DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-1-81-94

УДК 539.8

В.В. Полников (ООО «Газпром Добыча Надым», Ямальское газопромысловое управление, г. Надым, Российская Федерация), **А.Р. Хафизов, В.В. Чеботарёв, А.А. Мугatabарова** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СОСТАВА ДОБЫВАЕМЫХ СРЕД И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ УСЛОВИЙ НА КОРРОЗИЮ ГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Vladimir V. Polnikov (Gazprom Dobycha Nadym LLC, Yamal Gas Field Department, Nadym, Russian Federation), **Airat R. Khafizov, Viktor V. Chebotarev, Albina A. Mugatabarova** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

ASSESSING THE INFLUENCE OF EXTRACTED FLUID AND OPERATIONAL CONDITIONS ON CORROSION OF GAS FIELD EQUIPMENT

Введение

Основным интенсификатором коррозии на объектах изучаемого нефтегазоконденсатного месторождения является углекислотная коррозия (УКК).

Цели и задачи

На основе данных по обследованиям скважин проанализировать факторы, влияющие на коррозионную агрессивность сред: парциальное давление CO_2 , температура, пластовые давления, pH, минерализация, состав воды.

После составления ионного баланса и перерасчета на используемые при изготовлении модельных растворов солей составить три модельные воды, соответствующие индивидуальным и смешанным пластам для проведения дальнейших испытаний.

Background

The main intensifier of corrosion at the objects of the studied oil and gas condensate field is carbon dioxide corrosion (CDC).

Aims and Objectives

Based on the data from well surveys, analyze the factors affecting the corrosiveness of the media: CO_2 partial pressure, temperature, reservoir pressure, pH, salinity, and water composition.

After compiling the ion balance and recalculating it to the salts used in the manufacture of model solutions of the salts, make up three model waters corresponding to individual and mixed formations for further testing.

Результаты

Основную опасность в присутствии CO_2 представляет не общая, а локальная коррозия, возникающая в потоке жидкости в условиях, когда пленки FeCO_3 , хотя и образуются, но при невысоких температурах, характерных для изучаемого месторождения, они еще недостаточно стабильны. Появление трещины в пленке FeCO_3 инициирует ее скалывание, в этом месте начинается УКК, снова создающая карбонатную пленку, которая при достижении определенной толщины трескается и скалывается.

Образуются язвенные поражения внутри другой коррозионной язвы. Такие локальные коррозионные повреждения развиваются, приводя к глубоким (или сквозным) питтингам, к занимающим большую площадь поражениям при объединении отдельных локальных коррозионных дефектов на внутренней поверхности элементов обвязки скважин. Расчеты глубины коррозионных повреждений на фланце с устья обвязки скважин после удаления продуктов коррозии свидетельствуют, что глубина коррозионных повреждений составляет от 1,0 до 2,5 мм. Как показали обследования, повреждения, связанные с УКК, наблюдаются не только в обвязке скважин, но и в насосно-компрессорных трубах скважин. Эксплуатационные испытания различных марок стали в средах скважин, отличающейся высоким содержанием CO_2 (до 1,7 %), показали, что большинство из них не стойки к УКК, за исключением легированной стали 12X18H10T. Скорость общей (равномерной) коррозии достигает нескольких миллиметров в год, в том числе и для используемой для большинства элементов обвязки скважин низколегированной стали 09Г2С.

Results

The main danger in CO_2 presence is not general, but local corrosion occurring in the fluid flow under conditions when FeCO_3 films, although formed, but at low temperatures characteristic for the studied field, they are not stable enough. The appearance of a crack in the FeCO_3 film initiates its cleavage, at this point the CDC begins, creating a carbonate film, which with a certain thickness cracks and chips. Some erosions are formed within the other of corrosive areas. Such local corrosion damages are developing, leading to deep (or through) pitting, to damages occupying the big area in interconnection of separate local corrosion defects on an internal surface of elements of a wellhead. Calculations of corrosion damages depth on a flange from a wellhead after removing the corrosion products testify that corrosion depth damages are from 1.0 to 2.5 mm. As the inspections show, the damages made by CDC are observed not only on a well head, but also in pump-compressor pipes of the wells. Operational tests of various grades of steel in the well media, characterized by high CO_2 content (up to 1.7 %), showed that most of them are unstable to CDC, with except the alloy steel 12X18N10T. The rate of general (uniform) corrosion reaches several mm/year, including the low-alloy steel 09G2C used for most elements of the wellhead.

