

**ТЕХНОЛОГИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ
TECHNOLOGY OF INORGANIC SUBSTANCES**

Научная статья

УДК 620.197.3

DOI: 10.26730/1999-4125-2023-5-31-39

**ОЦЕНКА КОРРОЗИОННЫХ УСЛОВИЙ И РЕШЕНИЙ ПО ЗАЩИТЕ
ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ**

Печерский Марк Сергеевич

Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева

*для корреспонденции: ctg.htnv@kuzstu.ru

**Информация о статье**

Поступила:

16 июня 2023 г.

Одобрена после
рецензирования:

20 ноября 2023 г.

Принята к публикации:

22 ноября 2023 г.

Опубликована:

05 декабря 2023 г.

Ключевые слова:

Ачимовские отложения,
коррозия, углекислотная
коррозия, коррозионный
мониторинг, скорость
коррозии, гравиметрический
мониторинг

Аннотация.

В статье проведена оценка и анализ процесса углекислотной коррозии на объекте по разработке ачимовских отложений. Рассмотрена история разработки низкопроницаемых коллекторов в Краснодарских и Ставропольских краях. Представлены основные технологические параметры объекта, определена степень агрессивности ачимовского газа. Произведен анализ состава пластового газа ачимовских отложений. Проанализирована схема сбора скважинной продукции на кустах скважин. Приведены результаты мониторинга коррозионной активности, определены участки, не подверженные ингибиторной защите по проектным трубопроводам. Показаны решения по защите участка, для которого не предусмотрена постоянная подача ингибитора коррозии, рассмотрены недостатки метода закачки ингибитора с помощью передвижной насосной установки. Сделаны выводы о действующих методах ингибиторной защиты, рассмотрен ингибитор коррозии, применяемый на данном объекте. Определен вектор модернизации ингибиторной защиты для данного объекта. Борьба с углекислотной коррозией является актуальной темой, так как вводится все больше перспективных месторождений, в составе сырья которых присутствует диоксид углерода. Эффективно применение методов защиты трубопроводов и оборудования от углекислотной коррозии, которое позволяет снизить экономические затраты на ремонт и повышает безопасность персонала на рабочих местах.

Для цитирования: Печерский М.С. Оценка коррозионных условий и решений по защите трубопроводов от внутренней коррозии // Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2023. № 5 (159). С. 31-39. DOI: 10.26730/1999-4125-2023-5-31-39, EDN: JMKJFO

Введение

Разработка ачимовских отложений наиболее востребована в настоящее время из-за постепенного уменьшения отборов из сеноманского и валанжинского комплекса.

Добыча, сбор и подготовка газа и газового конденсата из ачимовских отложений – сложный и многогранный процесс, требующий современных решений.

На всех этапах производства от добычи до переработки трубопроводы и оборудование подвергаются воздействию агрессивных сред и впоследствии это приводит к коррозии.

Углекислотная коррозия широко распространена на установках комплексной подготовки газа и газового конденсата, использующихся для ачимовских отложений, и из-за высокого парциального давления углекислого газа, высокой температуры и давления газожидкостного потока приводит к коррозионным процессам, глубина проникновения которых достигает до 1,2 мм/год, а следовательно, и к высоким экономическим потерям, избежать которых возможно только с применением противокоррозионных мероприятий.

Цель работы – выявление основных осложнений, связанных с ингибиторной защитой трубопроводов кустовой площадки объекта по разработке ачимовских отложений.

Для реализации данной цели планируется решить ряд задач:

- 1 Анализ основных осложнений, возникающих при разработке глубоко залегающих нефтегазоконденсатных месторождений;
- 2 Оценка степени коррозионной агрессивности ачимовского газа;
- 3 Анализ методов предупреждения коррозии технологических трубопроводов и оборудования;
- 4 Определение вектора модернизации.

