

УДК УДК621.438

Билашев Б.А.¹, кандидат технических наук, доцент

Альпеисов Б.Ж.², магистрант

¹ЧВПОУ «Западно-Казахстанский инновационно-технологический университет»,

г. Уральск, Республика Казахстан

²НАО «Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана»,

г. Уральск, Республика Казахстан

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ ПО ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

Аннотация

Газовая промышленность является одной из важнейших составных частей топливно-энергетического комплекса страны. Поэтому все большее значение приобретает проблема повышения энергетической эффективности и надежности газотранспортного оборудования.

В последнее время значительная часть основного технологического оборудования газовой промышленности приближается к своему предельному сроку эксплуатации, из-за чего происходит снижение энергетической эффективности и надежности газотранспортной системы.

Главным средством обеспечения надежной и эффективной работы оборудования является техническая диагностика. Методы диагностики позволяют оценить изменение технического состояния оборудования с целью обеспечения безаварийной работы, повышения эффективности работы, определения оптимальных сроков проведения ремонтов.

Среди наиболее эффективных методов оценки технического состояния газоперекачивающих агрегатов параметрическая диагностика выступает в роли наиболее перспективного средства, обеспечивающего поддержание показателей эффективности и надежности на должном уровне. В значительной степени это обусловлено наличием на многих компрессорных станциях информационно-измерительных систем, способных производить контроль и запись параметров работы газоперекачивающих агрегатов.

В работе представлены результаты исследования технического состояния агрегатов, показано, что в результате старения значительно ухудшается экономичность, состояние и турбины и компрессора, снижается мощность, проанализированы факторы, значительно ухудшающие технико-экономические характеристики ГТК-10.

Ключевые слова: *газотурбинная установка, термогазодинамические параметры, температура, неисправность, турбина, ротор, камера сгорания.*

Эффективная транспортировка природного газа в значительной степени определяется экономичностью и надёжностью работы основного привода нагнетателей – газотурбинных установок (ГТУ). Ресурс ГТУ ограничен, но применительно к такому широко распространённому агрегату, каким является ГТК-10И, может быть существенно продлён путём ремонта или замены ряда критических компонентов и узлов, прежде всего регенератора, камеры сгорания, внутренней вставки корпуса и обоймы турбины.

Неисправности, влияющие на энергетическую эффективность функционирования газоперекачивающих агрегатов (ГПА), отражаются на выходных показателях: располагаемой мощности и коэффициент полезного действия (к.п.д.), коэффициентах технического состояния и приводят к отказам, выражающимся в отклонении выходных показателей от установленных норм [1].

Анализ ряда работ [1-4], посвященных исследованию технического состояния ГПА на газопроводах, позволяет утверждать, что располагаемая мощность ГТУ в межремонтный период снижается на 10...20%, а эффективный к.п.д. на 5-10%.

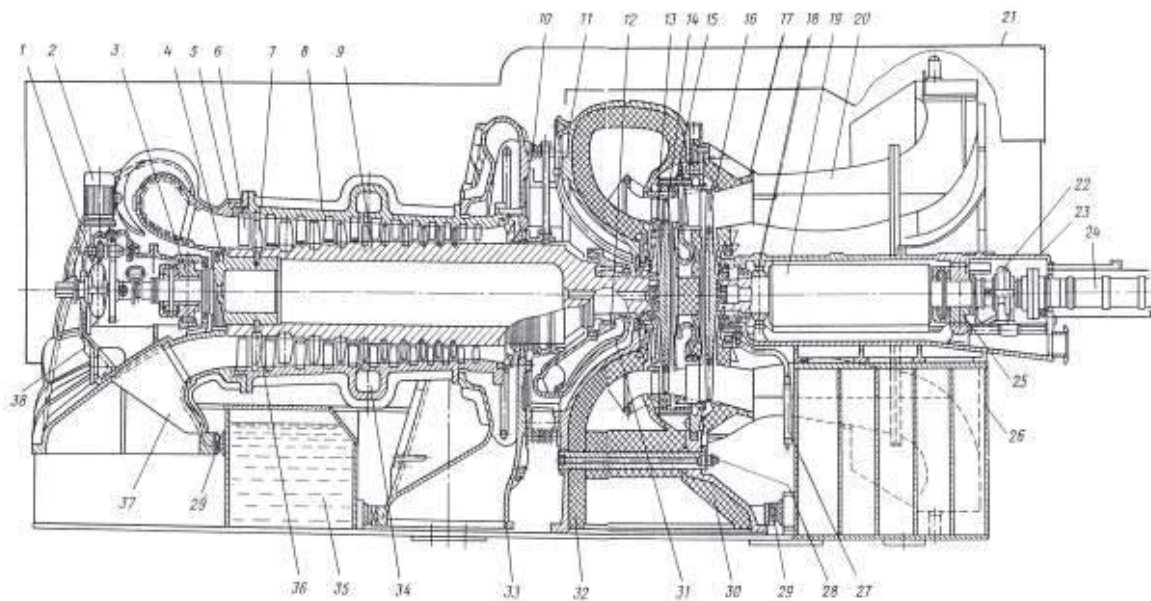
Основные виды неисправностей, характерных для ГПА, с указанием эксплуатационных причин их возникновения и характера проявления приведены в таблице 1 [5].

