DOI: 10.17117/nv.2015.01.060

Поступила (Received): 16.03.2015

<http://ucom.ru/doc/nv.2015.01.060.pdf>info@ggc.nnov.ru

Крюков О.В.
**Об обеспечении надежности электроприводных
компрессорных станций**

Kryukov O.V.
About ensuring reliability of electric drive compressor stations

Рассмотрены принципы проектирования современных установок и агрегатов компрессорных станций магистрального транспорта газа. Представлены особенности применения встроенных систем диагностирования и прогнозирования технического состояния электроприводных агрегатов

Ключевые слова: электропривод, компрессорная станция

The principles of design of modern installations and units of compressor stations of the main transport of gas are considered. The features of the application of embedded system diagnostics and forecasting of the technical state of electric drive units are presented

Key words: electric drive, compressor station

Крюков Олег Викторович

Доктор технических наук, доцент

АО «Гипрогазцентр»

Нижний Новгород, ул. Алексеевская, 26

Kryukov Oleg Viktorovich

Doctor of Engineering, associate Professor

JSC "Giprogazcenter"

Nizhny Novgorod, Alekseevskaya st., 26

В соответствии с государственными нормативами все магистральные газопроводы (МГ) Российской Федерации и стран ближнего зарубежья относятся к промышленным объектам повышенной опасности [1-3] и независимо от режимов работы электроприводных компрессорных станций (КС) с каждым годом федеральными и отраслевыми нормативно-техническими документами ужесточаются требования обеспечения повышенной надежности и безаварийности работы всего оборудования. Это обусловлено не только объективными причинами (устаревшее оборудование, ненадежное электроснабжение КС и т.п.), но и нередко наличием неквалифицированного обслуживания и попыток внешнего проникновения.

В этой связи в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 года и СТО Газпром 2-3.5-454-2010, разработка универсальных систем мониторинга надежности нефтегазовых объектов, действующих в режиме реального времени и позволяющих осуществлять контроль и управление при различных уровнях и в масштабах систем, является задачей первого приоритета по повышению надежности и безопасности систем энергетики. Кроме того, пункты 4.11.1, 4.11.2 и 4.11.6 правил СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [1] регламентируют осуществление контроля работоспособности, надежности и безопасности

оборудования КС с помощью технических и программных средств мониторинга и диагностики. Они должны с требуемой достоверностью производить оценку технического состояния оборудования КС и прогнозировать его изменение не менее чем за период до следующего проведения измерений. Установка систем мониторинга и диагностики должна обеспечиваться при новом строительстве и реновации КС, а также в процессе модернизации эксплуатируемых КС. Вводимые в эксплуатацию полнофункциональные системы должны обеспечивать эксплуатацию КС с учетом фактического состояния каждого конкретного объекта диагностируемого оборудования.

Более того, в Программе ПАО «Газпром» [2] содержатся основные положения по системам диагностики. В части электроприводных газоперекачивающих агрегатов (ЭГПА) как основных агрегатов КС общим является проведение следующих видов работ:

1. Полномасштабная комплексная многопараметрическая диагностика и обследование всего электрооборудования ЭГПА, включая вибродиагностику, диагностику методом измерения частичных разрядов (ЧР) в изоляции, термографию с целью определения фактического состояния и оценки остаточного ресурса, а также установление очередности проведения восстановительных работ по КС и отдельным агрегатам.

2. Адаптация АСУ КС с системой постоянного мониторинга и диагностики элементов ЭГПА, систем постоянного тока и системы электроснабжения КС.

В стандарте ассоциации «Росэкспертиза» [3] сформулированы основные технические требования к комплексным системам мониторинга, предназначенным для оценки технического состояния и прогноза ресурса оборудования опасных производственных объектов в реальном масштабе времени без их остановки, разборки и вывода из эксплуатации.

В настоящее время разработка и внедрение мониторинга и прогнозирования технического состояния в составе АСУ КС реализуется, в основном, для газотурбинных ГПА. Надежность ЭГПА, в целом, значительно выше газотурбинных ГПА (средняя наработка на отказ ЭГПА составляет около 4000 ч; газотурбинных ГПА – 1300 ч). Однако необходимо учитывать, что вынужденная или аварийная остановка любого агрегата ведет не только к большим затратам на ремонтно-восстановительные работы, но и к снижению, при отсутствии необходимых резервов на КС, производительности магистрального газопровода в целом, потерям пускового и топливного газа, электроэнергии, ГСМ и др.

