

УДК 620.197.3
<https://doi.org/10.32686/1812-5220-2021-18-2-60-71>

ISSN 1812-5220
© Проблемы анализа риска, 2021

Анализ нормативных требований при оценке углекислотной коррозии на объектах добычи газа

Запевалов Д. Н.,

Вагапов Р. К. *

Газпром ВНИИГАЗ,
142717, Россия, Московская
обл., Ленинский р-н,
с. п. Развилковское,
пос. Развилка,
Проектируемый проезд
№ 5537, вл. 15, стр. 1

Аннотация

Цель. На многих месторождениях в добываемом газе присутствует коррозионно-агрессивный CO_2 , который в сочетании с влагой и другими факторами стимулирует интенсивное развитие процессов коррозии, в том числе и локального характера, что требует внимательного отношения к оценке коррозионной агрессивности эксплуатационных сред для выбора эффективной противокоррозионной защиты. Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов предотвращает не только техногенные риски, но и не менее важные экологические риски, которые особенно опасны для объектов морского подводного расположения для арктических прибрежных объектов.

Методы. Осуществлен анализ нормативно-технической документации в области оценки коррозионных рисков, агрессивных факторов внутренней коррозии и эксплуатационных условий месторождений газа и газового конденсата.

Результаты. Одним из критериев оценки коррозионной опасности является скорость коррозии стали в эксплуатационных условиях. Однако в нормативных документах преимущественно регламентирована общая скорость коррозии, которая оценивает равномерное утонение металла. Но никак не учитывается скорость локальной коррозии, которая наиболее актуальна именно для условий углекислотной коррозии стали. Еще одним инструментом для определения рисков может быть коррозионный припуск к толщине стенки трубы, который должен выбираться на этапе проектирования и который предусматривается для компенсации коррозионных потерь в процессе эксплуатации газопроводов. Показано, что регламентированный в основных нормативных документах минимальный коррозионный допуск (3 мм) является недостаточным, особенно для объектов морского расположения.

Закключение. Опыт эксплуатации объектов добычи газа подтверждает, что скорость локальной коррозии может достигать нескольких мм/год. Для ее ограничения следует выбирать эффективные меры противокоррозионной защиты, например использование ингибиторов коррозии, и предусматривать обоснованный уровень допуска на коррозию, который бы учитывал соответствующий уровень коррозионных рисков на объекте добычи газа.

Ключевые слова: объекты добычи газа, коррозионные риски, скорость коррозии, коррозионный припуск, локальная коррозия.

Для цитирования: Запевалов Д. Н., Вагапов Р. К. Анализ нормативных требований при оценке углекислотной коррозии на объектах добычи газа // Проблемы анализа риска. Т. 18. 2021. № 2. С. 60—71, <https://doi.org/10.32686/1812-5220-2021-18-2-60-71>

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Analysis of Regulatory Requirements for the Assessment of Carbon Dioxide Corrosion at Gas Production Facilities

Dmitry N. Zapevalov,
Ruslan K. Vagapov*,
Gazprom VNIIGAZ,
Proektiruemyy proezd, 5537, 15,
bldg 1, Razvilka,
s.p. Razvilkovskoe, 142717,
Leninsky dist., Moscow region,
Russia

Abstract

Aim. In many fields, the produced gas contains corrosive CO₂, which, in combination with moisture and other factors, stimulates the intensive development of corrosion processes, including local ones, which requires careful attention to the assessment of the corrosiveness of operating fluids in order to select effective anti-corrosion protection. Ensuring reliable and safe operation of equipment and pipelines prevents not only man-made risks, but also no less important environmental risks, which are especially dangerous for marine underwater facilities for Arctic coastal facilities.

Methods. The analysis of normative and technical documentation in the field of assessment of corrosion risks, aggressive factors of internal corrosion and operating conditions of gas and gas condensate fields has been carried out.

Results. One of the criteria for assessing the corrosion hazard is the corrosion rate of steel under operating conditions. However, the normative documents predominantly regulate the general corrosion rate, which evaluates the uniform thinning of the metal. But the rate of local corrosion is in no way taken into account, which is most relevant precisely for the conditions of carbon dioxide corrosion of steel. Another tool for identifying risks can be a corrosion allowance to the pipe wall thickness, which should be selected at the design stage and which is provided to compensate for corrosion losses during the operation of gas pipelines. It is shown that the minimum corrosion allowance (3 mm) specified in the main regulatory documents is insufficient, especially for offshore facilities.

Conclusion. The experience of operating gas production facilities confirms that the rate of local corrosion can reach several mm/year. To limit this, effective anti-corrosion measures should be chosen, for example, the use of corrosion inhibitors, and a reasonable level of corrosion allowance should be provided that would take into account the corresponding level of corrosion risks at the gas production facility.

Keywords: gas production facilities, corrosion risks, corrosion rate, corrosion allowance, local corrosion.

For citation: Zapevalov D.N., Vagapov R.K. Analysis of regulatory requirements for the assessment of carbon dioxide corrosion at gas production facilities // Issues of Risk Analysis. Vol. 18. 2021. No. 2. P. 60—71, <https://doi.org/10.32686/1812-5220-2021-18-2-60-71>

The authors declare no conflict of interest.

Содержание

Введение

1. Факторы и условия протекания внутренней коррозии

2. Нормативно-методическая база

3. Критерии оценки

4. Процедура оценки

5. Практические аспекты реализации мер оценки коррозионных рисков

Заключение

Литература

Введение

Контроль технического состояния объектов добычи и подготовки газа является одной из приоритетных задач в процессе их эксплуатации. Важнейшими элементами при обеспечении их безопасной эксплуатации являются оценка и анализ коррозионной ситуации и соответствующая организация мер по предупреждению коррозионных проявлений. Оценка коррозионных рисков является элементом системного подхода, который в ПАО «Газпром» реализуется для всех этапов единого технологического комплекса добычи, транспортировки и переработки газа и газового конденсата. Для обеспечения надежной работы магистральных газопроводов внедрена и реализуется Система управления техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы, которая на основе анализа техногенных рисков и оценки системной значимости производственных объектов обеспечивает приоритетное адресное направление необходимых ресурсов [1–2].