Ключевые слова: коррозия; агрессивность сред; диоксид углерода; карбонат железа; газопромысловое оборудование; эксплуатационные испытания; механизм коррозии

Key words: corrosion; media aggressiveness; carbon dioxide; iron carbonate; gas field equipment; operational tests; corrosion mechanism

Промысловые оборудование и трубопроводы могут быть подвержены внутренней коррозии, которая обусловлена наличием агрессивных компонентов в добываемых сре-

дах. Агрессивные компоненты сырого газа сохраняют высокую коррозионную активность вплоть до стадий отделения водной фазы и подготовки газа к дальнейшему транспорту.

Степень агрессивности добываемых сред по отношению к металлу может определяться следующими факторами: содержание агрессивных газов (диоксид углерода, сероводород и др.); давление газа; температура; влажность газа; соотношение водной и углеводородной фаз (степень обводненности); скорость и режим течения среды; водородный показатель водной фазы.

На объектах изучаемого нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) предварительный анализ показал, что основным интенсификатором коррозии является конденсационная влага, растворяясь в которой CO_2 запускает механизм уголекислотной коррозии, одновременно с этим слегка подкисляя pH водной фазы.

Определенную роль в усилении коррозионных процессов может играть повышенная температура (до 30°C).

Для достоверной оценки скорости УКК необходимо учитывать возможное влияние на неё множества внутренних и внешних факторов, т.к. их величины и соотношения будут определять степень агрессивности углеводородных сред.

Согласно действующему в добывающей организации нормативному документу [1], регламентируется следующий порядок определения коррозионной агрессивности сред и защиты металла от внутренней коррозии в присутствии уголекислого газа:

- среды, содержащие уголекислый газ (CO_2) с парциальным давлением *свыше* 0,2 МПа, являются коррозионно-опасными и требуют применения специальных средств противокоррозионной защиты (ингибиторы коррозии, коррозионно-стойкие материалы, внутренние покрытия и др.) и средств коррозионного мониторинга для контроля эффективности защитных мероприятий;

- среды с парциальным давлением CO_2 в диапазоне 0,05-0,2 МПа считаются средне агрессивными и требуют применения средств коррозионного мониторинга;

- среды с парциальным давлением CO_2 менее 0,05 МПа считаются низко агрессивными и не позволяют не проводить защиту от коррозии.

Аналогичный подход к ранжированию сред принят и в зарубежных нормативных документах, например в рекомендациях API (Американского института нефти) по данным [2, 3].

Вместе с тем, некорректно оценивать агрессивность среды только по парциальному давлению CO_2 . В связи с этим в [1] при оценке агрессивности среды учитывается и влияние других факторов (температура, влажность газа, минерализация, pH водной фазы и др.), каждый из которых повышает на одну степень агрессивность сред. Это особенно важно, поскольку эти агрессивные факторы способны увеличить скорость коррозии и совместно с CO_2 (даже при парциальном давлении менее 0,2 МПа) привести к образованию и развитию характерных для УКК локальных коррозионных повреждений.

Вышеприведенная градация степеней коррозионной агрессивности уголекислотных сред является предварительной, позволяющей оценить потенциальную агрессивность среды с точки зрения возможности протекания коррозии.

Окончательные данные можно получить только по результатам опытных определений скорости коррозии для конкретной среды.

Согласно [4], среду со скоростью коррозии выше 0,1 мм/год можно отнести к системам с повышенной и высокой коррозионной активностью. Такие же параметры и критерии отнесения к агрессивным средам по скорости коррозии (выше 0,1 мм/год) приняты и в [1].

Эксплуатационные условия, при которых возможно протекание коррозионных процессов со скоростью выше 0,1 мм/год, требуют обязательного применения средств защиты от внутренней коррозии, эффективность которых контролируется системой коррозионного мониторинга.

При скорости коррозии до 0,1 мм/год среду можно отнести к системам с низкой и средней коррозионной активностью, что позволяет не проводить противокоррозионные мероприятия, с обязательным контролем скорости коррозии средствами мониторинга внутренней коррозии.

