УДК 621.438.082.2

МЕТОД ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК С ИЗМЕНЯЕМОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ

Ю.М. БРОДОВ, О.В. КОМАРОВ, В.Л. БЛИНОВ, В.А. СЕДУНИН, А.В. СКОРОХОДОВ, Е.П. СОЗОНОВ

Уральский федеральный университет, г. Екатеринбург

В статье описывается разработанный метод оценки технического состояния газотурбинных установок с регулируемым сопловым аппаратом силовой турбины. Метод основывается на обработке характеристик, представленных фирмой-изготовителем. В работе даны полученные зависимости для определения мощности и КПД газотурбинных установок типа ГТК-25И(Р), приведены результаты апробации предложенного подхода в условиях эксплуатации на компрессорных станциях.

Ключевые слова: газотурбинная установка, регулируемый сопловой аппарат, техническое состояние, оценка мощности и КПД.

Введение

При эксплуатации газоперекачивающих агрегатов (ГПА) одной из первостепенных задач является оценка технического состояния газотурбинного привода. На основании показателей (коэффициентов) технического состояния газотурбинной установки (ГТУ) по мощности и КПД, как правило, принимаются решения по выбору режимов работы компрессорного цеха (КЦ) и магистрального газопровода (МГ), прогнозированию работ и резервированию материально-технических средств на ремонтно-техническое обслуживание агрегатов [1, 2].

В парке газоперекачивающих агрегатов ООО «Газпром трансгаз Югорск» эксплуатируются более 90 агрегатов импортного производства, оснащенных регулируемым сопловым аппаратом (РСА) силовой турбины (СТ) – это установки типа ГТК-25И(Р) и ГТК-10И(Р). Для ГТУ подобного типа сложностью является определение ее технического состояния. Методика определения техсостояния на основе приведения показателей ГТУ к нормальным условиям работы в данном случае не реализуема по причине несоблюдения подобия режимов работы установки из-за изменяемой геометрии проточной части при повороте венцов РСА. Таким образом, состояние парка ГПА с регулируемыми сопловыми аппаратами в турбине оценивается крайне приблизительно и эксплуатационный персонал фактически не имеет инструмента – методики такой оценки. Это становится особенно актуально в условиях, когда ГТУ близки к выработке назначенного ресурса, а риск возникновения аварийных ситуаций многократно возрастает. Оценку технического состояния произвести можно, но только при условии проведения специальных трудоемких теплотехнических испытаний [3-5].

В настоящей статье представлены результаты разработки методики оценки технического состояния ГТУ с изменяемой геометрией проточной части. Приведены результаты ее апробации в промышленной эксплуатации, представлены данные специальных теплотехнических испытаний ГПА указанного типа (рис. 1).

Разработка методики

Представленная методика разработана авторами на основании обработки заводских характеристик ГПА, в результате которой получены аппроксимированные зависимости основных показателей ГТУ от внешних условий и степени загрузки

© Ю.М. Бродов, О.В. Комаров, В.Л. Блинов, В.А. Седунин, А.В. Скороходов, Е.П. Созонов

агрегата. Были рассчитаны эталонные показатели мощности и экономичности каждого типа установок для всех диапазонов нагрузок и наружной температуры воздуха. Данный подход может быть использован для любой газотурбинной установки с регулируемым сопловым аппаратам свободной силовой турбины. Однако для каждого конкретного типа ГТУ необходима детальная верификация характерных параметров на основании данных испытаний и соответствующей технической документации.