Для месторождений добычи газа задачи обеспечения надежности и безопасности объектов также актуальны, но факторы риска имеют отличия. Основные инфраструктурные объекты (скважинное оборудование, промысловые трубопроводные системы) нередко эксплуатируются в коррозионно-агрессивных условиях присутствия диоксида углерода (CO_2), сероводорода и других опасных показателей. Высокая коррозионность добываемых и транспортируемых сред на объектах добычи газа вызывает развитие внутренней коррозии, наиболее опасными и распространенными из которых являются сероводородная коррозия и углекислотная коррозия (УКК).

На современном этапе освоение перспективных газовых и газоконденсатных месторождений на территории РФ преимущественно связано с объектами, в составе добываемой продукции которых присутствует CO_2 [3–6]. К таким месторождениям относятся как сухопутные объекты (Бованенковское, Уренгойское и др.), так и морского расположения (Кириновское месторождение). Особую опасность УКК представляет ее локальный характер на поверхности стального оборудования и элементов трубопроводной системы. В связи с этим требуется повышенное внимание к вопросам оценки коррозионных рисков с определением агрессивности сред

по отношению к металлам и обеспечение необходимых мер противокоррозионной защиты (ПКЗ) для безаварийной работы оборудования и трубопроводов, изготовленных из углеродистой или низколегированной стали [7–8].

Следует отметить, что вопросам эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов, в том числе и подводного размещения, и оценке возможных рисков уделяется значительное внимание в отечественной и зарубежной практике [9–12].

Риск развития внутренней коррозии может повлиять не только на безопасность и надежность эксплуатации опасного газового объекта. Не менее существенными могут быть экологические риски, к которым может привести нарушение целостности объектов вследствие локальной коррозии на трубопроводной системе газового объекта, эксплуатируемого при повышенных давлениях и в присутствии коррозионно-активных компонентов. Особенно опасными экологические риски могут стать для объектов морского подводного расположения — таких как Кириновское месторождение, а также и для арктических прибрежных объектов, например Харасавэйского месторождения. Мировой опыт эксплуатации подобных объектов позволяет оценить задачи и проблемы обеспечения их защиты от внутренней коррозии. В [13] сообщается, что до 39% количества инцидентов на подводных трубопроводах в Мексиканском заливе связано с внутренней коррозией: коррозионных дефектов по причине внутренней коррозии в 4 раза больше по сравнению с наружной.

Расположение Харасавэйского месторождения на арктическом побережье Карского моря и удаленность его от инфраструктурных объектов диктует повышенные требования к обеспечению безопасной работы, одним из аспектов которого является защита от техногенных рисков коррозионного характера [14]. Разрушения оборудования и трубопроводов вследствие коррозии в таких особо суровых природно-климатических условиях потенциально могут привести к существенным экологическим последствиям. Планирование и реализация мероприятий по ПКЗ направлены на защиту от техногенных и экологических рисков на объектах добычи углеводородного сырья.

Рассмотрим более подробно основные моменты, регламентирующие коррозионные риски на объектах добычи газа.

1. Факторы и условия протекания внутренней коррозии

Наиболее металлоемким видом оборудования на газовых добычных объектах являются промышленные трубопроводы (обвязки скважин, коллектора, шлейфы). Именно они будут подвержены наибольшему по масштабам коррозионному воздействию. В газопроводной системе внутренняя коррозия может возникнуть [15]:

- в нижней части трубы при скоплении влаги (bottom-of-line corrosion, BOL);
- в верхней части трубы при конденсации влаги (top-of-line corrosion, TOL);
- в местах скопления влаги (щели, зазоры, застойные зоны, перепад высот и др.).

Основными факторами влияния на протекание коррозионных процессов в присутствии CO_2 и влаги являются минерализация и температура водной фазы. Важную роль играет содержание водной фазы в водно-углеводородной среде, а также режим течения транспортируемого продукта, особенно когда создаются условия для расслоенного движения потока (с выделением водной части в отдельную фазу) [7—8, 16].

Наиболее интенсивным проявлением коррозионного воздействия является так называемая TOL-коррозия, которая характеризуется локализацией коррозионного процесса с образованием питтингов и язв. Данные коррозионные процессы, протекающие в условиях конденсации влаги, являются эксплуатационной особенностью, характерны только для газовых объектов и отличают ее в части развития коррозии от нефтяных месторождений. Для возникновения условий начала и протекания процесса необходимо, чтобы добываемый пластовый газ обладал определенным влагосодержанием и одновременно создавались бы термобарические условия для выделения воды из газовой среды с конденсацией ее на внутренней поверхности верхней составляющей трубы [15, 17—18].

По опыту действующих объектов на практике оценка коррозионной агрессивности для ряда объектов добычи газа и газового конденсата в присутствии CO_2 проводилась достаточно формально, без учета всех коррозионно-опасных факторов. К тому же нередко содержание CO_2 , которое влияет на значение его парциального давления, при-

нималось по усредненному, а не максимальному значению. В результате при проектировании принимались заниженные результаты по парциальному давлению CO_2 , вследствие чего оценка агрессивности сред была также занижена. Как следствие, меры по защите от внутренней коррозии и мониторингу коррозионного состояния были выбраны недостаточные либо не предусматривались совсем. Такая некорректная оценка и занижение опасности CO_2 в добываемых углеводородах по отношению к стальному оборудованию и трубопроводам в дальнейшем приводили к неучтенным коррозионным рискам (вплоть до остановки объекта), существенным затратам на устранение коррозионных последствий (ремонт и др.) и необходимости выбора и обоснования срочных корректирующих мероприятий [19].

