

УДК 628.147.22

**РАСЧЁТ СКОРОСТИ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ
ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО РАЗЛИЧНЫМ МЕТОДИКАМ**



**CALCULATION OF THE RATE OF CARBON DIOXIDE CORROSION
OF DOWNHOLE EQUIPMENT USING VARIOUS METHODS**

Горпинченко А.Н.

заместитель генерального директора по общим вопросам
ООО «Газпром персонал», проект «Ачим Девелопмент»
swengorr@yandex.ru

Мельникова Анастасия Андреевна

студентка направления подготовки 21.05.06
«Нефтегазовые техника и технологии»,
Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II
amelnik127@gmail.com

Аннотация. В статье приведены причины коррозии и факторы, влияющие на коррозию; описана роль диоксида углерода в коррозионных процессах; показаны механизмы углекислотной коррозии стали; выполнено прогнозирование углекислотной коррозии. Выполнен расчёт скорости углекислотной коррозии, вызываемой негативным воздействием CO₂ на внутрискважинное оборудование, по различным методикам – методика Де-Варда – Лотца – Дагстада; методика Де-Варда – Миллиамса; методика Де-Варда – Миллиамса – Лотца; методика Маркина – Легезина; методика NORSOK.

Ключевые слова: причины коррозии и факторы, влияющие на коррозию; прогнозирование углекислотной коррозии; методика Де-Варда-Лотца-Дагстада; методика Де-Варда-Миллиамса; методика Де-Варда-Миллиамса-Лотца; методика Маркина-Легезина; методика NORSOK.

Gorpinchenko A.N.

Deputy Chief Executive Officer
for General Affairs
LLC «Gazprom personnel»,
Project «Achim Development»
swengorr@yandex.ru

Melnikova Anastasia Andreevna

Student Training Direction 21.05.06
«Oil and Gas Equipment
and Technologies»,
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
amelnik127@gmail.com

Annotation. The article describes the causes of corrosion and factors influencing corrosion; the role of carbon dioxide in corrosion processes is described; the mechanisms of carbon dioxide corrosion of steel are shown; prediction of carbon dioxide corrosion was carried out. The rate of carbon dioxide corrosion caused by the negative impact of CO₂ on downhole equipment was calculated using various methods – De-Waard – Lotz – Dagstad technique; DeWard – Milliams technique; De-Ward – Milliams – Lotz technique; Markin – Legezin technique; NORSOK technique.

Keywords: causes of corrosion and factors influencing corrosion; prediction of carbon dioxide corrosion; De-Ward-Lotz-Dagstad technique; De-Ward-Milliams technique; De-Ward-Milliams-Lotz technique; Markin-Legezin technique; NORSOK technique.

Коррозия металлов – самопроизвольное разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с внешней средой:

- при коррозии металла происходит не только потеря его массы, но и снижение механической прочности, пластичности и других свойств;
- коррозия металла наносит значительный ущерб экономике;
- потери от коррозии составляют в промышленно развитых странах около 10 % национального дохода;
- потери стали, обусловленные коррозией, составляют 30 % её ежегодного производства;
- кроме того, действующие нефтепромысловые объекты из-за коррозии являются источником повышенной опасности для людей и окружающей среды.

Для условий нефтегазодобывающих предприятий коррозия металлического оборудования и коммуникаций при добыче нефти и газа характеризуется рядом особенностей:

- 1) она затрагивает огромную по металлоёмкости систему подземного и наземного оборудования скважин, установок по подготовке нефти и воды и протяжённую сеть нефтепроводов, газопроводов и водоводов;

2) коррозионный процесс всего оборудования протекает, как правило, в гетерогенной системе, т.е. в системе двух несмешивающихся жидкостей: «нефть – вода», «газобензин – вода», «сточная вода – следы нефти».

Потери металла при коррозии подразделяются на:

- прямые;

- 1) стоимость заменённого прокорродировавшего оборудования;
- 2) затраты на защиту от коррозии;
- 3) безвозвратные потери металла;

- косвенные;

- 1) потери продукта в результате утечки и загрязнения продукта по причине коррозии;
- 2) потери производительности;
- 3) завышенный расход металла.

Кроме того, отсутствие доступных и эффективных методов противокоррозионной защиты металлов нередко сдерживает разработку некоторых месторождений нефти и газа.

Борьба с коррозией – это не только продление срока службы нефтегазового оборудования, снижение эксплуатационных затрат на его ремонт, улучшение технико-экономических показателей добычи и подготовки нефти на промыслах. В конечном счёте – это охрана окружающей среды, водоёмов и рек от загрязнения нефтью, газом и сопутствующими отходами при добыче нефти, например, сточной водой. Поэтому вопросам коррозии и разработке мер по её предотвращению в нефтегазодобывающей отрасли уделяется самое большое внимание.

Коррозия металлического оборудования в нефтепромысловых системах, в том числе внутрискважинного оборудования, обусловлена присутствием в добываемой продукции:

- 1) минерализованной водной фазы;
- 2) растворённых в ней коррозионных газов (кислорода, сероводорода H_2S и диоксида углерода CO_2).

Усилению коррозии способствуют:

- 1) механические примеси;
- 2) продукты жизнедеятельности микроорганизмов, в частности, сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Классифицировать коррозию принято по:

- 1) механизму;
- 2) виду коррозионной среды и условиям протекания процесса;
- 3) характеру разрушения.

Классификация коррозионных процессов приведена на рисунке 1.

Причины коррозии и факторы, влияющие на коррозию

Основной причиной коррозии металла является его термодинамическая неустойчивость. Именно поэтому подавляющее большинство металлов в земной коре находится в связанном состоянии в виде окислов, солей и других соединений. Согласно второму закону термодинамики «любая система стремится перейти из состояния с большей энергией в состояние с меньшей энергией». Энергия, которой обладают вещества, называется химической энергией, она создаётся движением электронов на электронных орбитах атомов и молекул.