Рис. 1. Специальные теплотехнические испытания ГПА

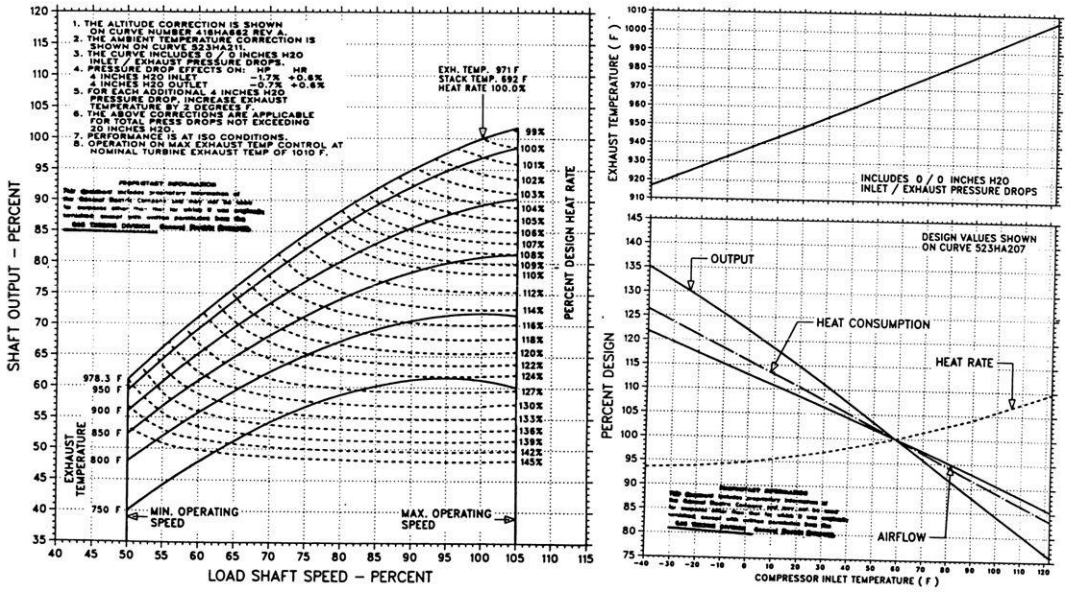
По разработанной методике определяются фактическая эффективная мощность (мощность на эксплуатационном режиме, которую развивает газотурбинная установка при фактическом техническом состоянии проточной части газотурбинного двигателя), эталонная эффективная мощность (мощность на эксплуатационном режиме, которую развивала бы газотурбинная установка при номинальном техническом состоянии проточной части газотурбинного двигателя) и коэффициент технического соответствия (величина, равная отношению значений фактической эффективной и эталонной эффективной мощностей газотурбинной установки на эксплуатационном режиме работы). На основании полученного значения коэффициента технического соответствия делается вывод о техническом состоянии ГТУ.

Фактическая эффективная мощность установки определяется по мощности, потребляемой центробежным нагнетателем природного газа (ЦБН). Эталонная эффективная мощность рассчитывается по выведенным зависимостям при обработке заводских характеристик ГПА. В проведенном исследовании получены соответствующие зависимости для следующих модификаций установок: PGT-10, M5352(B), M5322R(B), M5352R(C).

На рис. 2, *а* в качестве примера представлена заводская рабочая характеристика ГТУ типа M5352R(C) при температуре воздуха на входе в осевой компрессор 15 °С. По оси абсцисс отложена частота вращения вала силовой турбины в процентах от номинальной (4670 об/мин), по оси ординат – эффективная мощность ГТУ в процентах от номинального значения (25095,3 кВт). На графике показаны линии постоянных температур продуктов сгорания на выходе из СТ (сплошные линии) по шкале Фаренгейта и линии постоянных величин коэффициента удельного расхода теплоты (пунктирные линии) в процентах от номинального значения 2,86 кДж/(кВт с), что соответствует величине КПД 35%. Характеристики даны в диапазоне частот вращения вала СТ от 50 до 105% от номинального значения.

Зная величину температуры газов на выходе из турбины, частоту вращения вала СТ и давление с температурой воздуха на входе в осевой компрессор, можно определить мощность, которую должна развить ГТУ при идеальном техническом состоянии. Например, при частоте вращения вала СТ 4203 об/мин (90% на рис. 2) и температуре газов на выходе из СТ 755,4 К (900F) ГТУ типа M5352R(C) должна вырабатывать 21456,5 кВт мощности (85,5%) при температуре 15 °С и давлении 101,3 кПа воздуха на входе в ОК. При этом тепловой расход соответствует 107% (КПД 32,7%). То есть турбина работает только при 85,5% от ее максимальной выходной мощности и использует на 7% больше расхода природного газа (на 1 кВт.ч сжатия), чем если бы она работала при максимально допустимой выходной мощности.

