

УДК 621.643.8
DOI

ОЦЕНКА СКОРОСТИ КОРРОЗИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Р. Р. Гималетдинов,

ПАО «ЛУКОЙЛ»,
Москва, Россия. Rustem.
E-mail: Gimalet-
dinov@lukoil.com



М. Р. Усманов,

канд. техн. наук,
ООО «ЛУКОЙЛ-
Нижегородниинепфтепроект»,
Н. Новгород, Россия.
E-mail: Marat.Usmanov@
lukoil.com



С. Ф. Валеев,

ООО «ЛУКОЙЛ-
Нижегородниинепфтепроект»,
Н. Новгород, Россия.
E-mail: Salavat.Valeev@
lukoil.com



М. И. Бодякшин,

ООО «ЛУКОЙЛ-
Нижегородниинепфтепроект»,
Н. Новгород, Россия.
E-mail: Mihail.Bodyakshin@
lukoil.com



Е. И. Копалиди,

ООО «ЛУКОЙЛ-
Нижегородниинепфтепроект»,
Н. Новгород, Россия.
E-mail: Evgeny.Kopalidi@
lukoil.com



В. В. Гаврилов,

ООО «ЛУКОЙЛ-
Нижегороднефтеоргсинтез»,
Н. Новгород, Россия.
E-mail: Vladimir.Gavrilov@
lukoil.com



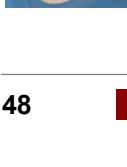
И. Л. Золотарев,

ООО «ДИАПАК»,
Москва, Россия.
E-mail: izolotarev@diapac.ru



Е. С. Заломина,

ООО «Эмерсон», Москва,
Россия.
E-mail: Ekaterina.Zalovina@
emerson.com



Рассматривается концептуальный подход к обеспечению надежности технологических трубопроводов с использованием инструментов автоматизированного мониторинга коррозии в сочетании с системами предиктивной аналитики. Задачи решаются с помощью портативных беспроводных ультразвуковых датчиков контроля толщины стенки технологического оборудования и трубопроводов, обеспечивающих поддержку процесса мониторинга и оценки технического состояния оборудования. Монтаж датчиков проводится без нарушения целостности трубопровода или изменения конструкции оборудования, что обеспечивает их быстрый ввод в эксплуатацию. Прямой метод измерения позволяет достоверно контролировать как текущее состояние системы, так и скорость коррозионных изменений оборудования. Высокая точность и повторяемость измерений позволяют отслеживать изменения толщины металла порядка 10 мкм, что значительно превышает чувствительность системы по сравнению с аналогами. Стандартный период между измерениями составляет 12 ч, это позволяет оперативно выявлять эпизоды коррозионной активности и быстро их компенсировать. Все измененные данные накапливаются, обрабатываются и хранятся на сервере, отображаются на любом количестве работающих станций, подключенных и автоматизированных в сети. Благодаря непрерывному мониторингу пользователь может проводить оперативные корректирующие воздействия. Чувствительность датчиков к утонению стенок оборудования дает возможность быстро реагировать на изменения и своевременно вносить корректировки в химико-технологический процесс, направленный на защиту технологического оборудования от коррозии.

С увеличением межремонтного пробега возникают риски, связанные с износом оборудования, т.е. чем продолжительнее межремонтный пробег, тем больше увеличивается риск внепланового простоя. Данная система мониторинга коррозии позволит снизить как прямые операционные затраты на обслуживание и ремонт, так и косвенные, это дополнительный выпуск продукции, которую можно реализовать.

Конечным результатом является формирование оптимальной программы технического обслуживания и ремонта с акцентом на поддержание критических активов системы в работоспособном состоянии в межремонтный период.

Ключевые слова: мониторинг, коррозия, контроль толщины стенки, оценка технического состояния, портативные ультразвуковые датчики.