При определённых условиях химическая энергия может превращаться в другие виды энергии, совершать работу (например, работу образования химических соединений). Применительно к веществам второй закон термодинамики звучит так: «самопроизвольно совершаются только такие химические превращения, в результате которых образуются вещества с меньшей химической энергией». Практически для всех металлов (кроме золота) при образовании окислов, солей и т.д. это правило выполняется. Поэтому окисление металлов, т.е. их коррозия, в естественных условиях – процесс неизбежный.

Практически круговорот металла в природе выглядит так. Metallургическая промышленность, затрачивая большое количество энергии, осуществляет восстановление металлов из руд в свободное состояние, т.е. переводит их на более высокий

энергетический уровень. Однако, когда этот металл уже в виде какой-то конструкции подвергается действию окислителей (кислорода), он самопроизвольно переходит в более стабильное окисленное состояние.

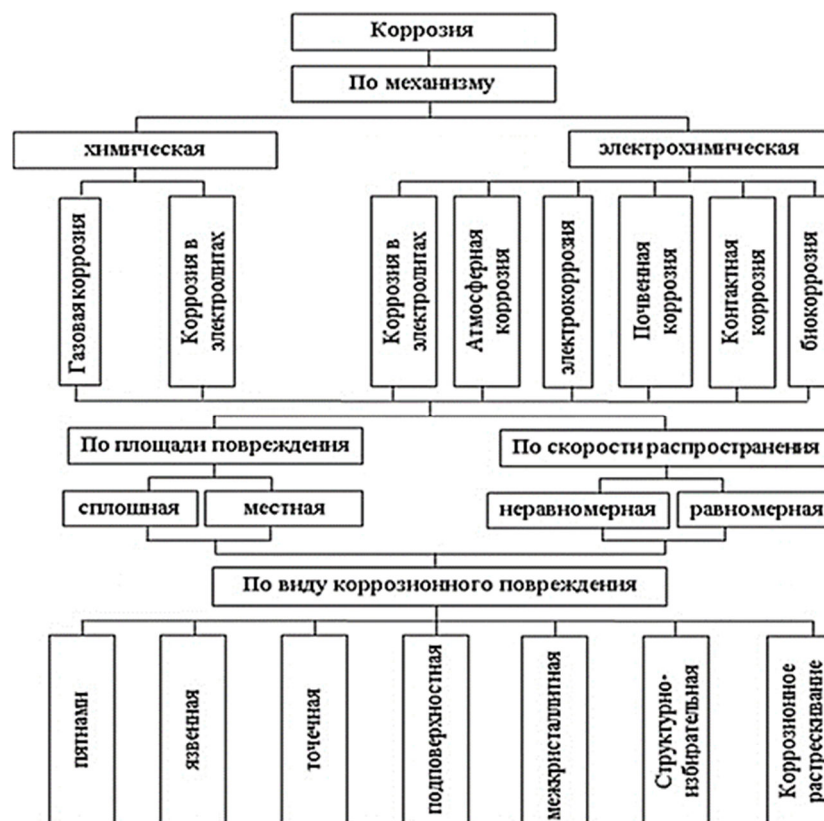


Рисунок 1 – Классификация коррозионных процессов

К основным коррозионно-активным агентам относятся:

- 1) кислород;
- 2) сероводород;
- 3) диоксид углерода.

Роль диоксида углерода в коррозионных процессах

До определённого времени (до 70-х годов прошлого столетия) скважины, повреждённые коррозией, делили на две группы:

- 1) «кислые», содержащие в продукции сероводород;
- 2) «нейтральные», где коррозия обусловлена преимущественно кислородом воздуха.

Углекислому газу, как коррозионному компоненту среды, при этом отводили не слишком значительную роль по сравнению с O_2 и H_2S . Ситуация резко изменилась с началом разработки глубоко залегающих газоконденсатных месторождений с пластовой температурой 80–140 °С, давлением до 35 МПа и содержанием CO_2 в газе до 5 % при незначительных концентрациях H_2S . В России эксплуатация таких залежей была начата в 1965–1970 гг. в Краснодарском и Ставропольском краях. При обустройстве месторождений были применены напорные герметизированные системы сбора нефти и газа, исключавшие попадание в них значительных количеств кислорода воздуха.

Углекислый газ, таким образом, стал главным коррозионным компонентом продукции скважин. Из-за высоких парциальных давлений CO_2 добываемый из скважин водный конденсат представлял собой концентрированный раствор угольной кислоты с pH 4,0–5,5. Накопление водного конденсата в муфтовых зазорах НКТ приводило к катастрофически быстрому их разрушению. Глубина проникновения локальной коррозии достигала 8 мм/год. Впервые углекислотная коррозия вылилась в проблему, без решения которой было невозможно обеспечить нормальную эксплуатацию скважин и трубопроводов.

В 1978–1980 гг. отмечены первые факты интенсивной коррозии промышленных трубопроводов Самотлорского и других нефтяных месторождений Западной Сибири. Длительное время считалось, что здесь коррозивные разрушения оборудования скважин и трубопроводов напорных герметизированных систем сбора нефти обусловлены присутствием в водной фазе продукции скважин небольших (0,1–4,0 мг/л) количеств сероводорода. Однако проведённые исследования показали, что сера, как правило, содержится в водной фазе в виде сульфатов и других восстановленных форм, обычные при сероводородной коррозии осадки сульфидов железа незначительны. Анализ продуктов коррозии, обнаруженных в местах разгерметизации трубопроводов, показал наличие сульфидов в количествах 0,02–2,00 % масс, а карбонатных соединений – 14–97 % масс.

Углекислотная коррозия характерна для большинства месторождений России. К ним относятся, прежде всего, нефтяные и газовые месторождения Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна. Здесь H_2S в продукции скважин практически отсутствует, а концентрация CO_2 в нефти и попутном газе составляет в среднем 0,7–1,6 % (в отдельных случаях – 4–6 %). Подземные воды месторождений относятся к хлоридно-кальциевому, реже к гидрокарбонатно-натриевому типу (по классификации В.А. Сулина) и характеризуются низким содержанием сульфатов. Общая минерализация 15–30 г/л.

В нефтегазодобывающей промышленности можно выделить два типа систем, где коррозия обусловлена присутствием углекислоты:

- 1) с высокими парциальными давлениями CO_2 ;
- 2) с низкими парциальными давлениями CO_2 .

