

МОДЕЛЬ РАСЧЕТА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ ГАЗОТУРБИННОГО ПРИВОДА

В.В. Жужгин*, **Н.В. Долотовская****, **И.В. Долотовский*****

* *Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.
Россия, Саратов, zesium-456@yandex.ru*

** *Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.
Россия, Саратов, dnw50@yandex.ru*

*** *Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.
Россия, Саратов, dolotowsky@mail.ru*

Аннотация. Приведена математическая модель для расчета параметров переменных режимов газотурбинного привода. Показана реализация модели на примере расчета газотурбинной установки с охлаждением воздуха источника энергообеспечения действующего предприятия по переработке углеводородного сырья.

Ключевые слова: газотурбинный привод, мощность, математическая модель, переменные режимы, источник энергообеспечения.

CALCULATION MODEL OF OPERATING MODES OF THE GAS TURBINE DRIVE

V.V. Shushgin*, **N.V. Dolotowskaya****, **I.V. Dolotowsky*****

* *Yuri Gagarin state technical university of Saratov,
Russia, Saratov, zesium-456@yandex.ru*

** *Yuri Gagarin state technical university of Saratov,
Russia, Saratov, dnw50@yandex.ru*

*** *Yuri Gagarin state technical university of Saratov,
Russia, Saratov, dolotowsky@mail.ru*

Abstract. The mathematical model for calculation of parameters of variable modes of gas turbine drive. Shows how to implement a model for example calculation of gas turbine with air cooling in source of energy supply on acting enterprise on processing of hydrocarbonic raw materials.

Keywords: gas turbine drive, power, mathematical model, variable mode, source of energy.

Газовые турбины используются в качестве привода компрессоров технологических и природного газов, а также в источниках энергообеспечения промышленных комплексов на базе газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ и ПГУ).

Основной проблемой эксплуатации газотурбинных двигателей является снижение их энергетических характеристик (мощности и КПД) в условиях повышенных температур окружающего воздуха. При этом для некоторых ГТУ увеличение температуры окружающей среды с номинального значения 15°C до 35°C может уменьшить эффективную мощность на 25% [1].

Известны различные способы охлаждения воздуха перед его сжатием в осевом компрессоре, позволяющие увеличивать полезную мощность ГТУ, основными из которых являются:

– увлажнение за счет прохождения воздуха через фильтрующую поверхность или мелкодисперсного распыливания деминерализованной воды в поток воздуха с максимальным доведением его температуры до температуры мокрого термометра;

– охлаждение воздуха в теплообменнике специальными хладоносителями, вырабатываемыми в холодильных установках различного типа.

Последний способ эффективен для жаркого климата с сухим воздухом, а наиболее дорогостоящей технологией получения специального хладоносителя является его генерация в холодильной установке абсорбционного типа [1].

Комплексное решение проблемы кондиционирования циклового воздуха получено в новой установке [2] (схема приведена на рис. 1), в которой поддержание тем-

где $G_{с.н}, G_{т.н}, G_{т.г}, G_{т.г0}$ – затраты газа на собственные и технологические нужды, топливного (в переменных и номинальном режимах эксплуатации); $G_{\tau}, \varepsilon_{\tau}, \eta_{\tau}, T_{нт}$ – производительность ГТУ по нагнетаемому газу, степень сжатия, эксплуатационный КПД нагнетателя, начальная температура газа в соответствующий период эксплуатации τ ; $K_{1...i\tau}$ – коэффициенты, учитывающие технические, технологические, эксплуатационные, климатические и другие факторы, влияющие на потребление газа на собственные нужды ГТУ; T – расчетный период времени.

