

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

УДК 669:620.193.197

Коррозионный мониторинг как средство управления целостностью трубопроводов в нефтехимической промышленности

П.А. Лобова^a, А.Н. Баранов^b

Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет, ул. Лермонтова 83, Иркутск, Россия

^apolina.lobova@gmail.com, ^ba_baranow@mail.ru

Статья получена 19.05.2014, статья принята 29.07.2014

В предлагаемой статье рассмотрен коррозионный мониторинг как эффективное средство прогнозирования сроков службы и управления целостностью промышленных оборудования и трубопроводов, которые являются важной составной частью инфраструктуры месторождения. Кроме того, практическое применение мониторинга связано с оценкой эффективности применяемых ингибиторов коррозии, бактерицидов, поглотителя кислорода и снижения удельных затрат на ингибирование. Показано, что современные методы контроля коррозии недостаточно эффективны при выявлении стресс-коррозионных повреждений. Предложена комплектация узлов контроля коррозии (УКК) дополнительными средствами контроля коррозии: пробоотборник с трехуровневым принципом действия и держатель трех пластин – для УКК, смонтированных на системах нефтесбора; биозонды – для УКК, установленных на водоводах промысла. Целесообразность установки пробоотборников и держателей на системах нефтесбора связана с увеличением обводненности транспортируемых сред по мере эксплуатации месторождений. Основной причиной неблагоприятной коррозионной обстановки на многих месторождениях является высокая биозараженность сульфатовосстанавливающими бактериями промышленных сточных вод. Установка биозондов обеспечит полную картину биозараженности объекта. Предлагаемые устройства позволяют оперативно принимать решения о целесообразности ингибирования того или иного направления. В свою очередь, оптимизация подачи химических реагентов приводит к существенной экономии затрат на дорогостоящие ингибиторы, применяемые при антикоррозионных мероприятиях.

Ключевые слова: коррозионный мониторинг, ингибитор коррозии, сульфатовосстанавливающие бактерии, обводненность транспортируемой среды, пробоотборник с трехуровневым принципом действия, держатель трех пластин, биозонд.

Corrosion monitoring as a means to control the pipeline integrity in petrochemical industry

P.A. Lobova^a, A.N. Baranov^b

National Research Irkutsk State Technical University, 83 Lermontov St., Irkutsk, Russia

^apolina.lobova@gmail.com, ^ba_baranow@mail.ru

Received 19.05.2014, accepted 29.07.2014

The article deals with the corrosion monitoring as an effective means of predicting service life and controlling integrity of oilfield equipment and pipelines which are an important part of infrastructure of the oil field. Furthermore, practical application of the monitoring involves assessing the effectiveness of corrosion inhibitors, bactericides, and oxygen absorbent and reducing unit costs for inhibition. It has been shown that modern methods of corrosion control are not effective enough in detecting stress corrosion damage. Complete set of the units of controlling corrosion by additional means of corrosion control has been proposed. A sampler with three-level principle of action and a holder of three bars should be used for the corrosion control units installed on oil gathering systems. Biosounds should be used for the corrosion control units installed on water conduits of the oil field. Practicability of setting samplers and holders on oil gathering systems is connected with an increase of water cut of fluids as developed fields. The main reason for the unfavorable corrosion situation in many fields is a high level of bioinfection with sulfur reducing bacteria in commercial wastewater. If biosounds are installed, a complete picture of the field bioinfection can be seen. The equipment proposed will allow making decisions on whether inhibiting one or another direction quickly. Whereas, optimization of chemical supply leads to significant cost savings on expensive inhibitors used in anti-corrosion measures.

Keywords: corrosion monitoring, corrosion inhibitor, sulfur reducing bacteria, water cut of fluids, sampler with three-level principle of action, holder of three bars, biosound

Введение. Коррозионный мониторинг является эффективным средством прогнозирования сроков службы и управления целостностью оборудования и трубопроводов – важной составной части инфраструктуры месторождения [1].