В обоих случаях коррозия обусловлена наличием минерализованной водной фазы и растворённой в ней углекислоты.

Механизмы углекислотной коррозии стали

Процесс коррозии стали в безкислородной водной среде, содержащей растворённую углекислоту, является *электрохимическим*. Большинство исследователей считают, что механизм углекислотной коррозии стали существенно отличается от процессов коррозии в растворах сильных кислот: известно, что при одной и той же величине рН коррозия в углекислотной среде протекает более интенсивно, чем в растворах сильных кислот.

Существуют два различных объяснения этого явления.

Первое: в растворах угольной кислоты, наряду с ионами H^+ и HCO_3^- , присутствуют недиссоциированные молекулы H_2CO_3 , играющие роль буфера, обеспечивающего пополнение ионов H^+ , расходуемых на деполяризацию.

В то время как в растворах сильных кислот ионы водорода доставляются к корродирующей поверхности за счёт диффузии, в углекислотной среде деполяризация осуществляется ионами H^+ , образующимися в приэлектродном слое при диссоциации H_2CO_3 . Полагая, что скорость диссоциации H_2CO_3 намного превышает скорость диффузии H^+ из объёма раствора, делают вывод, что катодный процесс углекислотной коррозии не лимитируется диффузионными ограничениями.

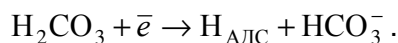
Второе объяснение состоит в том, что H_2CO_3 непосредственно участвует в катодном процессе.

Согласно первой точке зрения, углекислота не обладает каким-либо специфическим коррозионным действием, а стимулирует коррозию только через снижение рН (при увеличении P_{CO_2}) и компенсацию ионов H^+ , расходуемых на деполяризацию. Это не позволяет объяснить экспериментально наблюдаемые факты возрастания скорости углекислотной коррозии с ростом P_{CO_2} .

Наибольшее распространение получила та точка зрения, согласно которой прямое восстановление H_2CO_3 вносит основной вклад в деполяризацию (катодную стадию) коррозионного процесса при углекислотной коррозии.

Классическим считается подход, развитый в работах К. Де-Варда и Д. Миллиамса. Они предложили следующее уравнение деполяризации катодного процесса при

углекислотной коррозии стали (замедленная стадия) с дальнейшим удалением водорода путём рекомбинации или электрохимической десорбции (быстрые стадии):



Предполагая, что реакция не осложняется транспортными ограничениями и протекает в кинетической области, Де-Вард и Миллиамс предложили следующую формулу для расчёта скорости углекислотной коррозии, известную как уравнение Де-Варда-Миллиамса:

$$\lg(v_k) = 6,467 - \frac{1710}{273+t} + 0,67 \cdot \lg(P_{\text{CO}_2}),$$

где v_k – среднеповерхностная скорость потери массы металла, г/(м² × ч) в условном пересчёте на глубину коррозии, мм/год, а P_{CO_2} должно быть выражено в МПа.

Вышеизложенное справедливо, если углекислотная среда не выделяет осадков минеральных солей. Однако во многих реальных нефтепромысловых системах с углекислотой процесс коррозии осложнён отложением солей на корродирующую поверхность. Водная фаза продукции скважин выделяет соли вследствие действия следующих факторов или их комбинации:

- уменьшение общего давления в системе;
- изменение температуры (например, вероятность осаждения карбонатов кальция и железа возрастает с повышением температуры);
- изменение химического состава воды, что может наблюдаться как при смешивании вод различного состава, так и в результате коррозии, когда вода обогащается ионами железа.

В России одними из первых работ по проблеме углекислотной коррозии были публикации ВНИИГАЗ и его филиалов (1970-е гг.) по газоконденсатным скважинам и трубопроводам, транспортирующим газовый конденсат. Предложена классификация газоконденсатных систем по их коррозивности в зависимости от температуры и P_{CO_2} :

1) малокоррозивные – среды с $P_{\text{CO}_2} < 0,02$ МПа;

2) высококоррозивные – среды с $P_{\text{CO}_2} > 0,2$ МПа.

Аналогичные работы были выполнены и в других странах. Так, по рекомендациям Американского института нефти, системы с $P_{\text{CO}_2} < \sim 0,05$ МПа считаются коррозионно-неопасными, при P_{CO_2} от $\sim 0,05$ до $\sim 0,2$ МПа возможны средние, а при $P_{\text{CO}_2} > \sim 0,2$ МПа высокие скорости коррозии.

В последующем для прогнозирования скорости углекислотной коррозии было предложено уравнение Де-Варда-Миллиамса, первоначально также выведенное для систем с влажным газом.

Прогнозирование углекислотной коррозии

Углекислотная коррозия, вызываемая негативным воздействием CO_2 на внутрискважинное оборудование, является одним из самых распространённых видов коррозии. Для её прогнозирования существует несколько методик:

- методика Де-Варда-Лотца-Дагстада;
- методика Де-Варда-Миллиамса;
- методика Де-Варда-Миллиамса-Лотца;
- методика Маркина-Легезина;
- методика NORSOK.

Методика Де-Варда-Лотца-Дагстада

Описываемая методика прогноза скорости CO_2 -коррозии в скважине основывается на полуэмпирической модели Де-Варда-Лотца-Дагстада с учётом поправок, учитывающих влияние эрозионной коррозии, H_2S -коррозии и материала оборудования, которое подвергается коррозии. Выбор данной методики обусловлен наилучшим сов-

падением результатов расчётов с промышленными данными по сравнению с другими изученными методиками.

Методика Де-Варда-Миллиамса

Методика Де-Варда-Миллиамса определяет линейную скорость CO₂-коррозии в зависимости от температуры жидкости и парциального давления углекислого газа.

Методика Де-Варда-Миллиамса-Лотца

В данной методике учитывается образование на поверхности металла, который подвергается CO₂-коррозии, защитной пленки из карбоната железа FeCO₃ при достижении некоторой критической температуры, которая зависит от парциального давления углекислого газа.

Методика Маркина-Легезина

Формула Маркина-Легезина по сравнению с формулой Де-Варда-Миллиамса дополнительно учитывает зависимость скорости коррозии от pH-фактора.