Теория

Борьбе с углекислотной коррозией до начала разработки глубоко залегающих нефтегазоконденсатных месторождений не отводилась значительная роль. В начале разработки первых глубоко залегающих месторождений в Краснодарских и Ставропольских краях (1965–1970 гг.) с аномально-высокими пластовыми давлениями (свыше 30 МПа), температурами (более 80°C) и высоким содержанием CO_2 (около 1% объема) глубины проникновения коррозии достигали 8 мм/год, что приводило к катастрофическим проблемам [1].

В составе пластового газа ачимовских отложений УНГКМ CO_2 присутствует в количестве 0,7–1,0% моль, или 1,0–1,4% масс. (Рис. 1) [2].

Парциальное давление CO_2 – один из основных факторов, влияющих на скорость протекания углекислотной коррозии. В основном среднее рабочее давление на устье скважины

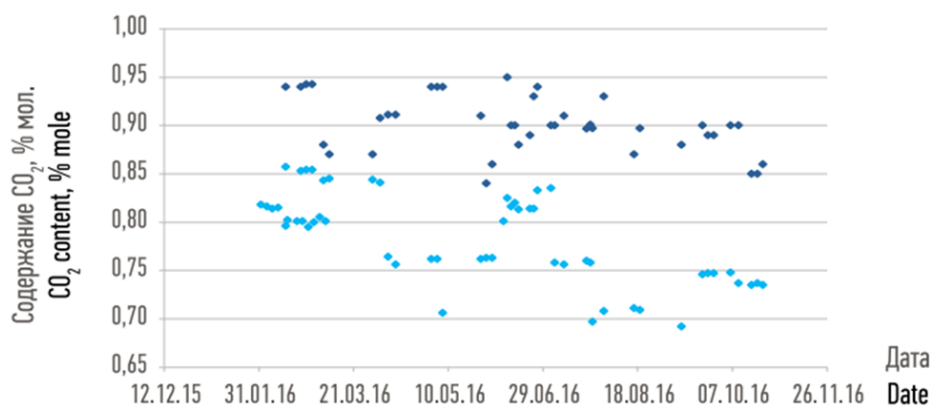


Рис. 1. Содержание CO_2 в пластовом газе действующих скважинах двух объектов Уренгойского газоконденсатного месторождения [2]

Fig. 1. The CO_2 content in reservoir gas of operating wells of two facilities of the Urengoy gas condensate field [2]

– 23 МПа и, взяв содержание CO_2 равным 1% моль, мы получаем парциальное давление равным 0,23 МПа, а следовательно, исходя из нормативной документации, ачимовский газ является высокоагрессивным, а высокая температура и минерализация только усиливают скорость разрушения в трубопроводах и оборудовании [3]. Следовательно, требуется ингибиторная защита и постоянный коррозионный мониторинг.

Для скважин, работающих в режиме образования газового гидрата, используется ингибитор комплексного действия, направленный на разрушение гидратов и защиты от коррозии технологического оборудования, который подается через проектные метаноопроводы дозировочными насосами.

Проектные метаноопроводы на кустах скважин предусматривают впрыск раствора ингибитора коррозии и метанола:

- под седла предохранительных клапанов (Рис. 2);
- перед задвижкой на входе в установку для газоконденсатных исследований; в линию газа на факел перед клапаном-регулятором.

Подача ингибитора коррозии с установки комплексной подготовки газа возможна исключительно по проектным метанолепроводам. Место врезки метанолепровода в газопровод