Добыча и подготовка нефти и газа является отраслью, уникальной в коррозионном отношении. Коррозия является проблемой, без решения которой невозможно обеспечить нормальную эксплуатацию нефтепромыслового оборудования.

Под термином «коррозия» следует понимать самопроизвольно протекающее химическое, физико-химическое, биологическое взаимодействие металла со средой, приводящее к изменению свойств этого металла или изготовленных из него металлоконструкций [1].

Основным видом коррозионных повреждений оборудования добывающих скважин является коррозия внутренней поверхности труб. В результате нарушается герметичность, что приводит к дорогостоящим преждевременным подземным ремонтам, замене оборудования, вышедшего из строя, а также к экологическому ущербу [2]. К значительным материальным затратам также приводят коррозионные дефекты оборудования, контактирующего с агрессивными средами (трубопроводы, электродегидраторы, различные резервуары и емкости, реакторы и т. п.), поэтому необходимо применять те или иные виды и способы защиты от коррозии [3].

Огромны экономические потери от коррозии металлов. Например, в США, по последним данным НАСЕ, ущерб от коррозии и затраты на борьбу с ней составили 3,1 % ВВП (276 млрд. долларов). В Германии этот ущерб составил 2,8 % ВВП. По оценкам специалистов различных стран, эти потери в промышленно развитых странах составляют от 2 до 4 % валового национального продукта. При этом потери металла, включающие массу вышедших из строя металлических конструкций, изделий, оборудования, составляют от 10 до 20 % годового производства стали [3].

В 2011 году в НК «Роснефть» число аварий составило 10,7 тысяч, при этом в окружающую среду было выброшено 163 000 баррелей нефти. Это в разы и десятки раз больше, чем у западных корпораций – Shell, BP, ConocoPhillips, Chevron. В результате разрушения металлов и отказов техники происходит загрязнение окружающей среды, сопровождаемое значительным экономическим ущербом. Главная причина утечек в 97 % случаев – коррозия нефтепроводов [4].

Эффективным способом оценки коррозионного состояния оборудования является *коррозионный мониторинг* – система наблюдений и прогнозирования коррозионного состояния объекта с целью получения своевременной информации о возможных коррозионных отказах [4].

Методы коррозионного мониторинга. На сегодняшний день существует ряд методов, позволяющих произвести оценку интенсивности и определить характер коррозионных повреждений. На практике наибольшее распространение имеют весовой метод, метод электрического сопротивления и метод линейной поляризации.

- Весовой метод

Контроль защитного действия ингибиторов корро-

зии осуществляется в соответствии с РД 39-0147103-362-86 (руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений) по образцам-свидетелям.

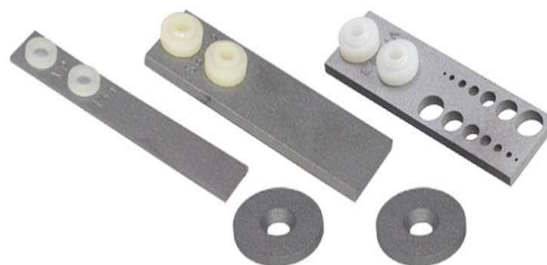


Рис. 1. Образцы-свидетели

Металлический образец экспонируют в системе в течение определенного периода времени. Образцы-свидетели (рис. 1) изолированы от держателя и не имеют электрического контакта с внутренней поверхностью трубопроводов [5]. После экспозиции образцы-свидетели (рис. 1) обследуют визуально (размеры/характер разрушений, наличие продуктов коррозии, солей, парафинов, асфальто-смолистых и других отложений). Определяют потерю массы образца за период экспозиции. Для измерения скорости коррозии на узле контроля коррозии используют пару плоских образцов-свидетелей (рис. 2), изготовленных из трубной стали.



