

УДК 620.193/197

Р.И. Мухаметзянов¹, А.Т. Фаритов², М.А. Худяков¹¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет (Уфа, Республика Башкортостан, Россия).² Центр нефтегазовых технологий и новых материалов ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан» (Уфа, Республика Башкортостан, Россия).

МОНИТОРИНГ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В качестве обязательного мероприятия, обеспечивающего успешную безаварийную эксплуатацию нефтяных месторождений, особенно на поздних стадиях разработки, согласно требованиям РД 39-132-94 необходимо проводить мониторинг коррозионного состояния внутренней поверхности промысловых трубопроводов. Присутствие в транспортируемой жидкости больших количеств попутно добываемой воды, содержащей такие агрессивные агенты, как сероводород, углекислый газ, хлорид, сульфат-ионы, коррозионно-активные бактерии и т. п., ведет к усиленному разрушению труб. Применение различных средств защиты, таких как ингибиторы коррозии, легированные стали повышенной коррозионной стойкости, защитные покрытия, позволяет продлить срок службы оборудования. Однако даже самая эффективная система защиты имеет свои недостатки и требует постоянного контроля. Кроме того чтобы выбрать наиболее рациональный способ противокоррозионной защиты, необходимо располагать исчерпывающей информацией об агрессивности транспортируемой жидкости и возможном характере коррозионных поражений. Для всех этих целей и используется коррозионный мониторинг.

Ключевые слова: коррозия, мониторинг коррозионного состояния, трубопровод, гравиметрия, образцы-свидетели, ингибитор, метод линейного поляризационного сопротивления (LPR).

По данным [1, 2], даже одно только проведение систематического контроля за коррозионным состоянием оборудования и трубопроводов позволяет снизить потери от коррозии на 20–30 %.

На внутриплощадочных трубопроводах ОАО «Газпром нефть» мониторинг коррозионного состояния внутренней поверхности труб проводится в основном гравиметрическим методом. Суть метода заключается в определении потери масс металлических образцов-свидетелей, которые экспонируются в трубопроводе в течение определенного времени, что позволяет определить скорость коррозии.





Образцы-свидетели изолированы от держателя и не имеют электрического контакта с внутренней поверхностью трубопроводов. После экспозиции образцы-свидетели

также обследуют визуально (для определения размера, характера разрушений, наличия продуктов коррозии и т. д.). Пример краткого отчета по двум точкам контроля коррозии приведен в таблице.

В среднем время экспозиции образцов-свидетелей составляет около 30 дней, кроме этого требуются время для доставки до лаборатории, иногда удаленной на 1,5–2,0 тыс. км, обработка образцов и их взвешивание, что может занимать довольно много времени. Таким образом, от установки кассеты с образцами до принятия решения об увеличении дозировки ингибитора или, наоборот, уменьшении

Коррозия образца-свидетеля

Описание коррозии образца-свидетеля											УКК № 135	
ОСК №	135	Дата установки				16.06	Дата снятия		21.07	Период экспозиции		35
Скорость коррозии по образцам-свидетелям, мм/год												
№ образца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Средняя	Макс.
Общая	0,3362	0,2871	0,3520	0,3086	0,2613	0,3769	0,4127	0,4655	0,5793	0,5242	0,3904	0,5793
Локальная												
												
Описание коррозии образца-свидетеля											УКК № 649	
ОСК №	649	Дата установки				19.05	Дата снятия		19.06	Период экспозиции		31
Скорость коррозии по образцам-свидетелям, мм/год												
№ образца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Средняя	Макс.
Общая	0,0047	0,0091	0,0038	0,0049	0,0034	0,0034	0,0034	0,0030	0,0038	0,0042	0,0047	0,0091
Локальная												
												

ее по результатам контроля может пройти до 40–50 дней.

В связи с тем, что агрессивность транспортируемой среды на многих месторождениях подвержена резким изменениям, обусловленным различными факторами (подключение или отключение новых источников жидкости, геологотехнические мероприятия, нарушения технологий утилизации отработанных жидкостей при работе КРС или ПРС, пропуски в работе дозировочных установок, заливка не того реагента и т. д.), рекомендуется проводить мониторинг скорости коррозии с помощью приборов, позволяющих измерять ее мгновенные значения в режиме реального времени. Это можно сделать, используя метод линейного поляризационного сопротивления (LPR), основанный на принципе Штерна – Гири.

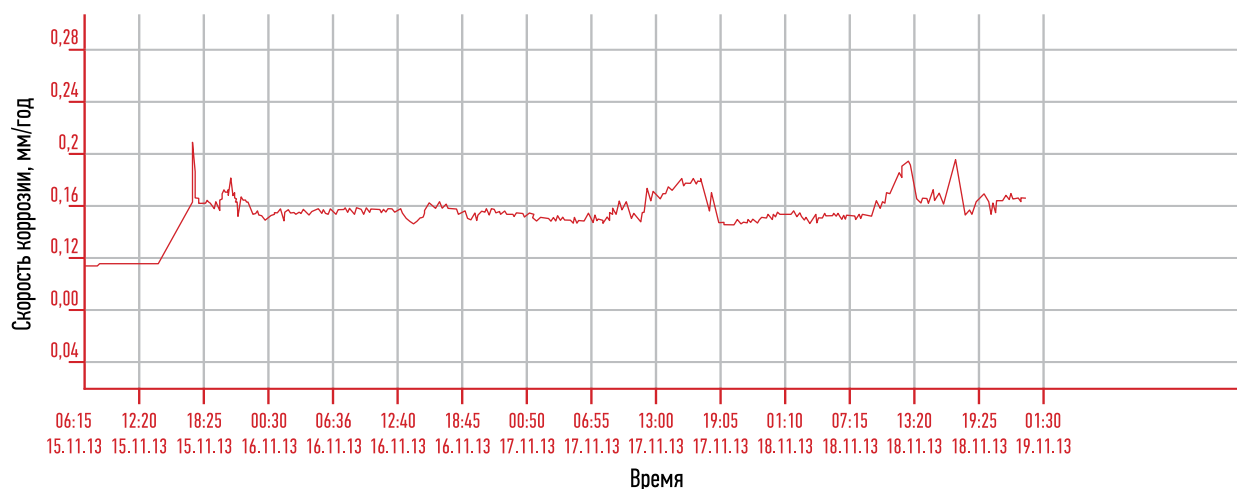
Единственным отечественным представителем приборов, рабо-