В зависимости от типа ЭГПА имеют наработку 1500–3000 ч/год, и вывести их из работы для плановой диагностики не всегда представляется возможным. Поэтому необходим их оперативный контроль в режиме “on-line”. Однако все известные системы не рассчитаны на определение технического состояния приводного высоковольтного электродвигателя и иных наиболее ответственных частей оборудования ЭГПА.

Структура ЭГПА как основного объекта мониторинга.

На КС ЕСГ России эксплуатируется сегодня 725 ЭГПА различных типов и мощностей. Однако наиболее распространенной машиной до сих пор является

синхронная – СТД-12500-2Р [4-8]. Функциональная базовая схема ЭГПА-12,5 показана на рис. 1.

Рис. 1. Структурная схема ЭГПА-12,5

Главными элементами ЭГПА-12,5 как показано на рис. 1 являются: центробежный нагнетатель типа Н-235-21-3 (Н); повышающий редуктор (Р); синхронный электродвигатель типа СТД-12500-2Р (ЭД) с тиристорной щеточной системой возбуждения (ТВУ), щеточно-контактным аппаратом (ЩКА) и подшипниками скольжения (ПСЭД); согласующий трансформатор (СТР); токоограничивающий реактор (РБУ); высоковольтный выключатель (ВВ); системы автоматического управления (САУ), технологических и электрических защит (ТЭЗ); масло-системы низкого (МСНД) и высокого давления (МСВД).

Следовательно, современный ЭГПА как объект диагностирования представляет собой сложную и пространственно-распределенную техническую систему. Она состоит из большого множества различных взаимосвязанных узлов и механизмов (электронных, электротехнических, механических и гидравлических), отличающихся принципами действия, типоразмерами и уровнями надежности. Однако независимо от этого, выход из строя любого элемента, как правило, приводит к возникновению аварийной ситуации и выходу из строя ЭГПА в целом.

В таблице 1 приведена классификация основных причин отказов ЭГПА в процессе эксплуатации [5,13-16].

Наиболее тяжелым отказом ЭГПА является выход из строя статора приводного синхронного электродвигателя (СД), аварии которого в большинстве случаев возникают вследствие пробоя корпусной или пазовой изоляции. В связи с этим разработка новых методов неразрушающего контроля, диагностики и прогнозирования эксплуатационной надежности высоковольтных СД с учетом электрических и механических свойств изоляции и изменения их под воздействием различных факторов представляет наибольший практический интерес.

Таблица 1. Основные причины выхода из эксплуатации ЭГПА

Электрооборудование 40%					САУ и КИП 30%			Механические узлы, 25%			Действия персонала, 5%	
Внешнее электроснабжение 220кВ, 20%	Система возбуждения, 35%	Вспомогательное электрооборудование 0,4 кВ, 25%	Высоковольтные узлы, 15%	Статор приводного СД, 5%	Элементная база САУ	Программное обеспечение	Датчики	Подшипники	Ротор СД	Система уплотнения	Оперативного	Ремонтного

Поэтому работа всех элементов ЭГПА, отличающихся значительной установленной мощностью, стоимостью и массогабаритными показателями, должна контролироваться встроенной системой мониторинга и прогнозирования (ВСМП) технического состояния (ТС) в режиме *“on-line”*. При этом проектирование ее должно производиться параллельно с проектированием всех остальных систем диагностики КС. Ведущиеся в настоящее время разработки в области технической диагностики ЭГПА не отвечают пока требованиям оперативности обнаружения и принятия решений и не предполагают единого теоретически обоснованного подхода ко всем элементам электрооборудования и поэтому не адекватны на практике. Это, как правило, переносные или автономные однопараметрические системы, фиксирующие наличие уже самого факта неисправностей или отказов. Данные локальные средства контроля и диагностики решают только частные задачи, не обеспечивая функций достоверного предупреждения наступления аварий, автоматического выявления их причин и быстрого восстановления штатных режимов, а также комплекса проблем автоматизации современного дорогостоящего оборудования КС. Анализ крупнейших аварий и нештатных ситуаций электроэнергетического оборудования в последнее время и принятые нормативные акты РФ дополнительно стимулируют поиск инновационных технологий мониторинга и достоверности прогноза технического состояния приводов нагнетателей для повышения надёжности и удобства обслуживания ЭГПА и в целом КС и линейных участков МГ.

