

48

Т.А. Сюр, начальник отдела защиты от коррозии
(ООО «ПермНИПинетфь»)

Коррозионный мониторинг – действенный способ предупреждения отказов нефтепромысловых трубопроводов

В статье на примере Ярино-Каменноложского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», находящегося в IV стадии разработки, показана необходимость и действенность постоянного контроля за коррозионным состоянием 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. По данным литературы, даже одно только проведение систематического контроля за коррозионным состоянием оборудования и трубопроводов (без применения каких-либо средств защиты), предотвращая неожиданные аварии, позволяет снижать потери от коррозии на 20–30% [1, 2].

Покажем действенность коррозионного мониторинга на примере Ярино-Каменноложского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», находящегося в настоящее время в IV стадии разработки.

Таблица 1. Отказы промышленных трубопроводов Ярино-Каменноложского месторождения в 2002–2010 гг.

НАЗНАЧЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ	КОЛИЧЕСТВО ОТКАЗОВ, ШТ. / УДЕЛЬНАЯ ЧАСТОТА ОТКАЗОВ, ШТ./КМ, ЗА ВРЕМЯ							
	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Промысловые нефтепроводы	5/0.3	10/0.6	-	-	-	-	1/0.06	-
Водоводы сточной воды	15/0.9	17/1.0	1/0.06	1/0.06	-	1/0.06	1/0.06	2/0.1

На начало 2003 г. из всего комплекса мероприятий, относящихся к коррозионному мониторингу, на Ярино-Каменноложском месторождении регулярно проводилась только УЗ-диагностика трубопроводов. Промысловые трубопроводы узлов контроля коррозии не имелись даже на тех участках, где закачивался ингибитор коррозии. Продукция добывающих скважин Ярино-Каменноложского месторождения характеризовалась высокой обводненностью (в среднем ~ 80%), все промышленные трубопроводы были построены из нестойких в коррозионном плане углеродистых сталей. Удельная частота отказов ответственных промышленных нефтепроводов Ярино-Каменноложского месторождения в 2002 г. составляла 0,30 шт./км, в 2003 г. – уже 0,60 шт./км. Удельная частота отказов водоводов сточной воды в 2002 г. – 0,90 шт./км, в 2003 г. – 1,00 шт./км. Отказы приходились в основном на трубопроводы со сроком эксплуатации до 10 лет, т.е. не выработавших нормативный срок службы. Данные приведены в таблице 1.

Основной причиной отказов трубопроводов, как выяснилось, была внутренняя коррозия. Практически для всех обследованных в 2002–2003 гг. нефтепроводов, по которым транспортировались водонефтяные смеси с содержанием попутно-добываемой воды более 60%, по нижней образующей (5⁰⁰+9⁰⁰ч) труб были отмечены многочисленные очаги коррозии как в виде одиночных язв, так и в виде канавок. Для водоводов сточной воды также были характерны проявления язвенной коррозии, но язвы располагались по периметру труб хаотично.

На основании проведенных исследований было высказано предположение, что, большое число отказов промышленных трубопроводов связано с недостаточной эффективностью применявшегося ингибитора коррозии (ВНПП-1) на фоне высокой агрессивности транспортируемых жидкостей. Попутно-добываемые воды Ярино-Каменноложского месторождения содержали в больших количествах сероводород (до 50 мг/л и выше); углекислый газ (до 30 мг/л); соли до 170 г/л (из них хлориды – до 100 г/л); были заражены сульфатвосстанавливающими бактериями и, в соответствии с классификацией РД 39-0147103-362-86, относились к «сильноагрессивным».

Необходимо было срочно внедрять систему оперативного контроля за коррозионным состоянием внутренней поверхности промышленных трубопроводов, которая позволила бы постоянно отслеживать степень агрессивности перекачиваемых жидкостей и контролировать эффективность действия закачиваемого ингибитора коррозии. В ноябре 2003 г. на потенциально опасных в коррозионном плане участках трубопроводов, имевших отказы по причине коррозии и подвергающихся ингибиторным обработкам, были установлены датчики линейной поляризации и образцы для гравиметрического контроля. Для замеров скорости коррозии использовали коррозиметр «Аквамейт», с помощью которого определяли скорость не только общей, но также и локальной коррозии стали K_{лок} (т.е. скорость развития язв и образования свищей на поверхности металлического оборудования).

