



УДК 539.8

## ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ СРЕД В УСЛОВИЯХ ПРИСУТСТВИЯ CO<sub>2</sub>



### LABORATORY TESTS TO ASSESS THE CORROSIVITY OF MEDIA UNDER CONDITIONS OF CO<sub>2</sub> PRESENCE

**Полников Владимир Владимирович**  
оператор по добыче нефти и газа IV разряда,  
ООО «Газпром Добыча Надым»  
Ямальское газопромысловое управление  
vladimir.polnikov@gmail.com

**Хафизов Айрат Римович**  
доктор технических наук, профессор,  
заведующий кафедрой бурения,  
Уфимский государственный  
нефтяной технический университет  
hafizov57@mail.ru

**Чеботарёв Виктор Васильевич**  
кандидат технических наук, профессор,  
Уфимский государственный  
нефтяной технический университет

**Мугатабарова Альбина Акрамовна**  
кандидат технических наук, доцент,  
Уфимский государственный  
нефтяной технический университет  
Mugatabarova@mail.ru

**Аннотация.** Статья посвящена определению коррозионной агрессивности сред на нефтегазоконденсатном месторождении. Проведены лабораторные испытания в условиях присутствия CO<sub>2</sub> с использованием трёх модельных вод. Испытания проводили на образцах из стали 20, 09Г2С и J55LT. Результаты испытаний находятся в области значений, характеризующих коррозионную активность среды как среднюю, а коррозионную стойкость металла в данной среде как устойчивую по данным общей коррозии. Однако корректной будет оценка по скорости локальной коррозии.

**Ключевые слова:** локальная коррозия, агрессивность среды, стойкость металла, обвязка скважин, шлейф, насосно-компрессорные трубы, лабораторные испытания.

**Polnikov Vladimir Vladimirovich**  
Oil and Gas Production Operator, class IV,  
Gazprom Dobycha Nadym  
Yamal Gas Production Directorate  
vladimir.polnikov@gmail.com

**Khafizov Airat Rimovich**  
Doctor of technical sciences,  
Professor, Drill manager,  
Ufa State Petroleum Technical University  
hafizov57@mail.ru

**Chebotaryov Viktor Vasilyevich**  
Candidate of technical sciences, Professor,  
Ufa State Petroleum Technical University

**Mugatabarova Albina Akramovna**  
Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Ufa State Petroleum Technical University  
Mugatabarova@mail.ru

**Annotation.** The article is devoted to definition of corrosive aggressiveness of media at oil-gas-condensate field. Laboratory tests in conditions of CO<sub>2</sub> presence with the use of three model waters are carried out. The tests were carried out on 20, 09G2S and J55LT steel samples. Test results are in the area of values characterizing corrosion activity of the medium as average, and corrosion resistance of metal in this medium as stable according to the data of general corrosion. However, it is correct to estimate the local corrosion rate.

**Keywords:** local corrosion, medium aggressiveness, metal resistance, well bundling, plume, tubing, laboratory tests.

**В**ывявлено коррозионное разрушение металла промышленного оборудования и газопроводов нефтегазоконденсатного месторождения (далее – НГКМ). Предварительный анализ показал, что основным её интенсификатором является конденсационная влага, растворяясь в которой, CO<sub>2</sub> запускает механизм углекислотной коррозии (УКК), одновременно с этим слегка подкисляя pH водной фазы. Повышенная возможность конденсации влаги возникает при перепаде температур, например на шлейфе, где температура падает до 25–30 °С по сравнению с температурой пласта 45–50 °С.

С целью определения коррозионной агрессивности сред на НГКМ были проведены лабораторные испытания при условиях присутствия CO<sub>2</sub> с использованием трёх модельных вод. Состав водных фаз приведен в таблице 1: водные среды Н<sub>1</sub>, Н<sub>2</sub>, Н<sub>3</sub>. При лабораторных испытаниях CO<sub>2</sub> барботировался через жидкость.

Для моделирования воздействия влажного газа лабораторные испытания проводили в газопаровой фазе. Для оценки агрессивности сред при условии образования и накопления влаги, испытания проводили при ее периодической конденсации и в жидкой фазе. Основные испытания были проведены



на стали 20, являющейся прототипом (аналогом) нелегированных или низколегированных сталей. Выбранные решения были проверены на следующих сталях: 09Г2С (обвязка скважин и шлейфы) и J55LT (насосно-компрессорные трубы (далее – НКТ)) 2-х видов («старая», после эксплуатации в скважине, и «новая», не эксплуатировавшаяся). Из сегментов труб вышеуказанных сталей были изготовлены образцы необходимых размеров для испытаний.