Эксплуатация современных месторождений в условиях УКК подтверждает вышеприведенные основные тенденции (на основе ретроспективного опыта) по ее причинам, типичным местам образования локальной коррозии и другим факторам и явлениям, характерным для условий присутствия CO_2 .

Рассмотрим их подробнее на примере рассматриваемого НГКМ.

Анализ состава добываемых сред и эксплуатационных условий

Наиболее опасным коррозионно-активным фактором углеводородной продукции для условий пластовой смеси НГКМ является совместное присутствие диоксида углерода (CO_2) и конденсационной влаги.

Как видно из таблицы 1, среды на НГКМ обладают сравнительно низким парциальным давлением CO_2 . Несмотря на это, их фактическая коррозионная активность высока. Основную опасность при этих условиях представляет локализация коррозии (образование язв, питтингов и т.д.).

Сложность состоит в том, что предугадать и определить место образования в разветвленной трубопроводной системе или в скважинном оборудовании такого локального коррозионного повреждения невозможно. Высокая скорость развития локального коррозионного дефекта в присутствии CO_2 может представлять серьезную опасность для целостности и надежности эксплуатации объектов добычи, промысловой транспортировки и подготовки углеводородного сырья.

Как было указано ранее, протекание коррозионных процессов зависит от ряда факторов.

На основе предоставленных добывающей организацией данных по обследованиям скважин на газовом промысле за период с 2014 по 2018 гг. были проанализированы эксплуатационные характеристики, влияющие на коррозионную агрессивность сред.

Из таблицы 2 видно, что данные можно разделить по кустам, модулям и пластам (индивидуальным ТП₁₋₆ и ТП₇₋₁₁ и смешанному ТП₁₋₆ + ТП₇₋₁₁).

Согласно анализу исходных данных, эксплуатационные условия в средах НГКМ имеют следующие нижеприведенные характеристики.

Интервал температур, измеренных на устье скважин, независимо от деления по модулям, пластам и кустам, достаточно узкий, и все значения находятся между 24 °С и 33 °С.

Для обобщенной оценки значений других параметров, которые соответствуют реальным условиям, были использованы методы статистической обработки (определение выбросов, расчет среднего значения и анализ гистограмм распределения значений).

Данные по распределению пластового давления на скважинах (таблица 3): для пласта ТП₁₋₆ составляет от 12,33 до 13,09 МПа; для пласта ТП₇₋₁₁ - от 12,66 до 14,3 МПа; для смешанных пластов ТП₁₋₆ + ТП₇₋₁₁ - от 12,50 до 13,95 МПа.

Наибольшие значения пластового давления характерны для скважин пласта ТП₇₋₁₁ (вплоть до 14,3 МПа).

Таблица 1. Эксплуатационные характеристики месторождения с УКК

Пласт	Пластовое давление, МПа	Углекислый газ		Температура, °С
		Содержание, %	Парциальное давление, МПа	
ТП1-6	14	0,26-0,53	0,036-0,074	30
ТП7-11	14	0,90-1,75	0,126-0,245	30
ТП1-6 и ТП7-11	14	0,50-1,10	0,070-0,154	30

Таблица 2. Разделение скважин по модулям и пластам

Пласт \ Модуль	Модуль 1	Модуль 2
ТП1-6	1101, 1102, 1103, 1104, 1105, 1106	1501, 1502, 1503, 1504, 1505, 1506, 1507
	1301, 1302, 1303, 1304, 1305, 1306, 1307	2401, 2402, 2403, 2404, 2405, 2406, 2407
	1401, 1402, 1403, 1404, 1405, 1406, 1407	2501, 2502, 2503, 2504, 2505, 2506, 2507, 2508
	1701, 1702, 1703, 1704, 1705, 1706	3101, 3102, 3103, 3104, 3105, 3106, 3107, 3108
	2901, 2902, 2903, 2904, 2905, 2906, 2907	3201, 3202, 3203, 3204, 3205, 3206, 3207, 3208
	2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008	3301, 3302, 3303, 3304, 3305, 3306, 3307, 3308
	2101, 2102, 2103, 2104, 2105, 2106, 2107, 2108	3401, 3402, 3403, 3404, 3405, 3406, 3407, 3408, 3409, 3410, 3411, 3412
	2201, 2202, 2204, 2206, 2208, 2209, 2210	3501, 3502, 3503, 3504, 3505, 3506
	2301, 2302, 2303, 2304, 2305, 2306, 2307, 2308, 2309	4601, 4602, 4603, 4604, 4605, 4606, 4607, 4608
	3001, 3002, 3003, 3004, 3005, 3006, 3007	5001, 5002, 5003, 5004, 5006, 5007, 5008, 5009, 5010, 5011, 5012, 5013
	10001, 10002, 10003, 10004, 10005, 10006, 10007, 10008	5210, 5211, 5212, 5213, 5214, 5215, 5216, 5217, 5218, 5219, 5220, 5221
ТП7-11		2409, 2410, 2411, 2412, 2413
		2509
		3211, 3212
		3507, 3508, 3509, 3510, 3511, 3512, 3513
		4609, 4610
ТП1-6 + ТП7-11	2203, 2205, 2207, 2211	3408
		3209, 3210, 3213