На рис. 2, *б* показана зависимость параметров ГТУ типа M5352R(C) от температуры воздуха на входе в осевой компрессор при частоте вращения вала СТ 100%. На графике изображены зависимости, показывающие изменение мощности, теплового расхода, потребления теплоты, расхода воздуха через осевой компрессор в процентах от номинальных значений при изменении температуры воздуха, когда ГТУ работает при базовой нагрузке, то есть в условиях регулирования температуры газов на выхлопе. Так, например, из характеристики видно, что при температуре воздуха 15 °С (59 F) выходная мощность ГТУ типа M5352R(C) составляет 100%. Когда температура воздуха повышается до 25 °С (77 F), мощность падает на 5%.



а *б*

Рис. 2. Рабочая характеристика ГТУ типа M5352R(C) при температуре воздуха на входе в осевой компрессор 15 ^{0}С (*а*) и зависимость параметров ГТУ от температуры воздуха на входе в осевой компрессор при частоте вращения вала СТ 100% (*б*)

С помощью представленных характеристик можно определить эффективную мощность и коэффициент полезного действия газотурбинной установки, представив их в виде следующих функциональных зависимостей:

$$N_e^{\text{хар}} = f\left(n_{\text{СТ}}, T_{\text{Т2}}, T_{\text{lОК}}\right), \tag{1}$$

$$\eta_e^{\text{хар}} = f\left(n_{\text{СТ}}, N_e^{\text{хар}}, T_{\text{lОК}}\right), \tag{2}$$

где $N_e^{\text{хар}}$ – эффективная мощность ГТУ, полученная по рабочей характеристике; $\eta_e^{\text{хар}}$ – эффективный КПД ГТУ, полученный по характеристике; $n_{\text{СТ}}$ – частота вращения вала силовой турбины; $T_{\text{Т2}}$ – температура газов на выходе из турбины; $T_{\text{1ОК}}$ – температура воздуха на входе в осевой компрессор.

С целью разработки методики определения технического состояния установки все характеристики были оцифрованы и получены зависимости мощности и КПД ГТУ. Для примера на рис. 3 показана оцифрованная рабочая характеристика ГТУ, а на рис. 4 – трехмерные зависимости: эффективной мощности от частоты вращения вала СТ и температуры газов на выходе из турбины и эффективного КПД от частоты вращения вала СТ и мощности для ГТУ типа М5352R(С) при температуре воздуха на входе в осевой компрессор 15 °С. Мощность ГТУ представлена в кВт, КПД – в %, частота вращения – в об/мин, температура газов на выходе из турбины – в градусах Кельвина.

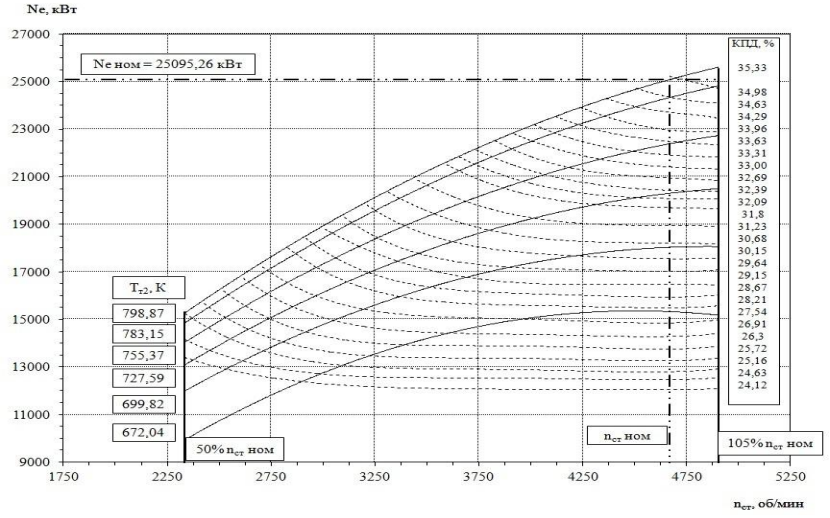


Рис. 3. Оцифрованная рабочая характеристика ГТУ типа М5352R(С) при температуре воздуха на входе в осевой компрессор 15 ^{0}С