Рис. 2. Образцы-свидетели до экспозиции

- Метод электрического сопротивления

Метод основан на том, что геометрические размеры чувствительного элемента уменьшаются при его коррозионном разрушении, что увеличивает электрическое сопротивление элемента. Измеряется потеря металла, а на основании этих данных по математическому алгоритму рассчитывается скорость коррозии. На рис. 3 изображен замер потери металла чувствительного элемента (мм) на линии смешения вод на приеме БКНС-1 (блочно-кустовая насосная станция). Метод работает в любых средах. Измеряя электрическое сопротивление на датчике ЭС, данная система позволяет получать количественные данные потери металла и определять скорость коррозии в любой жидкой, газообразной или твердой среде. Датчики могут функционировать в экстремальных условиях химического воздействия при температуре до 540 °С и давлении до 41,3 МПа.

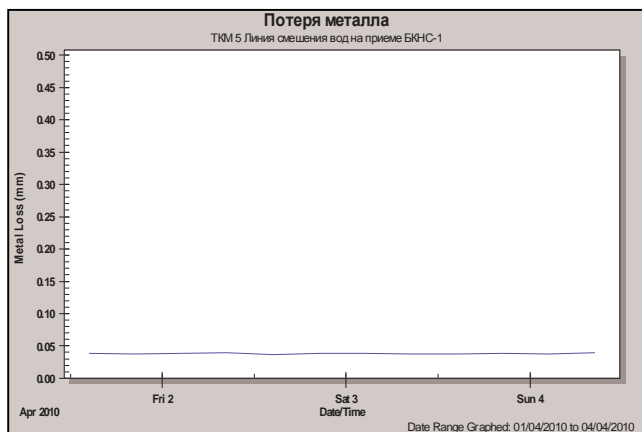


Рис. 3. Зависимость потери металла (мм) чувствительного элемента датчика от времени (сутки) экспонирования в трубопроводе

• Метод линейной поляризации

Данный электрохимический метод позволяет производить электрохимическое измерение скорости коррозии, выполняя одно-единственное измерение. Измерение внешнего тока между электродами, находящимися в электропроводящей коррозионной среде, при приложении к ним разницы потенциалов малой величины. На рис. 4 показана скорость коррозии (мм/год), измеренная методом линейной поляризации, линии артезианской воды на объекте УПН-1 (установка первичной переработки нефти). Величина внешнего тока пропорциональна току коррозии. Особенностью данного метода является то, что он не работает в безводных и маловодных (менее 40 % воды) средах.

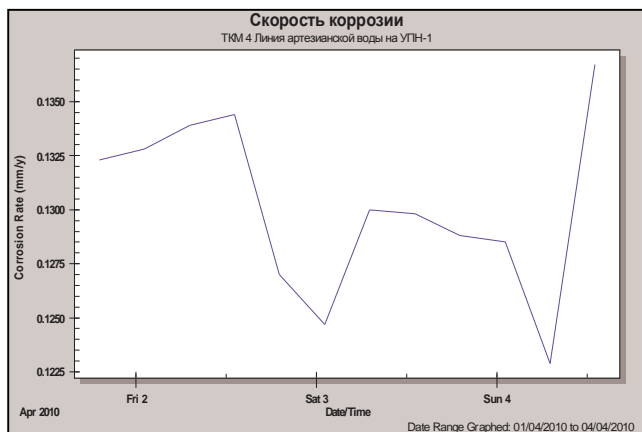


Рис. 4. Зависимость скорости коррозии (мм/год) от времени (сутки) экспонирования датчика в трубопроводе

Постановка проблемы и ее решение. Предлагается доукомплектовать стандартные узлы контроля коррозии (УКК) и включить в их комплектацию следующее оборудование:

- 1) пробоотборник с трехуровневым принципом действия (рис. 5 б) и держатель трех пластин (рис. 5 а) – для УКК, смонтированных на системах нефтесбора;
- 2) биозонды (рис. 6) – для УКК, установленных на водоводах промысла.

Целесообразность установки пробоотборников и держателей на системах нефтесбора связана с увеличением обводненности транспортируемых сред.