2. Нормативно-методическая база

Исходная оценка коррозионных рисков по наличию коррозионно-опасных факторов (парциальное давление CO_2 , присутствие водной фазы, температура и др.) является предварительной. Для оценки реальной коррозионной агрессивности среды необходимо проведение практических испытаний по определению скорости коррозии применяемых сталей в эксплуатационных средах. Окончательная оценка коррозионных рисков проводится по результатам имитационных испытаний (лабораторных и автоклавных) в условиях, приближенных к реальным, с определением скорости коррозии среды [20—21].

Проведенный нами анализ российских и зарубежных стандартов показывает, что при оценке опасности коррозии в нормативной документации преимущественно используется скорость общей коррозии, а скорость локальной коррозии никак не учитывается при оценке коррозионных рисков и опасности внутренней коррозии. Так, в соответствии с положениями ГОСТ Р 55990-2014¹, ГОСТ Р 58284-2018² и ГОСТ Р 58216-2018³,

¹ ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

² ГОСТ Р 58284-2018 Нефтяная и газовая промышленность. Морские промысловые объекты и трубопроводы. Общие требования к защите от коррозии.

³ ГОСТ Р 58216-2018 Нефтяная и газовая промышленность. Арктические операции. Защита от коррозии морских сооружений.

эксплуатационные условия на нефтегазовом объекте являются коррозионно-агрессивными, если измеренная опытным путем скорость общей коррозии транспортируемых сред превышает 0,1 мм/год, что позволяет относить коррозионную активность эксплуатируемой системы к средней и более высоким степеням.

В стандартах для подводных трубопроводов, изготовленных из углеродистой/низколегированной сталей, для условий транспортировки коррозионно-опасных сред рекомендуется использовать дополнительную толщину стенки трубы DNV-OS-F101⁴ и ГОСТ Р 54382-2011⁵. Такой *припуск на коррозию*, или *коррозионный припуск* (аналог зарубежного термина “corrosion allowance”), предназначен для компенсации возможного ухудшения коррозионной ситуации в ходе эксплуатации. В качестве примечания в стандартах DNV-OS-F101 и ГОСТ Р 54382-2011 сообщается, что «припуск на коррозию используется для компенсации в первую очередь равномерной коррозии и в меньшей степени таких коррозионных дефектов, как язвы и пятна» (по-видимому, имеются в виду случаи локальной коррозии). В документах отмечается, что «...припуск на коррозию может также улучшить эксплуатационную надежность и повысить полезный срок эксплуатации...», но коррозионный припуск рассматривается с точки зрения обеспечения прочности трубопровода, а не предотвращения локальной коррозии, т. к. сообщается, что «...дополнительная толщина стенки будет только откладывать во времени появление утечек в пропорции к повышению толщины стенки».

При расчете коррозионного припуска в обоих стандартах (DNV-OS-F101 и ГОСТ Р 54382-2011) рекомендуется учитывать:

- расчетный срок эксплуатации и потенциальную коррозионную активность продукта;
- ожидаемую форму коррозионных дефектов (как это описано и указано выше);
- ожидаемую надежность планируемых методик и технологий защиты от коррозии, например ингибиторов коррозии.

Отмечается, что подводные трубопроводы, «транспортирующие углеводородные продукты с вероятным содержанием воды в жидком состоянии в течение срока эксплуатации, должны иметь припуск на внутреннюю коррозию как минимум 3 мм» по ГОСТ Р 54382-2011 и DNV-OS-F101. В документах декларируется, что «...значение припуска на коррозию должно быть достаточным, для того чтобы учесть любые реальные ухудшения характеристик в результате коррозии, которые могут произойти в период между двумя последовательными инспекциями для мониторинга работоспособности...», а не на весь срок службы. Такой подход представляется достаточно рискованным, особенно с учетом повышенных экологических рисков морских объектов, сложности проведения диагностических обследований и тем более ремонтных работ на подводном оборудовании и газопроводах [22].

Следует отметить, что рекомендуемый в стандартах в качестве компенсирующей меры коррозионный припуск обычно соотносится с общей (равномерной) коррозией и применяется в качестве критерия применения средств ПКЗ, например ингибиторов коррозии. Так, коррозионный припуск в 3 мм включает ежегодное утонение в 0,1 мм (при принятой как допустимая скорости коррозии 0,1 мм/год) при планируемом сроке службы объекта 30 лет. При этом риски развития локальной коррозии фактически не учитываются в рекомендациях по выбору размера коррозионного припуска. При развитии локальных дефектов со скоростью более чем в 1,5—4 раза выше можно сделать вывод, что коррозионный допуск, предусматривающий протекание коррозии со скоростью 0,1 мм/год, относится либо к ситуации полного отсутствия какой-либо коррозионной опасности, либо для случаев использования средств ПКЗ, например ингибиторов коррозии, применение которых способно обеспечить низкий уровень коррозии (ниже 0,1 мм/год), в том числе и для локальных коррозионных дефектов (в первую очередь). Последствия развития локальной коррозии — критическое утонение элементов конструкции, в предельном случае — сквозное повреждение.

⁴ DNV-OS-F101-2013 Submarine Pipeline Systems.

⁵ ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.

