

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2022, №3, Том 14 / 2022, No 3, Vol 14 <https://esj.today/issue-3-2022.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/36NZVN322.pdf>

Ссылка для цитирования этой статьи:

Зиганшин, Р. Ш. Конструкционные особенности скважин на объектах с применением закачки углекислого газа / Р. Ш. Зиганшин, Н. С. Бодоговский, П. В. Рощин, А. В. Никитин, А. М. Зиновьев // Вестник евразийской науки. — 2022. — Т. 14. — № 3. — URL: <https://esj.today/PDF/36NZVN322.pdf>

For citation:

Ziganshin R.Sh., Bodogovskii N.S., Roshchin P.V., Nikitin A.V., Zinovev A.M. Structural features of wells at fields with carbon dioxide injection. *The Eurasian Scientific Journal*, 14(3): 36NZVN322. Available at: <https://esj.today/PDF/36NZVN322.pdf>. (In Russ., abstract in Eng.).

Зиганшин Раис Шамильевич

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия
Аспирант
E-mail: pauc97@gmail.com

Бодоговский Никита Сергеевич

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия
Магистрант

Рощин Павел Валерьевич

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия
Доцент
Кандидат технических наук
E-mail: pv.roschin@yandex.ru
РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=699878

Никитин Александр Валерьевич

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия
Аспирант
E-mail: Nikitin.oil@yandex.ru
РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=877025

Зиновьев Алексей Михайлович

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия
Доцент
Кандидат технических наук, доцент
РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=327270

Конструкционные особенности скважин на объектах с применением закачки углекислого газа

Аннотация. Современное направление развития ряда нефтегазовых и энергетических компаний предполагает снижение выбросов парниковых газов или достижение углеродной нейтральности. Ряд технологий утилизации углекислого газа предусматривает его закачку в продуктивные нефтегазоносные пласты или подземные хранилища газа. Коррозионная активность углекислого газа в присутствии воды обуславливает наличие особых требований к конструкции нагнетательных и добывающих скважин на объектах с применением закачки углекислого газа.

В данной работе представлен обзор современных материалов и подходов для строительства скважин в осложнённых условиях. Отображен химический процесс коррозии,

приведены внешние и внутренние факторы, влияющие на скорость коррозии, рассмотрены механизмы воздействия данных факторов на процесс коррозии.

В работе также приведены исследования скорости коррозии и стойкости к коррозии различных металлов, составляющих материал насосно-компрессорных труб, погружных насосов, фонтанной арматуры, промысловых и магистральных трубопроводов. Указаны предельно допустимые значения неметаллических включений и легирующих элементов для коррозионностойких сталей.

В виде альтернативного решения в области строительства и эксплуатации скважин предлагается применение стеклопластиковых труб. Отмечается, что материал таких труб инертен к кислотам, щелочам, солям, сероводород- и кислородсодержащим соединениям, гладкие стенки позволяют сократить отложение солей и асфальтенов, смол и парафинов на внутренней поверхности.

Также в работе рассмотрен вопрос влияния углекислого газа на тампонажный материал скважин. Отмечается, что защита цементного камня от корродирующего действия высокоминерализованных пластовых вод и кислых газов является сложной задачей, требующей применения специального коррозионностойкого цемента либо повышения стойкости цементного камня с помощью введения добавок к цементу.

Ключевые слова: углекислый газ; секвестрация; конструкция; коррозия; насосно-компрессорные трубы; эксплуатационная колонна; цемент; технические требования

Введение

В настоящее время отмечается интенсивное развитие технологий строительства скважин для добычи нефти и газа. При этом конструкция скважин постоянно усложняется. Например, компания «Таас-ЮряхНефтегазодобыча», входящая в нефтедобывающий комплекс ПАО НК «Роснефть», пробурила первую в мире 15-ти забойную горизонтальную скважину.¹ Многозабойная скважина имеет инновационную конструкцию, которая состоит из 15 боковых стволов, каждый из которых делится еще на два. В отличие от многозабойных скважин, пробуренных по технологии «Fishbone», конструкция новой скважины намного сложнее. Специалисты «Таас-ЮряхНефтегазодобыча» назвали ее «березовый лист». Усложнение и изменение конструкции скважин в том числе является ответом на возрастающие требования по обеспечению высокого дебита целевых флюидов (нефти и газа) в условиях различных коллекторов, в том числе и с высоким содержанием агрессивных компонентов в продукции.

