underestimated corrosion rates, not reflecting the real corrosion situation in underground gas storage facilities. The same erroneous results are obtained by using models (programs such as Norsok or others) to calculate the theoretical corrosion rate of steel used in underground gas storage facilities, because they were developed for completely different conditions of carbon dioxide corrosion on oil pipelines. The only correct way to obtain reliable corrosion data is to conduct model corrosion tests. Based on the results of the analysis of operational parameters and the research carried out by Gazprom VNIIGAZ LLC, it was determined that the most optimally simulate the aggressiveness of the environments of underground gas storage facilities are 2 types of tests - under conditions of moisture condensation on the metal and under conditions of variable wetting of the steel surface on a corrosion test bench developed by us. Simulation tests carried out by Gazprom VNIIGAZ LLC showed an increased rate of internal corrosion of carbon and low-alloy steels (up to 1...4 mm/year) with corrosion-hazardous parameters typical for underground gas storage facilities. During testing, increased localization of carbon dioxide and hydrogen sulfide corrosion is observed. Under such corrosive conditions, the main methods of protecting underground gas storage facilities will be either the use of corrosion inhibitors or the replacement of material design with corrosion-resistant steel.

Keywords: internal corrosion, underground gas storage, carbon dioxide corrosion, hydrogen sulfide corrosion, moisture condensation, corrosion rate.

For citation: 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

Received: October 16, 2023. Published: December 01, 2023.

Введение

Закачка газа, его нагнетание в искусственную газовую залежь при заданных технологических показателях является важной процедурой в газотранспортной системе. В газодобывающих странах для этих целей существует система подземных хранилищ газа (ПХГ), неотъемлемая часть снабжения потребителей природным газом [1-3]. По данным [4], на территории России ПАО «Газпром» эксплуатирует 23 ПХГ. В зарубежных странах также развита система ПХГ [5], в том числе в Иране [6], Китае [7], Азербайджане [8] и Европе [9]. Преимущественно их размещают в истощенных газовых или газоконденсатных месторождениях, в водоносных пластах или в соляных кавернах.

Отбор газа из ПХГ является практически таким же технологическим процессом, как и его добыча из газовых месторождений. Проходя по трубопроводам, он поступает на газосборные пункты, где собирается в газосборный коллектор. В процессе хранения в пластовых условиях газ увлажняется пластовыми или конденсационными водами. Далее газ поступает на установку сепарации для отделения влаги и других примесей (частиц) [10]. Как показывает анализ, на этапах эксплуатации объектов ПХГ может происходить конденсация влаги при градиенте температур и/или вынос пластовой воды из скважины. В соответствии с нормативны-

ми требованиями к магистральному газу, в нем может содержаться до 2,4 моль% диоксида углерода (CO_2). В ПХГ может также добавляться попутный нефтяной газ, отличающийся наличием сероводорода (H_2S). В таких средах и в присутствии влаги на ПХГ будут создаваться условия для протекания углекислотной (УКК) или сероводородной коррозии (СВК).

Среди осложнений работы ранее рассматривались многие вопросы: ремонт [11], флюидодинамика в газовых резервуарах [12], деформационные процессы [13], изоляционные работы [14], диагностика технического состояния скважин [15], контроль утечек [16], мониторинг состояния и пожарная безопасность ПХГ [17]. Однако важная проблема развития внутренней коррозии и ее влияния на безопасность эксплуатации ПХГ не получила должного внимания. С учетом определенной схожести коррозионно-агрессивных факторов как при добыче газа, так и при его подземном хранении, за основу могут быть взяты некоторые методические подходы, принятые для промышленных объектов и газопроводов [18], с учетом особенностей эксплуатации ПХГ. Целью данной статьи являются выбор методов испытаний и исследование коррозионной опасности, которой подвергается скважинное оборудование и трубопроводы при закачке и извлечении газа на ПХГ.

Методика проведения испытаний

Для проведения коррозионных испытаний были использованы два следующих вида испытаний. Во-первых, это испытания при конденсации влаги или top-of-line corrosion (TOL), когда коррозионные проявления возникают внутри газопровода (в верхней его части) при снижении температуры газа по мере его транспортировки внутри скважины и трубопроводов. Они преимущественно возникают на первых участках трубы при наибольшем градиенте температур. Описание данного вида испытаний (метод 1) было приведено нами в [19]. Данный тип воды называется конденсационным и характеризуется низкой минерализацией. Далее выпавшая конденсационная вода продолжает движение по нижней образующей трубы отдельно (при отсутствии других типов вод) или смешиваясь с более минерализованной пластовой водой (МВ), которая может отбираться из ПХГ вместе с газом. Для имитации прерывистого движения по газосборному коллектору потока воды (конденсационной и/или пластовой природы), характеризующегося попеременным смачиванием/несмачиванием внутренней поверхности газопровода, был разработан и использован испытательный коррозионный стенд (метод 2) [20].