Методика NORSOK

Описываемая методика прогноза скорости CO₂-коррозии в скважине основывается на модели, изложенной в стандарте NORSOK с учетом поправок, учитывающих влияние эрозионной коррозии, H₂S-коррозии и материала оборудования, которое подвергается коррозии. Выбор данной методики обусловлен наилучшим совпадением результатов расчетов с промышленными данными по сравнению с другими изученными методиками.

Выполним расчёт по предложенным данным (табл. 1) линейной скорости CO₂-коррозии в НКТ по различным методикам и сравним полученные результаты.

Таблица 1 – Исходные данные

C_{Ca} , мг/л	1,94	ρ нефти, кг/м ³	883,5
C_{HCO_3} , мг/л	4,4	ρ воды, кг/м ³	1000
C_{Cl} , мг/л	1,9	$d_{нкт}^{вн}$, мм	62
C_{Na+K} , мг/л	148	$d_{нкт}^{внеш}$, мм	73
C_{Mg} , мг/л	2,7	Qж, м ³ /сут.	84
C_{Ba} , мг/л	0	Wс, %	84
C_{Sr} , мг/л	0	G, м ³ /т	90
C_{SO_4} , мг/л	1,98	G, м ³ /т	21
C_{H_2S} , мг/л	0,001	бгаза	1,223
C_{CO_2} , моль/л	0,0058	КВЧ, мг/л	81
P, атм.	91,5	pH	5
T, °C	52		
исполнение оборудования	коррозионностойкое	агрессивность среды	средняя

Технологический расчёт прогнозируемой скорости коррозии

Методика Де-Варда-Лотца-Дагстада

Описываемая методика прогноза скорости CO₂-коррозии в скважине основывается на полуэмпирической модели Де Варда-Лотца-Дагстада с учётом поправок, учитывающих влияние эрозионной коррозии, H₂S-коррозии и материала оборудования, которое подвергается коррозии. Выбор данной методики обусловлен наилучшим совпадением результатов расчётов с промышленными данными по сравнению с другими изученными методиками.

Алгоритм расчёта скорости коррозии следующий:

1. Определение ионной силы раствора солей в пластовой воде по формуле:

$$\mu = \frac{1}{2000} \cdot \left(\frac{C_{Cl}}{35,5} + \frac{C_{HCO_3}}{61} + \frac{C_{Na+K}}{23} + 2 \cdot \left(\frac{C_{Ca}}{20} + \frac{C_{Mg}}{12,1} + \frac{C_{Ba}}{68,5} + \frac{C_{Sr}}{43,8} + \frac{C_{SO_4}}{48} \right) \right),$$

где C_{Ca} – содержание ионов кальция, мг/л; C_{HCO_3} – содержание гидрокарбонат ионов, мг/л; C_{Cl} – содержание ионов хлора, мг/л; C_{Na+K} – содержание ионов натрия/калия, мг/л; C_{Mg} – содержание ионов магния, мг/л; C_{Ba} – содержание ионов бария, мг/л; C_{Sr} – содержание ионов стронция, мг/л; C_{SO_4} – содержание сульфат ионов, мг/л.

$$\mu = \frac{1}{2000} \cdot \left(\frac{1,9}{35,5} + \frac{4,4}{61} + \frac{148}{23} + 2 \cdot \left(\frac{1,94}{20} + \frac{2,7}{12,1} + \frac{0}{68,5} + \frac{0}{43,8} + \frac{1,98}{48} \right) \right) = 0,00364 \text{ мг/л.}$$

2. Летучесть CO_2 для точки ствола:

$$L_{CO_2} = \exp \left(\left(-7,66 \cdot 10^{-3} + 8 \cdot 10^{-4} \cdot \tilde{T}^{0,5} - 2,11 \cdot 10^{-5} \cdot \tilde{T} \right) \cdot \tilde{P}^{0,5} + \left(-5,77 \cdot 10^{-4} + 3,72 \cdot 10^{-5} \cdot \tilde{T}^{0,5} - 5,7 \cdot 10^{-7} \cdot \tilde{T} \right) \cdot \tilde{P} + \left(4,4 \cdot 10^{-6} - 2,96 \cdot 10^{-7} \cdot \tilde{T}^{0,5} + 5,1 \cdot 10^{-9} \cdot \tilde{T} \right) \cdot \tilde{P}^{1,5} \right),$$

где \tilde{T} – температура в градусах Фаренгейта, которая выражается через температуру T в градусах Цельсия по формуле:

$$\tilde{T} = \frac{9}{5} \cdot T + 32 = \frac{9}{5} \cdot 52 + 32 = 125,6 \text{ } ^\circ \text{F};$$

\tilde{P} – давление в psi, которое выражается через давление в атмосферах P по формуле:

$$\tilde{P} = 14,224 \cdot P = 14,224 \cdot 91,5 = 1301,5 \text{ psi.}$$

$$L_{CO_2} = 0,764.$$

3. Парциальное давление CO_2 в газе:

$$P_{CO_2} = C_{CO_2} \cdot P = 0,0058 \cdot 91,5 = 0,5307 \text{ атм.}$$

4. Скорость движения газожидкостной смеси в данной точке ствола (м/с):

$$v_{см} = v_{ж}^{прив} + v_{газа}^{прив},$$

где $v_{ж}^{прив}$ – приведённая скорость жидкости, м/с:

$$v_{ж}^{прив} = \frac{4 \cdot Q_{ж}}{86400 \cdot \pi \cdot d_{эКВ}^2},$$

где $Q_{ж}$ – дебит жидкости, м³/сут.; $d_{эКВ}$ – эквивалентный диаметр трубы, м ($d_{эКВ} = d_{НКТ}^{6H}$);

$v_{газа}^{прив}$ – приведённая скорость газа, м/с:

$$v_{газа}^{прив} = \frac{4 \cdot Q_{газа}}{86400 \cdot \pi \cdot d_{эКВ}^2},$$

$$Q_{газа} = 0,001 \cdot \rho_{нефти} \cdot (1 - 0,01 \cdot W_c) \cdot Q_{ж} \cdot (\Gamma - G) \cdot b_{газа},$$