Актуальным трендом развития нефтегазовой отрасли является направление снижения выбросов парниковых газов при добыче, сборе и подготовке, транспортировке, переработке нефти и газа, коммерческой реализации продукции. При этом ряд мировых нефтегазовых компаний ведут активное тестирование и внедрение технологий улавливания, использования и хранения углекислого газа (Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS)).² Отмечается, что углекислый газ возможно применять в различных технологиях увеличения нефтеотдачи продуктивных нефтегазовых пластов. Хранение углекислого газа возможно в подземных хранилищах газа (ПХГ), аналогично хранению природного газа.

¹ «Таас-ЮряхНефтегазодобыча» пробурила первую в мире многозабойную скважину по новой технологии. URL: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/199323/>.

² Carbon capture and utilization. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Carbon_capture_and_utilization.

Основная часть

Технологические требования к оборудованию транспортировки, сбора и подготовки, закачки углекислого газа должны учитывать его коррозионную активность в присутствии водной фазы.

Целью данной работы является обзор современных технологий строительства скважин на объектах с закачкой углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов и захоронения.

Проблема коррозии нефтегазового оборудования известна уже более 60 лет. Влияние газа обусловлено появлением технологий, способствующих повышению нефтеотдачи и началом разработки глубокозалегающих месторождений с высоким содержанием углекислого газа. Наибольшее коррозионное воздействие оказывается на внутрискважинное оборудование и промысловые трубопроводы (обвязка скважин, коллекторы), контактирующие с углекислым газом до удаления из него влаги [1].

При проектировании скважин важно уделять внимание подбору износостойких элементов конструкции к внешней агрессивной среде, в том числе к закачке углекислого газа в продуктивный пласт или ПХГ. Как отмечается в работе А.Ю. Корякина, В.Ф. Кобычева и других авторов [2], проблема углекислотной коррозии стала значимой при разработке газоконденсатных месторождений с высокими пластовыми температурами (более 80°C), давлениями выше 30 МПа и объемным содержанием диоксида углерода в газе выше 1 %. Отмечается, что впервые специалисты СССР столкнулись со значительными последствиями такой коррозии в 1965–1970 гг. в Краснодаре и Ставрополе. Локальная коррозия стальных насосно-компрессорных труб достигала 7–8 мм в год [2].

Опыт разработки месторождений углеводородов показывает, что наиболее чувствительными к агрессивной среде являются насосно-компрессорные трубы, эксплуатационная колонна и тампонажный материал (цемент). Типовая схема конструкции скважины представлена на рисунке 1.

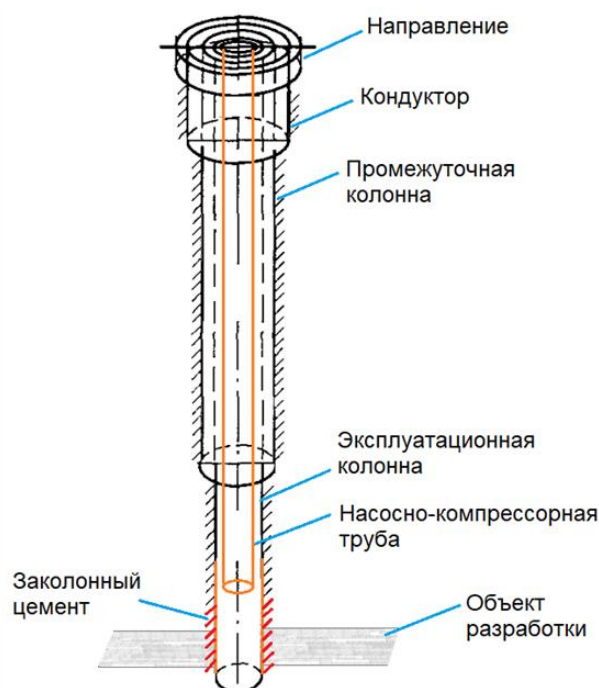
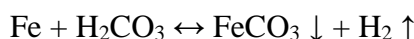
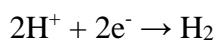
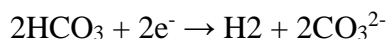
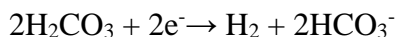