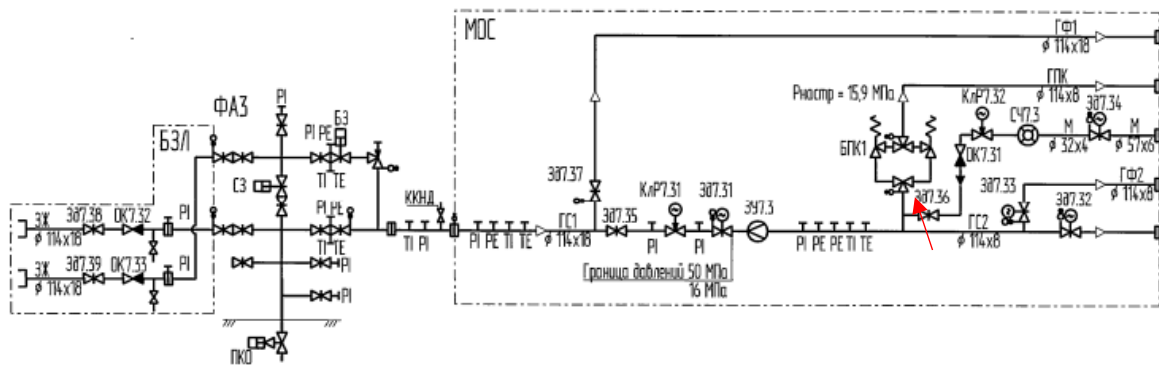


Рис. 2. Схема сбора скважинной продукции на кустах скважин

Fig. 2. Scheme of collecting well products on well clusters

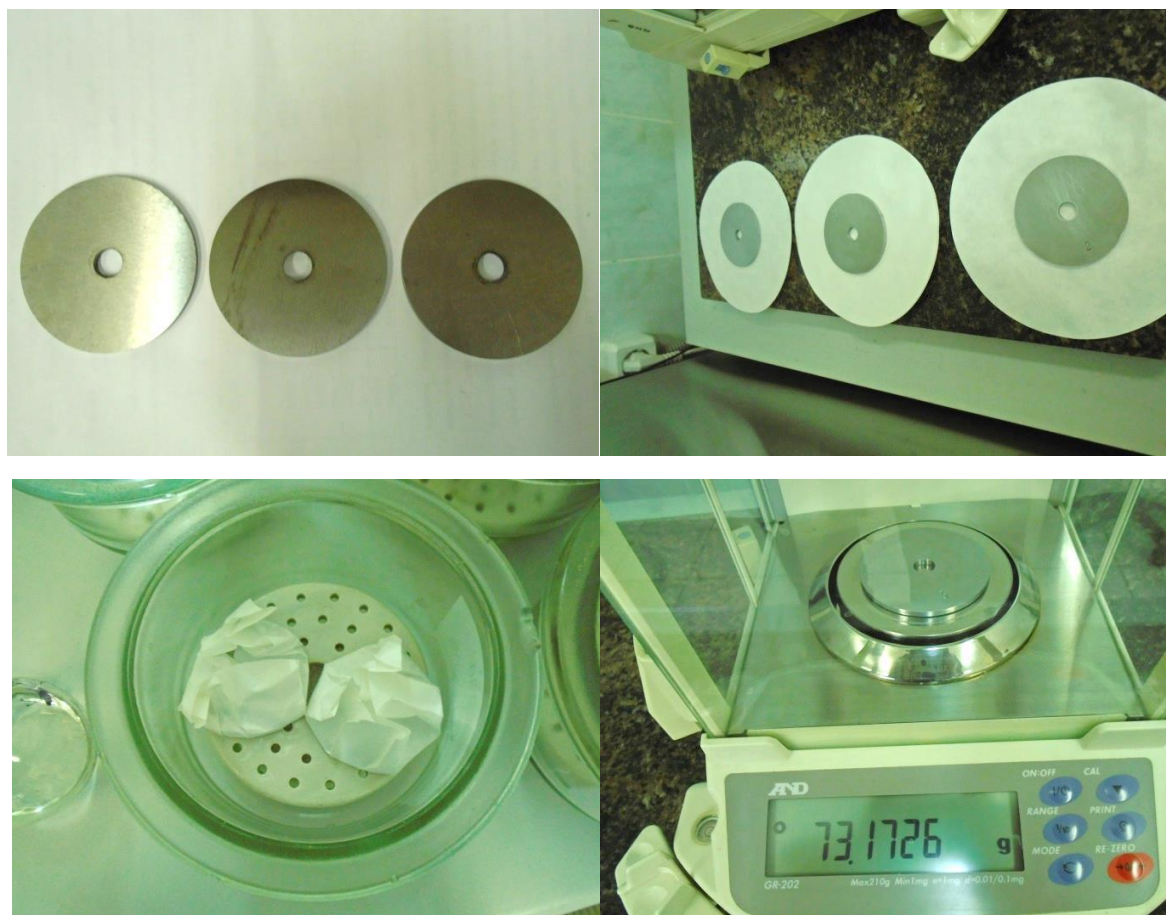


Рис. 3. Этапы подготовки образцов свидетелей

Fig. 3. Stages of preparation of samples of witnesses

находится на участке сырого газа после клапана-регулятора, таким образом, остается незащищенным участок от фонтанной елки до узла ввода ингибитора (Рис. 3).