Таблица 3. Содержание углекислого газа

Пласт	Среднее значение, %	Интервал величин, %
ТП ₁₋₆	0,42	0,23-0,73
ТП ₇₋₁₁	1,01	0,95-1,79
ТП ₁₋₆ + ТП ₇₋₁₁	0,77	0,51-0,96

Содержание агрессивных газов в добываемых средах описывается парциальным давлением в мегапаскалях или атмосферах, в данном случае P_{CO_2} , которое определяется по формуле:

$$P_{CO_2} = \frac{PC_{CO_2}}{100},$$

где P - общее рабочее давление, МПа или атм;

C_{CO_2} - содержание CO_2 в газе, %.

Если исходить из максимальных значений пластового давления и содержания CO_2 для пласта ТП₇₋₁₁ (14,3 МПа и 1,79 % соответственно), то в данном случае вычисленное значение парциального давления углекислого газа будет 0,26 МПа.

В таблице 4 представлены значения водородных показателей водных фаз в зависимости от пласта. Водные фазы НГКМ можно отнести к средам с нейтральным рН. При этом добавление извне различных сред может привести к временному смещению рН как в щелочную, так и в кислотную сторону. При анализе данных по содержанию соединений в водной фазе (в общем случае минерализации) следует отметить высокую вероятность загрязнения пластовых вод высокоминерализованными водами (буровые растворы, технологические жидкости и т.д.). Это выражается в «проскоках» - нестабильных по времени и носящих случайный характер аномально высоких значений минерализации. При статистической обработке подобные значения обычно классифицируются как выбросы и исключаются из обработки данных.

В качестве примера можно привести обработку данных по минерализации воды скважин, относящихся к пласту ТП₁₋₆ (без разделения по модулям).

Распределение 303 значений по общей минерализации по шкале интервалов представлено на рисунке 1.

Статистическая обработка данных, заключающаяся в последовательном исключении величин, имеющих максимальное отклонение от среднего значения, привела к тому, что из 303 значений осталось 259, и были от-

сеяны значения по общей минерализации больше 3,3 г/л.

Распределение оставшихся значений приняло вид, очень близкий к стандартному статистическому распределению (рисунок 2). При этом среднее значение составляет 1,09 г/л, которое и было принято за среднее значение для пласта ТП₁₋₆.

Подобным образом была произведена обработка показателей минерализации для пласта ТП₇₋₁₁ и для смешанных пластов ТП₁₋₆ + ТП₇₋₁₁. Также подобной статистической обработке подверглось содержание в водной фазе следующих ионов: гидрокарбонатов, хлоридов, кальция, сульфатов, магния, аммония, совместно калия и натрия (таблица 5). Нитрат и нитрит-ионы после статистической обработки показали содержание на уровне «следов» (менее 0,001 г/дм³), поэтому даже если в отдельной скважине наблюдалось повышенное содержание, их наличие можно считать нехарактерным.

Следует отметить, что для средних значений совсем не гарантированы такие параметры, как баланс катионов и анионов или равенство общей минерализации сумме содержания всех ионов. Поэтому было принято решение определить в качестве типичных скважин наиболее близкие по составу к средним рассчитанным значениям. Основным параметром при выборе было соответствие по анионам (гидрокарбонат, хлорид и сульфат), которые и определяют коррозионную активность водной фазы. Для этого к средним значениям задавались интервалы, выраженные в процентах к этим величинам, и выбирали скважины с наибольшим количеством параметров, попавших в эти интервалы. Если было возможно, для рассмотрения выбирали две характерные скважины (таблица 6).

