

КОМПЛЕКСНОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВОГО РОТОРНОГО ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ

В.И. ЛУКОВНИКОВ

*Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет имени П.О. Сухого»,
Республика Беларусь*

Международные конференции, семинары-совещания, сессии и коллоквиумы, проведенные за последние 15 лет, по вопросам диагностики технического состояния (ТС) силового роторного оборудования в Монреале (1989–1999 гг.) Цюрихе (1991 г.) Санкт-Петербурге (1996 г.), Милуоки (1997 г.), Иокогаме (1997 г.), Флоренции (1998 г.) и т. д. отметили существенный рост интереса к разработкам методов и средств мониторинга, диагностирования и прогнозирования повреждений таких агрегатов.

Это вызвано, в первую очередь, проблемой эксплуатации турбо- и гидрогенераторов, насосных агрегатов нефти и газа, турбокомпрессоров и других мощных вращающихся машин за пределами их номинальных сроков службы.

В мировой и отечественной энергетике нет тенденции увеличения выпуска нового силового роторного оборудования взамен отработавшего срок, поэтому продление срока службы даст большой экономический эффект.

По сведениям института электроэнергетики США (EPRI), повышение готовности на 1 % машины мощностью 500 МВт может дать годовой экономический эффект в 1 млн долларов.

Фирма Toshiba (Япония) утверждает, что успешная диагностика повреждений и дефектов может увеличить срок службы агрегата почти на 40 % сверх номинального.

Такая проблема имеется и в Республике Беларусь. Например, из 70 электроприводов с насосными агрегатами РУП «Гомельтранснефть «Дружба» более трети выработало не только гарантийный срок наработки 10 000 часов, но и технический ресурс 50 000 часов.

В связи с этим, Белорусский Государственный концерн по нефти и химии в своем письме № 11-02/3989 от 11.05.2000 г. обязывает свои предприятия провести мероприятия по обследованию высоковольтного электрооборудования насосных агрегатов.

Можно успешно решить задачу продления срока службы оборудования, если перейти от традиционных к прогрессивным методам его технического обслуживания (ТО).

Применяют три основных стратегии ТО оборудования (рис. 1):

- 1) РТО – ремонт и замена оборудования производится в случае его выхода из строя или выработки ресурса;
- 2) ППР – профилактическое ТО оборудования производится по плану-графику:
 - плановое периодическое проведение ТО (соблюдение календарного плана-графика профилактических ремонтных работ) установленного объема (текущего, среднего, капитального и т. д.) ранее срока отказа с заданной вероятностью;
- 3) ОФС – ТО оптимального объема только тогда, когда оно необходимо:
 - основано на применении измерительной аппаратуры, обеспечивающей обследование ТС машин путем измерения их эксплуатационных параметров и на основе планирования сроков и объема проведения ремонта.

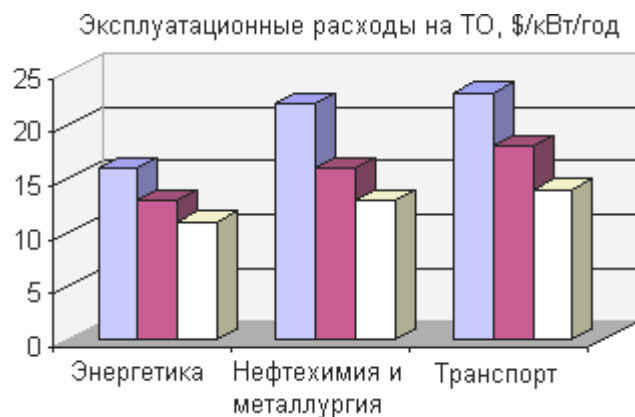


Рис. 1. Удельные эксплуатационные расходы в некоторых отраслях промышленности при различных видах ТО оборудования (данные по России): ■ – реактивное; ■ – ППР; □ – ОФС

Переход от РТО одного и того же парка силового оборудования к ППР приводит к снижению затрат в 1,5 раза, а к ОФС – почти в 2 раза.

В связи с этим, рекомендуется перенести акцент в ТО на ОФС (рис. 2).

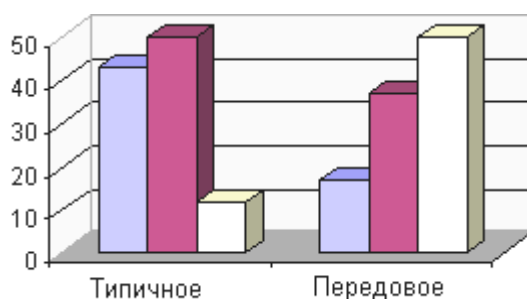


Рис. 2. Баланс (в %) различных видов ТО: типичное и рекомендуемое для нефтедобычи и нефтепереработки (каждый столбец соответствует доле вида ТО в общем объеме работ ремслужбы, а сумма долей – 100 %): ■ – РТО; ■ – ППР; □ – ОФС

Наиболее достоверные результаты обследования технического состояния агрегатов для ОФС могут быть получены при диагностировании по комплексу параметров.

Он не должен быть чрезмерно большим, чтобы не усложнять реализацию диагностической системы сверх разумных пределов, и, в то же время, число контролируемых параметров должно быть необходимым и достаточным для осуществления необходимой диагностики.

Инженерный центр концерна «БЕЛНЕФТЕХИМ» (г. Минск) рекомендует для комплексного диагностирования синхронных генераторов и высоковольтных электрических двигателей контролировать:

- механические параметры с помощью измерения вибраций электрических машин и виброакустических помех со стороны насоса и трубопровода;
- тепловые параметры за счет измерения теплового поля машин;
- электрические параметры с помощью измерения частичных разрядов на работающем агрегате и определение параметров изоляции после отключения машины.