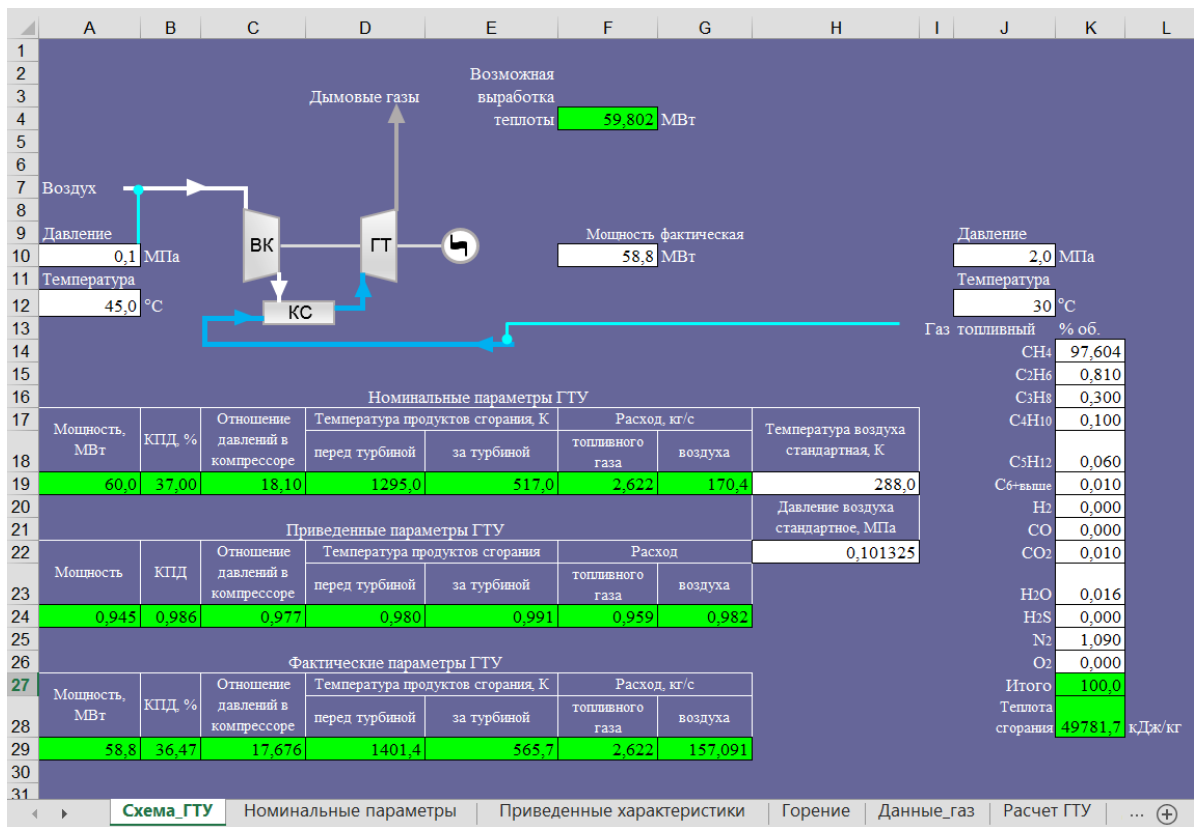
В дополнение к функционалу (1) в математическую модель расчета потребления газа входят зависимости для определения полезной мощности турбины в переменных режимах эксплуатации и КПД. Методика расчета показателей ГТУ на переменных режимах основана на обобщенных характеристиках, представленных в относительной приведенной форме [5, 7]. Приведение параметров к стандартным условиям осуществлялось по ГОСТ 28775. В результате обобщения экспериментальных данных [5, 7, 8] получены следующие расчетные зависимости приведенных параметров ГТУ в относительной форме:

| | |
|--|---|
| эффективной мощности..... | $\bar{N}_{e_{пр}} = 1 - 4,2 (1 - T_{1_{пр}}) T_{1_{пр}} ;$ |
| частоты вращения ротора..... | $\bar{n}_{гг_{пр}} = \bar{N}_{e_{пр}}^{0,21} ;$ |
| степени отношения давления в компрессоре..... | $\bar{\varepsilon}_к = \bar{N}_{e_{пр}}^{0,42} ;$ |
| массового расхода воздуха в компрессоре..... | $\bar{G}_{в_{пр}} = \bar{N}_{e_{пр}}^{0,33} ;$ |
| эффективного КПД..... | $\bar{\eta}_e = \bar{N}_{e_{пр}} (1 - 0,75(1 - \bar{N}_{e_{пр}}))^{-1} ;$ |
| расхода топливного газа..... | $\bar{G}_{тг_{пр}} = 1 - 0,75(1 - \bar{N}_{e_{пр}}) ;$ |
| температуры продуктов сгорания на выходе из турбины..... | $\bar{T}_{2_{пр}} = 1 - 0,165(1 - \bar{N}_{e_{пр}}) ;$ |
| температуры воздуха после компрессора..... | $\bar{T}_{4_{пр}} = \bar{N}_{e_{пр}}^{0,133} ,$ |

где $T_{1_{пр}}$ – приведенная температура продуктов сгорания на входе в турбину.