Рис. 4. Образцы-свидетели коррозии после экспозиции в рабочей среде
 Fig. 4. Corrosion witness samples after exposure to the working environment

Таблица 1. Результаты фоновых измерений скорости коррозии на трубопроводах обвязки скважин
 Table 1. Results of background measurements of hit velocity on well tie-in pipelines

| № скв. | Скорость коррозии, мм/год | | | | № скв. | Скорость коррозии, мм/год | | | |
|--------|---------------------------|-------|-------|-------|--------|---------------------------|-------|-------|-------|
| | ГС1 | | ГС2 | | | ГС1 | | ГС2 | |
| 2081 | 0,685 | 0,415 | 0,109 | – | 2A151 | 0,965 | 0,630 | 1,406 | – |
| 2082 | 0,228 | 0,213 | 0,037 | – | 2A152 | 0,429 | 0,133 | 0,084 | – |
| 2083 | 0,097 | 0,013 | 0,060 | – | 2A153 | 0,114 | 0,101 | 0,050 | – |
| 2084 | 0,433 | 0,131 | 0,139 | 0,004 | 2A311 | 0,049 | – | 0,075 | – |
| 2092 | 0,394 | 0,244 | – | 0,093 | 2A313 | 0,025 | – | 0,030 | – |
| 2093 | 0,125 | 0,360 | – | 0,096 | 2A314 | 0,037 | – | 0,051 | – |
| 2094 | 0,294 | 0,122 | – | 0,017 | 2A321 | 0,039 | – | 0,054 | – |
| 2111 | 0,284 | 0,127 | 0,067 | – | 2A323 | 0,046 | – | 0,063 | – |
| 2113 | 0,195 | 0,074 | 0,052 | – | 2A352 | 0,199 | 0,157 | 0,070 | – |
| 2122 | 0,321 | 0,138 | 0,056 | – | 2A392 | 0,053 | – | 0,039 | – |
| 2123 | 0,311 | 0,157 | 0,049 | – | 2A393 | 0,166 | 0,093 | 0,076 | – |
| 2124 | 0,232 | 0,219 | 0,093 | – | 2A061 | – | 0,199 | – | 0,065 |
| 2131 | 0,294 | 0,196 | 0,101 | – | 2A062 | – | 0,280 | – | 0,043 |
| 2132 | 0,037 | – | 0,033 | – | 2A071 | – | 0,322 | – | 0,035 |
| 2133 | 0,367 | – | 0,059 | – | 2A072 | – | 0,081 | – | 0,033 |
| 2A141 | 0,058 | 0,186 | 0,061 | – | 2A073 | – | 0,196 | – | 0,040 |
| 2A142 | 0,098 | 0,090 | 0,045 | – | 2A181 | – | 0,507 | – | 0,052 |

Коррозионный мониторинг

Основным методом для мониторинга коррозии был выбран гравиметрический метод измерения скорости коррозии. Для изготовления образцов использовался металл, применяемый в реальных условиях, а именно сталь марки 09Г2С. Образцы после замера линейных размеров взвешивали на аналитических весах, упаковывали в фильтровальную бумагу и хранили в эксикаторе. После обезжиривания и выдерживания в эксикаторе с влагопоглотителем в течение 1 ч. согласно пункту 9.7.4.3 СТО Газпром 9.3-007-2010 [6], взвешенные образцы-свидетели хранили в эксикаторе, упакованными в фильтровальную бумагу (Рис. 3). Затем проводился сбор в межфланцевый узел контроля коррозии.