Уже первые замеры показали, что маслорастворимый реагент ВНПП-1 действительно обладал низкой эффективностью в средах Ярино-Каменноложского месторождения. Степень защиты металла при его использовании в водово-

дах сточной воды не превышала 60%. Скорость коррозии образцов-свидетелей в зонах существования водных скоплений на пониженных участках трассы промышленных нефтепроводов вообще доходила до 1,3 мм/год, т.е. защита полностью отсутствовала.

В конце 2003 г. были проведены лабораторные и стендовые испытания новых ингибиторов коррозии, промышленно выпускаемых различными отечественными и зарубежными фирмами. Из всех испытанных реагентов наиболее эффективным оказался ингибитор коррозии – бактерицид Сонкор-9801. Ингибитор был совместим с применявшимися на УПСВ-0401 и УПСВ-0413 реагентами-деэмульгаторами (RP-6522 и RP-6576 фирмы Baker Petrolite) и не влиял на вязкость транспортируемой продукции.

Промышленная закачка ингибитора коррозии Сонкор-9801 в трубопроводы Ярино-Каменноложского месторождения была начата в декабре 2003 г. В настоящее время в системе нефтебора и ППД имеется 5 точек дозирования ингибитора. Степень защиты металла, по данным коррозионного мони-

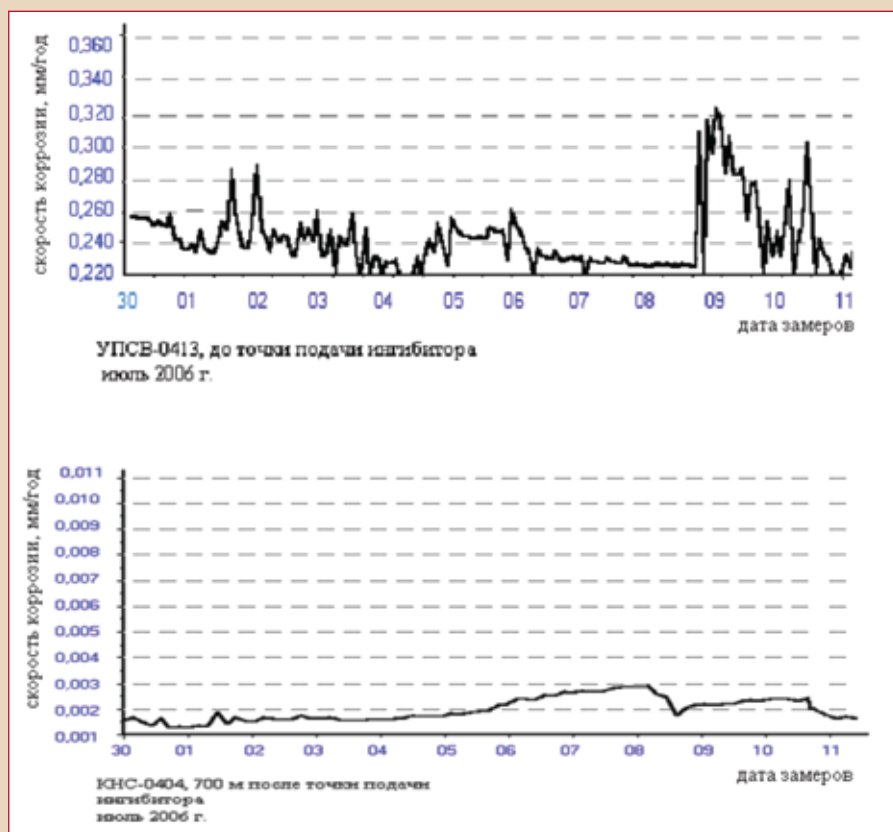


Рис. 1. Графики изменения во времени скорости коррозии образцов из узлов контроля, установленных на низконапорном водоводе «УПСВ-0413 – КНС-0404»



Рис. 2. Внешний вид образцов из УКК, установленных на низконапорном водоводе «УПСВ-0413 – КНС-0404», после 8 месяцев экспозиции в пластовой воде, сбрасываемой с УПСВ (2009–2010 гг., ингибитор коррозии – Сонкор-9801, дозировка – 40 г/м³)



Рис. 4. Вид образцов из УКК, установленных на пониженном участке трассы нефтепровода «ДНС-0410 – ДНС-0412», после восьми месяцев экспозиции в водо-нефтяной эмульсии с содержанием воды 80% (2009 г., ингибитор коррозии – Сонкор-9801)