Разработанный расчетный модуль определения эксплуатационных параметров ГТУ в переменных режимах реализован средствами табличного процессора MS Excel 2013 [9] (фрагменты с вводом исходных параметров, структурированными данными по номинальным параметрам ГТУ и выводом результатов приведен на рис. 2) и содержит следующие основные блоки: исходных данных (параметры окружающей среды, состав и давление топливного газа, номинальные параметры ГТУ из блока структурированных данных); номинальных параметров типоразмерного ряда отечественных ГТУ; приведенных характеристик в виде диаграмм и аппроксимационных зависимостей; расчёта характеристик процесса горения; расчёта фактических параметров ГТУ, в том числе технико-экономических характеристик.

Фактические параметры определяются по зависимостям вида $X = f[\bar{X}_{пр}, X_0, \varphi(T_a, T_{a0}, P_a, P_{a0})]$, где $X, \bar{X}_{пр}, X_0$ – фактическое, относительное приведенное и номинальное значение параметра; $\varphi(T_a, T_{a0}, P_a, P_{a0})$ – функция взаимосвязи параметра ГТУ с температурой и давлением окружающего воздуха для расчетного и номинального режимов.



а)

| Тип ГПА (тип двигателя) | Мощность N_{e0} , кВт | КПД η_{e0} | Степень отношения давлений в компрессоре ϵ_{c0} | Температура продуктов сгорания на входе в турбину T_{10} , К | Температура продуктов сгорания за турбиной T_{20} , К | Расход топливного газа $G_{то}$, кг/с | Расход циклового воздуха G_{30} , кг/с | Частота вращения ротора турбины, об./мин | Расход газа на выходе ГТУ, кг/с | Возможная выработка тепла, МВт |
|--|-------------------------|-----------------|--|--|---|--|--|--|---------------------------------|--------------------------------|
| ГТН-6У | 6,3 | 0,305 | 12 | 1193 | 683 | 0,413 | 32,1 | | | |
| ГТК-10МЗ | 10,3 | 0,322 | 4,2 | 1083 | 823 | 0,639 | 84,7 | | | |
| ГТК-10ИР | 9,5 | 0,33 | 7,3 | 1227 | 816 | 0,575 | 51,5 | | | |
| ГТН-25 | 27,5 | 0,281 | 11,2 | 1188 | 701 | 1,956 | 148 | | | |
| ГТНР-25И (С) | 24,6 | 0,354 | 8,7 | 1238 | 795 | 1,389 | 117,9 | | | |
| ГПА-Ц-25 | 25 | 0,348 | 20,5 | 1508 | 753 | 1,436 | 85,6 | | | |
| ГПА-25/76 | 25 | 0,35 | 21,8 | 1518 | 763 | 1,428 | 85,6 | | | |
| ГПА-Ц-10Б (НК-14СТ-10) | 10 | 0,33 | 10,5 | 1343 | 780 | 0,606 | 37 | | | |
| ГПА-16 Волга | 16 | 0,365 | 25,9 | 1456 | 721 | 0,876 | 53,7 | | | |
| ГПА-Ц-16 НК-38 (НК-38СТ) | | | | | | | | | | |
| ГПА-Ц-16-20 (НК-16-20СТ) | 20 | 0,31 | 11,1 | 1122 | 678 | 1,29 | 113 | | | |
| ГПА-Ц-25; ГПА-Ц-25НК; ГПА-Нева-25Р НК; ГПА-25НК Урал (НК-38СТ) | 25 | 0,345 | 23,7 | 1420 | 698 | 1,448 | 99,6 | | | |
| ГПА-25 Урал; ГПА-25Р Урал (ПС-90ГП-25) | 25 | 0,379 | 30,5 | 1501 | 745 | 1,318 | 81,7 | | | |
| ГПА-32 Ладога (MS 5002E) | 31,2 | 0,355 | 17 | 1477 | 510 | 1,757 | 100 | | | |
| ГПА-32 Урал (ПС-90ГП-32) | 33 | 0,385 | 23,8 | 1468 | 681 | 1,661 | 119 | | | |
| ГПА-32РМ (ГТНД-35) | 35 | 0,373 | 17,9 | 1433 | 753 | 1,875 | 121,1 | | | |
| ГТК-25 | 27,5 | 0,36 | 21,8 | 1227 | 485 | | | | 87,5 | 35,4 |
| НК-37 | 25 | 0,364 | 23,1 | 1147 | 428 | | | | 102 | 35,1 |
| НК-37-1 | 30,2 | 0,373 | 25,6 | 1219 | 455 | | | | 110 | 41 |
| ГТЭ-25У | 31,2 | 0,317 | 13,6 | 1060 | 466 | | | | 125 | 48 |
| ГТЭ-45 | 45 | 0,347 | 14,1 | 1275 | 545 | 2,066 | 134,3 | 3960 | | |
| ГТЭ-60 | 60 | 0,37 | 18,1 | 1295 | 517 | 2,622 | 170,4 | 4320 | | |
| ГТЭ-160 | 157 | 0,344 | 11,1 | | 537 | | | 3000 | 184,38 | |