В качестве водной фазы при гравиметрических испытаниях использовали многокомпонентные модели конденсационной МВ1 (с минерализацией 1 г/дм³) и пластовой МВ2 и МВ3 (с минерализацией 11 и 24,5 г/дм³ соответственно) вод. Продолжительность испытаний стальных образцов по методам 1 и 2 составляла 720 часов.

Оценку по результатам испытаний общей (равномерной) скорости коррозии $K_{общ.}^*$ проводили по потере массы образца. Дополнительно определяли скорости питтинговой (локальной, неравномерной) коррозии – по глубине коррозионного поражения по величине среднего $K_{лок.}^*$ (путем усреднения полученных значений) [19].

Съемка методом рентгеновской дифракции (XRD) проводилась на рентгеновском дифрактометре ARL X'TRA (Thermo Fisher Scientific (Ecublens) SARL, Швейцария) с вертикальной θ - θ геометрией Брэгга – Брентано. Использовалась рентгеновская трубка

с медным анодом (CuK α -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.

Результаты и их обсуждение

Несмотря на широкое распространение ПХГ, как показал проведенный нами анализ, крупных коррозионных исследований по данной теме не проводилось ни в российской, ни в зарубежной практике. Одной из первых была работа [21], где рассмотрена проблема коррозии ПХГ в аспекте использования CO₂ в качестве буферного газа. За рубежом также начинают появляться первые исследования по внутренней коррозии на ПХГ [22].

При оценке коррозионной агрессивности эксплуатационных условий ПХГ важным аспектом является правильность выбора методов проведения испытаний. Большинство исследований ранее было сосредоточено на нефтепромысловых средах. Однако условия эксплуатации нефтепроводов отличаются от газопроводных условий на ПХГ как по фазовому составу транспортируемого флюида, так и по другим опасным параметрам, оказывающим влияние на протекание внутренней коррозии. Представляется некорректным для условий ПХГ использование автоклавных испытаний в паровой фазе (над жидкостью, без контакта металла с ней), которое нередко практикуется в ряде работ. В таких автоклавных испытаниях значения $K_{общ.}^*$ получаются заниженными (существенно ниже 0,1 мм/год) и не отражают реальной обстановки на ПХГ. Ошибочным, по нашему мнению, является иногда применяемый подход по расчету теоретической $K_{общ.}^*$ на основании моделей, например,

Norsok или др. Эти программы разрабатывались для нефтепроводов, имеют ограничения по используемым параметрам, и не могут быть распространены на условия УКК внутрискважинного оборудования и трубопроводов, транспортирующих CO_2 -содержащий газ. С учетом анализа эксплуатационных параметров и степени их влияния на внутреннюю коррозию нами были выбраны 2 метода (TOL-испытания и испытания в условиях переменного смачивания), которые наиболее оптимально имитируют агрессивность сред ПХГ.

Анализ эксплуатационных условий и наш опыт планирования и проведения испытаний показывают, что для их имитации в коррозионных условиях ПХГ следует учитывать наличие агрессивных H_2S и CO_2 , повышенную температуру, присутствие конденсационной или пластовой воды.

H_2S -содержащие среды

Газ с газовых H_2S -содержащих месторождений очищается от H_2S и не может влиять на коррозионную агрессивность эксплуатационных условий на объектах ПХГ. Однако газовые среды, сопутствующие нефтяным месторождениям или угольным пластам, могут содержать в своем составе серосодержащие соединения, включая коррозионно-активный H_2S . Данные объекты будут основными источниками его поступления в ПХГ, т.к. газ с них не проходит очистку. В некоторых случаях концентрация H_2S в закачиваемом/извлекаемом из ПХГ газе может быть достаточной для развития внутренней СВК.

Агрессивное воздействие H_2S связано как подкислением водной среды и ускорением

СВК, так и с вызываемыми им наводороживанием и последующим сероводородным растрескиванием стали [19]. Как нами было показано ранее (табл. 1), при СВК в TOL условиях (метод 1) повышенными являются как $K_{общ.}$ (0,792...0,821 мм/год), так и $K_{лок.}$ (1,232...1,732 мм/год). В присутствии в газе на ПХГ H_2S при создании благоприятных термобарических условий для конденсации влаги будет интенсивно происходить утонение стенки трубы из углеродистых сталей X65 и Ст20 с локальным развитием дефектов (питтингов и коррозионных язв).

Исследование наводороживания при TOL коррозии показало, что растворенный в пленке сконденсировавшейся воды H_2S вызывает существенное снижение остаточной пластичности проволоочного образца из стали СВ 08А на 60%. Число гибов проволоки с 18 (при исходной пластичности до испытаний) уменьшилось до 7 (при разрушении проволоки после испытаний по методу 1) [19].