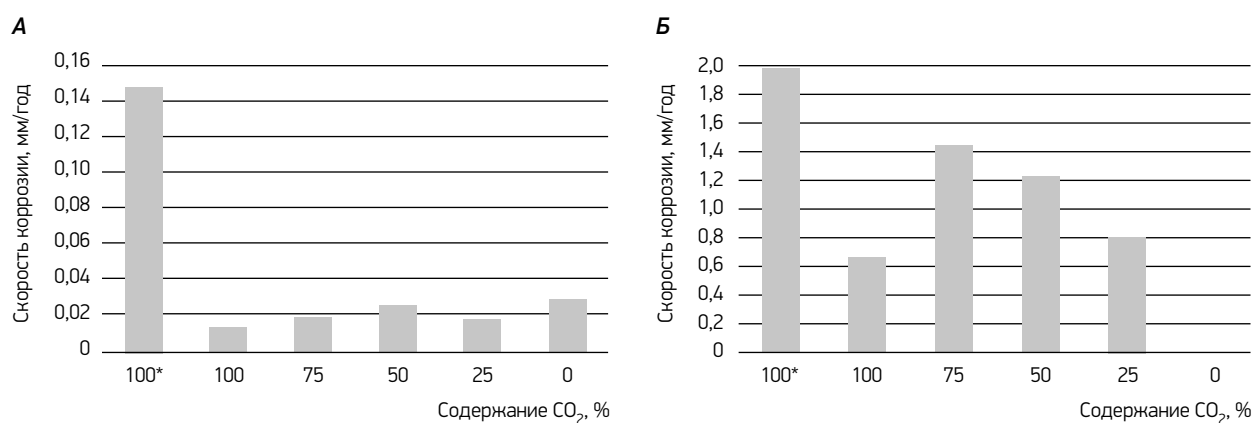


Рисунок. Скорость коррозии стали 09Г2С в зависимости от содержания CO₂ в условиях конденсации влаги: 0—100 при комнатной температуре (20—25 °С); 100* при повышенной температуре (50 °С); А — общая скорость коррозии ($K_{\text{общ.}}$); Б — максимальная скорость локальной коррозии ($K_{\text{лок. макс.}}$) по [15]

Figure. The corrosion rate of 09G2S steel depending on the CO₂ content under the conditions of moisture condensation: 0—100 at room temperature (20—25 °C); 100* at elevated temperatures (50 °C); А — general corrosion rate ($K_{\text{gen.}}$); Б — maximum local corrosion rate ($K_{\text{loc. max.}}$) no [15]

3. Критерии оценки

Исходя из изложенного ранее, важным является фиксирование не только общей, но и, при наличии дефектов на поверхности образца, скорости локальной коррозии, определяемой по глубине коррозионного поражения. Особенно это актуально в условиях УКК и ТОЛ-коррозии, характерной именно для газовых объектов. На рисунках приведены данные испытаний в моделируемых средах на трубной стали 09Г2С при конденсации влаги в условиях присутствия CO₂ (0,025—0,1 МПа). Наши испытания показали [15], что при температуре среды 20...25 °С общая скорость коррозии — ниже 0,1 мм/год. При этом скорость локальной коррозии может достигать 0,3...0,6 мм/год.

При температуре образца 50 °С и, соответственно, с увеличением температурного перепада на поверхности стали будет конденсироваться больше воды, и скорость коррозии возрастает. Общая скорость коррозии — несколько более 0,1 мм/год, скорость локальной коррозии — достигает и даже превышает 1 мм/год. Видно, что в отсутствие CO₂ локальные коррозионные дефекты не образуются. С увеличением содержания CO₂ (от 25 до 100%) возрастает и скорость локальной коррозии, которая существенно выше 0,1 мм/год,

и по результатам испытаний достигает величин до 1,5—2,0 мм/год [15].

В связи с этим в разработанном ООО «Газпром ВНИИГАЗ» стандарте СТО Газпром 9.0-001-2018⁶ для газовых сред приводятся рекомендации по измерению не только общей, но и локальной (неравномерной) скоростей коррозии. Для равномерной коррозии скорость коррозии определяется по потере массы. При питтинговой (неравномерной) коррозии скорость коррозии рассчитывают по глубинному показателю (K_z) по формуле:

$$K_z = \delta / t, \quad (1)$$

где δ — глубина питтинга, мм;

t — время, за которое определяется скорость коррозии (время экспозиции в коррозионных условиях), год.

4. Процедура оценки

Как отмечалось выше, формальная, без учета дополнительных коррозионно-опасных факторов, оценка коррозионных рисков для ряда объектов добычи газа и газового конденсата в присутствии

⁶ СТО Газпром 9.0-001-2018 Защита от коррозии. Основные положения.

CO₂ может приводить к ошибочным пониженным результатам оценки агрессивности сред. Вследствие этого могут быть ограничены меры защиты от внутренней УКК и решения по коррозионному мониторингу.

Опыт зарубежных газовых объектов с УКК, которые введены в эксплуатацию в 80—90-е гг. XX в., показывает [23—24], что оптимальным и рациональным является учет коррозионных рисков на предварительных этапах проектирования, для своевременного обоснования и применения защитных мероприятий, например ингибиторной защиты, для ПКЗ с начала эксплуатации газового добычного объекта.

Для новых газовых объектов, которые относятся к потенциально коррозионно-агрессивным, в проектных решениях могут рассматриваться два основных способа защиты:

- коррозионно-стойкое материальное исполнение трубопроводов и оборудования;
- использование ингибиторов коррозии (в случае выбора в качестве конструкционной для инфраструктурных объектов углеродистой/низколегированной стали).

Дополнительными решениями могут являться сокращение количества коррозионных компонентов, удаление/минимизация воды (за счет выбора термобарических режимов работы объектов).

По нашему мнению, на этапе проекта разработки газового добычного объекта следует:

- проанализировать доступные исходные данные по основным эксплуатационным факторам с точки зрения опасности развития коррозии;
- сформировать основные технические и технологические решения для обоих основных способов защиты от коррозионных рисков.

Выбор средств ПКЗ осуществляется уже при следующем этапе (проект обустройства) по результатам технико-экономического сравнения возможных вариантов. Осуществляется выбор конструкционного материала и, при необходимости, подбор решений по ингибиторной защите от коррозионных воздействий. На этом этапе проводятся коррозионные испытания по оценке степени коррозионной стойкости стали и подбору ингибитора коррозии и технологии ингибиторной защиты [21, 25].