Рисунок 1. Типовая схема конструкции скважины. Уязвимые к воздействию углекислого газа элементы конструкции скважины выделены красным и оранжевым цветом (составлено/разработано автором)

Углекислотная коррозия возникает при взаимодействии поверхности металла с угольной кислотой (H_2CO_3), образующейся при растворении CO_2 в воде по следующей реакции:



Следовательно, наличие воды является необходимым условием протекания подобной коррозии. Коррозионный процесс описывается следующими реакциями:



В результате на поверхности корродирующей стали образуются отложения продуктов коррозии — карбоната железа FeCO_3 .

Углекислотная коррозия является сложным процессом, на интенсивность которого оказывает влияние различных факторов, которые возможно разделить на внешние и внутренние (табл. 1) [3].^{3,4}

Таблица 1

Факторы, влияющие на коррозию

Условия эксплуатации (внешний фактор)	Свойства и химический состав стали (внутренний фактор)
Термодинамические параметры	Наличие внутренних напряжений
Обводненность продукции	Химический состав и микроструктура стали
Кислотность среды	Структурное состояние и вид термообработки
Гидродинамика потока	Загрязненность инородными включениями
Парциальное давление H_2S и CO_2	Наличие поверхностных дефектов
Содержание асфальтенов, смол и парафинов в нефти	

Составлено/разработано автором

Представленные выше факторы оказывают влияние на кинетику образования/разрушения, морфологию продуктов коррозионного процесса на поверхности стальных элементов конструкции.

При увеличении содержания CO_2 в попутной воде и газовой фазе увеличивается и агрессивность добываемой среды. Высокая концентрация CO_2 способствует увеличению интенсивности процессов осаждения на поверхности металла карбонатов ионов Ca^{2+} , Fe^{2+} , Na^+ , Mg^{2+} и других ионов, растворенных в водной фазе продукции нефтяных скважин. Увеличение парциального давления CO_2 приводит к повышению растворимости угольной кислоты, и, как следствие, понижению pH среды [4].

Повышение кислотности способствует росту скорости коррозии в CO_2 -насыщенных средах, что вызывает более интенсивное растворение стали, но и увеличением растворимости продуктов коррозии, а также происходит ослабление их защитных свойств.

³ ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014). Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия.

⁴ ГОСТ Р 53366-2009 (ИСО 11960:2004). Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности. Дата введения 2010-03-01.

Повышение скорости движения флюидов также может приводить к повышению скорости коррозии из-за осложнения образования продуктов коррозии на поверхности и гальванопар из-за локальных повреждений уже образованных слоев.

Температура — это основной фактор, оказывающий влияние на развитие процесса углекислотной коррозии. При температурах ниже 60°C карбонат железа обладает высокой растворимостью, вследствие этого образующиеся на поверхности стали продукты коррозии рыхлые и несплошные. В таких условиях они не обладают защитными свойствами. При повышении температуры растворимость FeCO_3 снижается, слои продуктов коррозии увеличивают свою плотность, твердость, повышается их адгезия к поверхности корродирующего металла. При локальном повреждении уплотненного слоя FeCO_3 увеличивается вероятность развития локальной язвенной коррозии. Именно этим возможно объяснить различия в рассчитанной по существующим моделям скорости углекислотной коррозии и измеренной в реальных условиях. При этом рассчитанная коррозия в 2–7 раз ниже, чем измеренная [5].

В процессе эксплуатации насосно-компрессорных труб (НКТ), на их внутреннюю поверхность оказывается коррозионное и механическое воздействие со стороны транспортируемой среды. Это может приводить к повреждениям, нарушению целостности — формированию и развитию трещин, расслоений в уже сформировавшихся продуктах коррозии. Коррозионно-активная среда проникает к поверхности металла, происходит частичное растворение и образование нового слоя защитных продуктов коррозии (рис. 2).