Пленка продуктов коррозии на стали играет важную роль не только при СВК, но и наводороживании стали [23]. На рис. 1а приведен внешний вид осадка из верхней части трубы, где развивается TOL коррозия. Видно (рис. 1б), что после измельчения (растирания) осадок становится более темного цвета. Как известно, сульфид железа, являющийся основным продуктом коррозии, имеет черный цвет и будет влиять на внешний вид осадка.

Как показал XRD-анализ (рис. 2), осадок, отобранный из газопровода ПХГ содержал серосодержащие соединения. На дифракционной кривой присутствуют отчетливые пики, что свидетельствует о наличии в образце фаз обладающих кристаллической

Таблица 1. Результаты испытаний стали при конденсации влаги в присутствии H_2S [19]

Table 1. Results of test of the steel under moisture condensation in the presence of H_2S [19]

Тип стали / Steel type	$K_{общ.}$, мм/год / $K_{com.}$, mm/year	$K_{лок.}$, мм/год / $K_{loc.}$, mm/year	Число гибов* / Number of bends
Ст20	0,792	1,232...1,366	7
X65	0,821	1,513...1,732	

*Исходное число гибов проволоки до испытаний при СВК составляло 18
/ The initial number of bends of the wire before the tests at the ICS was 18

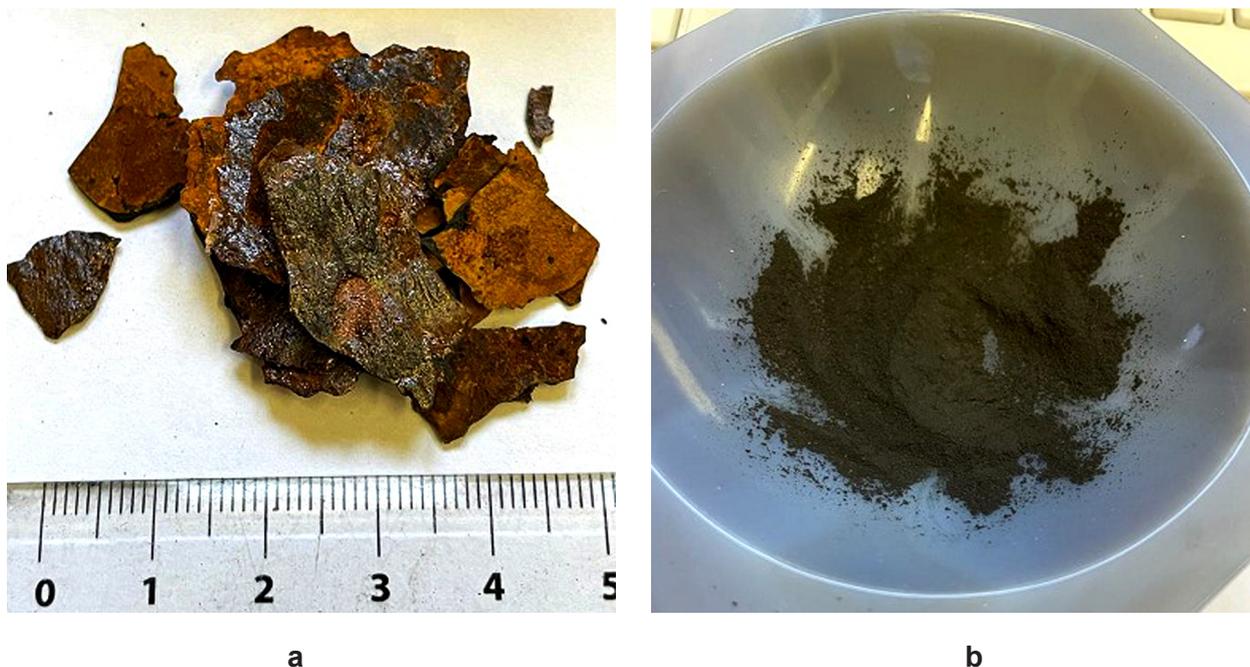


Рис. 1. Внешний вид осадка до (а) и после (б) измельчения
Fig. 1. Appearance of the sediment before (a) and after (b) grinding