R. R. Gimaletdinov, (PJSC "LUKOIL", Moscow, Russia);
M. R. Usmanov, S. F. Valeev, M. I. Bodyakshin, E. I. Kopalidi
(ООО "LUKOIL-Nizhegorodniinefteproekt", Nizhny Novgorod, Russia);
V. V. Gavrilov (ООО "LUKOIL-Nizhegorodnefteorgsintez",
Nizhny Novgorod, Russia);
I. L. Zolotarev ("Diapac" LLC, Moscow, Russia);
E. S. Zalovina ("Emerson" LLC, Moscow, Russia)

ASSESSMENT OF THE CORROSION RATE OF PROCESS PIPELINES USING AUTOMATED REAL-TIME MONITORING

The article discusses a conceptual approach to ensuring the reliability of technological pipelines using automated corrosion monitoring tools in combination with predictive Analytics systems. The tasks are implemented using portable wireless ultrasonic sensors for monitoring the wall thickness of technological equipment and pipelines, which support the process of monitoring and evaluating the technical condition of the equipment. Installation

of sensors is carried out without violating the integrity of the pipeline or changing the design of the equipment, which provides convenience and short terms of putting them into operation. The direct measurement method allows you to reliably monitor both the current state of the system and the rate of corrosion changes in the equipment. High accuracy and repeatability of measurements allows you to track changes in the thickness of the metal of the order of 10 microns, which significantly exceeds the sensitivity of the system compared to analogues. The standard period between measurements is 12 hours, which allows you to quickly identify episodes of corrosion activity and quickly compensate for them. All changed data is accumulated, processed and stored on the server, displayed on any number of working stations connected and automated in the network. Thanks to continuous monitoring, the user can carry out operational corrective actions. The sensitivity of the sensors to thinning of the walls of the equipment makes it possible to quickly respond to changes and make timely adjustments to the chemical and technological process aimed at protecting the process equipment from corrosion.

With an increase in the inter-repair mileage, there are risks associated with equipment wear, i.e. the greater the inter-repair mileage, the greater the risk of unscheduled downtime increases. This corrosion monitoring system will reduce both direct operating costs for maintenance and repair, and indirect – this is an additional product output that can be implemented.

The end result is the formation of an optimal maintenance and repair program with an emphasis on maintaining critical system assets in working condition during the inter-repair period.

Keywords: monitoring, corrosion, control of wall thickness, technical condition assessment, port-able ultrasonic sensors.



Статья поступила в редакцию 04.02.2021

Received 04.02.2021

В настоящее время на отечественных нефтеперерабатывающих предприятиях эксплуатируются технологические установки, на которых оборудование, в том числе колонны, емкости, теплообменники, печи, а также технологические трубопроводы введены в промышленную эксплуатацию 20, 30 лет назад и более [1].

Данные технологические установки обеспечивают непрерывное производство основного объема товарной продукции предприятий. Надежная эксплуатация оборудования, работающего на установках уже длительное время, является очень важной и актуальной задачей. Чтобы не допустить аварийных ситуаций и остановов, необходимо контролировать состояние технологического оборудования и трубопроводов, особенно с переходом к увеличенным межремонтным пробегам установок.

В 2015 г. на базе ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегород-нинефтепроект» было создано специализированное подразделение инженерно-технологической поддержки предприятий нефтепереработки и нефтехимии (далее по тексту – Инженерный центр). Основными направлениями деятельности Инженерного центра являются:

- повышение операционной эффективности переработки;
- повышение надежности и механической готовности;
- повышение энергоэффективности;
- научно-исследовательские работы.

В рамках направления повышения надежности и механической готовности оборудования на перерабатывающих предприятиях компании была внед-

рена система прогнозирования отказов статического оборудования на базе методологии RBI-анализа PCMS – Plant Condition Management System (программное обеспечение управления состоянием завода), позволяющая обеспечивать механическую целостность оборудования, работающего под избыточным давлением [2].