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 на этапе проектирования «...необходимость применения ингибиторов коррозии определяется в ходе проведения испытаний по определению опытным путем скорости коррозии в реальных или модельных (наиболее приближенных к реальным) эксплуатационных средах. При моделировании испытаний по определению коррозионной агрессивности сред, транспортируемых по промышленным трубопроводам, и эффективности в них ингибиторов коррозии должны быть учтены следующие эксплуатационные условия, влияющие на их коррозионную активность: минерализация, pH, температура, давление, агрессивные газы и др.». В этом же стандарте отмечается, что «...ингибитор коррозии необходимо применять, если измеренная опытным путем скорость коррозии транспортируемых по промышленным трубопроводам сред превышает 0,1 мм/год...». При этом применяемый ингибитор коррозии должен обеспечивать защиту, гарантирующую эксплуатацию промышленных трубопроводов в течение всего проектного срока их службы, при средней скорости общей коррозии не более 0,1 мм/год.

Как было отмечено ранее, существуют и технологические способы снижения коррозии, например предотвращение выделения воды в отдельную фазу (транспортировку водонефтяной эмульсии в смешанном виде) [26]. Однако в наибольшей степени такие решения применимы к нефтяным объектам, когда транспортируется водонефтяная эмульсия. На практике же такие способы трудно осуществимы с технической точки зрения, так как требуют создания турбулентного режима потока, что может потребовать увеличения давления и дебита добываемых углеводородов, и будут сопряжены с множеством факторов (диаметр трубы, непостоянство во времени соотношения «углеводород: пластовая вода», ограничения по максимальному давлению и др.).

Важным аспектом проектирования является анализ коррозионного состояния, который заключается в планировании достаточного по объему информации коррозионного контроля для определения степени коррозионной агрессивности добываемых сред и оценки эффективности (соответствия) применяемых методов противокоррозионной защиты. Разработка предложений по мероприятиям в рамках

мониторинга для контроля и прогноза коррозионного состояния осуществляется согласно СТО Газпром 9.4-023-2013⁷ и СТО Газпром 9.3-011-2011⁸.

5. Практические аспекты реализации мер оценки коррозионных рисков

Важными этапами в процессе эксплуатации являются контроль и оценка коррозионных рисков, для чего используются различные методы коррозионного мониторинга и диагностических обследований [27—28]. Методы коррозионного мониторинга разделяются на прямые и косвенные [15].

На Бованенковском НГКМ (БНГКМ) по результатам диагностических обследований и толщинометрии (до начала использования ингибиторов коррозии) было зафиксировано большое количество локальных коррозионных дефектов на обвязках скважин, которые являются первыми трубопроводными участками после выхода добываемого газа из скважины, и где вследствие быстрого охлаждения газа создаются условия для ТОЛ-коррозии. Для этих объектов был оценен глубинный показатель коррозии (скорость локальной коррозии), рассчитанный по максимальной глубине дефектов за период времени с начала эксплуатации. По его результатам было выделено три диапазона скоростей локальной (питтинговой) коррозии, характерных для различных пластов с отличающимся содержанием CO_2 : 1,5—2,8; 0,4—1,88; 0,25—0,8 мм/год [3]. Уменьшение значений глубинного показателя коррозии совпадает с понижением содержания CO_2 в пластах БНГКМ (парциальное давление CO_2 от 0,02 до 0,2 МПа). При скорости локальной коррозии 2 мм/год на трубе из стали 09Г2С, из которой изготовлены трубопроводы на большинстве газовых добычных объектов, с проектной толщиной стенки трубопроводов обвязки скважин 6 мм [3] сквозное коррозионное повреждение может развиваться до образования сквозного дефекта в течение 3 лет эксплуатации в условиях УКК.

⁷ СТО Газпром 9.4-023-2013 Защита от коррозии. Мониторинг и прогноз коррозионного состояния объектов и оборудования. Система сбора, обработки и анализа данных. Основные требования.

⁸ СТО Газпром 9.3-011-2011 Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промышленных объектов и трубопроводов. Основные требования.

На объектах Юбилейного НГКМ, где содержание CO_2 в газе повышенное и составляет от 0,15 до 1,00%, также была выявлена локальная УКК [29]. Диагностические замеры методами ультразвуковой толщинометрии (УЗТ) и рентгенографического контроля (РК) показали, что глубина поражений на наземных трубопроводных участках, транспортирующих продукцию из скважин с наиболее высоким содержанием CO_2 , через 2 и 3 года эксплуатации достигали 0,8 и 3,7 мм соответственно. С учетом эксплуатационного периода максимальная скорость локальной скорости коррозии составляла 0,26 и 1,23 мм/год (на 2-й и 3-й годы). В течение года (со 2-го на 3-й год эксплуатации) глубина коррозии и скорость локальной коррозии стремительно выросли в 4—5 раз. Своевременное фиксирование локальных дефектов и ежегодный их мониторинг позволили вовремя установить необходимость замены дефектного участка. При толщине трубы 8 мм (на обвязке скважин) утонение в месте локального повреждения до 40—50% от общей толщины может привести в течение 2—3 лет к нарушению целостности трубопроводной системы, особенно при повышенных эксплуатационных давлениях газового объекта.

На газовом месторождении Бонгкот (содержание CO_2 более 20%), расположенном в заливе в Таиланде, были проведены замеры локальных дефектов ТОЛ-коррозии [30]. Диагностические замеры на подводном трубопроводе (глубина 80 м), где при контакте добываемой продукции (до 90 °С) с холодной морской водой (18 °С) происходит конденсация воды, толщинометрия выявила случаи ТОЛ-коррозии в верхней образующей трубы (от 10 до 2 ч): от 30 до 60% от стенки трубы (на первых 500—1000 м трубопровода от скважины). Расчеты показывают, что при толщине стенки трубы 15,88 мм 30—60%-е утонение составит до 4,75—9,5 мм. Заложенный в толщину трубы допуск на коррозию (5 мм) исчерпал себя за 3—5 лет. Скорость локальной ТОЛ-коррозии на данном месторождении составляла 0,95—1,9 мм/год, что по значениям близко к полученным нами при имитационных испытаниях ТОЛ-коррозии (рисунок, Б).