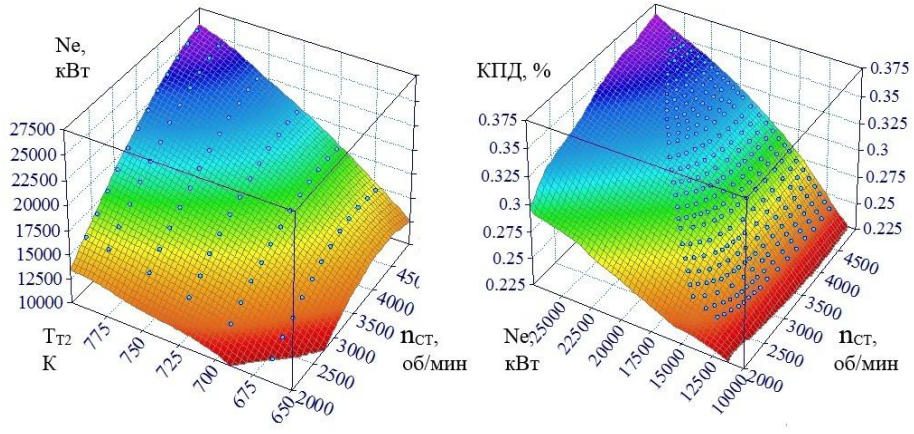


Рис. 4. Трехмерные зависимости эффективной мощности от частоты вращения вала СТ и температуры газов на выходе из турбины (слева) и эффективного КПД от частоты вращения вала СТ и мощности (справа) ГТУ типа М5352R(С) при температуре воздуха на входе в осевой компрессор 15 ^{0}С

Описание методики

Эффективная мощность, кВт, при номинальном техническом состоянии ГТУ по характеристикам определяется следующим образом:

$$N_e^{\text{хар}} = a + b \cdot n + \frac{c}{T_{T2}} + d \cdot n^2 + \frac{e}{T_{T2}^2} + \frac{f \cdot n}{T_{T2}} + g \cdot n^3 + \frac{h}{T_{T2}^3} + \frac{i \cdot n}{T_{T2}^2} + \frac{j \cdot n^2}{T_{T2}}, \quad (3)$$

где n – частота вращения вала силовой турбины, об/мин; $T_{\text{T}2}$ – температура продуктов сгорания на выходе из силовой турбины, К; a, b, c, d, e, f, g, h, i, j – переменные коэффициенты, зависящие от типа ГТУ, температуры воздуха на входе в осевой компрессор и определяемые по следующим зависимостям:

$$\begin{aligned} a &= T_{1\text{ОК}} \cdot k_{1a} + k_{2a}, \\ b &= T_{1\text{ОК}} \cdot k_{1b} + k_{2b}, \\ c &= T_{1\text{ОК}} \cdot k_{1c} + k_{2c}, \\ &\ldots \\ j &= T_{1\text{ОК}} \cdot k_{1j} + k_{2j}, \end{aligned} \quad (4)$$

где $T_{1\text{ОК}}$ – температура воздуха на входе в осевой компрессор, К; k_i – постоянные коэффициенты для ГТУ конкретного типа при условиях работы в заданных диапазонах температур воздуха на входе в ОК.