Из анализа данных таблицы 6 видно, что для состава воды скважин пласта ТП₇₋₁₁ и смешанных пластов ТП₁₋₆ + ТП₇₋₁₁ характерно очень низкое содержание сульфат-анионов. При составлении модельной среды в водных фазах столь незначительным содержанием сульфатов можно пренебречь. В общем случае при создании модельной среды также предпочтение лучше отдать воде с более высокой минерализацией.

Таблица 4. Средние значения pH и интервалы их значений

Пласт	Среднее значение	Интервал значений
ТП ₁₋₆	6,69	6,15-7,25
ТП ₇₋₁₁	6,75	5,68-7,86
ТП ₁₋₆ + ТП ₇₋₁₁	6,92	5,88-8,08

Рисунок 1. Распределение всех значений по общей минерализации для пласта ТП₁₋₆

Рисунок 2. Распределение значений по общей минерализации для пласта ТП₁₋₆ после исключения выбросов

Таблица 5. Средние значения содержания анионов и катионов в водной фазе, г/дм³

Параметр	ТП ₁₋₆	ТП ₇₋₁₁	ТП ₁₋₆ + ТП ₇₋₁₁
Общая минерализация	1,087	1,704	1,928
Гидрокарбонат-анионы	0,364	0,570	0,963
Хлорид-анионы	0,165	0,492	0,442
Сульфат-анионы	0,050	0,009	0,007
Катионы кальция	0,046	0,055	0,028
Катионы магния	0,018	0,009	0,002
Катионы натрия + калия	0,203	0,347	0,726
Катионы аммония	0,028	0,032	0,014

Таблица 6. Содержание анионов и катионов в водной фазе выбранных скважин, г/дм³

Параметр \ Пласт № скв.	ТП ₁₋₆		ТП ₇₋₁₁		ТП ₁₋₆ + ТП ₇₋₁₁
	скв. 1	скв. 2	скв. 1	скв. 2	скв. 1
Общая минерализация	0,913	1,241	1,655	0,828	2,066
Гидрокарбонат-анионы	0,391	0,574	0,488	0,281	0,649
Хлорид-анионы	0,133	0,255	0,580	0,282	0,743
Сульфат-анионы	0,100	0,040	0,002	0,006	0,006
Катионы кальция	0,029	0,060	0,189	0,056	0,118
Катионы магния	0,014	0,052	0,030	0,037	0,071
Катионы натрия + калия	0,223	0,233	0,366	0,157	0,459
Катионы аммония	0,023	0,027	-	0,009	0,020

После составления ионного баланса и перерасчета на используемые при изготовлении модельных растворов солей были составлены три модельные воды, соответ-

ствующие индивидуальным и смешанным пластам (таблица 7). Каждой воде было дано свое обозначение, которое будет использоваться далее при проведении испытаний.

Таблица 7. Состав модельных сред, г/дм³

Обозначение вод	Н ₁	Н ₂	Н ₃
Пласт \ Параметр	ТП ₁₋₆	ТП ₇₋₁₁	ТП ₁₋₆ + ТП ₇₋₁₁
Гидрокарбонат натрия	0,781	0,644	0,894
Хлорид кальция	0,166	0,524	0,327
Хлорид магния	0,206	0,079	0,281
Сульфат натрия	0,059	-	-
Хлорид аммония	0,080	0,059	0,059
Хлорид калия	-	0,342	0,141
Хлорид натрия	-	-	0,357

Коррозионная агрессивность добываемых сред и эксплуатационных условий

Основным продуктом коррозии, образующимся при УКК, является карбонат железа (FeCO_3).

На рисунке 3 представлен внешний вид образования во времени осадка карбоната железа [5]. Видно, что образуется неровная, «ребристая» из-за образования кристаллов пленка FeCO_3 , схожая с рельефом у продуктов коррозии, образованных на внутренней поверхности элементов обвязки скважины № 4609 на НГКМ (рисунок 4, а).

Следует отметить, что большинство элементов обвязки всех скважин на НГКМ изготовлены из низколегированной стали 09Г2С.