Инженерный центр ГП «БЕЛНЕФТЕГАЗ» (г. Минск) при определении предельного состояния синхронных электродвигателей привода ЭГПА-СТД-4000-2 рекомендует контролировать, дополнительно к указанным, химические параметры за счет хроматографии аэрозолей, а ЗАО «КОНСТАР» (г. Харьков, Украина) – технологические параметры по давлению и утечкам нефти на выходе насоса и давлению масла в подшипниковых узлах электродвигателя и насоса.

Самой универсальной на сегодняшний день является комплексная система непрерывного контроля HYDROSCAN (MCM Enterprise Ltd). В ней используется сканирующее устройство, телеметрически «опрашивающее» датчики контроля температуры (7056 точек измерения во всех 504 пазах, частота опроса 1кГц), радиочастотные датчики (дипольные антенны с ферритовыми сердечниками, расположенные по оси каждого полюса и настроенные на 10,7 МГц), два индуктивных датчика величины воздушного зазора (точность 0,64 мм), датчики Холла (измеряются индукции вращающегося магнитного поля по 3-м осям), акустические датчики – микрофоны (спектр шумов разбит на 256 поддиапазонов для анализа по быстрому преобразованию Фурье), вибродатчики ускорения с оптической телеметрической системой передачи данных.

Кроме указанного, система измеряет температуру воздуха в зазоре, наблюдает за подшипниками, щеточно-контактным аппаратом, КПД, кавитацией. Сложность сканирующей системы окупается экономией, которую она дает при эксплуатации (на одном генераторе 35 МВт – 750 тыс. долл., на другом 350 МВт – 2 млн долл.).

Итак, система HYDROSCAN контролирует телеметрически механические, тепловые, электрические, магнитные, радиотехнические, акустические и технологические параметры.

Резюмируя изложенное, можно сказать, что набор параметров, контролируемых системой HYDROSCAN, для комплексной диагностики насосных агрегатов слишком велик, достаточно будет измерять механические, тепловые, электромагнитные и технологические параметры.

Это, в частности, подтверждается тем, что эксперты Рабочей группы 11.02 СИРГЭ на основе обработки ответов на вопросник, разосланный специалистам-энергетикам, назвали минимально достаточным для комплексного диагностирования гидрогенераторов набор из первых трех определенных нами групп контролируемых параметров.

В Учреждении образования «Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого» разработана концепция построения системы комплексной диагностики насосных агрегатов, изложенная в работе [1], где обобщенно представлены рекомендуемые для насосного агрегата контролируемые параметры, аппаратура для их измерения и анализа, а также диагностируемые при этом неисправности.

Видна корреляция между различными группами контролируемых параметров и определяемых с их помощью различных неисправностей. Это говорит о том, что не удастся осуществить четкого разделения системы комплексного диагностирования на подсистемы в соответствии с группами параметров и средствами их измерения. Однако можно условно выделить в ней две большие подсистемы электромагнитной и вибрационной диагностики.

Подсистема электромагнитной диагностики, разработанная в виде обобщенной диагностической матрицы, пригодна для диагностирования асинхронных и синхронных приводных электродвигателей насосных агрегатов, в том числе при электромашинном или тиристорном возбуждении синхронных электродвигателей.

Матрица включает в себя не только контроль электромагнитных, но и тепловых, и частично, механических параметров, определяющих причины наступления предельного технического состояния электродвигателей из-за одинаковых неисправностей.

Методика определения предельного состояния основывается на сравнении величин контролируемых параметров с их предельными значениями, с так называемыми критериями предельного состояния (КПС).

При наличии хотя бы одного КПС состояние электродвигателя считается предельным, дальнейшая его работа, с точки зрения физического износа, становится невозможной, электродвигатель должен быть выведен из эксплуатации и передан в капитальный ремонт или на списание.

Определение КПС осуществляется только для невосстанавливаемых объектов: тиристорный (электромашинный) возбудитель, подшипниковые узлы, валы, стержни ротора, обмотки.

Подсистема вибродиагностики представлена перечнем неисправностей (причин), вызывающих повышенную вибрацию с указанием характерных частот, на которых проявляется та или иная неисправность.

Она реализована в виде методики вибродиагностирования [2], утвержденной Проматомнадзором при МЧС Республики Беларусь. Учреждением образования «Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого» получена лицензия на право проведения вибродиагностики роторных агрегатов на территории Республики Беларусь.

Вибрационное обследование насосных агрегатов на насосно-перекачивающей станции «Гомель» РУП «Гомельтранснефть «Дружба» (г. Бобовичи) и Белорусском газоперерабатывающем заводе (г. Речица) на основе этой технической документации позволило нам не только обнаружить и своевременно вывести в ремонт агрегаты с контролируемыми параметрами, превышающими предельно допустимые значения, но и разработать рекомендации по развертыванию собственных систем стационарной и переносной диагностики.

Так, например, РУП «Гомельтранснефть «Дружба» в настоящее время закуплено оборудование для мониторинга, диагностики и прогнозирования технического состояния насосных агрегатов НПС «Гомель», на основе которого будет устанавливаться стационарный программно-технический комплекс «АС-ДИАГНОСТИКА» НПФ «DATOS Ltd.» (Украина, г. Киев), выполненный по стандарту ISO-9000, для комплексного контроля виброаппаратов, температуры и технологических параметров.

Литература

1. Луковников, В.И. Концепция построения системы комплексной диагностики насосных агрегатов /В.И. Луковников, М.А. Бордовский //Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2001. – № 1. – С. 35-40.

Получено 28.07.2004 г.