б)

Рис. 2. Экранные формы программы расчета переменных режимов ГТУ: а – ввода исходных данных и вывода результатов расчета; б – структурированных данных по номинальным параметрам

Технико-экономическая эффективность использования установки кондиционирования воздуха оценивается по значениям сравнительного интегрального социально-экономического эффекта (ΔZ_{Σ}) или чистого дисконтированного дохода

$$\Delta Z_{\Sigma} = \sum_{\tau=0}^T (\Delta Z_{\tau}^{\text{пр}} + \Delta Z_{\tau}^{\text{п}}) (1 + E)^{\tau_0 - \tau} + \Delta \Phi_T (1 + E)^{-T}, \quad (2)$$

где $\Delta Z_{\tau}^{\text{пр}}$, $\Delta Z_{\tau}^{\text{п}}$ – соответственно, экономия затрат при производстве и потреблении электрической и тепловой энергии, водоснабжении и водоотведении в τ - й год эксплуатации энергоэффективной установки по сравнению с базовым вариантом ПГУ (без охлаждения воздуха ГТУ и выработки воды); $\Delta \Phi_T$ – разность остаточной стоимости основных фондов вариантов на конец расчетного периода времени T ; E – норматив приведения затрат и эффектов к единому времени.

По разработанному моделирующему алгоритму расчета показателей переменных режимов эксплуатации ГТУ выполнено сравнение вариантов схем автономного энергогенерирующего источника (традиционной и приведенной на рис. 1) при одинаковом уровне надежности энергообеспечения технологических потребителей в τ - й год эксплуатации. В состав ПГУ включены три ГТУ типа GT8C2 фирмы ALSTOM, три котла-утилизатора КУ-93 и три паровых турбины К-6-2.4 КТЗ.

Затраты на дополнительное оборудование УПВ и УОВ определены по необходимой суммарной холодопроизводительности испарителей, равной 11 МВт. Анализ данных имитационного моделирования установки (рис. 1) в структуре многопрофильного предприятия переработки газа в сопоставлении с базовым вариантом показал, что при несущественном увеличении капитальных затрат на дополнительное оборудование себестоимость вырабатываемой электроэнергии меньше на 2,4%, тепловой энергии – на 1,6% за счет повышения эффективной мощности ГТУ и выработки воды в комбинированных установках электро-тепло-водоснабжения. Интегральный эффект (за 10 лет) от внедрения установки составит ~253 млн. рублей при индексе доходности 2,3 руб./руб. и сроке окупаемости 5,5 лет.

Библиографический список

1. Кузьмина Т.Г., Тесля Е.С. О повышении мощности и КПД ГТД в теплое время года за счет охлаждения циклового воздуха // Газотурбинные технологии. 2008. № 1. С. 16-18.
2. Пат. 149419 РФ. Установка стабилизации мощности газотурбинных установок / И.В. Долотовский. - №2014117720; заявл. 29.04.2014; опубл. 04.12.2014, Бюл. № 1. 2 с.
3. Пат. 118360 РФ. Установка электро-тепло-водоснабжения предприятий добычи, транспорта и переработки углеводородного сырья / Долотовский И.В. Бюл. № 20, 2012.
4. Пат. 134993 РФ. Установка электро-тепло-водоснабжения / Долотовский И.В., Ленькова А.В., Долотовская Н.В. Бюл. № 33, 2013.
5. Р Газпром 2-3/5-438-2010 Расчет теплотехнических, газодинамических и экологических параметров газоперекачивающих агрегатов на переменных режимах: рекомендации организации. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. 72 с.
6. Справочник работника газовой промышленности / М.М. Волков, А.Л. Михеев, К.А. Конев. – М.: Недра, 1989. 286 с.
7. Ольховский Г.Г., Трушечкин В.П., Чадовская И.И. Построение универсальной характеристики компрессора по результатам тепловых испытаний ГТУ и ее использование при расчете переменных режимов // Теплоэнергетика. 2010. № 9. С. 42-46.
8. Малахов С.В., Ольховский Г.Г. Диаграмма режимов газотурбинной установки GT-10С фирмы «Siemens» // Тепловые электростанции. №2. 2008. С. 13-16.
9. Долотовский И.В., Долотовская Н.В., Ларин Е.А. Проектирование и оптимизация установок и систем энергетического комплекса. Саратов: Амирит, 2015. 336 с.