По мере эксплуатации месторождения растет степень обводненности среды, что переводит систему нефтесбора в категорию коррозионно неблагоприятных:

- во-первых, вода с растворенными в ней газами и солями сама по себе является агрессивной средой;
- во-вторых, изменяются режимы течения потоков.

В связи с этим донная установка датчика, реализуемая на сегодняшний день при стандартной комплектации УКК, позволяет контролировать скорость коррозии при контакте только нижнего слоя жидкости с поверхностью трубопровода, тогда как известно, что коррозионно опасным является место контакта металла не только с водной фазой, но и границей раздела фаз. Степень коррозионного износа по другим срезам трубопровода неподконтрольна, чего мы сможем избежать при использовании гравиметрического держателя трех пластин.

Использование трехуровневого пробоотборника, по аналогии с держателем трех пластин, позволит контролировать состав жидкости по разным срезам трубопровода.

Основной причиной неблагоприятной коррозионной обстановки на нефтяном месторождении сегодня является высокая биозараженность сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ) промышленных сточных вод.

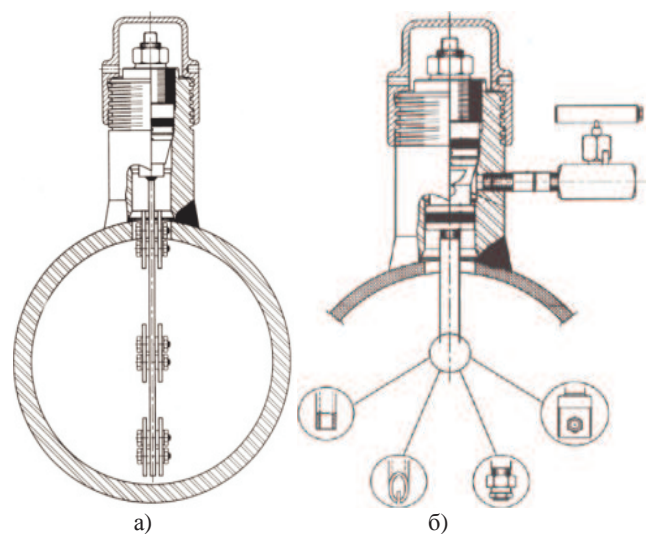


Рис. 5. Держатель 3-х купонов и пробоотборник

Бактерии могут быть представлены в системе как в виде адгезированных форм, так и планктонных. Колонии бактерий, адгезированные на металле нефтепромышленного оборудования, способствуют усилению локальных коррозионных процессов, наводороживанию и охрупчиванию стали. Кроме того, дрейфующие с потоками технологических жидкостей планктонные формы бактерий заражают всю систему нефтедобычи. Рост скорости коррозии в присутствии СВБ приводит к активному образованию сульфидных пленок на поверхности стали и увеличению количества мелкодисперсных механических примесей. Последние, в свою оче-

редь, оказывают каталитическое воздействие на образование эмульсий [6].

Для определения наличия планктонных форм бактерий достаточно использовать пробоотборник с трехуровневым принципом действия на узле контроля коррозии, который входит в стандартный комплект каждой точки контроля коррозии [1].

Отсюда следует, что для осуществления постоянного контроля за адгезированными формами бактерий необходимо дооборудовать узлы контроля коррозии, расположенные на водоводах промысла, биозондами (рис. 6). Биозонд состоит из пяти элементов-образцов, каждый из которых имеет фронтальную зону размером 1 см².



Рис. 6. Биозонд

В случае необходимости эти элементы могут извлекаться по отдельности для проведения анализа [5].

Заключение

Таким образом, конструктивно точка коррозионного мониторинга должна включать четыре узла (рис. 7):

- 1) образец контроля коррозии гравиметрическим методом;
- 2) датчик электрического сопротивления/датчик линейной поляризации;
- 3) биозонд;
- 4) пробоотборник.