Таблица 1 - Вид, основные причины и характер проявления неисправностей

Вид неисправности	Основные эксплуатационные причины возникновения неисправности
Изменение проходной площади соплового аппарата турбины высокого давления	Коробления обоймы, деформация, обрыв лопаток
Увеличение радиальных зазоров компрессора	Вибрация ротора, перекося, расцентровка ротора, дефекты подшипников
Увеличение радиальных зазоров турбины	Вибрация ротора, перекося, расцентровка ротора, дефекты подшипников, коробление обоймы
Увеличение радиальных зазоров компрессора	Вибрация ротора, перекося, расцентровка ротора, дефекты подшипников
Увеличение радиальных зазоров турбины	Вибрация ротора, перекося, расцентровка ротора, дефекты подшипников, коробление обоймы
Увеличение радиальных зазоров в концевых уплотнениях	Вибрация ротора, перекося, расцентровка ротора, дефекты подшипников
Негерметичность воздушного тракта регенератора	Температурные деформации при пусках, остановках ГПА
Вредный подогрев на входе компрессора	Неплотность запорных клапанов систем антиобледенения
Увеличение гидравлического сопротивления входного тракта	Обледенение, пылевые отложения, эрозия
Увеличение гидравлического сопротивления тракта высокого давления	Пылевые отложения, эрозия
Увеличение гидравлического сопротивления выходного тракта ГТУ	Деформация, отложения
Загрязнение проточной части компрессора	Уменьшение эффективности очистки воздуха, невыполнение периодических очисток
Эрозия нагнетателя	Уменьшение эффективности очистки газа
Увеличение зазора в уплотнении нагнетателя	Вибрация, осевой сдвиг
Уменьшение запаса устойчивой работы компрессора	Уменьшение проходной площади ТВД, увеличение сопротивления входного тракта, ускоренный запуск, повышенный износ лопаток

Как видно из таблицы 1, неисправности проточных частей ГПА проявляются в изменении давления воздуха за ОК (P_2), температуры рабочего тела перед ТВД (T_3), эффективного к.п.д. ГТУ ($\eta|_e$), частоты вращения вала ТВД ($n_{вд}$), расхода воздуха через ОК (G_K), к.п.д. нагнетателя ($\eta|_н$), степени сжатия газа в нагнетателе (e_n), разности температур на входе и выходе нагнетателя (ΔT), давления $P_{2н}$ и температуры $T_{2н}$ на выходе нагнетателя, частоты вращения вала нагнетателя (n_n), а также в изменении уровня акустического шума и вибрации.

Следует отметить, что все виды указанных неисправностей проявляются в изменении, в основном, термогазодинамических параметров, т.е. могут быть идентифицированы на базе методов параметрической диагностики, разрабатываемых применительно к газозвоздушному тракту ГТУ и газовому тракту нагнетателей (Рисунок 1).



