НАДЕЖНОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЯ ЗА СЧЕТ МОНИТОРИНГА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ АКТИВОВ

Никки Бишон (Nikki Bishop), *Emerson Process Management*
Впервые опубликовано на www.RefineryOperations.com

Четверть внеплановых простоев нефтеперерабатывающих мощностей вызвана отказами оборудования. Данный факт делает контроль состояния основных технологических активов критически важным для обеспечения надежной работы. Однако многие технологи сомневаются в целесообразности затрат на такие инвестиции из-за сложности подведения проводных систем контроля к оборудованию. По этой же причине вибрационный мониторинг с помощью проводных систем контроля, работающих в режиме реального времени, можно было счесть спорным с точки зрения рентабельности. К счастью, теперь беспроводные технологии делают реальным автоматический контроль огромного количества насосов, теплообменников, нагревателей, компрессоров и другого важного оборудования, способного при поломке привести к сбою в технологическом процессе или к его полной остановке.

РЕАГИРУЮЩЕЕ ИЛИ ПЛАНОВОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ?

Под предлогом сокращения затрат на мониторинг в норму вошли такие упрощенные процедуры, как внешний осмотр. Эти так называемые «обходы» проводятся периодически (например, раз в день/смену), иногда дополняются измерениями с помощью портативных приборов (раз в месяц) или ревизиями (раз в год).

В итоге предприятия, привыкшие к такой рискованной практике, могут не иметь средств контроля, необходимых для принятия решений по мониторингу в реальном времени. Однако именно за счет таких средств случаи отказа оборудования можно было бы предотвратить. Практика «работы до отказа», существующая на многих предприятиях, вынуждает постоянно иметь на складе большое количество запасных частей.

Такая практика обеспечивает лишь ограниченную способность реагировать на внезапный сбой. При этом затраты на реагирующее техническое обслуживание примерно на 50% выше, чем затраты на плановое обслуживание.

Для снижения количества внеплановых остановов необходима стратегия, более выгодная экономически. Повышенную надежность оборудования можно обеспечить с помощью автоматического беспроводного мониторинга основных технологических активов, включая контроль печей нагрева, теплообменного оборудования, компрессоров, насосов, клапанов и полевых приборов.

Отсутствие проводов в таких технологиях позволяет получить точные измерения в труднодоступных зонах и на участках, где использование других средств было бы непомерно дорогим. Невысокие затраты на монтаж и простота расширения беспроводной сети позволяют начать с малого и при необходимости увеличить беспроводную инфраструктуру. Это обеспечивает ее развитие в соответствии с изменениями в установках и сохранение за беспроводными технологиями роли основного поставщика данных (табл. 1).

При внедрении беспроводных технологий мониторинг основных технологических активов позволяет собрать типы данных, перечисленные в табл. 1, и сделать вывод об общем состоянии объекта. Эта система сбора данных представляет собой интеллектуальное, многопараметрическое решение, обеспечивающее одновременный анализ нескольких результатов (например, кавитация насоса, определенная по вибрации и давлению на выходе) для последующего

На правах рекламы

Таблица

Какие данные можно получить с помощью беспроводных технологий?

Насосы	Воздуходувные машины / вентиляторное оборудование
Вибрация двигателя	Вибрация двигателя
Вибрация насоса	Вибрация веерного комплекта
Температура подшипников	Температура подшипников
Расход	Расход
Частота вращения двигателя	Частота вращения двигателя
Давление на выходе	ΔP всасывающего фильтра
Напор насоса	Давление / температура всасывания
Уровень уплотняющей жидкости	Давление/температура на выходе
Давление герметизирующей емкости	Положение створки
ΔP фильтра на всасывающей трубе	

определения условий отказа. Своевременное предупреждение о возможном отказе позволяет оператору принять необходимые меры.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Мониторинг основного оборудования подразумевает измерение текущего уровня вибрации с помощью датчиков CSI 9420 (рис. 1) и передачу данных в сеть управления предприятием (сервер архивных данных + сервер DCS/OPC). Анализ, основанный на статистическом управлении процессом (SPC), позволяет определить увеличение вибрации.

Беспроводные датчики вибрации CSI 9420 представлены в двух исполнениях:

1. Два сенсора вибрации (акселерометры), каждый из которых измеряет суммарную вибрацию и значение максимального воздействия – основной параметр уникальной технологии PeakVue, разработанной компанией Emerson для раннего обнаружения дефектов подшипников качения и коробок передач.