Рисунок 2. Отрезок НКТ с примерами общей и питтинговой коррозии⁵

При проведении лабораторных испытаний моделирование условий эксплуатации насосно-компрессорных труб является сложной задачей. Окружающая среда при этом многокомпонентна, а температура и давление изменяются по глубине скважины. Промысловые испытания заключаются в проведении эксперимента по оценке коррозионной стойкости НКТ непосредственно в условиях действующей скважины.

Техническое состояние объектов нефтегазодобычи контролируется путем проведения большого количества различных исследований, включающих геофизические [6],

⁵ Corrosion degradacion del material por reaccion con el medio ambiente. URL: <https://slideplayer.es/slide/16109657/>.

диагностические исследования [7] и специализированный коррозионный мониторинг [8]. В ряде работ указывается, что продолжительные испытания некоторых трубных сталей позволили провести сравнение интенсивности коррозии. В работе Р.Р. Кантюкова [5] приведены результаты анализа проведенных коррозионных испытаний углеродистых сталей (Ст20 и Х65), низколегированных сталей (0,05–0,2 % Cr) и коррозионностойких сталей (12Х18Н10Т) при нормальных условиях (0,1 МПа, 25°C) за время реагирования 120 ч. Проведенные испытания с углекислым газом показали, что при относительно невысокой (менее 0,1 мм/год) скорости общей коррозии на стали Х65 (API 5L) отмечается высокая локальная коррозия. Самое быстрое развитие локальных дефектов (0,5–1,5 мм/год) происходило на образцах со сварным швом. Таким образом, сварной шов оказывается наиболее подверженным неравномерному коррозионному повреждению. На образцах низколегированных сталей образуются локальные дефекты глубиной 50–84 мкм. Согласно проведенных авторами исследований на поверхности высоколегированной стали 12Х18Н10Т коррозионных проявления общего и локального характера отсутствовали [9].

Значительное ускорение коррозии при 35°C и 8 МПа (сверхкритическое состояние [10]) CO₂ было отмечено у сталей Х65 (0,11 % Cr) и 5Cr (5 % Cr) при добавлении от 0 до 1000 ppm O₂. При увеличении концентрации кислорода отмечалось ускорение питтинговой коррозии: локальная скорость коррозионного процесса составляла от 0,2 до 1,4 мм/год для стали Х65, и от 0,3 до 1,4 мм/год для стали 5Cr. На процесс коррозии оказывает влияние присутствие O₂, который подавляет образование сидерита (FeCO₃), образуя на поверхности стали пленку, в основном состоящую из оксида железа (Fe₂O₃), с аморфной структурой.

Результаты испытаний [11] показали, что коррозия углеродистой стали в условиях насыщения CO₂ при 50°C и давлении 2–8,5 МПа составляет 1,87–3,0 мм/год. В случае применения ингибиторов коррозии, которые хемосорбируются на стали, происходит ее снижение до 0,061–0,137 мм/год.

Значительное влияние на коррозионную агрессивность CO₂ оказывает наличие в нем примесей, что может быть характерно для парниковых газов, выделяемых для закачки и хранения в подземные резервуары. К таким газам, помимо O₂, можно отнести SO₂, NO₂, H₂S. Добавление к CO₂ двух других агрессивных газов (SO₂ и O₂) в присутствии влаги приводит к синергетическому эффекту в развитии коррозионного процесса. Скорость общей коррозии для обеих сталей одинаково высока: 0,95 мм/год для стали Х65, и 0,65 мм/год для стали 13Cr.

В работе Ерехинский Б.А. и др. [12] представлены результаты исследования коррозии стальных труб в условиях Бованенковского месторождения и Уренгойского газоконденсатного месторождения. На одной из скважин произошел обрыв труб 73,0×5,51 мм группы прочности L80 с фонтанной арматурой. Авторами отмечается, что к появлению дефектов в трубе привело отслаивание прокорродировавшего металла в результате абразивного процесса.

Легирующие соединения, входящие в состав сталей, оказывают значительное влияние на стойкость сталей к углекислотной коррозии. М. Кермани и др. [13] установили, что введение небольшого количества легирующих элементов, повышающих стоимость стали не более чем в 1,5 раза, дает возможность в 3–10 раз повысить стойкость к CO₂ коррозии. Скорость общей коррозии хромистой стали [14] в паровой фазе составляет 0,35 мм/год (13 % Cr) и 0,8 мм/год (1 % Cr).