где $\rho_{\text{нефти}}$ – плотность нефти, кг/м³; W_c – обводнённость, %; Γ – газовый фактор, м³/т; G – остаточная газонасыщенность нефти в точке скважины, м³/т; $b_{\text{газа}}$ – коэффициент объёмного расширения газа, доли ед.

$$Q_{\text{газа}} = 0,001 \cdot 883,5 \cdot (1 - 0,01 \cdot 84) \cdot 84 \cdot (90 - 21) \cdot 1,223 = 1002,03 \text{ м}^3/\text{сут.};$$

$$v_{\text{газа}}^{\text{прив}} = \frac{4 \cdot 1002,03}{86400 \cdot \pi \cdot 0,062^2} = 3,843 \text{ м/с};$$

$$v_{\text{жс}}^{\text{прив}} = \frac{4 \cdot 84}{86400 \cdot \pi \cdot 0,062^2} = 0,322 \text{ м/с};$$

$$v_{\text{с.м}} = 0,322 + 3,843 = 4,163 \text{ м/с}.$$

5. Скорость коррозии в точке скважины без учёта движения жидкости:

$$\begin{aligned} \lg(v_{\text{корр}}) &= 4,93 - \frac{1119}{T + 273} + 0,581 \cdot \lg(L_{\text{CO}_2} \cdot P_{\text{CO}_2}) = \\ &= 4,93 - \frac{1119}{52 + 273} + 0,581 \cdot \lg(0,764 \cdot 0,5307) = 1,259; \end{aligned}$$

отсюда $v_{\text{корр}} = 18,178 \text{ мм}$.

6. Вклад движения жидкости для точки ствола:

$$v_{\text{дж}} = 2,45 \cdot v_{\text{с.м}}^{0,8} \cdot d_{\text{экс}}^{-0,2} \cdot L_{\text{CO}_2} \cdot P_{\text{CO}_2} = 2,45 \cdot 4,165^{0,8} \cdot 0,062^{-0,2} \cdot 0,764 \cdot 0,5307 = 5,424 \text{ мм/год}.$$

7. Линейная скорость CO₂-коррозии:

$$v_{\text{лин}} = \frac{k \cdot v_{\text{корр}} \cdot v_{\text{дж}}}{v_{\text{корр}} + v_{\text{дж}}},$$

где k – поправочный коэффициент.

$$\lg(k) = \begin{cases} 2400 \cdot \left(\frac{1}{T + 273} - \frac{1}{T_{\text{крит}} + 273} \right), & T > T_{\text{крит}} \\ 0, & T \leq T_{\text{крит}} \end{cases}$$

где $T_{\text{крит}}$ – критическая температура, °С.

$$T_{\text{крит}} = \frac{2400}{6,7 + 0,6 \cdot \lg(P_{\text{CO}_2})} - 273 = \frac{2400}{6,7 + 0,6 \cdot \lg(0,5307)} - 273 = 94,26 \text{ °С}.$$

Учитывая, что $T < T_{\text{крит}}$ ($52 < 94,26$), тогда $\lg(k) = 0$ и $k = 1$, отсюда:

$$v_{\text{лин}} = \frac{1 \cdot 18,178 \cdot 5,424}{18,178 + 5,424} = 4,178 \text{ мм/год}.$$

8. Эмпирический поправочный коэффициент $K_{\text{H}_2\text{S}}$, отвечающий за влияние H₂S на скорость CO₂-коррозии:

$$\lg(K_{\text{H}_2\text{S}}) = \begin{cases} (1 + \lg 3) \cdot (1 - (\lg x - 2)^2), & x \in [10; 10^3] \\ \lg 5 \cdot ((\lg x - 4)^2 - 1), & x \in [10^3; 10^5] \\ 10, & x \leq 10, x \geq 10^5 \end{cases}$$

где x – отношение молярных концентраций CO_2 и H_2S :

$$x = \frac{C_{\text{CO}_2}}{C_{\text{H}_2\text{S}}} = \frac{0,0058}{0,001} = 5,8.$$

Учитывая, что $x = 5,8$, тогда $\lg(K_{\text{H}_2\text{S}}) = 10$ и $K_{\text{H}_2\text{S}} = 1$.

9. В зависимости от типа исполнения оборудования (обычное/коррозионностойкое) задаётся значение для эмпирического поправочного коэффициента $K_{\text{обор}}$ (1 – для обычного исполнения; 0,4 – для коррозионностойкого исполнения). Учитывая, что исполнение оборудования коррозионностойкое, тогда $K_{\text{обор}} = 0,4$.

10. Вычисляется эмпирический поправочный коэффициент $K_{\text{эн}}$, отвечающий за влияние эрозионных процессов:

$$K_{\text{эн}} = (1 + 0,01 \cdot K_{\text{агр}} \cdot \eta) \cdot (1 + \max(v_{\text{см}} - v_{\text{крит}}, 0)^2),$$

где η – количество взвешенных частиц, мг/л; $K_{\text{агр}}$ – коэффициент эрозионной агрессивности среды ($K_{\text{агр}} = 1$); $v_{\text{крит}}$ – критическая скорость потока газожидкостной среды:

$$v_{\text{крит}} = \frac{1,22 \cdot C_{\text{агр}}}{\sqrt{\rho_{\text{см}}}},$$

где $C_{\text{агр}} = 60$; $\rho_{\text{см}}$ – плотность водонефтяной смеси, кг/м^3 :

$$\rho_{\text{см}} = 0,01 \cdot W_c \cdot \rho_{\text{воды}} + (1 - 0,01 \cdot W_c) \cdot \rho_{\text{нефти}} = 0,01 \cdot 84 \cdot 1000 + (1 - 0,01 \cdot 84) \cdot 883,5 = 981,36 \text{ кг/м}^3.$$

Тогда:

$$v_{\text{крит}} = \frac{1,22 \cdot 60}{\sqrt{981,36}} = \frac{1,22 \cdot 90}{\sqrt{981,36}} = 2,337 \text{ м/с},$$

отсюда:

$$K_{\text{эн}} = (1 + 0,01 \cdot 0,3 \cdot 81) \cdot (1 + \max(v_{\text{см}} - v_{\text{крит}}, 0)^2) = (1 + 0,01 \cdot 0,3 \cdot 81) \cdot (1 + (4,163 - 2,337)^2) = 5,388.$$

В случае если оборудование является износостойким или износостойким, то полагается $K_{\text{эн}} = 1$.