После демонтажа устройств для измерения скорости коррозии образцы были промыты проточной водой и был произведен их визуальный анализ, где отмечены тип и форма коррозии,

обнаружены и классифицированы ее поражения, а также выявлены и описаны продукты коррозии с указанием их цвета и вида.

В результате проведенных исследований опытным путем получены значения скоростей



Рис. 5. Незащищенный участок трубопроводов куста скважин

Fig. 5. Unprotected section of well cluster pipelines



Рис. 6. Насосная установка для кислотной обработки скважин

Fig. 6. Pumping unit for well treatment

коррозии на различных участках трубопроводов и оборудования. На Рис. 3 изображены образцы-свидетели коррозии после экспозиции, прошедшие лабораторную обработку.

По следам коррозии на поверхности образцов визуально заметно неравномерное воздействие потока агрессивной среды. Также на поверхности присутствуют участки, имеющие различную степень коррозионных повреждений.

После выдержки в эксикаторе образцы взвешивались на аналитических весах с точностью до 0,0001 г. и вычислялся глубинный показатель скорости коррозии (мм/год).

Результаты и обсуждение

В Таблице 1 представлены значения скорости коррозии для участков трубопровода обвязки скважин, расположенных между фонтанной арматурой и регулятором давления (линия ГС1) и между регулятором давления и точкой коллектирования (линия ГС2). На этих участках зафиксированы критические скорости коррозии, превышающие проектную скорость в 0,1 мм/год.

Количество фоновых измерений скорости коррозии на участке ГС2 меньше по причине опытной эксплуатации системы ингибирования. ГС1 требует дополнительных мероприятий по защите от коррозии.

Согласно проекту, защита от коррозии оборудования на участке от скважины до газоперерабатывающего завода была рекомендована и исполнялась с самого начала эксплуатации установки.

В качестве ингибитора коррозии используется ингибитор коррозии «Сонкор-9020», который представляет собой химически модифицированные полиамины в органическом растворителе и имеет вид однородной жидкости от светло-желтого до темно-коричневого цвета. Ингибитор «СОНКОР-9020» растворяется в спирте и воде, а в углеводородах не растворяется. Температура замерзания ингибитора коррозии «Сонкор-9020» не превышает минус 50°C, массовая доля активного вещества составляет $26 \pm 3\%$, плотность при 20°C – $(0,890 \text{ г/см}^3 \pm 5\%)$.

Для предотвращения коррозии подземного оборудования и шлейфов скважин используется непрерывное или периодическое ингибирование в зависимости от условий эксплуатации и состава добываемой продукции.

В проектном решении отсутствует возможность проводить постоянную подачу ингибитора коррозии в линию ГС1 до клапана регулятора (Рис. 5), в то же время она является наиболее подверженной коррозионному разрушению вследствие высоких температур и дросселирования газа на клапане-регуляторе, которое приводит к выпадению влаги.

В настоящее время используется метод периодической прокачки ингибитора коррозии с помощью насосной установки для кислотной обработки скважин (Рис. 6).

Этот метод предполагает остановку скважин, заполнение незащищенного участка 20% раствором на основе метанола в объеме от 0,27 до 1,9 м³ и выдержку не менее 1 ч, затем после удаления раствора кратковременным запуском скважины выдержки не менее 30 мин. Такой метод трудозатратен и приносит большие экономические потери за счет простоя скважин.

Кроме того, ингибитор коррозии не сможет полностью защитить от воздействия других факторов, таких как механические повреждения, нарушение герметичности соединений и т.д.

Выводы

Проектные решения и технологические параметры, такие как высокая температура, давление и минерализация, являются основными осложняющими факторами ингибиторной защиты.

Ачимовский газ является высокоагрессивным, а высокая температура и минерализация только усиливает скорость разрушения в трубопроводах и оборудовании. Зафиксированы критические скорости коррозии на участках ГС1, превышающие проектную скорость в 0,1 мм/год, требующие обязательного ингибирования, которое реализуется с помощью передвижной насосной установки.