1-Главный масляный насос; 2- валоповоротное устройство; 3- опорно-упорный вкладыш; 4- хвостовик вала; 5- входной патрубок; 6- направляющий лопаточный аппарат; 7- рабочие лопатки; 8- корпус (средняя часть); 9- ротор турбокомпрессора; 10 - трубопровод охлаждения; 11- корпус турбины; 12- опорный вкладыш; 13 – диафрагма с уплотнением; 14 – диск и рабочие лопатки компрессорной турбины; 15- обойма с направляющими лопатками; 16- диск и рабочие лопатки силовой турбины; 17- выходной диффузор; 18- опорный вкладыш; 19 – вал ротора силовой турбины; 20- выхлопной патрубок; 21- декоративная обшивка; 22- импеллер; 23- корпус подшипников; 24- зубчатая муфта; 25- опорно-упорный подшипник; 26- рама; 27- воздушный трубопровод; 28- стяжка; 30- внутренний корпус; 31- корпус опорного подшипника; 32- изоляция; 33- корпус (напорный патрубок); 34- камера сброса воздуха (противопомпажные клапана); 35- смазочное масло; 36- штиф (палец); 37- ребро; 38- корпус опорно-упорного подшипника.

Рисунок 1 - Газотурбинная установка типа ГТК-10И с регенерацией тепла отходящих газов и выносной камерой сгорания.

В объеме контроля параметров работы ГПА в ряде случаев производится построение температурного поля перед турбиной высокого давления и за турбиной низкого давления. Проводя анализ поверхности температурного поля, можно судить о техническом состоянии камеры сгорания, сопловых аппаратов турбин.

Идеальным считается вариант, когда изотермы температурного поля имеют правильную форму окружностей. Однако в реальных условиях идеальной окружности по температурному полю добиться невозможно, поэтому каждый тип ГТУ имеет допуск на разницу между максимальной и минимальной температурами.

Неравномерность температурного поля сохраняется за газовой турбиной, что приводит к необходимости установки большого количества термопар для более точного измерения средней температуры.

В турбоагрегатах ГТК-10И температурное поле оценивается по показаниям термопар, устанавливаемых в выхлопной шахте. Температура газов, отходящих от турбины, измеряется 18 термопарами, 12 из которых являются рабочими и подают непрерывно сигнал в систему регулирования, а 6 - контрольными и служат для срабатывания системы защиты.

Рекомендации заводов-производителей и накопленный опыт эксплуатации позволяют утверждать, что техническое состояние камеры сгорания можно считать удовлетворительным, если разность между любой из измеренных температур и средней температурой на выхлопе будет не более 20 °С. Провалы температуры чаще всего бывают вызваны дефектами в переходных патрубках в виде трещин большой длины или обрыва части уплотнительных пластин. Эти дефекты вызывают нарушение теплового баланса горения из-за интенсивного перетекания в зону горения воздуха из осевого компрессора.

Другим признаком, указывающим на возможный дефект переходного патрубка, может являться перегрев пламяперекидной трубы, обычно наблюдаемый как свечение участка, расположенного на входе в жаровую трубу. Явление перегрева связано с периодическими перетоками газов из камеры сгорания с номинальным давлением в камеру сгорания с пониженным давлением.

Основная опасность перекоса температурного поля заключается в неравномерности воздействия температуры газа на рабочие лопатки. Воздействие потока теплоты на тело вызывает в нем температурные деформации расширения при нагреве и сжатия - при охлаждении.

Эти расширения-сжатия происходят с частотой вращения ротора. Под действием термоциклических деформаций быстро начинают развиваться усталостные микротрещины, и достаточно минимального внешнего воздействия в виде удара инородных частиц, чтобы произошел обрыв части пера лопатки, который ведет за собой лавинообразное разрушение соседних лопаток турбины.

Кроме того неравномерность температурного поля приводит к ограничению максимальной мощности ГТУ, так как для многих ГТУ действует защита по максимальной температуре газов перед турбиной, которая определяется по любой термопаре, показывающей максимальную температуру. Для штатных камер сгорания ГТК-10-4 неравномерность температур, как до газовой турбины, так и за ТНД может достигать 35-50 °С.

Прирост мощности после модернизации камер сгорания составляет 0,5-1,5 МВт, к.п.д. увеличится от 1,5 до 2,5 %.

Этот факт объясняется влиянием на выходные параметры газотурбинной установки неравномерности температурного поля продуктов сгорания перед ТВД. Чем выше эта неравномерность, тем меньше выходная мощность ГТУ в силу ограничения температуры металла направляющих лопаток ТВД. Температура же перед ТВД связана с температурой продуктов сгорания за ТНД. На многих агрегатах ГТК-10-4 именно по температуре за ТНД осуществляется защита лопаточного аппарата турбины от возможных пережогов. Причем, ограничения определяются термопарой с максимальными показаниями. Ростом температуры за ТНД на 10 °С, мощность агрегата увеличится на 500 кВт, а к.п.д. на 0,26 %.