Значения эффективной мощности при номинальном техническом состоянии ГТУ по характеристикам рассчитывается без учета потерь давления во входном $\xi_{\text{вх}}$ и выходном $\xi_{\text{вых}}$ трактах ГТУ, а также характеристики построены для нормального атмосферного давления (1,0132 бар). Поэтому вводятся соответствующие поправочные коэффициенты на мощность ГТУ. В итоге эффективная эталонная мощность ГТУ рассчитывается по следующей зависимости:

$$N_e^{\text{э}} = N_e^{\text{хар}} \cdot k^{\xi_{\text{вх}}}_{N_e^{\text{хар}}} \cdot k^{\xi_{\text{вых}}}_{N_e^{\text{хар}}} \cdot k^{P_a}_{N_e^{\text{хар}}}, \quad (5)$$

где $N_e^{\text{хар}}$ – мощность, полученная по рабочим характеристика фирмы-изготовителя; $k^{\xi_{\text{вх}}}$, $k^{\xi_{\text{вых}}}$ и $k^{P_a}_{N_e^{\text{хар}}}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие потери во входном и выходном тракте ГТУ и барометрическое давление, соответственно.

Поправочные коэффициенты по мощности для учета потерь во входном и выходном трактах ГТУ типа M5352(B), M5322R(B) и M5352R(C):

$$k^{\xi_{\text{вх}}}_{N_e^{\text{хар}}} = 1 - 0,000167 \cdot \xi_{\text{вх}}, \qquad k^{\xi_{\text{вых}}}_{N_e^{\text{хар}}} = 1 - 0,000069 \cdot \xi_{\text{вых}}. \quad (6)$$

Поправочные коэффициенты по мощности для учета потерь во входном и выходном трактах ГТУ типа PGT-10:

$$k^{\xi_{\text{вх}}}_{N_e^{\text{хар}}} = 1,000132 - 0,000171 \cdot \xi_{\text{вх}}, \qquad k^{\xi_{\text{вых}}}_{N_e^{\text{хар}}} = 1,000075 - 0,00007 \cdot \xi_{\text{вых}}, \quad (7)$$

где $\xi_{\text{вх}}$ и $\xi_{\text{вых}}$ – потери давления во входном и выходном трактах ГТУ, соответственно, мм.вод.ст.

Поправочные коэффициенты по мощности ГТУ для учета барометрического давления:

$$k^{P_a}_{N_e^{\text{хар}}} = \frac{P_a}{760}, \quad (8)$$

где P_a – фактическое барометрическое давление, мм.рт.ст.

Эффективный КПД при идеальном техническом состоянии ГТУ по оцифрованным характеристикам определяется по следующей зависимости:

$$\eta_e^{\text{хар}} = a + b\cdot\ln(n) + c\cdot\ln(N_e^{\text{хар}}) + d\cdot(\ln(n))^2 + e\cdot(\ln(N_e^{\text{хар}}))^2 + f\cdot\ln(n)\cdot\ln(N_e^{\text{хар}}) +$$
$$+ g\cdot(\ln(n))^3 + h\cdot(\ln(N_e^{\text{хар}}))^3 + i\cdot\ln(n)\cdot(\ln(N_e^{\text{хар}}))^2 + j\cdot(\ln(n))^2\cdot\ln(N_e^{\text{хар}}), \quad (9)$$

где n – частота вращения вала силовой турбины, об/мин; $N_e^{\text{хар}}$ – эффективная мощность ГТУ при идеальном техническом состоянии проточной части согласно оцифрованным характеристикам, кВт; *a, b, c, d, e, f, g, h, i, j* – переменные коэффициенты, зависящие от температуры воздуха на входе в осевой компрессор и типа ГТУ.

По данным фактического режима определяется КПД ГТУ для температур воздуха, по которым имеются характеристики фирмы-изготовителя. Способ определения КПД ГТУ для фактической температуры воздуха на входе в компрессор показан на рис. 5. В качестве примера представлены рассчитанные значения КПД установки типа M5352R(C) при мощности ГТУ 25800 кВт и частоте вращения ротора силовой турбины 4670 об/мин для четырех температур воздуха (-40.1, 0, 15 и 50 °С). При этом температура газа на выходе из силовой турбины для каждой точки разная. По полученным значениям строится зависимость, изображенная на рисунке в виде штриховой линии. На рисунке показано определение КПД для температуры -15 °С.