11. В зависимости от обводнённости задаётся значение для эмпирического поправочного коэффициента $K_{\text{обв}}$ (1 – для $W_c \geq 50\%$; 0,5 – для $W_c < 50\%$). Учитывая, что обводнённость составляет 84%, тогда $K_{\text{обв}} = 1$.

12. Линейная скорость CO_2 -коррозии с учётом поправок:

$$v_{\text{лин}}^* = K_{\text{H}_2\text{S}} \cdot K_{\text{обор}} \cdot K_{\text{эн}} \cdot K_{\text{обв}} \cdot v_{\text{лин}} = 1 \cdot 0,4 \cdot 5,388 \cdot 1 \cdot 4,175 = 8,998 \text{ мм/год}.$$

13. Время, в течение которого происходит сквозная коррозия НКТ:

$$t_{\text{stop}} = 365 \cdot 0,5 \cdot \left(\frac{d_{\text{нкт}}^{\text{внеш}} - d_{\text{нкт}}^{\text{вн}}}{v_{\text{лин}}^*} \right) = 365 \cdot 0,5 \cdot \left(\frac{73 - 62}{8,998} \right) = 223 \text{ сут}.$$

Методика Де-Варда-Миллиамса

Формула Де-Варда-Миллиамса:

$$\lg(v_{\text{корр}}) = 5,8 - \frac{1710}{T + 273} + 0,671 \cdot \lg(P_{\text{CO}_2}),$$

где $v_{\text{корр}}$ – скорость коррозии, мм/год; T – температура, °C.

$$P_{\text{CO}_2} = C_{\text{CO}_2} \cdot P = 0,0058 \cdot 91,5 = 0,5307 \text{ атм}.$$

Тогда:

$$\lg(v_{\text{корр}}) = 5,8 - \frac{1710}{52 + 273} + 0,671 \cdot \lg(0,5307) = 0,354,$$

отсюда $v_{\text{корр}} = 2,259$ мм/год.

Методика Де-Варда-Миллиамса-Лотца

В данной методике учитывается образование на поверхности металла, который подвергается CO_2 -коррозии, защитной плёнки из карбоната железа FeCO_3 при достижении некоторой критической температуры, которая зависит от парциального давления углекислого газа. Формула Де Варда-Миллиамса-Лотца имеет вид:

$$v_{\text{лин}} = k \cdot v_{\text{лин}}^*,$$

где $v_{\text{лин}}^*$ – скорость коррозии по Де Варду-Миллиамсу; k – поправочный коэффициент, который вычисляется из формулы:

$$\lg(k) = \begin{cases} 2400 \cdot \left(\frac{1}{T + 273} - \frac{1}{T_{\text{крит}} + 273} \right), & T > T_{\text{крит}}; \\ 0, & T \leq T_{\text{крит}} \end{cases}$$

$$T_{\text{крит}} = \frac{2400}{6,7 + 0,6 \cdot \lg(P_{\text{CO}_2})} - 273 = 93,26 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\lg(k) = 0, \quad T < T_{\text{крит}};$$

$$k = 1;$$

$$v_{\text{лин}} = 2,259 \text{ мм/год.}$$

Методика Маркина-Легезина

Формула Маркина-Легезина по сравнению с формулой Де Варда-Миллиамса дополнительно учитывает зависимость скорости коррозии от pH-фактора и имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} \lg(v_{\text{корр}}) &= 3,996 - \frac{1730}{T + 273} + 0,3651 \cdot \lg(P_{\text{CO}_2}) + 0,32 \cdot \text{pH} = \\ &= 3,996 - \frac{1730}{52 + 273} + 0,3651 \cdot \lg(0,5307) + 0,32 \cdot 5 = 0,172, \end{aligned}$$

где pH – водородный показатель.

$$\lg(v_{\text{корр}}) = 0,172;$$

$$v_{\text{корр}} = 1,486 \text{ мм/год.}$$

Методика NORSOK

Описываемая методика прогноза скорости CO_2 -коррозии в скважине основывается на модели, изложенной в стандарте NORSOK с учётом поправок, учитывающих влияние эрозионной коррозии, H_2S -коррозии и материала оборудования, которое подвергается коррозии. Выбор данной методики обусловлен наилучшим совпадением результатов расчётов с промышленными данными по сравнению с другими изученными методиками.

Алгоритм расчёта скорости коррозии следующий:

1. Рассчитывается летучесть CO_2 для точки ствола:

$$L_{\text{CO}_2} = a \cdot P_{\text{CO}_2},$$

где L_{CO_2} – летучесть CO_2 , бар; a – коэффициент летучести; P_{CO_2} – парциальное давление, бар:

$$P_{CO_2} = C_{CO_2} \cdot P = 0,0058 \cdot 90,3105 = 0,524 \text{ бар};$$

$$a = \begin{cases} 10^{\left(0,0031 - \frac{1,4}{T+273}\right) \cdot P}, & P \leq 250 \\ 10^{\left(0,0031 - \frac{1,4}{T+273}\right) \cdot 250}, & P > 250 \end{cases}$$

$$a = 10^{\left(0,0031 - \frac{1,4}{T+273}\right) \cdot P},$$

при $P = 90,31$ бар.; $a = 0,778$; $L_{CO_2} = 0,408$ бар.