**Таблица 1** – Состав модельных сред, г/дм<sup>3</sup>

Обозначение вод	H <sub>1</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>3</sub>
Пласт	1	2	3
Параметр			
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

Коррозию при периодической конденсации влаги в среде углекислого газа оценивали визуально (вид и тип коррозионных повреждений), глубиномером (глубину коррозионных повреждений) и гравиметрическим методом (по изменению массы металлических образцов до проведения испытаний и после удаления продуктов коррозии после испытаний). Коррозионная агрессивность газовой среды по отношению к металлическим образцам обеспечивалась наличием углекислого газа, повышенной влажностью газовой среды, находящейся в динамическом равновесии с водной фазой, и периодической конденсацией паров влаги на образцах с попутным растворением углекислого газа в образующемся конденсате. Лабораторные испытания в условиях периодической конденсации влаги на металлических образцах проводились с учетом рекомендаций [3].

Испытания проводили на образцах из стали 20, 09Г2С и J55LT (НКТ «старая» и «новая») при атмосферном давлении и комнатной температуре (от 17 до 27 °С). Продолжительность проведения испытаний – 30 суток.

В качестве коррозионной ячейки использовался стеклянный эксикатор, на дно которого наливали дистиллированную воду, в соотношении 1:9 к общему объему эксикатора. Дистиллированная вода имитировала наличие водного конденсата и создавала максимально возможную влажность в газовой среде. Для создания углекислотной газовой среды и насыщения водной фазы углекислым газом в начале опыта и далее каждые 7 суток ячейку через трубку, опущенную до дна ячейки, продували в течение одного часа СО<sub>2</sub>, стравливая его через отверстие в крышке, из расчета десятикратного газового обмена ячейки (80 дм<sup>3</sup> газа на эксикатор объемом 8 дм<sup>3</sup>). Конденсацию влаги на металлических образцах обеспечивал встроенный теплообменник, который работал в режиме охлаждения и на котором были размещены эти образцы. Теплообменник состоит из стеклянных трубок, расположенных горизонтально на керамической подставке, которая защищала образцы от брызг снизу при продувке газа и удерживала теплообменник над раствором, не касаясь его. Через силиконовые шланги, выведенные через крышку ячейки, по трубкам теплообменника ежедневно в течение 3 часов пропускали холодную водопроводную воду. Разница между комнатной температурой в течение опыта и температурой водопроводной воды составляла не менее 6 оС и вызывала конденсацию влаги на самом теплообменнике и размещенных на нем металлических образцах.

Полученные результаты измерений в условиях периодической конденсации влаги и внешний вид образцов после выдержки при 0,1 МПа СО<sub>2</sub> в течение 30 суток, рассчитанные на всю площадь образца (скорость общей коррозии), приведены в таблицах 2 и 3. Скорости общей коррозии рассчитывали по убыли массы образцов, а скорости локальной коррозии рассчитывали по среднему значению глубины коррозионных повреждений.

Средняя скорость общей коррозии при комнатной температуре для новой НКТ составила 0,0133 г/(м<sup>2</sup>·ч) и стали 20 – 0,0129 г/(м<sup>2</sup>·ч), или 0,0149 и 0,0145 мм/год соответственно. Средняя скорость общей коррозии для старой НКТ составила 0,0106 г/(м<sup>2</sup>·ч), а для шлейфа 0,0105 г/(м<sup>2</sup>·ч), или 0,0119 и 0,0118 мм/год соответственно. Видно, что скорости общей коррозии невысоки.



**Таблица 2** – Результаты испытаний при периодической конденсации влаги

Вид образца	Номер образца	Масса образца до испытания $m_1$ , г	Масса образца после испытания $m_2$ , г	Потеря массы $m_1 - m_2$ , г	Скорость коррозии $K$ , г/(м <sup>2</sup> ·ч)
Новая НКТ	1	26,3813	26,3601	0,0212	0,0124
	2	26,0905	26,0633	0,0272	0,0159
	3	26,2035	26,1813	0,0222	0,0130
	4	26,4037	26,3823	0,0214	0,0125
	5	26,4661	26,4443	0,0218	0,0128
Сталь 20	1	10,6460	10,6289	0,0171	0,0100
	2	10,9022	10,8832	0,0190	0,0111
	3	10,6437	10,6118	0,0319	0,0187
	4	10,6079	10,5839	0,0240	0,0141
	5	10,5885	10,5701	0,0184	0,0108
Старая НКТ	1	19,6925	19,6777	0,0148	0,0087
	2	19,6589	19,6416	0,0173	0,0101
	3	19,7431	19,7239	0,0192	0,0113
	4	19,5197	19,4987	0,0210	0,0123
	5	19,5422	19,5061	0,0361	0,0212*
Шлейф	1	21,8625	21,8424	0,0201	0,0118
	2	22,3589	22,3391	0,0198	0,0116
	3	22,0296	22,0148	0,0148	0,0087
	4	21,7975	21,7787	0,0188	0,0110
	5	21,8882	21,8718	0,0164	0,0096

\* данные при обработке результатов не учитывались

Поскольку для УКК характерна локализация коррозионных процессов, то представлялось актуальным определить скорость локальной коррозии. В эксплуатационных условиях именно конденсация влаги, которая имитировалась в эксперименте, приводит к образованию и развитию УКК, в том числе и локальной. Результаты измерений глубины коррозионных повреждений и скорости локальной коррозии приведены в таблице 3.