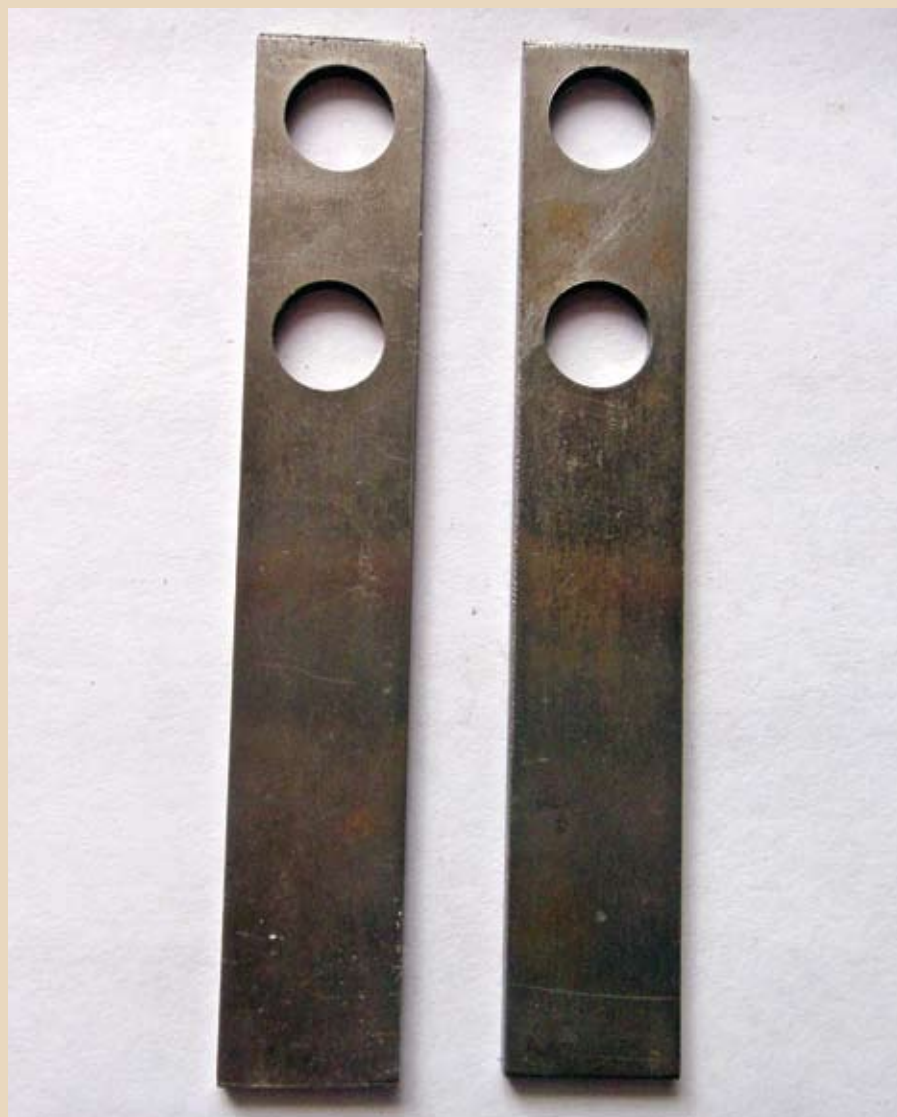


Рис. 3. Внешний вид образцов из УКК, установленных на нагнетательном водоводе Ярино-Каменноложского месторождения (3,5 км после УБПР), после 8 месяцев экспозиции в пластовой воде, сбрасываемой с УПСВ (2009–2010 гг., ингибитор коррозии – Сонкор-9801, дозировка – 40 г/м³)

торинга, составляет не менее 88–90% во всех точках контроля при среднем дозировании ингибитора в 50 г/м³, что соответствует требованиям РД 39-132-94. В качестве примера на рисунке 1 приведены графики «скорость коррозии – время выдержки образцов в коррозионной среде» для образцов, установленных до и после точки подачи ингибитора коррозии на низконапорном водоводе «УПСВ-0413-КНС-0404», на рисунках 2–4 представлен внешний вид образцов-свидетелей из узлов контроля коррозии (УКК), установленных на промышленных трубопроводах ЦДНГ-4. Удельная частота отказов промышленных трубопроводов Ярино-Каменноложского месторождения после внедрения системы мониторинга и замены ингибитора коррозии значительно уменьшилась (табл. 1). Экономический эффект за счет снижения затрат на ремонты, экологические штрафы, за счет уменьшения потерь от разливов нефти составил не менее 5 млн руб. в год.

Литература:

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

Ключевые слова: нефтепромышленные трубопроводы, коррозионный мониторинг, ингибитор коррозии, образцы-свидетели