С целью стандартизации сталей ПАО «Газпром» составил технические требования к НКТ в условиях углекислотной коррозии.⁶

⁶ СТО Газпром 2-4.1-228-2008 Технические требования к насосно-компрессорным трубам для месторождений ОАО "Газпром", ВНИИГАЗ, 2008 г.

В таблице 2 указаны предельно допустимые значения неметаллических включений и легирующих элементов для коррозионностойких сталей.

Таблица 2

Требования к химическому составу устойчивой стали

Cr, %	C, %	Mn, %	Si, %	Ni, %	Cu, %	P, %	S, %
14,00	Макс. 0,22	Макс. 1,00	Макс. 1,00	Макс. 0,50	Макс. 0,25	Макс. 0,02	Макс. 0,01

Технические требования ПАО «Газпром» устанавливают необходимость в изготовлении бесшовных труб только из хромистых мартенситных нержавеющей сталей. Также для выполнения требований по хладостойкости и повышения коррозионной стойкости отмечается возможность дополнительного легирования стали элементами, не отмеченными в таблице 2.

Исследования общей коррозионной стойкости проводится выдержкой исследуемых образцов в растворе 5 % NaCl + 0,5 % CH₃COOH + CH₂COONa при уровне pH от 3,0 до 4,0 единиц и последующим определением убыли массы образцов после выдержки. Парциальное давление углекислого газа в данном случае находится в интервале от 1,0 до 3,0 МПа. При продолжительности испытания не менее 720 часов скорость коррозии не должна превышать 0,1 мм/год.

Существует метод защиты труб, основанный на применении антикоррозионных покрытий. Среди них следует выделить: диффузно-цинковое, полимерное, комплексное (Барьер 5+ [15], Majorpack [16] и др.).

В работе [17] обсуждается возможность использования конверсионных покрытий сложного состава для защиты трубопроводов, транспортирующих CO₂, в том числе и в условиях подкисления водной фазы.

Альтернативным решением в области строительства и эксплуатации скважин является применение стеклопластиковых труб. В России их поставками занимаются «Завод стеклопластиковых труб» (Казань), «Бийский завод стеклопластиков» (Бийск), «Промтехкомплект» (Ижевск), «Трубное решение» (Калуга) и другие. Примеры исполнения стеклопластиковых труб с муфтами представлены на рисунках 3–4.^{7,8,9,10}

Материал таких труб инертен к кислотам, щелочам, солям, сероводород- и кислородсодержащим соединениям, гладкие стенки позволяют сократить отложение солей и АСПВ на внутренней поверхности. Технические характеристики позволяют использовать их в широком диапазоне температур (от -50 до +200°C) и давлений (до 27,6 МПа). При этом, стеклопластиковые трубы значительно дешевле стальных аналогов в коррозионностойком исполнении.

К недостаткам относят быстрый абразивный износ, чувствительность к механическим обработкам. Когда истираются стенки трубопровода, волокна могут обломаться и попасть в поток флюида.¹¹

⁷ Завод стеклопластиковых труб. НКТ и обсадные трубы. URL: <https://zst.ru/products/nkt/>.

⁸ Бийский завод стеклопластиков. Трубы насосно-компрессорные стеклопластиковые. URL: <https://bzs.ru/catalog/truby-nkt-stekloplastikovye/>.

⁹ УК «Промтехкомплект». Стеклопластиковые насосно-компрессорные трубы со стальными удлинителями. URL: <http://promtk.izhnet.ru/catalog/spnkt/>.

¹⁰ ПО «Трубное решение». Стеклопластиковая насосно-компрессорная труба. URL: https://kaluga.truboproduct.ru/stekloplastikovaja_nasosno-kompressornaja_truba/.

¹¹ Стеклопластиковые трубы: особенности изделий, производства, плюсы и минусы. URL: <https://iseptick.ru/truby-i-fitingi/stekloplastikovye-truby-osobennosti-izdelij-proizvodstva-plyusy-i-minusy.html>.