Система PCMS состоит из электронной базы данных и программного обеспечения, включающего более 20 различных модулей, основные из которых:

- модуль толщинометрии (рассчитывает ресурс основных элементов оборудования);
- модуль RBI (определяет механизмы повреждения металла и рассчитывает вероятность их возникновения с учетом химического состава среды и параметров эксплуатации оборудования);
- модуль инспектирования (определяет рекомендуемые сроки проведения обследований с учетом запланированного объема и методов неразрушающего контроля).

Таким образом, с учетом загруженных в электронную базу данных эксплуатационных параметров и геометрических характеристик оборудования система PCMS определяет степень воздействия повреждающих факторов на коррозионном контуре, рассчитывает ресурс основных несущих элементов и по результатам полученных рисков строит прогнозы механической целостности оборудования.

Заказчики и пользователи данной системы – заводы. Функционал специалистов Инженерного центра – осуществление технической, консультационной и методологической поддержки, обеспечение

работоспособности и актуальности, унификация методик и технологических карт для повышения индекса механической готовности оборудования.

За последние годы при эксплуатации нефтехимического оборудования наметилась тенденция к значительным колебаниям количества и состава коррозионно-активных веществ в перерабатываемом сырье. После проведения сравнительных анализов работы системы PCMS в изменившихся условиях на различных предприятиях было установлено, что изменения по содержанию коррозионно-активных веществ в определенных технологических потоках существенны, что необходимо учитывать для расчета критичности оборудования.

В связи с этим в целях улучшения процесса прогнозирования отказов в системе PCMS было принято решение оснастить определенные позиции технологических трубопроводов средствами онлайн-мониторинга (в реальном времени) скорости коррозии посредством портативных устройств. По результатам рассмотрения ряда предложений от известных российских и мировых производителей было принято решение использовать систему мониторинга коррозии и эрозии Permasense. Для проведения опытно-промышленных испытаний был выбран один из крупнейших нефтеперерабатывающих заводов в Российской Федерации.

В качестве опытной установки специалистами Инженерного центра была выбрана установка первичной переработки нефти «ЭЛОУ АВТ-6» как наиболее нагруженная в части производительности по сырью. На данном объекте были проанализированы химические составы потоков и определены наиболее критичные коррозионные контуры трубопроводов исходя из того, где значительно изменяется массовое содержание сернистых соединений. Так же было учтено, что материал, из которого изготовлены данные трубопроводы, – углеродистая сталь, не стойкая к воздействию высокотемпературной сульфидной коррозии.

На определенные таким образом критичные коррозионные контуры были установлены ультразвуковые датчики измерения толщины WT210, уникальная конструкция которых позволяет проводить измерения на поверхностях с температурой до 600 °С. В дополнение к датчикам был установлен беспроводной шлюз, работающий по протоколу WirelessHART, и специализированное программное обеспечение Data Manager для конфигурирования и анализа данных системы мониторинга коррозии и эрозии Permasense. Датчики смонтированы на хомутах без нарушения целостности трубопровода и изменения конструкции оборудования, что обеспечивает удобство и короткие сроки ввода системы Permasense в эксплуатацию (рис. 1, 2).



Рис. 1. Датчик смонтирован под изоляцией



Рис. 2. Два датчика на одной оси

После установки датчиков данные автоматически через организованную беспроводную сеть (рис. 3) передаются через шлюз на сервер, где установлено программное обеспечение Data Manager. Данные поступают в сеть предприятия без участия АСУТП – на компьютеры авторизованных сотрудников, для которых был внедрен разграниченный доступ к данным через веб-интерфейс внутри сети. Беспроводная технология и автономные модули питания исключают необходимость в прокладке кабелей с последующим армированием, а также в прокладке кабелепровода или кабельного лотка и обеспечивают низкую стоимость установки. Благодаря этому самой системе удалось развернуть в течение всего нескольких дней и без остановки производства.