Как показали обследования, повреждения, связанные с УКК, наблюдаются не только в обвязке скважин, но и в насосно-компрессорных трубах (НКТ) скважин, например № 3205, которая была обследована, и

фотографии которой представлены на рисунке 6.

Следует отметить, что на кусте 32 расположены скважины, эксплуатирующие все 3 вида пластов: ТП_{1-6} , ТП_{7-11} , $\text{ТП}_{1-6} + \text{ТП}_{7-11}$. Скважина № 3205 эксплуатирует пласт ТП_{1-6} . Совместное присутствие различных пластов на скважинах одного куста может приводить к перетокам с пластов с высоким содержанием CO_2 (ТП_{7-11}) в пласты с низким количеством CO_2 (ТП_{1-6}). По данным анализов, содержание CO_2 в скважинах, относящихся к пластам ТП_{1-6} на кусте 32, составляет 0,43-0,62 %, что близко и немного выше среднего значения 0,42 % (таблица 3). Содержание CO_2 в скважинах, относящихся к пластам ТП_{7-11} и $\text{ТП}_{1-6} + \text{ТП}_{7-11}$ на кусте 32, практически одинаково и составляет 0,94-0,95 % и 0,86-0,96 % соответственно. Элементы скважин (НКТ и др.), эксплуатирующих пласты ТП_{1-6} на НГКМ, изготовлены из стали 09Г2С и потенциально могут подвергаться воздействию УКК, несмотря на более низкое содержание CO_2 .

а) через 15 ч;
б) и с) через 30 ч;
д) через 30 ч (вид в разрезе);
е) через 60 ч;
ф) через 60 ч (вид в разрезе) [5]

Рисунок 3. Фотографии образования осадка FeCO_3 на стали при различном времени экспозиции в 3 %-ом растворе NaCl, барботируемом CO_2

а) б)
Рисунок 4. Внешний вид локальных коррозионных повреждений в элементах обвязки скважин № 4609 (а) и № 3507 (б)

Рисунок 5. Внешний вид локальных коррозионных повреждений на фланце с устья обвязки скважины № 3507 после удаления продуктов коррозии

Рисунок 6. Внешний вид локальных коррозионных повреждений внутри НКТ

Проведенные в 2015 г. эксплуатационные испытания различных марок стали в средах скважины № 4609, отличающейся высоким содержанием CO_2 (до 1,7 %), показали, что большинство из них нестойки к УКК, за исключением легированной стали 12X18H10T. Скорость общей (равномерной) коррозии достигает нескольких миллиметров в год (таблица 8), в том числе и для используемой низколегированной стали 09Г2С. Скорость локальной коррозии для большинства сталей была крайне незначительна, что объясняется малым сроком испытаний (1 мес.).

Для развития локальных повреждений на стали в условиях УКК требуется время. Язвенные поражения были обнаружены на образцах из стали 09Г2СА (рисунок 7). При оценке локальной коррозии либо следует проводить более длительные испытания, либо руководствоваться данными диагностических обследований и толщинометрии по утонению стенок оборудования и труб.

В [6] приводятся данные по определению причин и механизмов зарождения и протекания УКК. Авторами для примера взяты два месторождения Тюменской области, где наблюдались активные проявления УКК.

Проведенные исследования фрагментов труб с дефектами в виде язв на внутренней поверхности и сквозных отверстий показали, что структура металла труб не могла

служить основной причиной коррозии (микроструктура металла вблизи дефекта не отличалась от микроструктуры остального металла).

Причиной разрушений была УКК. Анализ продуктов коррозии показал, что они содержат: карбонат железа, оксиды железа, кварц, гидроокислы железа и др. Основной фазой, присутствовавшей в продуктах коррозии, был именно карбонат железа, процесс формирования пленки которого был представлен на рисунке 3.

Как видно на рисунке 8, язвенные поражения не имеют гладких краев, и процесс коррозии развивался вдоль оси трубы по неметаллическим включениям, вытянутым вдоль этого же направления.