Рисунок 3. Обсадная труба, «ЗСТ»



Рисунок 4. НКТ, «Трубное решение»

Конструкция скважины должна предусматривать обеспечение герметичности заколонного пространства в интервалах залегания продуктивных пластов, содержащих углекислоту и сероводород. Прежде всего это обусловлено тем, что они вызывают интенсивное коррозионное поражение металлических элементов [18–19], входящих в состав крепи и тампонажного камня, являющихся пассиватором коррозии металлов.

Защита цемента скважины от коррозионного влияния высокоминерализованных пластовых вод и кислых газов — сложная задача. В данном случае является невозможным применение специальных защитных покрытий, а намеренное уплотнение цементного камня технологически затруднено. Флюиды, залегающие в пластах более коррозионно-активны, по сравнению с поверхностными природными средами, а тонкое цементное кольцо, находящееся в свою очередь в заколонном пространстве скважины, наиболее уязвимо. Поэтому практически единственным способом защиты от коррозионного воздействия является изначальное применение специализированных цементов с повышенной коррозионной устойчивостью.

При воздействии угольной кислоты на цемент скважины происходит растворение и выщелачивание составные его частей, в основном извести CaO^+ . Для оценки влияния угольной кислоты на цемент необходимо иметь информацию касательно формы растворения углекислого газа в воде. Углекислый газ может находиться в воде в свободном (CO_2), связанном (H_2CO_3) или полусвязанном ($\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$) состоянии. Углекислый газ в воде в свободной форме может находиться в равновесии с бикарбонатом кальция и удерживать его в растворе. Такое количество свободного углекислого газа называется равновесным. В случае если в воде содержится свободный углекислый газ в количестве больше равновесного, то его избыток будет переводить в раствор карбонат кальция (CaCO_3) и преобразовывать в более растворимый бикарбонат кальция $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$. Та часть свободного углекислого газа, который способен преобразовать карбонат кальция в бикарбонат, называется агрессивной. Количество углекислого газа в свободной форме может зависеть от концентрации карбонатов, сульфатов и хлоридов [20].

Как правило, для цементирования обсадных колонн используется тампонажный портландцемент, гипсоглиноземистый и глиноземистый цементы.

Глиноземистый цемент и его растворы отличны высокой скоростью схватывания и затвердевания, в частности при наличии низких температур. В данном отношении такие растворы значительно превосходят портландцемент. Одной из главных особенностей глиноземистого цемента является высокая стойкость его в неблагоприятных и агрессивных средах (в том числе и к H_2S). Однако применение его с целью цементирования скважин ограничено высокой стоимостью и значительным снижением прочности при температуре более 25°C .

Цель модификации тампонажных материалов — достижение у тампонажных цементов и их растворов свойств, соответствующих условиям применения. Модификации подвергаются такие свойства, как плотность тампонажных растворов, скорость их схватывания и затвердевания, а также прочие реологические свойства.

Модифицировать составы возможно на этапе производства тампонажных цементов с помощью добавления твердых порошкообразных веществ, диспергируемых в жидкости затворения химических реагентов, а также при аэрировании растворов и т. д. Некоторые стойкие к коррозионному воздействию цементы являются модифицированными. Так, общекислотную агрессию предотвращают введением в раствор щелочных металлов (Са), образующих в растворе щелочную среду, нейтрализующую общекислотную агрессию.

В случае отсутствия по какой-либо причине возможности использовать специальный цемент стойкий к коррозии, то имеется возможность увеличить стойкость цементного камня, некоторые добавки к цементу. Важно, чтобы у таких добавок имелась устойчивость к статической температуре в интервале применения тампонажного материала. Чаще всего для повышения общей устойчивости тампонажного раствора является полезным снижение его водосодержания.