Для выявления наиболее существенных эксплуатационных факторов, влияющих на надёжность СД, необходимо предварительно выполнить комплексный анализ условий эксплуатации ЭГПА на характерных и типичных КС, включающий систематический сбор и обработку достоверной информации о повреждаемости основных узлов СД; анализ режимов его работы в номинальных режимах работы и при режимных возмущениях питающей сети на КС МГ России.

Общий анализ эксплуатационной надёжности ЭГПА

В настоящее время на компрессорных станциях МГ ОАО «Газпром» используется периодическое диагностирование выведенных в ремонт ЭГПА. По программе диагностирования проводятся следующие испытания:

- визуальный осмотр состояния статора и ротора СД;
- оценка состояния изоляции листов активной стали и выявление местных коротких замыканий в сердечнике статора электромагнитным методом;
- оценка вибрационного состояния электродвигателя путем измерения размаха колебаний, среднеквадратического состояния виброскорости и виброускорения на подшипниках, фундаментной плите и середине статора;
- оценка состояния изоляции обмотки статора на основе визуального и инструментального обследования, а также измерения уровня частичных разрядов в изоляции при подаче переменного напряжения от постороннего источника $(0,7 - 1,0)U_{\phi}$;
- тепловизионный контроль состояния пачек стержней обмотки в лобовых частях при подаче тока от постороннего источника.

Известно, что численное определение критических параметров и постоянный контроль над ними, позволяет повысить эффективность диагностирования и прогнозировать изменение технического состояния СД. Однако в условиях реальной эксплуатации не всегда удастся выполнить весь комплекс испытаний и измерений, кроме того, периодичность выполнения диагностики на одном ЭГПА составляет 3–4 года. Поэтому необходим анализ эксплуатационной надежности, результат которого может установить наиболее уязвимые элементы СД.

Для выявления наиболее существенных эксплуатационных факторов, влияющих на надежность электродвигателей, выполнен комплексный анализ условий эксплуатации ЭГПА включающий в себя: сбор и обработку информации о повреждаемости двигателей; анализ режимов работы электродвигателей в номинальных режимах работы; анализ режимов работы электродвигателей при режимных возмущениях питающей сети.

Характерные примеры повреждений статоров СТД-12500-2 ЭГПА-12,5 по ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» приведены на фотографиях рис. 2.

а) ЭГПА5 Ямбург–ЗГ КС «Сеченовская»,

б) ЭГПА2 Ямбург-Елец-2 КС «Сеченовская»

Рис. 2. Фотографии повреждений статоров приводных электродвигателей СТД

Наработку на отказ статоров электродвигателей ЭГПА можно определить исходя их повреждаемости в процессе эксплуатации (рис. 3). Как показали результаты анализа данных рис. 3, повреждаемость приводных СТД не зависит от

их наработки в процессе эксплуатации, а определяется в основном условиями их эксплуатации. Общие статистические данные по выходу из строя приводных высоковольтных электродвигателей типа СТД-12500-2 и СДГ-12500-2 с 1985 по 2010 год на КС ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» представлены на рис. 4 [5,13-16]. Всего же с момента ввода в эксплуатацию зафиксировано 62 случая выхода из строя электродвигателей типа СТД-12500-2 и СДГ-12500-2 при средней аварийности СД из-за повреждений обмоток статора составляет 2,7 шт./год.

Рис. 3. Статистика повреждаемости статоров приводных электродвигателей ЭГПА в зависимости от наработки на отказ

Для определения максимальных отклонений в температуре статора при изменении режимов работы ЭГПА выполнены измерения температуры при пуске и останове, а также изменении потребляемой мощности при перестроении режима работы газопровода. Анализ результатов измерений показал, что колебания температуры статора в летнее время связано с суточными изменениями температуры охлаждающего воздуха. Зимой же перепады температуры наружного воздуха не оказывают влияния на изменение температуры СД, и его температура в основном зависит от количества ЭГПА, одновременно работающих в КС. При останове ЭГПА за короткий промежуток времени происходит рост температуры обмоток на 10–15 С° выше температуры, предшествующей отключению СД, и может превышать максимально допустимые значения для данного класса изоляции.