Таким образом, диагностика температурного поля на выхлопе турбины дает возможность проследить динамику изменения состояния зоны горения и определить влияние мероприятий ремонтного характера на состояние температурного поля.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зарицкий С.П. Диагностика газоперекачивающих агрегатов. Части 1-5. М.: Издательство РГУ им.И.М.Губкина, 2006. – 198 с.
2. Поршаков Б.П. Газотурбинные установки для транспорта газа и бурения скважин. - М.: Недра, 1982. - 184 с.
3. Зарицкий С.П. Диагностика газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом. - М.: Недра, 1987. - 198 с.
4. Китаев С.В. Повышение энергетической эффективности работы газоперекачивающих агрегатов. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2003. – 143 с.
5. Поршаков Б.П., Лопатин А.С., Назарьина А.М., Рябченко А.С. Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций. - М.: Недра, 1992. - 207 с.

ТҮЙІН

Газтурбиналық газ айдайтын агрегаттарды жоспарлы-алдын ала жөндеу жүйесінен жөндеу-қалпына келтіру жұмыстарына көшу проблемасының өзектілігі "жағдай бойынша" стационарлық газ айдайтын агрегаттардың барлық өсіп келе жатқан парктерімен нормативтік шығыстық интегралдық параметрлермен дәстүрлі жоспарлы-алдын ала жөндеу процесінде қалпына келтірілмейтін және қайта қалпына келтіру жұмыстарына байланысты. Осы жағдайларда аталған проблеманы шешудің түбегейлі құралы пайдалану мен техникалық қызмет көрсетудің принципті жаңа ресурс сақтау жүйесіне көшу болып табылады техникалық қызмет көрсету мен жөндеуге жұмсалатын шығындарды 40% - ға дейін төмендетуді және пайдалану ресурсын 30% - ға дейін ұзартуды қамтамасыз ететін олардың нақты нақты техникалық жай-күйін ескере отырып, газ айдайтын агрегаттар.

Бұл жұмыста параметрлік диагностика әдістерінің мүмкіндіктеріне талдау жүргізілді. Газ айдайтын агрегаттардың негізгі ақауларын талдау, сондай-ақ газ айдайтын агрегаттардың энергетикалық тиімділігіне әсер ететін ақаулықтар шығу көрсеткіштерінде: қолда бар қуат және пайдалы әрекет коэффициенті, техникалық жағдай коэффициенттері және белгіленген нормалардан Шығыс көрсеткіштерінің ауытқуына алып келетіні анықталды. Компрессорлық станцияларда мұндай көрсеткіштерді тікелей өлшеу құралдары жоқ болғандықтан, оларды есептеу жолымен анықтауға тура келеді. Жүргізілген зерттеулер қазіргі заманғы мониторинг жүйелерінде оларды енгізуді тежейтін қазіргі есептеу әдістерінің елеулі кемшіліктерін анықтауға мүмкіндік берді.

RESUME

The urgency problem of transition from the system of preventive maintenance of gas turbine gas pumping units to repair and restoration work as is due to the increasing fleet of stationary gas pumping units with over standard operating time and non-recoverable in the process of traditional preventive maintenance normative output integral parameters. Under these conditions, a cardinal means of solving this problem is the transition to a fundamentally new resource-saving system of operation and maintenance gas pumping units, taking into account their actual technical condition, providing a reduction in maintenance and repair costs up to 40% and an extension of the service life up to 30%.

In this paper, the analysis of the possibilities of methods of parametric diagnostics. Analysis of the main malfunctions of gas pumping units, as well as revealed that the faults affecting the energy efficiency of gas pumping units are reflected in the output indicators: available power and efficiency, technical condition coefficients and lead to a deviation of the output indicators from the established norms. Due to the fact that there are no means of direct measurement of such indicators at compressor stations, they have to be determined by calculation. The carried out researches have allowed to reveal significant shortcomings of the existing methods of calculation constraining their introduction in modern monitoring systems.