На рынке представлены различные модификации цементов, стойкие к углекислотной и сероводородной коррозии (например, ПЦТ I-G-CC-1 солестойкий и вариации марки ЦТКС-коррозионностойкий).^{12,13}

Выводы

При рассмотрении коррозионной агрессивности среды объектов добычи в условиях повышенного содержания CO₂ следует учитывать, что:

1. Существуют различные как внешние (термодинамические параметры, обводненность продукции, кислотность среды и т. д.), так и внутренние (химический состав, микроструктура стали, наличие внутренних напряжений, структурное состояние и вид термообработки и т. д.) факторы, влияющие на скорость коррозии, что обусловлено воздействием на кинетику образования и морфологию продуктов коррозии.
2. Для строительства скважин в таких условиях необходимо применять стойкие к коррозии материалы: хромистые/стеклопластиковые трубы; глиноземистый цемент/ модифицированный портландцемент. Те же требования относятся и к фонтанной арматуре и промышленным трубопроводам.
3. Особенность конструкции скважин в данном случае обусловлена необходимостью решения проблемы и учета коррозии на этапе проектирования (т. е. предупреждение осложнений, а не симптомов).

¹² Цемент марки g для нефтяных скважин, характеристики. URL: <https://prostroyamat.ru/tsement-marki-g-dlya-neftyanykh-skvazhin-kharakteristiki/>.

¹³ Марка ЦТКС (коррозионностойкий цемент). URL: <http://spec-cement.ru/>.

ЛИТЕРАТУРА

1. Zapevalov D. Aspects of protection against carbon dioxide corrosion of gas production facilities / D. Zapevalov, R. Vagapov // I International Conference «Corrosion in the Oil and Gas Industry», 22–24 May, 2019, St. Petersburg, Russia. E3S Web of Conferences. 2019. Vol. 121. № 02013. DOI: 10.1051/e3sconf/201912102013.
2. Корякин А.Ю. и др. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования // Газовая промышленность. — 2017. — № 12(761). — С. 84–89.
3. Маркин, А.Н. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов — М.: ОАО «ВНИИОЭНГ» 2003. — 188 С.
4. Lotz, U. CO₂ corrosion of carbon steel and 13Cr steel in particle-laden fluid / U. Lotz, T. Sydberger // «Corrosion 1998». — 1998. — № 44(11). — pp. 800–809.
5. Кантюков Р.Р. Анализ применения и воздействия углекислотных сред на коррозионное состояние нефтегазовых объектов / Р.Р. Кантюков, Д.Н. Запелалов, Р.К. Вагапов // Записки Горного института. 2021. Т. 250. С. 578–586. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.11.
6. Применение геофизического комплекса спектральной шумометрии на солевой скважине, пробуренной на ассельский (рассольный) водоносный горизонт / Р.Р. Кантюков, А.А. Арбузов, С.В. Сорока, Л.А. Спирина // Георесурсы. 2017. Т. 19. № 2. С. 138–140. DOI: 10.18599/grs.19.2.9.
7. Внедрение инновационного программно-аппаратного комплекса пассивной акустики для диагностики технического состояния скважин / А.М. Асланян, И.Ю. Асланян, Р.Р. Кантюков и др. // Безопасность труда в промышленности. 2020. № 11. С. 56–62. DOI: 10.24000/0409-2961-2020-11-56-62.
8. Zapevalov D. Possibilities and limitations of the organization of anticorrosion protection at gas production facilities / D. Zapevalov, R. Vagapov // II International Conference «Corrosion in the Oil & Gas Industry», 14–16 December, 2020, St. Petersburg, Russia. E3S Web of Conferences. 2021. Vol. 225. № 03002. DOI: 10.1051/e3sconf/202122503002.
9. Зырянов А.О. Исследование коррозионного разрушения насосно-компрессорных труб из стали 15х5МФБЧ в высоко агрессивных нефтепромысловых средах и усовершенствование технологии термической обработки этих труб. — Тольятти: ТГУ, 2018. — 179 с.
10. Хромых Л.Н., Литвин А.Т., Никитин А.В. Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов // Вестник Евразийской науки, 2018 № 5, <https://esj.today/PDF/06NZVN518.pdf>.
11. 2-Mercaptobenzothiazole as a corrosion inhibitor for carbon steel in supercritical CO₂-H₂O condition / H. Cen, J. Cao, Z. Chen, X. Guo // Applied Surface Science. 2019. Vol. 476. P. 422–434. DOI: 10.1016/j.apsusc.2019.01.113.
12. Ерехинский Б.А. и др. Трубы нефтяного сортамента, стойкие против углекислотной коррозии // Территория Нефтегаз. — 2016. — № 6. — С. 72–76.
13. Kermani, M.B. Development of low carbon Cr-Mo steels with exceptional corrosion resistance for oilfield applications / M.B. Kermani, J.C. Gonzales, C. Linne, M. Dougan, R. Cocharane // «Corrosion 2000–2001». — 2000–2001. — P.65.