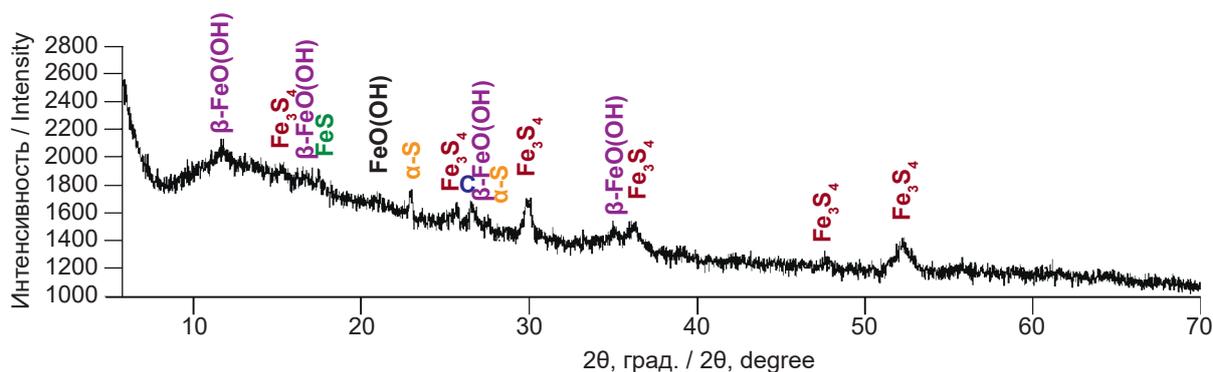


Рис. 2. Экспериментальная дифрактограмма осадка
Fig. 2. Experimental diffraction patterns of Precipitation

структурой (до 80% от всего осадка), основу которых составляет грейгит (Fe_3S_4) до 36%. Вторыми по объему (по 16%) являются α -сера (ромбическая S_8) и гётит ($FeO(OH)$). Первый из них является продуктом дальнейшей трансформации грейгита. Оксигидроксид железа мог образоваться в процессе окисления кислородом при нахождении трубы на воздухе. В следовых количествах в осадке присутствуют следующие соединения: 7% акаганеита (β - $FeO(OH)$), 3% макинавита (FeS) и 2% графита. Незначительная концентрация FeS , по-видимому, объясняется

тем, что он является одним из первых продуктов СВК, который затем переходит в более стабильные модификации, например, в грейгит.

CO_2 -содержащие среды

H_2S -содержащий газ с нефтяных месторождений или угольных пластов редко поступает и добавляется в среды ПХГ. Гораздо чаще такой газ содержит потенциально коррозионно-агрессивный CO_2 .

По данным [5, 24], в РФ и за рубежом общее пластовое давление в подземных ка-

вернах находится в диапазоне 5...26 МПа, а в газе, закачиваемом в ПХГ на территории РФ, максимально допустимым содержанием CO_2 является 2,4 моль%. В этих условиях парциальное давление CO_2 ($P(CO_2)$) будет достигать 0,12...0,62 МПа. Но даже если эксплуатационные факторы будут ниже, например, 3 МПа и 0,8 моль%, то $P(CO_2)$ будет составлять 0,024 МПа. В присутствии конденсационной или пластовой воды такие $P(CO_2)$ будут создавать условия для протекания УКК [18].

По данным китайских исследователей [22], на одном из ПХГ содержание CO_2 в газе составляло 0,33...2,47 моль%, а $P(CO_2)$ находилось в диапазоне 0,127...0,953 МПа. В присутствии конденсационной влаги такие $P(CO_2)$ по мнению авторов будут вызывать проявления УКК. В закачиваемом на китайском ПХГ газе H_2S отсутствует, единственным возможным источником его попадания в эксплуатационные среды является попутный газ угольных пластов. Однако в [22] уточняется, что парциальное давление H_2S достаточно низкое (0,00015 МПа) и неспособно привести к развитию СВК.

Как показали наши испытания [19], при

TOL-условиях значения $K_{общ.}$ остаются низкими и не превышают 0,008...0,023 мм/год при $P(CO_2)=0,025...0,1$ МПа. Вместе с тем, при конденсации влаги в присутствии CO_2 наблюдается интенсивное развитие локальной питтинговой коррозии – до 0,25...0,9 мм/год (табл. 2). При отсутствии конденсации влаги или CO_2 локальные дефекты не образуются. Это показывает, что для развития локальной УКК при испытаниях по методу 1 необходимо одновременное присутствие, по крайней мере, обоих агрессивных параметров (и влаги, и коррозионно-активного CO_2).