**Таблица 3** – Результаты измерений

Вид образца	Номер образца	Глубина коррозионных повреждений, мкм	Скорость локальной коррозии, мм/год
1	2	3	4
Новая НКТ	1	33	0,423
	2	19	
	3	65	
	4	28	
	5	29	
Сталь 20	1	23	0,320
	2	23	
	3	20	
	4	32	
	5	35	
Старая НКТ	1	26	0,368
	2	20	
	3	38	
	4	26	
	5	42	



Окончание таблицы 3

1	2	3	4
Шлейф	1	38	0,351
	2	26	
	3	17	
	4	42	
	5	21	

Скорость локальной коррозии для всех 4-х видов стали имеет близкие значения и находится в диапазоне от 0,320 до 0,423 мм/год. Следует иметь в виду, что испытания проведены в отсутствии динамического фактора. В реальных условиях движения среды из-за постоянного удаления продуктов коррозии и подвода агрессивных элементов скорость локальной коррозии может быть еще выше.

При увеличении значений локальной коррозии (0,32–0,423 мм/год) с учетом динамических условий они могут достигнуть 1–1,5 мм/год.

При условии образования и выпадения конденсационной влаги в присутствии CO<sub>2</sub> будет интенсивно протекать локальная коррозия, в то время как общая коррозия может быть незначительной.

Интервал скоростей общей коррозии составляет от 0,0118 до 0,0149 мм/год (табл. 2). По ГОСТ 9.502 [4] результаты испытаний находятся в области значений, характеризующих коррозионную активность среды как среднюю, а коррозионную стойкость металла в данной среде как устойчивую (по данным только по общей коррозии).

Однако, анализ локальных коррозионных повреждений по ГОСТ 9.908-85 [5] показывает, что основной вид коррозионных повреждений очень близок по форме к питтингу (высокая степень локализации коррозионных процессов). Поэтому корректной будет оценка по скорости локальной коррозии. Согласно ГОСТ 9.502-82 [3] УКК в условиях конденсации влаги, соответствующих условиям испытаний, однозначно следует отнести к средам с повышенной коррозионной активностью (а в условиях динамического движения среды возможно даже высокой), а коррозионную стойкость металла в данной среде характеризовать как пониженную (или даже слабоустойчивую).

Все следующие элементы, изготовленные из стали 09Г2С (или других нестойких к УКК сталей), будут потенциально слабоустойчивыми к коррозионным проявлениям в условиях НГКМ: газосборные коллекторы; обвязки скважин; объекты установки комплексной подготовки газа, в том числе эксплуатирующиеся в условиях повышенных температур и/или возможной конденсации влаги; НКТ (пласт 1).

### Литература

1. Павлюченко В.И., Чеботарёв В.В., Мугатабарова А.А. Исследование свойств химических реагентов, повышающих эффективность ингибиторов коррозии в самотечных водоводах // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 3. – С. 62–67.
2. URL : [http://www.vniioeng.ru/\\_user\\_files/file/ants/oe/Oilfield\\_Engineering\\_2018-03\\_rus.htm#Bookmark10](http://www.vniioeng.ru/_user_files/file/ants/oe/Oilfield_Engineering_2018-03_rus.htm#Bookmark10) (дата обращения: 28.12.19).
3. ГОСТ Р 9.905-2007 «Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования».
4. ГОСТ 9.502-82 «Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний».
5. ГОСТ 9.908-85 «Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости».

### References

1. Pavlyuchenko V.I., Chebotaryov V.V., Mugatabarova A.A. Investigation of the chemical reagent properties increasing the corrosion inhibitors efficiency in the gravity waterlines // Neftepromyshlennoe Delo. – 2018. – № 3. – P. 62–67.
2. URL: [http://www.vniioeng.ru/\\_user\\_files/file/ants/oe/Oilfield\\_Engineering\\_2018-03\\_rus.htm#Bookmark10](http://www.vniioeng.ru/_user_files/file/ants/oe/Oilfield_Engineering_2018-03_rus.htm#Bookmark10) (date of address: 28.12.19).
3. GOST R 9.905-2007 «Unified system of protection against corrosion and aging. Corrosion testing methods. General requirements».
4. GOST 9.502-82 «Unified system of protection against corrosion and aging. Corrosion inhibitors of metals for water systems. Methods of corrosion testing».
5. GOST 9.908-85 «Metals and Alloys. Methods for Determining Corrosion and Corrosion Resistance Indexes».