Для обеспечения полноценной защиты всей системы сбора газа необходимо применять комплексный подход, включающий в себя не только применение ингибиторов коррозии, но и регулярный контроль состояния оборудования, проведение профилактических работ и оперативное восстановление поврежденных участков системы.

Для полного решения коррозионных проблем необходимо использование других методов защиты, которые являются более эффективными и менее трудозатратными, таких как выбор более коррозионностойких материалов для строительства скважин, трубопроводов и оборудования. Также необходимо проведение регулярного мониторинга состояния технических средств и корректировка методов ингибирования в зависимости от полученных результатов.

С другой стороны, проблемы при подготовке пластовой воды перед ее закачкой в поглощающие горизонты связаны с влиянием ингибиторов на физико-химические свойства воды и ее компонентов. Для решения этой проблемы необходимо выбрать специальные ингибиторы, не оказывающие влияния на свойства воды, либо проводить дополнительную очистку пластовой воды перед ее закачкой, что может быть проверено только с помощью проведения опытно-промышленных испытаний.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Моисеева Л. С., Углова Е.С. Современный подход в решении задач защиты от углекислотной коррозии путем применения автоматизированной вычислительной системы «Барьер-СО₂» // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2009. № 10. С. 7–11.
2. Корякин А. Ю., Кобычев В. Ф., Колинченко И. В., Юсупов А. Д. Условия протекания углекислотной

коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования // Газовая промышленность. 2017. № 12. С. 84–89.

3. СТО Газпром 9.0-001-2018. Защита от коррозии. Основные положения. СПб. : Газпром ВНИИГАЗ, 2018. 22 с.

4. Kostitsyna I., Shakhmatov A., Davydov A. Study of corrosion behavior of carbon and low-alloy steels in CO₂-containing environments // E3S Web of Conferences Corrosion in the oil and Gas Industry. 2019. 121. 04006. DOI: 10.1051/e3sconf/201912104006

5. 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.

6. СТО Газпром 9.3-007-2010 СТО Газпром 9.3-007-2010 Защита от коррозии. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, 315 транспортировки и переработки коррозионно-активного газа. М. : Газпром экспо, 2015. 91 с.

7. 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

8. Моисеев В. В., Исмагилов И. И., Ткешелиадзе Б. Т. Обеспечение безопасной эксплуатации Бованенковского НГКМ в условиях агрессивного воздействия CO₂ // Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред: XI Междунар. науч.-техн. конф. М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. 213 с.

9. Гафаров Н. А., Гончаров А. А., Кушнаренко В. М. Определение характеристик надежности и технического состояния оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. 239 с.

10. Корякин А. Ю., Дикамов Д. В., Кобычев В. Ф. [и др.] Разработка системы коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ // Экспозиция нефть газ. 2018. № 5(65). С. 63–66.

11. Пат. 201563 Рос. Федерация, МПК E21B 41/02. Межфланцевое устройство контроля коррозии трубопровода / Шустов И. Н., Москаленко В. В., Мухамедьярова С. Н. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром добыча Уренгой». №2020130303; заявл. 14.09.2019; опубл. 21.12.2020, Бюл. № 36.

12. De Waard C., Milliams D. E. Carbonic Acid Corrosion of Steel // CORROSION. 1975. V. 31. No.5. P. 177.

13. Кеше Г. Коррозия металлов. Физико-химические принципы и актуальные проблемы. М. : Металлургия, 1984. 400 с.

14. De Waard C., Lotz U. and Milliams D. E. Predictive Model for CO₂ Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines // CORROSION. 1991. V. 47. 12. P. 976.

15. Кашковский Р. В., Ибатуллин К. А. Некоторые аспекты углекислотной коррозии стального оборудования и трубопроводов нефтегазовых промыслов // Наука и техника в газовой промышленности. 2016. №3. С. 71–91.