Очевидно, что крайняя точка на графике является гипотетической, так как при температуре воздуха на входе в ОК 50 °С ГТУ не разовьет мощность в 25 МВт. Также на примере данного случая стоит отметить: штриховая линия на рис. 5 не указывает на то, что на данном режиме работы (частота вращения ротора СТ 4670 об/мин, конкретное значение температуры газов за СТ, эффективная мощность 25800 кВт) максимальный КПД достигается при температуре воздуха порядка 35 °С. Для температуры 35 °С режим работы ГТУ характеризуется иными значениями параметров газа перед и за турбинами, а также иным положением поворотного направляющего аппарата СТ, и, соответственно, иным расходом топливного газа (относительно режимов при других температурах воздуха). То есть при другой температуре наружного воздуха режим работы установки и характер штриховой кривой изменятся. Теоретически характер изменения КПД при постоянных температурах газов за турбиной изображены на рис. 5 сплошными линиями (при этом частота вращения ротора СТ переменная).

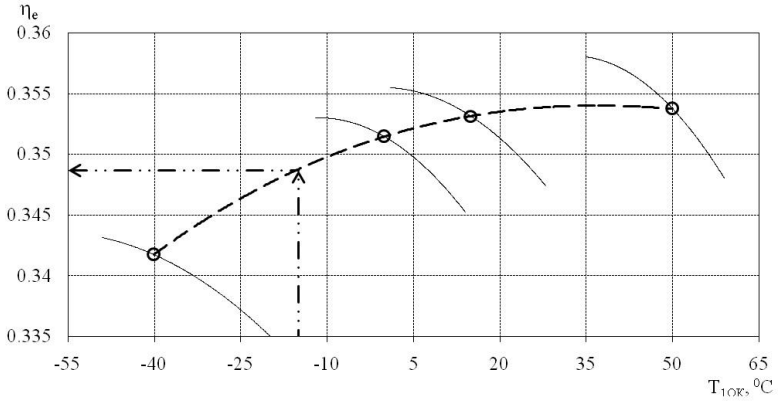


Рис. 5. График определения КПД ГТУ для фактической температуры воздуха на входе в осевой компрессор

Коэффициент технического соответствия определяется по следующей зависимости:

$$k_{\text{ТС}} = \frac{N_e^{\text{ф}}}{N_e^{\text{э}}}. \qquad (10)$$

Для получения достоверных данных по техническому состоянию ГТУ проводится серия замеров. По полученным значениям $k_{\text{ТС}}$ всех режимов определяется среднее значение коэффициента технического соответствия:

$$K'_{\text{ТС}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} k_{\text{ТС}i}}{n},$$

где i – порядковый номер режима испытаний, $1 \le i \le n$; n – количество режимов испытаний; $k_{\text{ТС}i}$ – коэффициент технического соответствия для i-го режима испытаний.

Испытания ГТУ

Измерения значений параметров ГТУ проводятся на установившихся режимах работы установки. Перед началом измерений после изменения (и установки нового значения) загрузки агрегата или состояния окружающей среды (температуры атмосферного воздуха) ГТУ работает до полной стабилизации режима, которая считается достигнутой, когда отклонения отдельных отсчетов основных параметров (температура газов, частота вращения вала силовой турбины) от средних значений не превышает 1% в течение 60 минут при неизменном положении лопаток регулируемого соплового аппарата силовой турбины. На установившемся режиме работы температура перекачиваемого газа на входе и на выходе из ЦБН изменятся не более чем на $0{,}1^0$ в течение 10 минут.

Измерения значений параметров проводятся при работе ГТУ по простому циклу. Под простым циклом следует понимать цикл, при котором не происходит регулирования входного направляющего аппарата осевого компрессора (ВНА находится в положении «полностью открыт»).