Выявление проблемных участков систем подготовки и транспортировки нефти и воды на месторождениях на более раннем этапе позволит принять превентивные меры по устранению коррозии.

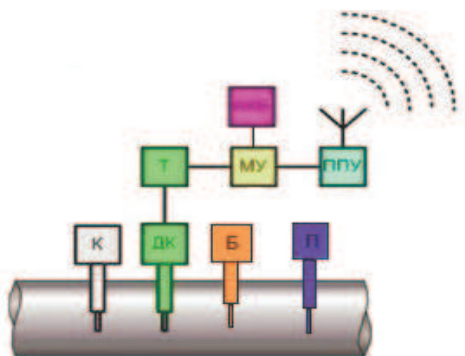


Рис. 7. Точка коррозионного мониторинга: К – купон; ДК – датчик коррозии; Б – биозонд; П – пробоотборник

Предлагаемые устройства позволят оперативно принимать решения о целесообразности ингибирования того или иного направления. В свою очередь оптимизация подачи химических реагентов приводит к существенной экономии затрат на дорогостоящие ингибиторы, применяемые при антикоррозионных мероприятиях.

Литература

1. Махмотов Е.С., Алексеев С.Г., Алдыяров Т.К., Дидух А.Г., Нефедов А.Н., Кудайбергенов С.Е., Абдулин Х.А. Возможность оценки развития коррозионных процессов на внутренней поверхности нефтепровода // Нефть и газ. 2013. № 1. С. 45-50.
2. Баранов А.Н., Гусева Е.А., Красноперов А.Н., Победаш А.С., Юдин А.Н. Исследование коррозионных процессов в производстве алюминия и разработка новых методов защиты металлов // Известия высших учебных заведений. Цветная металлургия. 2008. № 4. С. 10.
3. Янюшкин А.С., Баранов А.Н., Лосев А.Б., Якимов С.А. Исследование возможности замены электролитов при электроалмазной обработке на обычные смазочные-охлаждающие технические среды // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2007. Т. 30. № 2. С. 25-30.
4. Монахов А.Н., Трофимов П.Н., Алякритский А.Л., Елизаров С.В. Система комплексного коррозионного мониторинга установки первичной переработки нефти // СТА. 2006. № 2.
5. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховеров С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. 288 с.
6. Rajagopal S., Gupta A.A., Singh M.P., Upreti M.K. Microbiological corrosion on oil processing units and pipelines // Нефтегазовые технологии. 2013. № 4. С. 67-69.

References

1. Makhmotov E.S., Alekseev S.G., Aldyayarov T.K., Didukh A.G., Nefedov A.N., Kudaibergenov S.E., Abdulin Kh.A. Evaluation possibility for growth of corrosion processes on the inner side of a pipeline // Neft' i gaz. 2013. № 1. P. 45-50.
2. Baranov A.N., Guseva E.A., Krasnoperov A.N., Pobedash A.S., Yudin A.N. Studies of corrosion processes in aluminum production and development of new methods of protection of metals // Izv. vyssh. ucheb. zavedenii. Tsvetnaya metallurgiya. 2008. № 4. P. 10.
3. Yanyushkin A.S., Baranov A.N., Losev A.B., Yakimov S.A. Study the possibility of replacing electrolytes in electroal-maznoy treatment to conventional lubricants and cooling technical environment // Vestn. Irkut. gos. tekhn. un-ta. 2007. T. 30. № 2. P. 25-30.
4. Monakhov A.N., Trofimov P.N., Alyakritskii A.L., Elizarov S.V. System of complex corrosion monitoring of primary oil processing facility // STA. 2006. № 2.
5. Markin A.N., Nizamov R.E., Sukhoverov S.V. Production Chemistry: guidance manual. Vladivostok: Dal'nauka, 2011. 288 p.
6. Rajagopal S., Gupta A.A., Singh M.P., Upreti M.K. Microbiological corrosion on oil processing units and pipelines // Neftegazovye tekhnologii. 2013. № 4. P. 67-69.