2. На основе интерполяции табличных функций рассчитывается функция f_{pH} при данной температуре. При $pH = 5$ и $T = 52$ °C:

$$\begin{aligned} f_{pH} &= 15,444 - 6,1291 \cdot pH + 0,8204 \cdot pH^2 - 0,0371 \cdot pH^3 = \\ &= 15,444 - 6,1291 \cdot 5 + 0,8204 \cdot 5^2 - 0,0371 \cdot 5^3 = 0,671. \end{aligned}$$

3. Вычисляются плотность и вязкость газожидкостной смеси для точки ствола:

$$\begin{aligned} \rho_{см} &= \left((1 - 0,01 \cdot W_c) \cdot \rho_{нефти} + 0,01 \cdot W_c \cdot \rho_{воды} \right) = \\ &= \left((1 - 0,01 \cdot 84) \cdot 883,5 + 0,01 \cdot 84 \cdot 1000 \right) = 981,36 \text{ кг/м}^3; \end{aligned}$$

$$\mu_{см} = \mu_{жс} \cdot \frac{Q_{жс}}{Q_{жс} + Q_{газа}};$$

$$\mu_{жс} = \begin{cases} 0,001 \cdot \mu_{нефти} \cdot \left(1 + \frac{0,01 \cdot W_c}{b_{нефти} \cdot \left(1,187 - \frac{0,01 \cdot W_c}{b_{нефти}} \right)} \right)^{2,5}, & W_c \leq 50 \% \\ 0,001 \cdot \mu_{воды} \cdot \left(1 + \frac{0,01 \cdot W_c}{b_{воды} \cdot \left(1,187 - \frac{1 - 0,01 \cdot W_c}{b_{воды}} \right)} \right)^{2,5}, & W_c > 50 \% ; \end{cases}$$

$$b_{нефти} = \frac{0,5}{1,187 \cdot (1 - 7,06^{-0,4})} = 0,7766; \quad b_{воды} = \frac{0,5}{1,187 \cdot (1 - 16,9^{-0,4})} = 0,622;$$

$$\mu_{жс} = 0,0009 \text{ Па} \cdot \text{с}; \quad \mu_{см} = 8,51 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

4. Число Рейнольдса для точки ствола:

$$Re = \frac{\rho_{см} \cdot v_{см} \cdot d_{экв}}{\mu_{см}} = \frac{981,36 \cdot 4,163 \cdot 0,062}{8,51 \cdot 10^{-5}} = 230215.$$

5. Линейная скорость CO₂-коррозии:

$$v_{\text{лин}} = K_t (L_{\text{CO}_2})^{0,62} \cdot \left(\frac{S}{19}\right)^{0,146+0,0324 \cdot \lg(L_{\text{CO}_2})} \cdot f_{\text{pH}},$$

где S – напряжение граничного течения:

$$S = \frac{1}{2} \cdot f \cdot \rho_{\text{см}} \cdot u_m^2 = \frac{1}{2} \cdot 0,0051 \cdot 981,36 \cdot 4,163^2 = 3,354;$$

$$f = 0,001375 \cdot \left(1 + \left(\frac{1}{d_{\text{экв}}} + \frac{10^6}{\text{Re}}\right)^{0,33}\right) = 0,001375 \cdot \left(1 + \left(\frac{1}{0,062} + \frac{10^6}{230215}\right)^{0,33}\right) = 0,0051;$$

$$K_t = 9,369;$$

$$f = 0,0051;$$

$$S = 3,388 \text{ Па};$$

$$\begin{aligned} v_{\text{лин}} &= K_t (L_{\text{CO}_2})^{0,62} \cdot \left(\frac{S}{19}\right)^{0,146+0,0324 \cdot \lg(L_{\text{CO}_2})} \cdot f_{\text{pH}} = \\ &= 9,369 \cdot (0,408)^{0,62} \cdot \left(\frac{3,354}{19}\right)^{0,146+0,0324 \cdot \lg(0,408)} \cdot 0,671 = 2,861; \end{aligned}$$

$$v_{\text{лин}} = 2,861 \text{ мм/год};$$

$$v_{\text{лин}}^* = K_{\text{H}_2\text{S}} \cdot K_{\text{обор}} \cdot K_{\text{эн}} \cdot v_{\text{лин}} = 1 \cdot 0,4 \cdot 5,388 \cdot 2,861 = 6,166 \text{ мм/год}.$$

6. Время, в течение которого происходит сквозная коррозия НКТ:

$$t_{\text{stop}} = 365 \cdot 0,5 \cdot \left(\frac{d_{\text{внеш}}^{\text{НКТ}} - d_{\text{вн}}^{\text{НКТ}}}{v_{\text{лин}}^*}\right) = 365 \cdot 0,5 \cdot \left(\frac{73 - 62}{6,166}\right) = 326 \text{ сут}.$$

Таким образом, наибольшее значение скорости коррозии (18,178 мм/год) получено при использовании методики Де-Варда-Лотца-Дагстада, учитывающей влияние эрозионной коррозии, H₂S-коррозии и материала оборудования, которое подвергается коррозии. Представленная методика характеризуется наилучшим совпадением результатов расчётов с промышленными данными по сравнению с другими методиками. Сквозная коррозия НКТ, согласно данной методике, произойдёт за 223 сут.

Методики Де-Варда-Миллиамса ($v_{\text{корр}} = 2,259$ мм/год), Де-Варда-Миллиамса-Лотца ($v_{\text{корр}} = 2,259$ мм/год) и Маркина-Легезина ($v_{\text{корр}} = 1,486$ мм/год) демонстрируют сравнительно небольшие значения скорости коррозии НКТ.

Согласно расчётам по методике NORSOK наблюдаются значения скорости коррозии – 2,861 мм/год. Сквозная коррозия НКТ – за 326 сут.