Проверка разработанной методики технического состояния ГТУ с регулируемым сопловым аппаратом силовой турбины проводилась на основании данных эксплуатационных режимов нескольких ГПА типа ГТК-25И, установленных на разных компрессорных станциях ООО «Газпром Трансгаз Югорск». Для примера на рис. 6 представлены сравнительные зависимости изменения фактической и эталонной эффективных мощностей на различных режимах работы ГПА.

По результатам теплотехнических испытаний ГПА типа ГТК-25И(Р) и информации по эксплуатационным режимам работы можно сделать вывод о том, что разработанная методика пригодна для оценки технического состояния газотурбинных установок, оснащенных регулируемым сопловым аппаратом силовой турбины. Практическое применение методики по оценке технического состояния ГТУ с изменяемой геометрией проточной части реализовано в программном продукте для ПК.

Выводы

1. Проведена обработка заводских характеристик ГТУ типа PGT-10, M5352(B), M5322R(B), M5352R(C). На основании полученных данных построены зависимости для определения эффективной мощности и КПД установки, которые легли в основу разработанной авторами методики оценки технического состояния ГТУ с изменяемой

геометрией проточной части. Разработан программный код на основании предложенного алгоритма определения показателей ГТУ.

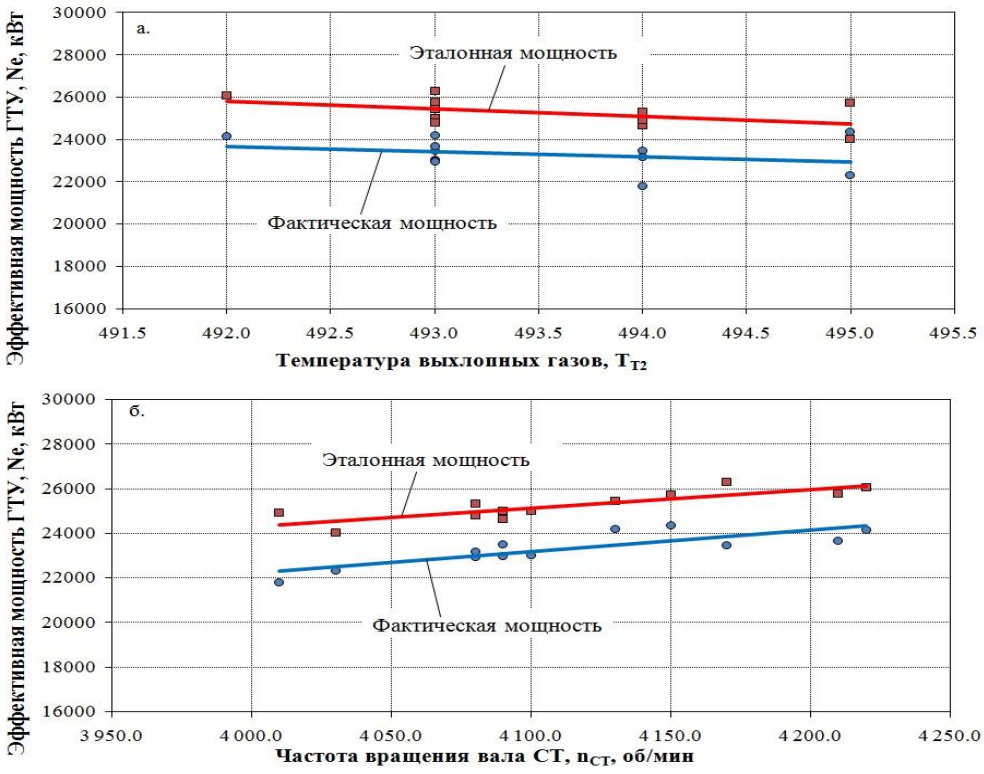


Рис. 6. Характер изменения фактической и эталонной эффективных мощностей на различных режимах работы ГПА типа ГТК-25И

2. Проведены специальные теплотехнические испытания ГТУ типа ГТК-25И(Р). Представлены результаты обработки полученных экспериментальных данных. Показана эффективность и сравнительная простота применения разработанного алгоритма определения технического состояния ГТУ.

