

**А.В. Денисова, О.В. Козловская, А.М. Шайдулина,
С.В. Щетинин, П.А. Гареев**

ООО «ФЛЭК»

В.Г. Рябов

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет

КОРРОЗИОННЫЙ МОНИТОРИНГ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ ФЛЭК-ИК-200

Установлен защитный эффект ингибитора коррозии ФЛЭК-ИК-200 на ряде объектов нефтедобывающих компаний Российской Федерации при выполнении работ по коррозионному мониторингу.

В узком смысле под «коррозионным мониторингом» часто понимают лишь регистрацию и систематизацию данных, получаемых с помощью общепринятых традиционных средств коррозионного контроля – образцов-свидетелей (купонов), зондов электросопротивления, зондов поляризационного сопротивления, водородных зондов и т.п., т.е. «коррозионный мониторинг» полностью отождествляется с «коррозионным контролем».

В более широком смысле под «коррозионным мониторингом» следует понимать не только «коррозионный контроль» в вышеупомянутом смысле, но и сбор, регистрацию и систематизацию данных по всем без исключения факторам, оказывающим влияние на коррозию и, в конечном итоге, на техническое состояние контролируемого объекта (оборудования) [1].

В программу коррозионного мониторинга промышленных трубопроводов должны быть включены различные промышленные и лабораторные методы оценки по следующим основным направлениям работ [2]:

- ♦ оперативный контроль коррозионного состояния трубопроводов и эффективности защиты по образцам-свидетелям (гравиметрический и электрохимический методы);

- ◆ оценка агрессивных свойств промышленной среды по анализу химического состава (минерализация), содержанию коррозионно-активных компонентов (H_2S , CO_2 , O_2) и др.;
- ◆ определение остаточного количества ингибитора коррозии (ИК) в промышленной среде защищаемого трубопровода;
- ◆ испытание в лабораторных условиях ИК [3] и выбор реагентов с наилучшим соотношением показателей «эффективность – качество – стоимость»;
- ◆ определение эффективности ингибирования по изменению содержания ионов железа в перекачиваемой жидкости;
- ◆ входной контроль качества поступающих партий ИК по параметрам, указанным в нормативной документации технические условия (ТУ) на поставку реагентов.

В данной статье представлены результаты коррозионного мониторинга эффективности действия ИК ФЛЭК-ИК-200 на ряде объектов нефтедобывающих компаний Российской Федерации (таблица).

Основной акцент при проведении работ по коррозионному мониторингу был направлен на установление защитного эффекта ИК с помощью образцов-свидетелей скорости коррозии, увеличении средней наработки на отказ (СНО) глубинно-насосного оборудования (ГНО), а также изменение содержания ионов железа в промышленных средах и определение остаточного содержания ИК в воде.

Реагент ФЛЭК-ИК-200 является катионным поверхностно-активным веществом, в состав которого входит алкилдиметилбензиламмоний хлорид с длиной углеводородного радикала $C_{12}-C_{14}$ и спиртовой растворитель.

Метод дозирования – постоянная подача ИК с помощью насосного оборудования.

Главным критерием выбора эффективного ИК является скорость потери металла в коррозионной среде, удовлетворяющая требованиям РД 39-30-1249–85 [4], согласно которому защита трубопроводов от внутренней коррозии обязательна и необходима, если скорость коррозии трубной стали превышает 0,4 мм/год, а защитный эффект ингибитора, согласно ГОСТ 9.506–88 [5], составляет не менее 80 %.

Таким образом, в результате проведенных работ по коррозионному мониторингу эффективности действия ИК ФЛЭК-ИК-200 установлено следующее:

- 1) защитный эффект от применения ингибитора составил более 80 %, что соответствует ГОСТ 9.506–88;

Результаты коррозионного мониторинга эффективности действия ингибитора коррозии ФЛЭК-ИК-200

Место отбора коррозионной среды	Физико-химический анализ вод	Дозировка, г/м ³	Скорость коррозии, мм/год	Защитный эффект, %	Остаточное содержание ИК****, мг/дм ³
1	2	3	4	5	6
ТПП «Лангепаснефтегаз» <i>Система нефтесбора</i> Поточное месторождение Протяженность трубопровода 10,3 км	Fe _{общ} = 16,8 мг/дм ³ *Fe _{общ} = 11,9 мг/дм ³	– 25,0 40,0	0,550 0,081 0,059	– 85,2 89,3	– – –
ТПП «Лангепаснефтегаз» <i>Система ППД</i> Лас-Еганское месторождение Протяженность трубопровода 12,65 км	H ₂ S = 0 мг/дм ³ CO ₂ = 119,7 мг/дм ³ Fe _{общ} = 19,9 мг/дм ³ pH 6,64 *Fe _{общ} = 6,7 мг/дм ³ *Fe _{общ} = 5,2 мг/дм ³ ρ = 1,018 г/см ³	– 25,0 40,0	0,739 – –	– 66,3** 73,8**	– Следы 1,4
ООО «РН-Пурнефтегаз» <i>Система нефтесбора</i> Южно-Тарасовское месторождение	CO ₂ = 14,8 мг/дм ³ H ₂ S = 0 мг/дм ³ Fe _{общ} = 1,73 мг/дм ³ Fe ³⁺ = 1,39 мг/дм ³ pH 6,62 ρ = 1,010 г/см ³	– 15,0 20,0 30,0	0,265 0,060 0,004 0,003	– 77,4 98,5 98,9	– – – –
ООО «РН-Пурнефтегаз» <i>Защита ГНО</i> Комсомольское, Барсуковское месторождения Скв. 3058, куст 39; скв. 433, куст 4; скв. 2017, куст 45	CO ₂ = 11,0–59,4 мг/дм ³ H ₂ S = 0 мг/дм ³ Fe _{общ} = 17,1–24,00 мг/дм ³ Fe ³⁺ = 15,7–18,8 мг/дм ³ pH 6,92–7,45 ρ = 1,008–1,015 г/см ³	– 25,0 40,0	0,370 – 0,700 – –	Увеличение СНО от 1,6 до 2,6 раз на 23.12.2011 г.	– 7,0 11,8