Таблица 8. Результаты эксплуатационных испытаний различных марок стали

Марка стали	Общая скорость коррозии, мм/год
09Г2С	1,82-2,06
12X18H10T	0
13 ХФА	0,97-1,19
09Г2СА	1,76
10Х1МФБ	2,32
12ХФБ	1,62

Рисунок 11. Внешний вид язвенных коррозионных повреждений на стали 09Г2СА

Рисунок 7. Внешний вид язвенных коррозионных повреждений на стали 09Г2СА

Рисунок 8. Внешний вид коррозионных повреждений на трубной стали

Места таких включений на поверхности металла являются зародышами для образования микротрещин, которые развиваются в язвенные поражения.

Авторы предлагают следующую схему образования локальных повреждений при УКК. На поверхности металла появляются микротрещины, причиной появления которых на поверхности металла являются дефекты обработки металла и неметаллические включения. При этом появляющиеся в процессе эксплуатации на внешней поверхности металла микротрещины не развивались, в то время как на внутренней поверхности металла микротрещины развиваются дальше под воздействием водной фазы, насыщенной CO_2 . В такой коррозионно-агрессивной среде внутри трубы поверхность трещин корродирует, в результате чего растут язвы. При пресечении такой язвой строчки неметаллических включений коррозия распространяется по ее направлению.

В результате этого образуются подповерхностные коррозионные дефекты. Продукты коррозии оказываются слабо связанными с основой и могут отслаиваться, например, в результате абразивного процесса. Таким образом, реализуется механизм ранее

описанной мейза-коррозии, когда внутри одной язвы образуется другая и т.д. Коррозионное поражение углубляется, вплоть до образования сквозного повреждения (рисунок 8).

Выводы

1. Основным интенсификатором коррозии газопромыслового оборудования изучаемого месторождения является конденсационная влага, растворяясь в которой CO_2 запускает механизм уголекислотной коррозии, одновременно с этим слегка подкисляя pH водной фазы. Усиливает коррозионные процессы температура до 30°C .

2. При оценке агрессивности среды учитывалось влияние следующих факторов: температура, влажность газа, минерализация, pH водной фазы и др.

Выявлено:

1) среды на промысле обладают сравнительно низким парциальным давлением CO_2 (менее $0,2\text{ МПа}$), несмотря на это их фактическая коррозионная активность высокая;

2) интервал температур, измеренных на устье скважин, находится между 24°C и 33°C , средние значения пластового давления – от $12,33$ до $13,95\text{ МПа}$;

3) воды промысла можно отнести к средам с нейтральным pH, водородный показатель изменяется в пределах от 6,15 до 8,08;

4) общая минерализация по пластам составляет 1,087, 1,704, 1,928 кг/м³.

Если исходить из максимальных значений пластового давления и содержания CO₂ для пласта ТП₇₋₁₁ (14,3 МПа и 1,79 % соответственно), то вычисленное значение парциального давления углекислого газа равно 0,26 МПа.

3. Расчеты глубины коррозионных повреждений на элементах обвязки скважин показали, что глубина коррозионных повреждений составляет от 1,0 до 2,5 мм.

По результатам диагностических обследований и толщинометрии, скорость локальной коррозии, рассчитанная по максимальной глубине дефектов за период време-

ни с начала эксплуатации, для обвязки скважин и шлейфов будет находиться в следующих диапазонах (в мм/год):

- от 0,33 до 1,88 (пласт ТП₁₋₆);
- от 0,42 до 2,77 (пласт ТП₇₋₁₁);
- от 0,19 до 2,00 (пласты ТП₁₋₆ + ТП₇₋₁₁).

4. Обследования выявили, что повреждения, связанные с УКК, наблюдаются не только в обвязке скважин, но и в НКТ скважин.

Эксплуатационные испытания различных марок стали в средах скважины, отличающейся высоким содержанием CO₂ (до 1,7 %), показали, что большинство из них нестойки к УКК, за исключением легированной стали 12X18H10T. Скорость общей коррозии достигает нескольких миллиметров в год, в том числе и для используемой низколегированной стали 09Г2С.