2. Один сенсор вибрации (акселерометр), измеряющий суммарную вибрацию, значение PeakVue и температуру (например, температуру подшипника или корпуса).

Рис. 1. Датчик вибрации CSI 9420 отправляет данные об оборудовании в интегрированную сеть управления предприятием через беспроводной шлюз. По данным одной нефтеперерабатывающей компании, установка этих полевых устройств занимает пару часов, по сравнению с несколькими днями при установке проводного устройства

Благодаря определению максимального воздействия (рис. 2), оперативный анализ событий оказывается эффективным инструментом раннего безошибочного предупреждения основных механических неисправностей, включая кавитацию насоса, проблемы со смазкой и дефекты подшипника. По этому рисунку видно, что значение PeakVue отражает ситуацию намного точнее, чем традиционное измерение суммарной вибрации, что в свою очередь позволяет обнаружить определенные виды неисправностей насоса. Более того, этот инструмент позволяет операторам, находящимся в диспетчерской, оценить серьезность неполадки.

ПРИМЕНЕНИЕ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ: МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ НАСОСА

Недавно на одном нефтеперерабатывающем заводе, находящемся в центре континентальной части США, был применен мониторинг состояния нефтяных насосов, входящих в состав установки по перегонке нефти. Отслеживание функционирования этих насосов было необходимо для того, чтобы выровнять расход в установках и увеличить среднее время наработки между отказами. На корпус подшипника насоса были установлены сенсоры вибрации. Также были установлены беспроводные датчики и шлюз для мониторинга работы насоса в реальном времени.

Все три нефтяных насоса демонстрировали высокие уровни вибрации, вызванные работой в параллельном режиме, нестабильностью скорости потока и состава сырой нефти, а также асимметричным размещением.

Два насоса имели паровой привод (скорость регулировалась на месте), а третий насос приводился в действие электродвигателем с фиксированной скоростью, и эта разница в принципе действия также была причиной повышения вибрации.

Ключевые проблемы, обозначенные сотрудниками Emerson Process Management и оператором установки:

– недостаточная информация о состоянии нефтяных насосов (т. е. отсутствие контрольно-измерительных приборов, обеспечивающих постоянный контроль), регулярное выравнивание расхода каждого насоса с помощью отсечной задвижки вручную;