Основными параметрами импульсов ЧР являются:

- Время нарастания импульса порядка 1-5 нс по частоте в диапазоне 50-250 МГц;
- Амплитуда импульсов прямо пропорциональна размерам полости, а число ЧР соответствует количеству пустот и полостей (степени разрушения изоляции);
- Полярность и фаза импульсов ЧР по отношению к первой гармонике питающего напряжения позволяет определить место их возникновения в расточке статора и, соответственно, доминирующий разрушающий механизм (рис. 4);
- ЧР начинают проявляться при напряжениях более 3 кВ/мм.;
- Выделение полосы спектра, содержащей ЧР с помощью емкостных датчиков;

- Разделение импульсов ЧР и шума, используя метод установки и калибровки датчиков на основе анализа параметров импульса;
- Цифровой метод обработки информации, используя приборы-анализаторы.

Рис. 4. Положение импульсов ЧР относительно фазы напряжения

Рис. 5. Сопоставление параметров ЧР до (а) и после (б) перематки статорной обмотки

Эффективность оценки технического состояния изоляции СД методом анализа ЧР доказывает сопоставление результатов замеров параметров ЧР до (а) и после (б) перемотки статорной обмотки одного из двигателей СТД-12500, приведенное на рис. 5 с помощью аппаратуры фирмы IRIS POWER (Канада) с эпоксидно-слюдаемыми датчиками 80 пФ на напряжение 16 кВ.

Выводы

Таким образом, использование системы мониторинга ЧР высоковольтной изоляции СД ЭГПА в режиме “on-line” может позволить:

- Адекватно оценить техническое состояние машины;
- Автоматизировать процесс регистрации и локализации повреждений;
- Интегрировать результаты мониторинга ЧР в АСУ КС;
- Организовать удаленное управление сбором данных о состоянии СД.

Следовательно, для реализации эффективных и адекватных систем оперативной диагностики и прогнозирования технического состояния приводных двигателей ЭГПА необходимо разработать структуру и алгоритмы обработки информации о параметрах рассмотренных эксплуатационных факторов в реальном времени.

Список используемых источников:

1. Правила эксплуатации магистральных газопроводов // СТО Газпром 2-3.5-454-2010. М., 2010. 216 с.
2. Крюков О.В., Степанов С.Е. Пути модернизации электроприводных газоперекачивающих агрегатов // *Електромеханічні І енергозберігаючі системи*. 2012. № 3 (19). С. 209-212.
3. Васенин А.Б., Крюков О.В., Серебряков А.В., Плехов А.С. АСУ систем электроснабжения на принципах SMART GRID для объектов магистральных газопроводов // *Автоматизация в промышленности*. 2012. № 4. С. 36-38.
4. Крюков О.В. Частотное регулирование производительности электроприводных газоперекачивающих агрегатов // *Электрооборудование: эксплуатация и ремонт*. 2014. №6. С. 39-43.
5. Крюков О.В., Киянов Н.В. Электрооборудование и автоматизация водооборотных систем предприятий с вентиляторными градирнями: монография. Н.Новгород: НГТУ. 2007. 260 с.
6. Крюков О.В., Титов В.В. Разработка АСУ автономными ветроэнергетическими установками // *Автоматизация в промышленности*. 2009. № 4. С. 35-37.
7. Бабичев С.А., Крюков О.В., Титов В.Г. Автоматизированная система безопасности электроприводных газоперекачивающих агрегатов // *Электротехника*. 2010. № 12. С. 24-31.
8. Крюков О.В., Степанов С.Е., Титов В.Г. Встроенные системы мониторинга технического состояния электроприводов для энергетической безопасности транспорта газа // *Энергобезопасность и энергосбережение*. 2012. № 2. С. 5-10.
9. Бабичев С.А., Захаров П.А., Крюков О.В. Мониторинг технического состояния приводных электродвигателей газоперекачивающих агрегатов // *Контроль. Диагностика*. 2009. № 7. С. 33-39.
10. Бабичев С.А., Захаров П.А., Крюков О.В. Автоматизированная система оперативного мониторинга приводных двигателей газоперекачивающих агрегатов // *Автоматизация в промышленности*. 2009. № 6. С. 3-6.
11. Бабичев С.А., Бычков Е.В., Крюков О.В. Анализ технического состояния и безопасности электроприводных газоперекачивающих агрегатов // *Электротехника*. 2010. № 9. С. 30-36.
12. Крюков О.В. Методология и средства нейро-нечеткого прогнозирования состояния электроприводов газоперекачивающих агрегатов // *Электротехника*. 2012. № 9. С. 52-57.
13. Милов В.Р., Шалашов И.В., Крюков О.В. Процедуры прогнозирования и принятия решений системе технического обслуживания и ремонта // *Автоматизация в промышленности*. 2010. № 8. С. 47-49.
14. Крюков О.В. Опыт создания энергоэффективных электроприводов газоперекачивающих агрегатов // *Труды VIII Международной (XIX Всероссийской) конференции по автоматизированному электроприводу АЭП-2014 в 2-х томах. Отв. за выпуск И.В. Гуляев. Саранск, 2014. С. 157-163.*