Литература

1. Горпинченко А.Н. Обзор и анализ современных ингибиторов, применяемых на месторождениях в условиях повышенной коррозионной активности // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 4. – С. 296–309.
2. Горпинченко А.Н. Оценка методов борьбы с коррозией в системе сбора и подготовки нефти и газа в условиях разработки месторождений Западной Сибири // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 119–134.
3. Анализ результатов коррозионного мониторинга Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Н. Горпинченко [и др.]; Под ред. Р.В. Агиней // Севергеозкотех – 2023: Материалы XXIV Международной молодёжной научной конференции (30-31 марта 2023 года,

- г. Ухта). – Ухта : Издательство «Ухтинский государственный технический университет», 2023. – С. 352–359.
4. Горпинченко А.Н. Анализ проблем на начальном этапе разработки 2 участка Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Технические и технологические системы: материалы XIII Международной научной конференции «ТТС-23» (22–24 ноября 2023 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2023. – С. 229–241.
 5. Кантюков Р.Р. Анализ применения и воздействия углекислотных сред на коррозионное состояние нефтегазовых объектов / Р.Р. Кантюков, Д.Н. Запечалов, Р.К. Вагапов // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250. – С. 578–586.
 6. Опыт подбора ингибиторов коррозии для защиты от углекислотной коррозии объектов второго участка Ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ю. Корякин [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 6. – С. 48–55.
 7. Поварова Л.В. Коррозия трубопроводов и нефтегазового оборудования / Л.В. Поварова, В.С. Мунтян, А.С. Скиба // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 130–135.
 8. Лабораторные испытания по оценке коррозионной агрессивности сред в условиях присутствия CO₂ / В.В. Полников [и др.] // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 368–371.
 9. Пономарёв А.И. Оценка влияния касательного напряжения на стенке технологических трубопроводов газоконденсатного месторождения на интенсивность углекислотной коррозии / А.И. Пономарёв, А.Д. Юсупов // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 439–447.
 10. Савенок О.В. Особенности эксплуатации нефтяных и газовых скважин в условиях высокой коррозионной агрессии / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 155–170.
 11. Савенок О.В. Анализ коррозионно-механических разрушений конструкционных материалов нефтегазопромыслового оборудования / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко, П.П. Порывкин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 133–147.
 12. Разработка технического решения по предупреждению углекислотной коррозии / А.В. Шептухин [и др.]; Под реда. Р.В. Агинея // Рассохинские чтения: материалы Международной конференции. (02–03 февраля 2023 года, г. Ухта). – Ухта : Издательство «Ухтинский государственный технический университет», 2023. – С. 119–126.
 13. Шептухин А.В. Состояние изученности проблемы углекислотной коррозии на примере Уренгойского месторождения / А.В. Шептухин [и др.]; Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок // Булатовские чтения: материалы VII Международной научно-практической конференции (31 марта 2023 года) : в 2 т. Сборник статей. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2023. – Т. 1. – С. 307–315.
 14. Автоклавное моделирование коррозионных процессов, происходящих в газопроводе при транспортировке неподготовленной многофазной среды, содержащей CO₂ / Н.О. Шапошников [и др.] // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 915–923.

References

1. Gorpinchenko A.N. Review and analysis of modern inhibitors used in fields under conditions of increased corrosion activity // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 4. – P. 296–309.
2. Gorpinchenko A.N. Assessment of methods for combating corrosion in the system of collection and treatment of oil and gas in the conditions of field development in Western Siberia // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 3. – P. 119–134.
3. Analysis of the results of corrosion monitoring of the Urengoy oil and gas condensate field / A.N. Gorpinchenko [et al.]; Edited by R.V. Aginey // Severgeocotekh – 2023: Materials of the XXIV International Youth Scientific Conference (March 30–31, 2023, Ukhta). – Ukhta : Publishing house «Ukhta State Technical University», 2023. – P. 352–359.
4. Gorpinchenko A.N. Analysis of problems at the initial stage of development of section 2 of the Urengoy oil and gas condensate field // Technical and technological systems: materials of the XIII International Scientific Conference «TTS-23» (November 22–24, 2023, Krasnodar). – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2023. – P. 229–241.
5. Kantyukov R.R. Analysis of the use and impact of carbon dioxide media on the corrosion state of oil and gas facilities / R.R. Kantyukov, D.N. Zapevalov, R.K. Vagapov // Notes of the Mining Institute. – 2021. – Vol. 250. – P. 578–586.
6. Experience in selecting corrosion inhibitors to protect objects from carbon dioxide corrosion of the second section of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field / A.Yu. Koryakin [et al.] // Equipment and technologies for the oil and gas complex. – 2018. – № 6. – P. 48–55.

7. Povarova L.V. Corrosion of pipelines and oil and gas equipment / L.V. Povarova, V.S. Muntyan, A.S. Skiba // *Bulatov readings*. – 2020. – Vol. 4. – P. 130–135.
8. Laboratory tests to assess the corrosion aggressiveness of environments in the presence of CO₂ / V.V. Polnikov [et al.] // *Bulatov readings*. – 2020. – Vol. 2. – P. 368–371.
9. Ponomarev A.I. Assessing the influence of tangential stress on the wall of technological pipelines of a gas-condensate field on the intensity of carbon dioxide corrosion / A.I. Ponomarev, A.D. Yusupov // *Notes of the Mining Institute*. – 2020. – Vol. 244. – P. 439–447.
10. Savenok O.V. Peculiarities of operation of oil and gas wells in conditions of high corrosion aggression / O.V. Savenok, A.N. Gorpichenko // *Science. Technique. Technologies (Polytechnical Bulletin)*. – 2022. – № 2. – P. 155–170.
11. Savenok O.V. Analysis of corrosion-mechanical destruction of structural materials of oil and gas field equipment / O.V. Savenok, A.N. Gorpichenko, P.P. Poryvkin // *Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin)*. – 2022. – № 3. – P. 133–147.
12. Development of a technical solution to prevent carbon dioxide corrosion / A.V. Sheptukhin [et al.]; Ed. R.V. Aginei // *Rassokhin readings: materials of the international conference. (02–03 February 2023, Ukhta)*. – Ukhta : Publishing house «Ukhta State Technical University», 2023. – P. 119–126.
13. State of knowledge of the problem of carbon dioxide corrosion using the example of the Urengoy deposit / A.V. Sheptukhin [et al.]; Under the general editorship of Doctor of Technical Sciences, prof. O.V. Savenok // *Bulatov readings: materials of the VII International Scientific and Practical Conference (March 31, 2023) : in 2 vol. Digest of articles*. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2023. – Vol. 1. – P. 307–315.
14. Autoclave modeling of corrosion processes occurring in a gas pipeline during transportation of an unprepared multiphase medium containing CO₂ / N.O. Shaposhnikov [et al.] // *Notes of the Mining Institute*. – 2022. – T. 258. – P. 915–923.