Список литературы

1. СТО Газпром 9.3-011-2011. Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов. Основные требования. М.: Газпром ЭКСПО, 2011. 34 с.
2. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. 188 с.
3. Брегман Дж. Ингибиторы коррозии. Л.: Химия, 1966. 312 с.
4. ГОСТ 9.502-82. Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний. М.: Госстандарт, 1983. 25 с.
5. Yang D., Rosas O., Castaneda H. FeCO₃ Layer Evolution for API 5L X52 Steel in Carbon Dioxide-Saturated NaCl Brine in the Presence of 1-Decyl-3-Methylimidazolium Chloride // *Corrosion Science*. 2014. Vol. 87. No. 10. P. 40-50. DOI: 10.1016/j.corsci.2014.05.021.
6. Ерехинский Б.А., Чернухин В.И., Попов К.А., Ширяева А.Г., Рекин С.А., Четвериков С.Г. Трубы нефтяного сортамента, стойкие против углекислотной коррозии // *Территория «Нефтегаз»*. 2016. № 6. С. 72-76.

References

1. *STO Gazprom 9.3-011-2011. Zashchita ot korrozii. Ingibitornaya zashchita ot korrozii promyslovyykh ob"ektov i truboprovodov. Osnovnye trebovaniya* [STO Gazprom 9.3-011-2011. Corrosion Protection. Inhibitory Corrosion Protection of Fishing Facilities and Pipelines. Primary Requirements]. Moscow, Gazprom EKSPLO Publ., 2011. 34 p. [in Russian].
2. Markin A.N., Nizamov R.E. *SO₂-korroziya neftepromyslovogo oborudovaniya* [CO₂-Corrosion of Oilfield Equipment]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2003. 188 p. [in Russian].
3. Bregman Dzh. *Ingibitory korrozii* [Corrosion Inhibitors]. Leningrad, Khimiya Publ., 1966. 312 p. [in Russian].
4. *GOST 9.502-82. Edinaya sistema zashchity ot korrozii i stareniya. Ingibitory korrozii metallov dlya vodnykh sistem. Metody korroziionnykh ispytaniy* [State Standard 9.502-82. Unified System of Corrosion and Ageing Protection. Inhibitors of Metals Corrosion for Aqueous Systems. Methods of Corrosion Tests]. Moscow, Gosstandart Publ., 1983. 25 p. [in Russian].
5. Yang D., Rosas O., Castaneda H. FeCO₃ Layer Evolution for API 5L X52 Steel in Carbon Dioxide-Saturated NaCl Brine in the Presence of 1-Decyl-3-Methylimidazolium Chloride. *Corrosion Science*, 2014, Vol. 87, No. 10, pp. 40-50. DOI: 10.1016/j.corsci.2014.05.021.
6. Erekhinskii B.A., Chernukhin V.I., Popov K.A., Shiryayeva A.G., Rekin S.A., Chetverikov S.G. Truby neftyanogo sortamenta, stoikiye protiv uglekislotoi korrozii [OCTG Resistant Against Carbon Dioxide Corrosion]. *Territoriya «Neftegaz» - Oil and Gas Territory*, 2016, No. 6, pp. 72-76. [in Russian].

Авторы

• Полников Владимир Владимирович
ООО «Газпром Добыча Надым»
Ямальское газопромысловое управление
Оператор по добыче нефти и газа IV разряда
Российская Федерация, 629736, г. Надым,
ул. Пионерская, 14
e-mail: vladimir.polnikov@gmail.com

• Хафизов Айрат Римович, д-р техн. наук,
профессор
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Заведующий кафедрой «Бурение нефтяных
и газовых скважин»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: hafizov57@mail.ru

• Чеботарёв Виктор Васильевич, канд. техн. наук,
доцент
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Разработка и эксплуатация
газовых и газоконденсатных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: kafedrargkm@mail.ru

• Мугатабарова Альбина Акрамовна, канд. техн.
наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация
газовых и газоконденсатных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: Mugatabarova@mail.ru

The Authors

• Polnikov Vladimir V.
Gazprom Dobycha Nadym LLC
Yamal Gas Production Department
Oil and Gas Production Operator 4th category
14, Pionerskaya str., Nadym, 629736,
Russian Federation
e-mail: vladimir.polnikov@gmail.com

• Khafizov Airat R., Doctor of Engineering Sciences,
Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Head of Oil and Gas Drilling Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: hafizov57@mail.ru

• Chebotarev Viktor V., Candidate of Engineering
Sciences, Associate Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Gas and Oil and Gas Condensate Field
Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: kafedrargkm@mail.ru

• Mugatabarova Albina A., Candidate of Engineering
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Gas and Oil and Gas
Condensate Field Development and Operation
Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: Mugatabarova@mail.ru