Осадок сидерита ($FeCO_3$), являющийся основным продуктом УКК, может либо обладать определенными защитными характеристиками, либо быть несплошным и пористым. Одновременно с этим нами было продемонстрировано [23], что в модельных водных средах при УКК могут формироваться осадки нестехиометрического состава $(Ca_xMg_yMn_zFe)CO_3$. Такой эффект связан с тем, что для сидерита характерно явление изоморфизма в кристаллической структуре (изменение химического состава фазы при сохранении ее кристаллической структуры): часть ионов железа в $FeCO_3$ может

Таблица 2. Скорости протекания коррозионных процессов в TOL-условиях конденсации влаги и различных значений $P(CO_2)$ [19]

Table 2. Rates of corrosion processes under TOL conditions of moisture condensation and different values of $P(CO_2)$ [19]

$P(CO_2)$, МПа / $P(CO_2)$, МПа	Условия / Conditions	$K_{общ.}$, мм/год / $K_{сов.}$, mm/year	$K_{лок.}$, мм/год / $K_{loc.}$, mm/year
0,1	Конденсация влаги / Moisture condensation	0,008...0,012	0,35...1,8
0,075	Конденсация влаги / Moisture condensation	0,008...0,018	0,30...1,7
0,05	Конденсация влаги / Moisture condensation	0,018...0,023	0,30...1,3
0,025	Конденсация влаги / Moisture condensation	0,011...0,015	0,25...0,9
0,0	Конденсация влаги / Moisture condensation	0,01...0,03	Локальная коррозия отсутствует / No local corrosion
0,1	Сухой газ (без конденса- ции влаги) / Dry gas (no condensation)	0,01...0,03	Локальная коррозия отсутствует / No local corrosion

*давление создавалось присутствием нейтрального газа N_2
/ the pressure was created by the presence of neutral gas N_2

быть частично замещена другими ионами (марганца, кальция и/или магния). У данного нестехиометрического сидерита фазы бывают плохо окристаллизованы, т.к. в кристаллической структуре присутствуют дефекты, а сами грани кристаллов имеют небольшой размер (по сравнению со стехиометрическим $FeCO_3$). Структурные особенности $(Ca_xMg_yMn_zFe)CO_3$ в виде размера кристаллитов, микроискажений и дефектов будут создавать трудности с образованием плотноупакованной, сплошной и хорошо прилегающей к стальной поверхности пленки продуктов коррозии, снижая их защитный функционал и приводя к высокой степени развития УКК [23]. В таких условиях динамическое воздействие потока среды может удалять слой плохо сцепленного карбона-

та железа с недостаточной адгезией к поверхности металла. Именно в этих местах сколов пленки $FeCO_3$ в дальнейшем и возникают локальные проявления УКК в виде коррозионных язв и питтингов. Данные динамические условия постоянно-попеременного воздействия жидкой среды, влияют как на формирование, так и на сохранность сидерита на стальной поверхности, оптимально имитирует испытательный коррозионный стенд (метод 2) [20].

По результатам испытаний на коррозионном стенде видно (табл. 3), что при $P(CO_2) = 0,1$ МПа значения $K_{общ.}$ на стали 09Г2С имеет схожий диапазон значений в конденсационной МВ1 и пластовой МВ2 водах (от 0,26 до 0,36 мм/год). Вместе с тем, показатели $K_{лок.}$ в 2,2...2,9 раза выше в более минерализо-

Таблица 3. Результаты испытаний образцов стали 09Г2С по методу 2 на коррозионном стенде при температуре 60 °С

Table 3. Test results of 09Mn2Si steel samples using method 2 on a corrosion stand at a temperature of 60 °C

Среда / Medium	$P(CO_2)$, МПа / $P(CO_2)$, МПа	K , мм/год / K , mm/year		Внешний вид образца / Sample appearance
		$K_{общ.} / K_{сот.}$	$K_{лок.} / K_{лок.}$	
МВ1	0,1	0,26...0,34	0,60...1,12	
МВ2	0,1	0,29...0,36	1,77...2,52	
МВ1	0,26	0,26...0,66	1,99...3,98	
МВ2	0,26	0,51...0,69	1,42...2,03	
МВ3	0,48	0,77...0,86	1,4...3,7	

ванной МВ2, чем в низкоминерализованной воде МВ1. Такой эффект может быть связан с повышенным содержанием анионов-активаторов локальных дефектов в модели пластовой воды МВ2. При увеличении $P(CO_2)$ с 0,1 до 0,26 МПа в обеих водах МВ1 и МВ2 происходит двойной рост максимальных значений $K_{общ.}$. Сравнение $K_{лок.}$ показывает, что в более минерализованной воде МВ2 они не изменяются и на них не сказывается рост $P(CO_2)$. В таких условиях преобладающее воздействие на локальную УКК оказывает минерализация водной среды. Однако в конденсационной воде МВ1 складывается другая ситуация, когда увеличение $P(CO_2)$ с 0,1 до 0,26 МПа повышает значения $K_{лок.}$ в 3,3...3,5 раза. По-видимому, недостаточная минерализация может сказываться на составе, толщине и свойствах пленки продуктов коррозии, которые, как было указано выше, будут недостаточно стойкими и в большей степени будут подвержены уносу при переменном смачивании стальных образцов, способствуя развитию локальной УКК. Подтверждением этого является наличие множества питтингов и коррозионных язв на поверхности стали 09Г2С после испытаний на коррозионном стенде (табл. 3). Аналогичные локальные дефекты образовались и в другой более минерализованной пластовой воде МВ3 и при более высоком $P(CO_2) = 0,48$ МПа. При этом значения $K_{лок.}$ и $K_{общ.}$ не претерпевают существенного изменения при переходе от МВ2 до МВ3, за исключением максимального $K_{лок.}$, повышающегося в 1,8 раза.