Анализ газовых месторождений норвежского шельфа [23—24], где также в коррозионно-агрессивных условиях эксплуатируются объекты

с протяженными подводными трубопроводами, показывает, что на них предусматриваются и принимаются меры по защите от УКК с учетом рекомендаций рассмотренного ранее норвежского стандарта DNV-OS-F101. По данным [24], для объектов месторождения ORMEN LANGE самая низкая температура воды в Норвежском море в районе прохождения трубопровода составляет до минус 1,2 °С. Это может приводить к TOL-коррозии на верхней образующей трубы на начальной (первой от скважины) части трубопровода. С целью обеспечения 50-летнего срока службы трубопровода специалистами были выбраны (назначены) следующие коррозионные припуски (в зависимости от опасности и возможности создания условий для конденсации влаги): 10 мм (на теплой части трубопровода) и 7,5 мм (на холодной части трубопровода).

Для другого крупного газового месторождения на норвежском шельфе Snøhvit, по данным авторов [23], в качестве одной из мер было рекомендовано предусмотреть коррозионный припуск из расчета скорости коррозии не более 0,2 мм/год. Для срока службы данного месторождения в 30 лет он может составить не менее 6 мм. Следует отметить, что данный коррозионный припуск был обозначен только в качестве одной из мер защиты от УКК, в дополнение к использованию химических методов и ингибиторов коррозии.

Заключение

Анализ нормативно-технической документации показал, что основным критерием при оценке коррозионной активности сред и степени защиты от коррозии является величина скорости коррозии. Учет только общей (равномерной) коррозии является недостаточным, особенно в условиях углекислотной коррозии. Зарубежный и отечественный опыт эксплуатации объектов добычи газа в присутствии коррозионно-агрессивного CO₂ подтверждает, что скорость локальной коррозии в таких условиях может достигать до 3...6 мм/год. Для снижения рисков углекислотной коррозии необходимо выбирать эффективные меры противокоррозионной защиты, например использование ингибиторов коррозии, и предусматривать необходимый уровень допуска на коррозию, который бы учитывал соответствующий уровень коррозионных рисков на объектах

добычи газа. Вопросы выбора коррозионного припуска для углекислотной коррозии недостаточно регламентированы и требуют уточнения, что особенно актуально в условиях развития TOL-коррозии, характерной для газовых добычных объектов.

Литература [References]

1. Кантюков Р.Р., Бутусов О.Б., Мешалкин В.П., Панарин В.М. Система поддержки принятия решений по управлению рисками опасных ситуаций в сложных системах газоснабжения // Программные продукты и системы. 2020. Т. 33. № 2. С. 250—256. DOI: 10.15827/0236-235X.130.250-256 [Kantyukov R. R., Butusov O. B., Meshalkin V. P., Panarin V. M. Decision support system for risk management of dangerous situations in complex gas supply systems. Software & Systems, 2020. Vol. 33. No. 2. P. 250—256 (In Russ.)] DOI: 10.15827/0236-235X.130.250-256
2. Харионовский В.В. Управление техническим состоянием магистральных газопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2020. № 3. С. 40—47. DOI: 10.24000/0409-2961-2020-3-40-47 [Kharionovskiy V. V. Management of the main gas pipelines technical condition // Bezopasnost truda v promyshlennosti // Occupational safety in industry. 2020. No. 3. P. 40—47 (In Russ.)] DOI: 10.24000/0409-2961-2020-3-40-47
3. Слугин П.П., Полянский А.В. Оптимальный метод борьбы с углекислотной коррозией трубопроводов на Бованенковском НГКМ // Наука и техника в газовой промышленности. 2018. № 2 (74). С. 104—109. [Slugin P. P., Polyanskiy A. V. Optimal method for combating carbon dioxide corrosion of pipelines at Bovanenkovo oil and gas condensate field // Science and technology in the gas industry. 2018. No. 2 (74). P. 104—109 (In Russ.)]
4. Корякин А.Ю., Дикамов Д.В., Колинченко И.В. и др. Опыт подбора ингибиторов коррозии для защиты от углекислотной коррозии объектов второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2018. № 6. С. 48—55. DOI: 10.30713/1999-6934-2018-6-48-55 [Koryakin A. Yu., Dikamov D. V., Kolinchenko I. V. et al Experience of corrosion inhibitors selection to protect the objects of the second site of achimovsky deposits of Urengoy oil and gas-condensate field from carbon acid corrosion // Equipment and technologies for oil and gas complex. 2018. No. 6. P. 48—55 (In Russ.)] DOI: 10.30713/1999-6934-2018-6-48-55