тающим по методу LPR, в которых реализован режим online-измерений, является коррозиметр «Монитор-3-GSM-LPR», работающий по каналам GSM/GPRS на веб-сервере Web-Monitor (возможно также использование проводной телеметрии по каналу RS-485 по протоколу MODBUS-RTU). Такой подход позволяет оперативно получать информацию по текущей коррозионной агрессивности среды и мгновенно реагировать на резкое повышение скорости коррозии.

Для практических целей в приборе, как правило, устанавливается одна константа для измерений во всех условиях. Анализ принципа Штерна – Гири свидетельствует о том, что индуцируемая скорость коррозии может отличаться от реальной: для сред без ингибиторов – до 1,3 раза, без кислорода – в 1–3 раза. При этом в средах с ингибиторами индуцируемая скорость коррозии может снижаться в 1,3–2,0 раза.

Среды с кислородом на сегодняшний день – это нетипичный случай, так как везде применяются закрытые системы сбора нефти, а в случае применения пресных вод они обескислороживаются. Определение наклонов тафелевских участков катодных и анодных кривых, от которых зависит константа прибора, перед каждым изменением условий возможна, но не практикуется из-за отсутствия принципиальной необходимости в определении абсолютной величины скорости коррозии.

Как показывает опыт использования приборов данного типа в нефтепромысловой практике, различие скорости коррозии, измеренной индикатором и классическим методом (по потере масс образцов-свидетелей), в подавляющем большинстве составляет не более 20–50 %. С учетом того, что при измерении коррозии важны порядок получаемых результа-



Привязки место: Резисторы комнаты 330	Видимый диапазон					Выделенный диапазон				
	мин. знач.	ср. знач.	макс. знач.	мин. дата	макс. дата	мин. знач.	ср. знач.	макс. знач.	мин. дата	макс. дата
№ 10 (канал 1с 31.10.2013)	0,113	0,157	0,206	15.11.2013 14:12:03	18.11.2013 23:37:43	0,113	0,157	0,206	15.11.2013 14:12:03	18.11.2013 23:37:43

Показания прибора «Монитор-3-GSM-LPR»

тов или относительное значение скорости коррозии, такая разница является в подавляющем большинстве случаев приемлемой, так как ингибиторы коррозии уменьшают скорость коррозии от 10 до 100 раз, что делает метод LPR на сегодняшний день наиболее востребованным среди всех методов оперативного определения скорости коррозии. Например, при фактическом снижении скорости коррозии с 0,2 до 0,002 мм/год прибор может показать снижение с 0,14–0,26 до 0,002–0,006 мм/год. Для практических целей, а именно для определения эффективности реагента, это не имеет большого значения. При фактической эффективности, в данном примере равной 99 %, полученная прибором эффективность может изменяться от 95 до 99 %, т. е. показания прибора однозначно будут свидетельствовать о том, что реагент показал себя хорошо. На рисунке

приведен пример работы прибора «Монитор-3-GSM-LPR» на точке узла контроля скорости коррозии внутриплощадочного трубопровода ОАО «Газпром нефть».

С помощью прибора «Монитор-3-GSM-LPR» можно контролировать мгновенную скорость коррозии внутренней поверхности трубопровода и при повышении ее максимально допустимого значения давать команду на увеличение дозировки ингибитора. Программное обеспечение прибора позволяет определять минимальное, среднее и максимальное значения в заданный промежуток времени, записывать и сохранять их в памяти.

Выводы

Метод линейного поляризационного сопротивления (LPR) является практически единственным способом, позволяющим измерить мгновенную скорость коррозии, и при использовании приборов,

работающих в режиме реального времени, можно организовать реальный оперативный контроль за скоростью коррозии.

Метод LPR имеет неоспоримые преимущества в оперативности в сочетании с возможностью передачи получаемых данных в режиме реального времени. Это делает данный метод более предпочтительным перед другими формами контроля коррозии, особенно там, где требуется оперативное реагирование персонала на изменения коррозионной ситуации. Необходимое условие работы метода – наличие свободной водной фазы в рабочей среде. На поздней стадии разработки месторождений, которая характерна для большинства нефтяных месторождений России, этому критерию отвечает подавляющее большинство нефтепромысловых трубопроводов, перекачивающих нефть до пунктов подготовки, и все водоводы.

Литература:

1. Гумеров А.Г., Медведев А.П., Фаритов А.Т. и др. Концепция развития системы технического диагностирования промышленных трубопроводов // Нефтяное хозяйство. 2005. № 1. С. 23.
2. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. 189 с.