Проведенные авторами [22] испытания для модельных условий зарубежного ПХГ показали, что при $P(CO_2) = 0,1$ МПа в пластовой воде с минерализацией 63,4 г/дм³ для углеродистой стали Р110 значение $K_{общ.}$ достигает 0,63 мм/год, что совпадает с полученными в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» вышеуказанными данными.

Использованный нами в испытаниях (табл. 2 и 3) диапазон $P(CO_2)$ охватывает и даже превышает вышеуказанные для объектов ПХГ значения. Минерализация воды в ходе испытаний по методам 1 и 2 для условий УКК составляла от низкой (1 г/дм³) до повышенной (24,5 г/дм³) и характерна для большинства геологических водоносных

пластов, сопутствующих геологическим кавернам ПХГ. Комплекс испытаний показал, что условия эксплуатации оборудования и газопроводов ПХГ являются коррозионно-агрессивными и могут приводить к проявлениям локальной УКК.

Основными способами защиты ПХГ от внутренней коррозии в присутствии CO_2 и/или H_2S является либо использование ингибиторов коррозии (при использовании углеродистых или низколегированных сталей), либо применение специальных сталей, стойких к сероводородной или углекислотной средам, а также к сероводородному растрескиванию.

Выводы

1. Анализ эксплуатационных условий ПХГ показал, что потенциально их среды могут быть коррозионно-агрессивными в присутствии CO_2 , приводя к углекислотной коррозии. Источником возможного попадания H_2S в ПХГ является попутный газ, поступающий с нефтяных месторождений или угольных пластов, способный вызывать сероводородную коррозию. Основными факторами, инициирующими протекание внутренней коррозии, являются конденсация низко минерализованной влаги на внутренних стенках оборудования и газопроводов и/или извлечение из скважин вместе с газом пластовых вод повышенной минерализации.

2. Наиболее оптимально процессы внутренней коррозии на ПХГ моделируют ТОЛ-испытания при конденсации влаги и метод переменного смачивания, который имитируется на разработанной стендовой коррозионной установке. Результаты показывают, что в CO_2 условиях наблюдается высокая степень локализации коррозии (до 0,63...3,98 мм/год). В H_2S -содержащих средах ПХГ, помимо повышенной общей и локальной коррозии (до 1,232...1,732 мм/год), наблюдается снижение пластичности стали на 60%, вызванное наводороживанием металла.

3. Важную роль при протекании коррозии в присутствии CO_2 и/или H_2S играет состав продуктов коррозии, которые обладают различными свойствами и составом. Наличие большого количества сульфидов железа (грейгита и макинавита), а также серы в от-

ложениях внутри трубы подтвердило, что основной причиной ее утонения является сероводородная коррозия. Карбонат железа, основной продукт углекислотной коррозии, при недостаточной адгезии к поверхности металла будет отслаиваться. Одной из причин его низкой стойкости является образование кристаллитов $FeCO_3$ нестехиометрического состава с микроискажениями и дефектами. В местах скола сидерита образуются локальные дефекты (питтинги и коррозионные язвы).

Литература

1. Климов В.В. Научно-методические основы, аппаратура и технологии геофизического контроля технического состояния скважин на примере газовых месторождений и подземных хранилищ газа – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 300 с.

2. Арсан Ш.А., Ягафаров А.К., Ваганов Ю.В. Подземные хранилища газа, общая классификация // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – Т. 127, № 1. – С. 48-52. doi:10.31660/0445-0108-2018-1-48-52

3. Нурмамедли Ф.А. Существующие методы создания, эксплуатации подземных хранилищ газа и повышения компонентоотдачи пластов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – Т. 138, № 6. – С. 51-55. doi:10.31660/0445-0108-2019-6-51-55

4. <https://www.gazprom.ru/about/production/underground-storage/>

5. Al-Shafi M., Massarweh O., Abushaikha A.S., Bicer Yu. A review on underground gas storage systems: Natural gas, hydrogen and carbon sequestration // Energy Reports. – 2023. – V. 9. – P. 6251-6266. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.05.236>

6. Moghaddam N.B., Nozari M. Dynamic evaluation of technological innovation system; the case of underground natural gas storage technology in Iran // Energy Strategy Reviews. – 2023. – V. 49. – Article 101153. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101153>