© 2023 Авторы. Эта статья доступна по лицензии Creative Commons «Attribution» («Атрибуция») 4.0 Всемирная (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Об авторах:

Печерский Марк Сергеевич, аспирант кафедры технологии неорганических веществ, Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, (650000, Россия, г. Кемерово, ул. Весенняя, 28), e-mail: markpecherskiy@gmail.com

Заявленный вклад авторов:

Печерский Марк Сергеевич – постановка исследовательской задачи, обзор соответствующей литературы, сбор и анализ данных, обзор соответствующей литературы, выводы, написание текста.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Original article

THE EVALUATION OF CORROSIVE CONDITIONS AND PROTECTION SOLUTIONS PIPELINES FROM INTERNAL CORROSION

Mark S. Pecherskiy,

T. F. Gorbachev Kuzbass State Technical University

*for correspondence: ctg.htnv@kuzstu.ru



Article info

Received:

19 June 2023

Accepted for publication:

20 November 2023

Accepted:

22 November 2023

Published:

05 December 2023

Keywords: Achimov deposits, corrosion, carbon dioxide corrosion, corrosion monitoring, corrosion velocity, gravimetric monitoring

Abstract.

The article assesses and analyzes the process of carbonic acid corrosion at the facility for the development of Achimov deposits. History of development of low-permeability reservoirs in the Krasnodar and Stavropol regions is reviewed. Presented the main technological parameters of the object, the degree of aggressiveness of the Achimov gas. Composition of formation gas of Achimov deposits was analyzed. Scheme of well production collection on the well pads is analyzed. Results of corrosion activity monitoring are presented; the areas not subject to inhibitor protection by design pipelines are identified. Solutions for protection of the section for which there is no permanent supply of corrosion inhibitor are shown, disadvantages of the method of inhibitor injection by means of a mobile pumping unit are considered. Conclusions about current methods of inhibitor protection are made, the corrosion inhibitor used at this site is considered. Vector of modernization of inhibitor protection for this object was determined. Combating carbon dioxide corrosion is an urgent topic, as more and more promising fields with carbon dioxide in their raw materials are introduced. Effective application of methods of protection of pipelines and equipment from carbon dioxide corrosion, which allows reducing economic costs for repairs and increasing safety of personnel in the workplace.

For citation: Pecherskiy M.S. The evaluation of corrosive conditions and protection solutions pipelines from internal corrosion. *Vestnik Kuzbasskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*=Bulletin of the Kuzbass State Technical University. 2023; 5(159):31-39. (In Russ., abstract in Eng.). DOI: 10.26730/1999-4125-2023-5-31-39, EDN: JMKJFO

REFERENCES

1. Moiseeva L.S., Uglova E.S. Sovremenniy podkhod v reshenii zadach zashchi-ty ot uglekislотноi korrozii putem primeneniia avtomatizirovannoi vychislitelnoi sistemy «Barer-SO₂» [A modern approach to solving problems of protection against carbon dioxide corrosion by using the automated computing system "Barrier-CO₂"]. *Zashchita okruzhaiushchei sredy v neftegazovom komplekse* [Environmental protection in the oil and gas industry]. 2009; 10:7–11.
2. Koriakin A.Iu., Kobychev V.F., Kolinchenko I.V., IUsupov A.D. Usloviia protekaniia uglekislотноi korrozii na obektakh dobychi achimovskikh otlozhenii, metody kontroliia i prognozirovaniia [Conditions for the occurrence of carbon dioxide corrosion at the production sites of Achimov deposits, methods of control and forecasting]. *Gazovaia promyshlennost* [Gas industry]. 2017; 12:84–89.
3. STO Gazprom 9.0-001-2018. Corrosion protection. Basic provisions. - St. Petersburg: Gazprom VNIIGAZ, 2018. 2018. 22 p. (In Russian)
4. Kostitsyna I., Shakhmatov A., Davydov A. Study of corrosion behavior of carbon and low-alloy steels in CO₂-containing environments // E3S Web of Conferences Corrosion in the oil and Gas Industry. 2019; 121:04006. DOI: 10.1051/e3sconf/201912104006
5. Slugin P.P., Polianskiy A.V. Optimalnyi metod borby s uglekislотноi korroziei truboprovodov na Bovanenkovskom NGKM [The optimal method for combating carbon dioxide corrosion of pipelines at the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field]. *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti* [Science and technology in the gas industry]. 2018; 2(74):104–109.
6. STO Gazprom 9.3-007-2010 Corrosion protection. Methodology for laboratory testing of corrosion inhibitors for equipment for production, transportation and processing of corrosive gas. M.: Gazprom Expo; 2015. 91 p. (In Russian)
7. Koriakin A.Iu., Dikamov D.V., Kolinchenko I.V. [i dr.]. Opyt podbora ingibitorov korrozii dlia zashchity ot uglekislотноi kor-rozii obektov vtorogo uchastka achimovskikh otlozhenii Urengoiiskogo neftegazokon-densatnogo mestorozhdeniia [Experience in the selection of corrosion inhibitors for protection against carbon dioxide corrosion of objects in the second section of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field]. *Oborudovanie i*