5. Байдин И. И. Опыт борьбы с углекислотной коррозией на Юбилейном НГКМ // Наука и техника в газовой промышленности. 2020. № 3 (83). С. 3—8. [Baydin I. I. Practice of combating carbon dioxide corrosion at the Yubileynoye Oil and Gas Condensate Field // Science and technology in the gas industry. 2020. No. 3 (83). P. 3—8 (In Russ.)]
6. Петренко В. Е., Нуриев М. Ф., Шевелев М. Б. и др. Опыт разработки месторождения на шельфе Российской Федерации, оборудованного подводно-добычным комплексом // Газовая промышленность. 2018. № 11 (777). С. 8—13. [Petrenko V. E., Nuriyev M. F., Shevelev M. B. et al. Experience of development and reservoir engineering at off-shore field equipped with subsea production units in the Russian Federation // Gas Industry. 2018. No. 111 (777). P. 8—13 (In Russ.)]
7. Zapevalov D., Vagapov R. Aspects of protection against carbon dioxide corrosion of gas production facilities // E3S Web of Conferences 121, 02013 (2019) Corrosion in the Oil & Gas Industry 2019. DOI 10.1051/e3sconf/201912102013
8. Вагапов Р. К., Запечалов Д. Н., Ибатуллин К. А. Анализ воздействия основных факторов эксплуатации на коррозионную ситуацию на объектах добычи газа в присутствии диоксида углерода // Наука и техника в газовой промышленности. 2020. № 3 (83). С. 38—46. [Vagapov R. K., Zapevalov D. N., Ibatullin K. A. Analysis of the effect of the main operating factors on the corrosion situation at gas production facilities in the presence of carbon dioxide // Science and technology in the gas industry. 2020. No. 3 (83). P. 38—46 (In Russ.)]
9. Лаптева Т. И., Мансуров М. Н., Шабарчина М. В. Эксплуатационная надежность морских трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях континентального шельфа России // Безопасность труда в промышленности. 2018. № 1. С. 30—34. DOI: 10.24000/0409-2961-2018-1-30-34 [Lapteva T. I., Mansurov M. N., Shabarchina M. V. Operational reliability of the offshore pipelines in the severe engineering-geological conditions of the continental shelf of Russia // Occupational safety in industry. 2018. No. 1. P. 30—34 (In Russ.)] DOI: 10.24000/0409-2961-2018-1-30-34
10. Simpson Caroline, Thomson Hunter, Frigo Dario M., Graham Gordon M., and Robert Stalker. Assessing Corrosion Risk and Selection of Appropriate Testing Programmes for Gas and Gas-Condensate Pipelines. Paper presented at the CORROSION 2017. New Orleans, Louisiana, USA. March 2017.
11. Sikder Hasan, Lily Sweet, Jason Hults, Genebelin Valbuena, Binder Singh. Corrosion risk-based subsea pipeline design, International Journal of Pressure Vessels and Piping, V. 159. 2018. P. 1—14. ISSN 0308-0161, <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2017.10.003>
12. Мансуров М. Н., Голубин С. И., Савельев К. Н. Проблемы системного проектирования объектов морской нефтегазодобычи в Российской Федерации // Научный журнал Российского газового общества. 2020. Т. 26. № 3. С. 27—36. [Mansurov M. N., Golubin S. I., Savelyev K. N. System design issues of offshore oil and gas production facilities in Russian Federation // Scientific journal of the Russian gas society. 2018. No. 3 (26). P. 27—36 (In Russ.)]
13. Powell D. Integrity Management for Piggable and Non-Piggable Subsea Pipelines NACE Corrosion conference. 2008. Paper 51300-08135.
14. Меньшиков С. Н., Мельников И. В., Малахова Ю. В., Ермилов О. М. Использование подземных резервуаров в многолетнемерзлых породах для размещения отходов бурения при строительстве газовых скважин в Арктической зоне РФ на примере Харасавейского месторождения // Газовая промышленность. 2020. № 7 (803) С. 122—128. [Menshikov S. N., Melnikov I. V., Malakhova Yu. V., Ermilov O. M. Using permafrost-buried tanks for drilling cuttings during the gas well construction in the Russian arctic exemplified by Kharasaveyskoye field // Gas industry. 2020. No. 7 (803). P. 122—128 (In Russ.)]
15. Вагапов Р. К., Запечалов Д. Н. Практические аспекты использования диагностических методов совместно с другими данными контроля коррозии и имитационными испытаниями при эксплуатации объектов добычи газа в коррозионно-агрессивных условиях // Дефектоскопия. 2020. № 7. С. 61—76. [Vagapov R. K., Zapevalov D. N. Practical aspects of using diagnostic methods together with other data of corrosion control and with simulation tests during operation of gas production objects under corrosion aggressive conditions // Defektoskopiya. 2020. No 7. P. 61—76 (In Russ.)] DOI: 10.31857/S0130308220070076
16. Paolinelli L., Nesic S. Hydrodynamic and Phase Wetting Criteria to Assess Corrosion Risk in Two-Phase Oil-Water Pipe Flows NACE Corrosion conference. 2016. Paper 51316-7408.
17. Вагапов Р. К., Ибатуллин К. А., Запечалов Д. Н. Протекание коррозионных процессов на стали при конденсации влаги и в присутствии диоксида углерода //

- Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2020. № 8. С. 41—45. [Vagapov, R.K., Ibatullin, K.A. & Zapevalov, D.N. Corrosion Processes on Steel Under Conditions of Moisture Condensation and in the Presence of Carbon Dioxide. *Chem Petrol Eng* 56, 673–680 (2020). <https://doi.org/10.1007/s10556-020-00825-5>
18. Al-Abbas F., Salem Q. Top of line corrosion probabilistic risk analysis for wet sour subsea pipeline NACE corrosion conference. 2019. Paper 51319-13116.
19. Вагапов Р.К., Запеевалов Д.Н. Коррозионная агрессивность эксплуатационных условий по отношению к стальному оборудованию и трубопроводам на объектах добычи газа, содержащего CO₂ // *Металлург*. 2021. № 1. С. 46—55. [Vagapov R.K., Zapevalov D.N. Corrosiveness of operating conditions in relation to steel equipment and pipelines at facilities for producing gas containing CO₂ // *Metallurgist*. 2021. No. 1. P. 46—55 (In Russ.)]
20. Вагапов Р.К., Запеевалов Д.Н. Критерии оценки коррозионной опасности и эффективности ингибиторной защиты при эксплуатации объектов добычи газа в присутствии диоксида углерода // *Наука и техника в газовой промышленности*. 2020. № 2 (82). С. 60—70. [Vagapov R.K., Zapevalov D.N. Criteria for the assessment of corrosion hazard and the efficiency of inhibitor protection during operation of gas production facilities in the presence of carbon dioxide // *Science and Technology in the Gas Industry*. 2020. No. 2 (82). P. 60—70 (In Russ.)]
21. Вагапов Р.К., Запеевалов Д.Н., Ибатуллин К.А. Исследование коррозии объектов инфраструктуры газодобычи в присутствии CO₂ аналитическими методами контроля // *Заводская лаборатория. Диагностика материалов*. 2020. Т. 86. № 10. С. 23—30. <https://doi.org/10.26896/1028-6861-2020-86-10-23-30> [Vagapov R.K., Ibatullin K.A., Zapevalov D.N. Study of corrosion of gas production infrastructure objects in the presence of CO₂ by the methods of analytical control // *Industrial laboratory. Diagnostics of materials*. 2020. Vol. 86. No. 10. P. 23–30 (In Russ.)] <https://doi.org/10.26896/1028-6861-2020-86-10-23-30>
22. Запеевалов Д.Н., Вагапов Р.К., Мельситдинова Р.А. Оценка коррозионных условий и решений по защите морских объектов от внутренней коррозии // *Научно-технический сборник Вести газовой науки*. 2018. № 4 (36). С. 79—86. [Zapevalov D.N., Vagapov R.K., Melsitdinova R.A. Assessing corrosion environment and internal corrosion remedies for offshore objects // *Vesti Gazovoy Nauki*. 2018. No. 4 (36). P. 79—86 (In Russ.)]
23. Hagerup O., Olsen S. Corrosion Control by pH Stabilizer, Materials and Corrosion Monitoring in 160 km Multiphase Offshore Pipeline NACE Corrosion conference. 2003. Paper 03328.
24. Wilhelmsen A., Meisingset H. Ormen Lange-1: Extreme subsea conditions drive concept development *Oil & Gas Journal*. 2005; 103 (45):62–67.
25. Стрельникова К.О., Вагапов Р.К., Запеевалов Д.Н. и др. Определение защитного последствия ингибиторов коррозии в присутствии агрессивного диоксида углерода на газовых месторождениях // *Коррозия: материалы, защита*. 2020. № 11. С. 29—37. DOI: 10.31044/1813-7016-2020-0-11-29-37 [Strelnikova K.O., Vagapov R.K., Zapevalov D.N. at all. Determination of protective aftereffect of corrosion inhibitors in presence of aggressive carbon dioxide in gas deposits // *Korroziya: materialy, zashchita*. 2020. No. 11. P. 29—37 (In Russ.)] DOI: 10.31044/1813-7016-2020-0-11-29-37
26. Wang Z. L., Zhang J. Emulsification reducing the corrosion risk of mild steel in oil-brine mixtures *Corrosion Science*. 2014; 86:310-317. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2014.06.009>
27. Велиулин И.И., Кантюков Р.А., Якупов Н.М. и др. О коррозии трубопроводов // *Наука и техника в газовой промышленности*. 2015. № 1 (61). С. 45—50. [Veliyulin I.I., Kanyukov R.A., Yakupov N.M. at all. About corrosion of pipelines // *Science and technology in the gas industry*. 2015. No. 1 (61), P. 45—50 (In Russ.)]
28. Велиулин И.И., Кантюков Р.А., Якупов Н.М. и др. Модели коррозионного износа // *Наука и техника в газовой промышленности*. 2015. № 1 (61). С. 57—67. [Veliyulin I.I., Kanyukov R.A., Yakupov N.M. at all. Corrosion wear models // *Science and technology in the gas industry*. 2015. No. 1 (61). P. 57—67 (In Russ.)]
29. Байдин И.И., Харитонов А.Н., Величкин А.В. Влияние углекислоты в природном газе газоконденсатной залежи нижнемеловых отложений Юбилейного нефтегазоконденсатного месторождения на эксплуатацию УКПГ-НТС // *Наука и техника в газовой промышленности*. 2018. № 2 (74). С. 23—35. [Baydin I.I., Kharitonov A.N., Velichkin A.V. Effect of carbon dioxide in the natural gas of the gas condensate reservoir of the Lower Cretaceous deposits of Yubileynoye oil and gas condensate field on the operation of the UKPG-NTS // *Science and technology in the gas industry*. 2018. No. 2 (74). P. 23—35 (In Russ.)]
30. Piccardino J.R., Stuvik M. Internal Inspection of Wet Gas Lines Subject to Top of the Line Corrosion NACE Corrosion conference. 2004. Paper 04354.

Сведения об авторах

Запевалов Дмитрий Николаевич: кандидат технических наук, начальник Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии Общества с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Количество публикаций: более 60

Область научных интересов: коррозионный мониторинг, прогноз коррозии, диагностические обследования

Scopus Author ID: 6505661020

ORCID: 0000-0002-2867-1995

Контактная информация:

Адрес: 142717, Российская федерация, Московская обл., Ленинский р-н, с. п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1

E-mail: D_Zapevalov@vniigaz.gazprom.ru

Вагапов Руслан Кизитович: начальник лаборатории защиты от атмосферной и внутренней коррозии Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии Общества с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Количество публикаций: более 60

Область научных интересов: внутренняя и атмосферная коррозия, коррозионный мониторинг, ингибиторы коррозии, лакокрасочные и металлические покрытия

Scopus Author ID: 6602992733

ORCID: 0000-0002-8467-4103

Контактная информация:

Адрес: 142717, Российская федерация, Московская обл., Ленинский р-н, с. п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1

E-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

Статья поступила в редакцию: 02.03.2021

После доработки: 17.03.2021

Принята к публикации: 22.03.2021

Дата публикации: 30.04.2021

The paper was submitted: 02.03.2021

Received after reworking: 17.03.2021

Accepted for publication: 22.03.2021

Date of publication: 30.04.2021