7. Shenyao Y., Shilai H., Zhilin Q. et.al. Stability evaluation of fault in hydrocarbon reservoir-based underground gas storage: A case study of W gas storage // Fuel. – 2024. – V. 357, Part A. – Article 129657. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129657>

[org/10.1016/j.fuel.2023.129657](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129657)

8. Фейзуллаев А.А., Годжаев А.Г. Влияние неоднородности геологического строения резервуара на режим эксплуатации месторождения / подземного хранилища газа Гарадаг (Азербайджан) // Горные науки и технологии. – 2021. – Т. 6, № 2. – С. 105-113. doi:10.17073/2500-0632-2022-1-18-29

9. Juez-Larré J., Gonçalves Machado C., Groenenberg R.M., Belfroid S.S.P.C., Yousefi S.H. A detailed comparative performance study of underground storage of natural gas and hydrogen in the Netherlands // International Journal of Hydrogen Energy. – 2023. V. 48, № 74. – P. 28843-28868. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.347>

10. Костиков С.Л., Парфенов К.В., Магомедов З.А. и др. Применение датчиков-сигнализаторов выноса песка и капельной влаги для мониторинга режимов работы скважин ПХГ // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2016. – № 2. – С. 190-210.

11. Долгов С.В., Величко Е.И., Нижник А.Е. Особенности эксплуатации и ремонта скважин ПХГ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2022. – Т. 357, № 9. – С. 47-50. doi:10.33285/0130-3872-2022-9(357)-47-50

12. Фейзуллаев А.А., Годжаев А.Г., Мамедова И.М. Особенности флюидодинамики в длительно эксплуатирующихся неоднородных газовых резервуарах // Горные науки и технологии. – 2022. – Т. 7, № 1. – С. 18-29. doi:10.17073/2500-0632-2022-1-18-29

13. Квятковская С.С., Фаттахов Е.А. Сравнительный анализ деформационных процессов на подземных хранилищах газа // Проблемы недропользования. – 2019. – Т. 23, № 4. – С. 38-49. doi:10.25635/2313-1586.2019.04.038

14. Гасумов Р.А., Минченко Ю.С. Результаты инженерно-технического сопровождения проведения изоляционных работ в скважине № 16-н4 Кирюшкинского ПХГ // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – Т. 85, № 1. – С. 16-21.

15. Асланян А.М., Асланян И.Ю., Кантюков Р.Р., Петрова Ю.Ю., Минахметова Р.Н. Внедрение инновационного программно-аппаратного комплекса пассивной акустики для диагностики технического со-



стояния скважин // Безопасность труда в промышленности. – 2020. – № 11. – С. 56-62. doi:10.24000/0409-2961-2020-11-56-62

16. Глебова Е.В., Гуськов М.А., Круглов В.В., Ослякова М.Ю. Применение тепловизионного мониторинга при идентификации утечек на объектах подземного хранения газа // Безопасность труда в промышленности. – 2020. – № 7. – С. 14-19. doi:10.24000/0409-2961-2020-7-14-19

17. Спиридонов В.П., Ширяева И.Н., Маламут О.Ю. Мониторинг состояния недр и пожарная безопасность Щелковского подземного хранилища газа // Технический оппонент. – 2023. – Т. 9, № 1. – С. 58-63.

18. Слугин П.П., Ягафаров И.Р., Кантюков Р.Р. и др. Научный анализ технического состояния и защиты скважинного оборудования и промысловых трубопроводов ПАО «Газпром» в условиях добычи и транспортировки коррозионно-агрессивного газа. Часть 1 // Газовая промышленность. – 2023. – Т. 854, № 9. – С. 64-71.

19. 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

20. Кантюков Р.Р., Запечалов Д.Н., Вагапов Р.К., Ибатуллин К.А. Патент № 2772614, РФ. Способ коррозионных испытаний и установка для его осуществления.

21. Кантюков Р.Р., Запечалов Д.Н., Вагапов Р.К. Анализ применения и воздействия углекислотных сред на коррозионное состояние нефтегазовых объектов // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250, № 4. – С. 578-586. doi:10.31897/PMI.2021.4.11

22. Wang Z., Wang L., Liu H., et.al. Study on CO₂ 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>

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

24. <https://neftegaz.ru/tech-library/>

transportirovka-i-khranenie/141649-podzemnoe-khranilishche-gaza/

References

1. Klimov, V. V. (2008). *Scientific and methodological foundations, equipment and technologies for geophysical monitoring of the technical condition of wells using the example of gas fields and underground gas storage facilities*. Moscow: IRC Gazprom.