15. Крюков О.В. Комплексная система мониторинга и управления электроприводными газоперекачивающими агрегатами // Передовые информационные технологии, средства и системы автоматизации и их внедрение на российских предприятиях. Москва, 2011. С. 329-350.
16. Крюков О.В., Репин Д.Г. Системы оперативного мониторинга технического состояния энергоустановок для энергетической безопасности компрессорных станций // Газовая промышленность. 2014. № 712. С. 84-87.

References:

1. The rules of operation of gas pipelines // STO Gazprom 2-3.5-454-2010. M., 2010. 216 p.
2. Kryukov O.V., Stepanov S.E. modernization of electric gas compressor units // Electromechanics I energozberigayuchi systems. 2012. No. 3 (19). P. 209-212.
3. Vasenin A.B., Kryukov O.V., Serebryakov A.V., Plekhov A.S. Automated control of electrical systems on the principles of SMART GRID for the objects of main gas pipelines // Automation in industry. 2012. No. 4. P. 36-38.
4. Kryukov O.V. The frequency control performance of electrically driven gas pumping units // Electrical equipment: operation and repair. 2014. No. 6. P. 39-43.
5. Kryukov O.V., Kiyonov N.V. Electrical equipment and automation of water circulation systems of enterprises with fan cooling towers: monograph. N. Novgorod: NSTU. 2007. 260 p.
6. Kryukov O.V., Titov V.V. the Development of automated control systems of Autonomous wind energy systems // Automation in industry. 2009. No. 4. P. 35-37.
7. Babichev S.A., Kryukov O.V., Titov V.G. Automated safety system of electrically driven gas pumping units // Electrical engineering. 2010. No. 12. P. 24-31.
8. Kryukov O.V., Stepanov S.E., Titov V.G. Embedded systems condition monitoring of electric drives for energy security of the transport of gas // Energy Security and energy efficiency. 2012. No. 2. P. 5-10.
9. Babichev S.A., Zakharov P.A., Kryukov O.V. the Monitoring of the technical condition of the drive motors of gas-compressor units // Control. Diagnosis. 2009. No. 7. P. 33-39.
10. Babichev S.A., Zakharov P.A., Kryukov O.V. Automated system for operational monitoring of drive motors of gas-compressor units // Automation in industry. 2009. No. 6. P. 3-6.
11. Babichev S.A., Bychkov E.V., Kryukov O.V. Analysis of the technical condition and safety of electric gas compressor units // Electrical engineering. 2010. No. 9. P. 30-36.
12. Kryukov O.V. Methodology and tools of neuro-fuzzy forecasting of electric pumping units // Electrical engineering. 2012. No. 9. P. 52-57.
13. Milov V.R., Shalashov V.I., Kryukov O.V. Procedures of forecasting and decision making system maintenance and repair // Automation in industry. 2010. No. 8. P. 47-49.
14. Kryukov O.V. Experience of creation of energy-efficient electric pumping units // Proceedings of the VIIIth International (XIXth nationwide) conference on automated electric drive AEDs-2014 in 2 volumes. Resp. for the production of I. V. Gulyaev. Saransk, 2014. P. 157-163.
15. Kryukov O.V. Comprehensive system monitoring and management of electrically driven gas-pumping units // Advanced information technologies, means and systems of automation and their implementation on Russian enterprises. Moscow, 2011. P. 329-350.
16. Kryukov O.V., Repin D.G. a System of operational monitoring of technical condition of power plants for energy security of compressor stations // Gas industry. 2014. No. 712. P. 84-87.

© 2015, Крюков О.В.

Об обеспечении надежности электроприводных компрессорных станций

© 2015, Kryukov O.V.

About ensuring reliability of electric drive compressor stations