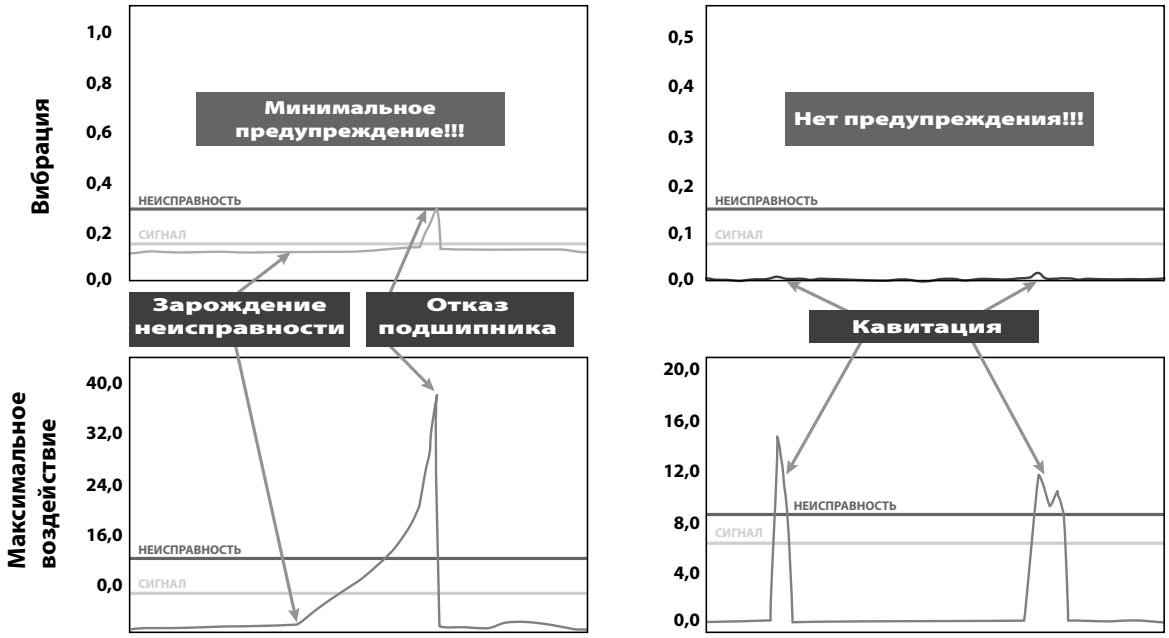

Рис. 2. Что значит определение максимального воздействия? На рисунке показан уровень суммарной вибрации и значение PeakVue. Значение максимума определяется с помощью быстродействующих измерительных устройств при 50 000 наборов данных в секунду. Измерение PeakVue позволяет определить микровзрыв, происходящий при соударении металла внутри установки. PeakVue представляет собой максимальное значение такого соударения

– постоянные сообщения от оператора установки в группу обслуживания оборудования о возникающих проблемах в течение дня;

– постоянная необходимость работы специалиста по анализу вибрации и инженеров на объекте по анализу данных текущего состояния и вибрации для представления информации оператору установки;

– дополнительные задачи для персонала из-за частых запросов на проверку уровня вибрации при изменении параметров процесса;

– отсутствие налаженного процесса беспрерывного сбора данных. Использование результатов ежемесячного сбора данных лишь для выявления и устранения неисправностей системы в случае возникновения нештатной ситуации.

Отметив эти моменты, сотрудники нефтеперерабатывающего завода смогли четко сформулировать следующие задачи:

– внедрить систему непрерывного контроля и раннего оповещения для предотвращения существенных отказов;

• использовать непрерывный сбор информации для:

• лучшего понимания системы;

• анализа данных;

• установки аварийных уровней эксплуатации;

– осознание и разрешение ранее неизвестных проблем;

– сократить время проведения проверок вручную и снятия показаний вибрации;

– повысить эксплуатационную надежность;

– «перенести» данные о состоянии насоса в диспетчерскую, для снижения нагрузки на персонал.

Система мониторинга технологических активов была успешно внедрена, и группа обслуживания оборудования теперь получает данные о рабочих характеристиках насоса. Таким образом, стало понятно, как эксплуатация всей установки перегонки нефти влияет на функционирование насосов. Например, благодаря методике PeakVue были выявлены кавитация и рециркуляция в насосах, которые были обусловлены эксплуатацией. Благодаря системе контроля состояния насоса персонал нефтеперерабатывающего завода может принимать меры и/или информировать группу обслуживания оборудования о назревающей проблеме, что обеспечивает принятие соответствующих своевременных мер.

Теперь операторы могут получать аварийные сигналы, настроенные в соответствии с PeakVue и результатами измерений суммарной вибрации. Для реагирования на эти сигналы были разработаны специальные процедуры. Кроме того, программное обеспечение AMS Suite: Machinery Health Manager обеспечивает прогностическую, диагностическую базу для программ управления оборудованием на предприятии, так как является программой, сочетающей в себе интерактивность, портативность и возможности обучения.

УЛУЧШЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ

Нефтеперерабатывающая компания планирует дальнейшее изучение преимуществ программного комплекса AMS Machinery Manager. На данный момент сотрудники собирают данные о спектральных характеристиках и форме колебаний и планируют использовать их для подтверждения предполагаемой кавитации насоса или чрезмерного отклонения от точки оптимального КПД. Несмотря на то что процесс сбора данных еще не окончен, в планах компании совершенствовать инструменты анализа и использование AMS Machinery Manager. Подразумевается упрощение физического доступа к данным и более тесное сотрудничество с производственным персоналом в целях предотвращения кавитации. Преимущества использования такой диагностической базы для своевременного выявления значительных проблем оборудования, таких как вибрация и кавитация насоса, во много раз превышают стоимость самой системы контроля. При этом нельзя не отметить повышенную надежность, меньшую продолжительность простоя, снижение рисков экологических катастроф и повышение безопасности персонала.

Подробнее о программном комплексе AMS Machinery Manager читайте на сайте: http://metran.ru/products/sys/AMSMachinery

EMERSON Process Management

Технические консультации по выбору и применению продукции осуществляет Центр Поддержки Заказчиков: (351) 799-51-51