2. Arsan, Sh. A., Yagafarov, A. K., & Vaganov, Yu. V. (2018). General classification of underground gas storages. *Oil and Gas Studies*, 127(1), 48-52. doi:10.31660/0445-0108-2018-1-48-52

3. Nurmammadli, F. A. (2019). Existing methods of creating, operating underground gas storages and enhancing component recovery of layers. *Oil and Gas Studies*, 138(6), 51-55. doi:10.31660/0445-0108-2019-6-51-55

4. <https://www.gazprom.ru/about/production/underground-storage/>

5. Al-Shafi, M., Massarweh, O., Abushaikha, A. S., Bicer, Yu. (2023). A review on underground gas storage systems: Natural gas, hydrogen and carbon sequestration. *Energy Reports*, 9, 6251-6266. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.05.236>

6. Moghaddam, N. B., Nozari, M. (2023). Dynamic evaluation of technological innovation system; the case of underground natural gas storage technology in Iran. *Energy Strategy Reviews*, 49, Article 101153. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101153>

7. Shenyao, Y., Shilai, H., Zhilin, Q. et.al. (2024). Stability evaluation of fault in hydrocarbon reservoir-based underground gas storage: A case study of W gas storage. *Fuel*, 357 (Part A), Article 129657. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129657>

8. Feyzullayev, A. A., Gojayev, A. G. (2021). Influence of geological reservoir heterogeneity on exploitation conditions of Garadagh field / underground gas storage (Azerbaijan). *Gornye nauki i tekhnologii*, 6(2), 105-113. doi:10.17073/2500-0632-2022-1-18-29

9. Juez-Larré, J., Gonçalves Machado, C., Groenenberg, R. M., Belfroid, S. S. P. C., Yousefi, S. H. (2023). A detailed comparative performance study of underground storage of natural gas and hydrogen in the Netherlands. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48



(74), 28843-28868. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.347>

10. Kostikov, S. L., Parfenov, K. V., Nazarov, S. I. et.al. (2016). Application of sensors-signaler sand and drip moisture to the monitoring mode of the wells underground gas storage. *Oil and Gas Business*, (2), 190-210.

11. Dolgov, S. V., Velichko, E. I., Nizhnik, A. E. (2022). Features of operation and repair of UGS wells. *Onshore and offshore oil and gas well construction*, 357(9), 47-50. doi:10.33285/0130-3872-2022-9(357)-47-50

12. Feyzullaev, A. A., Godzhaev, A. G., Mammadova, I. M. (2022). Features of fluid dynamics in long-term heterogeneous gas reservoirs. *Gornye nauki i tekhnologii*, 7(1), 18-29. doi:10.17073/2500-0632-2022-1-18-29

13. Kvyatkovskaya, S. S., Fattakhov, Ye. A. (2019). Comparative analysis of deformation processes at underground gas storage facilities. *Problems of Subsoil Use*, 23(4), 38-49. doi:10.25635/2313-1586.2019.04.038

14. Gasumov, R. A., Minchenko, Yu. S. (2021). Results of Engineering and Technical Support of Isolation Works in Well No.16-N4 at the Kiryushkinskoye UGS. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 85(1), 16-21.

15. Aslanyan, A. M., Aslanyan, I. Yu., Kantyukov, R. R. et.al. (2020). Implementation of the advanced passive acoustics hardware and software complex for well integrity diagnostics. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, (11), 56-62. doi:10.24000/0409-2961-2020-11-56-62

16. Glebova, E. V., Guskov, M. A., Kruglov, V. V., Osl'yakova, M. Yu. (2020). Use of thermal imaging monitoring in identification of leaks at the underground gas storage facilities. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, (7), 14-19. doi:10.24000/0409-2961-2020-7-14-19

17. Spiridonov, V. P., Shiryaeva, I. N., Malamut, O. Yu. (2023). Monitoring of the

State of the Subsoil and Fire Safety of the Shchelkovsky Underground Gas Storage. *Technical Opponent*, 9(1), 58-63.

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

19. 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

20. Kantyukov, R. R., Zapevalov, D. N., Vagapov, R. K., Ibatullin, K. A. Patent № 2772614, RF. *Corrosion testing method and installation for its implementation*.

21. Kantyukov, R. R., Zapevalov, D. N., Vagapov, R. K. (2021). Analysis of the application and impact of carbon dioxide media on the corrosion state of oil and gas facilities. *Journal of Mining Institute*, 250(4), 578-586. doi:10.31897/PMI.2021.4.11

22. Wang, Z., Wang, L., Liu, H. et.al. (2022). Study on CO₂ 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>

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

24. <https://neftegaz.ru/tech-library/transportirovka-i-khranenie/141649-podzemnoe-khranilishche-gaza/>

Информация об авторах

Руслан Кизитович Вагапов, д.т.н., к.х.н., начальник лаборатории, Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Московская область, Российская Федерация
Константин Анатольевич Ибатуллин, к.х.н., в.н.с., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Российская Федерация

Information about authors

Ruslan K. Vagapov, 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