tehnologii dlia neftegazovogo kompleksa [Equipment and technologies for the oil and gas complex]. 2018; 6:48–55. DOI: 10.30713/1999-6934-2018-6-48-55

8. Moiseev V.V., Ismagilov I.I., Tkesheliadze B.T. ensuring the safe operation of the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field in the conditions of aggressive CO₂ exposure. *Diagnostika oborudovaniia i truboprovodov, podverzhennykh vozdeistviu serovodo-rodsoderzhashchikh sred: XI Mezhdunar. nauch.-tekhn. konf [Diagnostics of equipment and pipelines exposed to hydrogen sulfide-containing media: XI Intern. sci.-tech. conf]*. Moskva: RGU nefti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina; 2017. 213 p.

9. Gafarov N.A., Goncharov A.A., Kushnarenko V.M. Opredelenie kharakteristik nadezhnosti i tekhnicheskogo sostoiianiia oborudovaniia serovodorodosoderzhashchikh neftegazovykh mestorozhdenii [Determination of characteristics of reliability and technical condition of equipment of hydrogen sulfide-containing oil and gas fields]. Moskva: OOO "Nedra-Biznestsentr"; 2001. 239 p.

10. Koriakin A.Iu., Dikamov D.V., Kobychiev V.F. [i dr.]. Razrabotka sistemy korrozionnogo monitoringa na obektakh vtorogo uchastka achimovskikh otlozhenii Urengoiiskogo NGKM [Development of a corrosion monitoring system at the facilities of the second section of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field]. *Ekspozitsiia neft' gaz* [Exposure oil gas]. 2018; 5(65):63–66.

11. Shustov I.N., Moskalenko V.V., Mukhamedyarova S.N. ezhflantsevoe ustroi-stvo kontrolia korrozii truboprovoda [Interflange device for pipeline corrosion control]. Patent RF. No. 201563, 2020.

12. De Waard C., Milliams D.E. Carbonic Acid Corrosion of Steel. *CORROSION*. 1975; 31(5):177.

13. Keshe G. Korroziia metallov. Fiziko-khimicheskie printsipy i aktual'nye problem [Corrosion of metals. Physical and chemical principles and actual problems.]. Moskva: Metallurgiiia; 1984. 400 p.

14. De Waard C., Lotz U. and Milliams D.E. Predictive Model for CO₂ Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines. *CORROSION*. 1991; 47:976.

15. Kashkovskii R.V., Ibatullin K.A. Nekotorye aspekty uglekislotnoi korrozii stal'nogo oborudovaniia i truboprovodov neftegazovykh promyslov [Some aspects of carbon dioxide corrosion of steel equipment and pipelines of oil and gas fields]. *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti* [Science and technology in the gas industry]. 2016; 3:71–91.

© 2023 The Authors. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

The authors declare no conflict of interest.

About the authors:

Mark S. Pecherskiy, graduate student, T. F. Gorbachev Kuzbass State Technical University, (650000, Russia, Kemerovo, Vesennaya st., 28), e-mail: markpecherskiy@gmail.com

Contribution of the authors:

Mark S. Pecherskiy – statement of research problem, review of relevant literature, data collection and analysis, review of relevant literature, conclusions, text writing.

All authors have read and approved the final manuscript.