3. Анализ результатов апробации методики на компрессорных станциях показал достоверность результатов и эффективность применения методики. Наличие методики по оценке технического состояния ГТУ с изменяемой геометрией проточной части позволяет снизить риски возникновения аварийных ситуаций, иметь достоверное представление о состоянии эксплуатируемого оборудования, сделать долгосрочный прогноз по дальнейшей эксплуатации и последующей реконструкции ГПА с таким типом приводов. Разработаны рекомендации для инженерной практики о применении методики оценки технического состояния ГТУ с изменяемой геометрией проточной части.

Summary

The method of technical performance estimation of Gas Turbine with variable Power Turbine nozzle geometry is described in the paper. The method is based on the processing of the engine characteristics provided by producer. Approximations are given for power

and efficiency calculations of the gas turbine type GTK-25I(R). Appropriate model verification according to test data of real engines on site is also presented.

Key words: Gas Turbine, Variable Nozzle, Technical performance estimation, Power and efficiency estimation.

Литература

1. Ольховский Г.Г. Тепловые испытания стационарных газотурбинных установок / Г.Г. Ольховский. М.: Энергия, 1971. 408 с.

2. Галиуллин З.Т. Современные газотранспортные системы и технологии / З.Т. Галиуллин, С.Ю. Сальников, В.А. Щуровский; под ред. В.А. Щуровского. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. 346 с.

3. Komarov O.V. Parametrical diagnostics of gas turbine performance on side at gas pumping plants based on standard measurements / O.V. Komarov, V.A. Sedunin, V.L. Blinov, A.V. Skorokhodov // Proceedings of the ASME Turbo Expo: Turbine Technical Conference and Exposition, GT 2014, Dusseldorf, Germany, 16 June 2014 through 20 June 2014. Volume 3B, GT2014–25392. P. 1–8.

4. Комаров О.В. Разработка методики оценки технического состояния ГТУ с изменяемой геометрией проточной части / О.В. Комаров, В.Л. Блинов, А.В. Скороходов, В.А. Седунин, Е.П. Созонов // LXII Научно-техническая сессия по проблемам газовых турбин и парогазовых установок «Фундаментальные проблемы оптимизации технологических процессов в конструкциях применительно к наземным ГТУ»: тезисы докладов, г. Москва, 22-24 сентября 2015 г., ОАО «ВТИ». 2014. С. 87–93.

5. Ванчин А.Г. Методы оценки технического состояния и прогнозирования показателей работы газоперекачивающего агрегата ГТК-25ИР / А.Г. Ванчин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 6. С. 184–197.

Поступила в редакцию ***07 апреля 2016 г.***

Бродов Юрий Миронович – д-р техн. наук, заведующий кафедрой «Турбины и двигатели» УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург. Тел.: 8(343)375-48-51.

Комаров Олег Вячеславович – канд. техн. наук, доцент кафедры «Турбины и двигатели» УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург. Тел.: 8(343)375-48-51.

Блинов Виталий Леонидович – канд. техн. наук, старший преподаватель кафедры «Турбины и двигатели» УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина. Тел.: 8(343)375-48-51. E-mail: vithomukyn@mail.ru.

Седунин Вячеслав Алексеевич – канд. техн. наук, доцент кафедры «Турбины и двигатели» УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург. Тел.: 8(343)375-48-51. E-mail: lerr@bk.ru.

Скороходов Александр Владимирович – старший преподаватель кафедры «Турбины и двигатели» УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург. Тел.: 8(343)375-48-51. E-mail: skorohodov@gmail.com.

Созонов Евгений Петрович – аспирант кафедры «Турбины и двигатели» УрФУ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина, г. Екатеринбург. Тел.: 8(343)375-48-51.