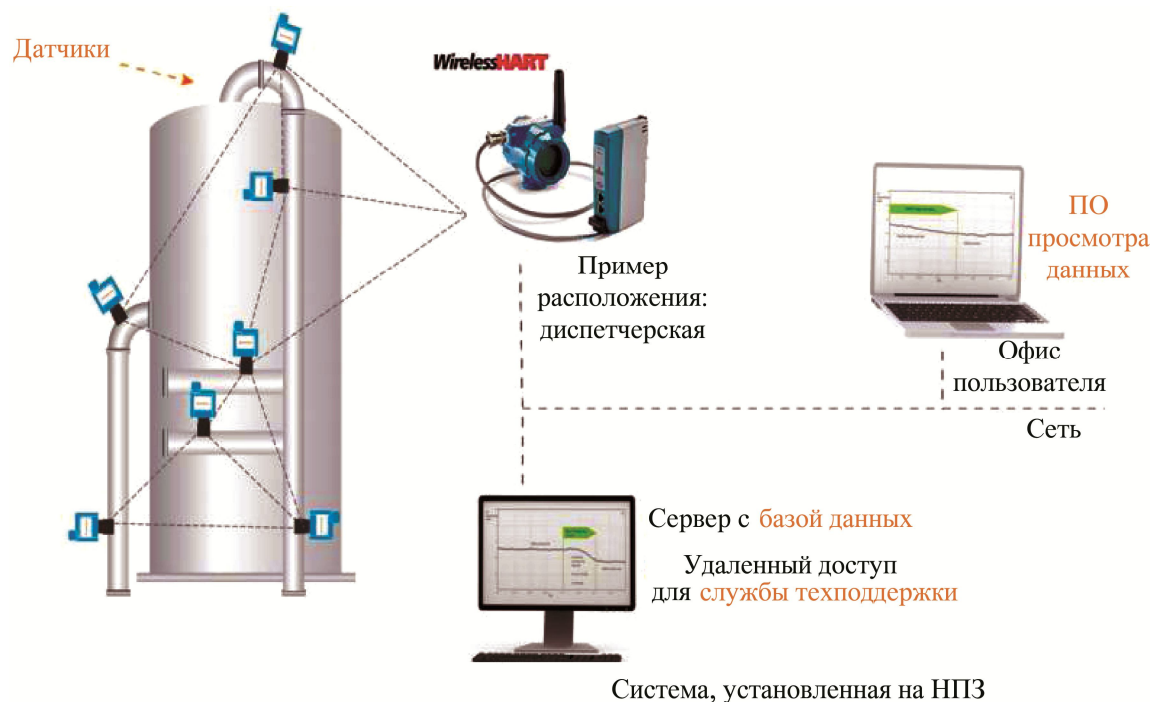


Рис. 3. Схема расположения датчиков на установке

Все датчики имеют встроенную термопару, и любые изменения температуры учитываются программным обеспечением при вычислении толщины стенки трубопровода. На рис. 4 видно, что в момент останова температура резко изменилась от +350 до 0 °С и обратно, а скачков в измерениях толщины не наблюдалось.

Непрерывный мониторинг позволяет специалистам технического надзора, технологическому персоналу и механикам установок получать надежные и точные данные о толщине стенок трубопровода в режиме реального времени.

Используя отчеты, отдел технического надзора завода осуществляет контроль условий развития деградации, мониторинг факторов и условий эксплуатации, изменение которых может неблагоприятно отразиться на техническом или функциональном состоянии оборудования.

В январе 2020 г. специалистами Инженерного центра с привлечением субподрядной организации была протестирована возможность передачи данных из системы Permasense

в режиме реального времени в систему PCMS. Передача данных оказалась проста в реализации и не потребовала дополнительного ПО.