14. Pfennig A. Corrosion behaviour of pipe steels exposed for 2 years to CO₂-saturated saline aquifer environment similar to the CCS-site Ketzin, Germany / A. Pfennig, B. Linke, A. Kranzmann // *Energy Procedia*. 2011. Vol. 4. P. 5122–5129. DOI: 10.1016/j.egypro.2011.02.488.
15. С.А. Скрипко ДЕЛЬТА 5+ «НЕОЦИНК» — эффективная защита НКТ в коррозионном фонде. Журнал «Коррозия. Территория нефтегаз» 2011, № 3.
16. А.С. Трофимов применение НКТ с покрытием MAJORPACK MPAG96 модификации D на истирающем фонде УШГН. Журнал «Инженерная практика» 2014, № 5.
17. A green MnMgZn phosphate coating for steel pipelines transporting CO₂ rich fluids / M.F. Morks, P. Corrigan, N. Birbilis, I.S. Cole // *Surface and Coatings Technology*. 2012. Vol. 210. P. 183–189. DOI: 10.1016/j.surfcoat.2012.09.018.
18. Ueda, M. Effect of environmental factor and microstructure on morphology of corrosion products in CO₂ environments / M. Ueda, H. Takabe // «Corrosion 1999». — 1999. Houston, TX: NACE International. — P. 13.
19. Данюшевский В.С., Тарнавский А.П. Газовая сероводородная коррозия тампонажных цементов // Газовая сероводородная коррозия тампонажных цементов // Газовая промышленность. — 1977. — № 6. — С. 46–48.
20. Зварыгин, В.И. Тампонажные смеси: учеб. пособие / В.И. Зварыгин. — Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. — 216 с. ISBN 978-5-7638-3004-0.

Ziganshin Rais Shamilevich

Samara State Technical University, Samara, Russia
E-mail: pauc97@gmail.com

Bodogovskii Nikita Sergeevich

Samara State Technical University, Samara, Russia

Roshchin Pavel Valerevich

Samara State Technical University, Samara, Russia
E-mail: pv.roschin@yandex.ru

RSCI: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=699878

Nikitin Aleksandr Valerevich

Samara State Technical University, Samara, Russia
E-mail: Nikitin.oil@yandex.ru

RSCI: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=877025

Zinovev Aleksei Mikhailovich

Samara State Technical University, Samara, Russia
RSCI: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=327270

Structural features of wells at fields with carbon dioxide injection

Abstract. The current direction of development of a number of oil and gas and energy companies involves reducing greenhouse gas emissions or achieving carbon neutrality. A number of technologies for a utilization of carbon dioxide provide for its injection into productive oil and gas reservoirs or underground gas storages. A corrosive activity of carbon dioxide in the presence of water causes special requirements for a design of injection and production wells at facilities using carbon dioxide injection.

This paper presents an overview of modern materials and approaches for well construction in difficult conditions. A chemical process of corrosion is displayed, external and internal factors influencing a corrosion rate are given, mechanisms of an influence of these factors on the corrosion process are considered.

The paper also presents studies of the corrosion rate and corrosion resistance of various metals that make up the material of tubing, submersible pumps, production trees, field and main pipelines. The maximum allowable values of non-metallic inclusions and alloying elements for corrosion-resistant steels are indicated.

As an alternative solution in a field of construction and operation of wells, the use of fiberglass pipes is proposed. It is noted that the material of such pipes is inert to acids, alkalis, salts, hydrogen sulfide and oxygen-containing compounds, smooth walls make it possible to reduce a deposition of salts and asphaltenes, resins and paraffins on the inner surface.

The paper also considers an issue of an influence of carbon dioxide on the backfill material of wells. It is noted that the protection of cement stone from the corrosive action of highly mineralized formation waters and acid gases is a difficult task, requiring a special corrosion-resistant cement or increasing a resistance of cement stone by adding chemical components to cement.

Keywords: carbon dioxide; sequestration; construction; corrosion; tubing; production casing; cement; technical requirements