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6
ТПП «Урайнефтегаз» <i>Система ППД</i> Северо-Даниловское месторождение Протяженность трубопровода 8,7 км Ловинское месторождение Протяженность трубопровода 17,4 км	$H_2S = 22,4-34,0 \text{ мг/дм}^3$ $CO_2 = 0-44,0 \text{ мг/дм}^3$ $Fe^{3+} = 7,1-8,3 \text{ мг/дм}^3$ $Fe_{\text{общ}} = 8,2-9,2 \text{ мг/дм}^3$ рН 7,54–7,56 $\rho = 1,009-1,012 \text{ г/см}^3$	– 18,4 – 22,7	0,414 0,119 – 0,254 0,068	– 71,3*** – 73,2***	– Следы – 3,1
ТПП «Урайнефтегаз» <i>Система нефтесбора</i> Западно-Даниловское, Западно-Толумское месторождения Протяженность трубопровода 17,4 км	$H_2S = 0 \text{ мг/дм}^3$ $CO_2 = 56,3-77,4 \text{ мг/дм}^3$ $Fe^{3+} = 1,4-3,4 \text{ мг/дм}^3$ $Fe_{\text{общ}} = 2,4-5,0 \text{ мг/дм}^3$ рН 6,49–7,22 $\rho = 1,012 \text{ г/см}^3$	– 23,1 – 23,1 – 23,1	0,720 0,115 – 0,959 0,341 – 0,234 0,098	– 84,0*** (14,2 км от точки подачи ИК) – 64,4*** (15,5 км от точки подачи ИК) – 58,1*** (17,4 км от точки подачи ИК)	– – – – – – 2,8
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» <i>Система ППД</i> Возейское месторождение	$H_2S = 44,6 \text{ мг/дм}^3$ $CO_2 = 96,8 \text{ мг/дм}^3$ $Fe^{3+} = 0,02 \text{ мг/дм}^3$ $Fe_{\text{общ}} = 1,15 \text{ мг/дм}^3$ рН 6,18 $\rho = 1,055 \text{ г/см}^3$	– 30	0,330 0,059	– 82,1	– –

Окончание таблицы

1	2	3	4	5	6
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» <i>Система нефтесбора</i> Усинское месторождение	$\text{H}_2\text{S} = 124,4 \text{ мг/дм}^3$ $\text{CO}_2 = 92,4 \text{ мг/дм}^3$ $\text{Fe}^{3+} = 0,08 \text{ мг/дм}^3$ $\text{Fe}_{\text{общ}} = 1,34 \text{ мг/дм}^3$ pH 6,52 $\rho = 1,039 \text{ г/см}^3$	– 30	1,900 0,230	– 87,9	– –

* – физико-химический анализ вод во время проведения ОПИ ингибитора;

** – защитный эффект рассчитывался по остаточному содержанию ионов общего железа в воде;

*** – заказчиком не выдержана рекомендуемая дозировка ИК – 25 г/м^3 ;

**** – остаточное содержание ИК в воде определяли по методике ООО «ФЛЭК».

2) универсальность ингибирующего действия реагента в коррозионных средах, содержащих сероводород, углекислый газ, как отдельно взятых газов, так и их смесей;

3) увеличение СНО при защите ГНО скважин;

4) возможность применения ингибитора в системах ППД (поддержания пластового давления) и нефтесбора.

На основании полученных результатов коррозионного мониторинга получены положительные акты опытно-промысловых испытаний ИК ФЛЭК-ИК-200.

Список литературы

1. Киченко А.Б., Киченко С.Б. Коррозионный мониторинг как важный фактор разработки и осуществления эффективной программы борьбы с коррозией на нефтегазовых промыслах // Практика противокоррозионной защиты. – 2001. – № 2 (20). – С. 37–47.

2. Попов В., Интяшин С., Вдовин В. Проведение мониторинга коррозии при ингибиторной защите промысловых трубопроводов в ОАО «Самаранефтегаз» // Научно-технический вестник «ЮКОС». – 2003. – № 8. – С. 36–40.

3. РД 39-0147014-348–89. Инструкция по защите от коррозии внутрипромыслового оборудования при помощи ингибиторов отечественного производства / ВНИИТнефть. – Самара, 1989. – 47 с.

4. РД 39-30-1249–85. Проектирование и применение средств антикоррозионной защиты нефтегазопроводов и систем нефтегазосбора.

5. ГОСТ 9.506–87. Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности.

Получено 20.06.2012