Основной целью интеграции системы мониторинга коррозии Permasense и программного обеспечения управления состоянием оборудования PCMS являлась передача информации о заме-



Рис. 4. Графики измерения толщины стенки

| Дата | Замер | Толщ. | Корр. толщ. | Метод измер. | Местополюс. | Имя К. | Адресатор | Кем введено | Коды | Комментарий |
|------------|---------|-------|-------------|--------------|-------------|--------|-----------|-------------|------|--------------------|
| 03.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 04.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 04.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 05.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 05.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 06.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 06.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 07.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 07.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 08.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 08.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 09.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 09.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 10.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 10.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 11.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 11.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 12.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 12.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 13.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 13.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 14.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 14.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 15.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 15.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |
| 16.01.2020 | 4,05 мм | | 4,06 мм | U | Непрямое | G | Doe, John | Doe, John | + | Emerson Permasense |

Рис. 5. Передача данных замеров толщины из системы Permasense в систему PCMS

рах толщин статического оборудования установки АВТ-6.

В рамках данного пилотного проекта был проведен ряд работ на серверах нефтеперерабатывающего завода, где установлена данная системы мониторинга. На первом этапе были созданы технические учетные записи и предоставлены необходимые права, разрешающие передачу информации из одной базы данных в другую. Далее были установлены дополнительные функциональные модули, которые позволили настроить и установить подключение между серверами баз данных. После успешного тестирования подключения к базе данных системы Permasense и определения перечня параметров, которые необходимо передавать на сервер RBI, были созданы буферные таблицы, в которые поступала информация о замерах толщин с датчиков, установленных на трубопроводах установки АВТ-6. В результате проведенных работ в базу данных PCMS было успешно передано 93 замера из системы Permasense (рис. 5).

Полученная информация позволяет выявлять коррозионно-эрозионную активность на раннем этапе и прогнозировать время достижения критического износа оборудования.

Для цитирования статьи:

Гималетдинов Р. Р., Усманов М. Р., Валеев С. Ф. и др. Оценка скорости коррозии технологических трубопроводов с применением автоматизированного мониторинга в режиме реального времени // Контроль. Диагностика. 2021. Т. 24, № 5. С. 48 – 53.

Гималетдинов Р. Р., Усманов М. Р., Валеев С. Ф. и др. Оценка скорости коррозии технологических трубопроводов с применением автоматизированного мониторинга в режиме реального времени // Контроль. Диагностика. 2021. Т. 24, № 5. С. 48 – 53.

В перспективе планируется передача замеров в автоматическом режиме с заданным временным интервалом. Серверы Permasense и PCMS размещены в одной сети. Серверу PCMS предоставлен доступ к базе данных Permasense.

Интеграция двух программных комплексов помогает эффективнее прогнозировать остаточный коррозионный ресурс соответствующего технологического оборудования в условиях возрастающей коррозионной нагрузки из-за изменяющегося качества нефти и своевременно принимать эффективные технические решения по недопущению возникновения аварийных ситуаций, тем самым повышая уровень промышленной безопасности ОПО.

В то же время специалисты Инженерного центра осуществляют проверку качества выполненного анализа рисков прогнозной системы на базе ПО PCMS и выдают рекомендации по улучшению процесса расчета рисков, в том числе с учетом работы системы онлайн-мониторинга коррозии Permasense.

Библиографический список

- Бурлов В. В., Парпуц И. В., Ильин Ю. Г., Гошкин В. П. Разработка мероприятий по безопасной эксплуатации оборудования применительно к технологическим установкам Киришского НПЗ. // Материалы отраслевого совещания главных механиков нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий 1997 г. Кириши, 1997. С. 12 – 13.
- Усманов М. Р., Подвинцев И. Б., Гималетдинов Р. Р. Повышение производительности и эффективности эксплуатации производственных активов. СПб.: Питер, 2018. С. 79 – 82.

Библиографический список

- Бурлов В. В., Парпуц И. В., Ильин Ю. Г., Гошкин В. П. Разработка мероприятий по безопасной эксплуатации оборудования применительно к технологическим установкам Киришского НПЗ. // Материалы отраслевого совещания главных механиков нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий 1997 г. Кириши, 1997. С. 12 – 13.
- Усманов М. Р., Подвинцев И. Б., Гималетдинов Р. Р. Повышение производительности и эффективности эксплуатации производственных активов. СПб.: Питер, 2018. С. 79 – 82.