

УДК 621.311.22

Тепловая эффективность использования уходящих газов котла-утилизатора при сжигании дополнительного топлива

Б.Л. Шельгин, А.В. Мошкарин, Е.С. Малков
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
Иваново, Российская Федерация
E-mail: admin@tes.ispu.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса: В настоящий момент установлены принципиальная возможность и целесообразность использования уходящих газов котла-утилизатора в качестве окислителя для сжигания дополнительного топлива. Необходима оценка эффективности работы парогазовой установки в данных условиях.

Материалы и методы: Разработка зависимостей выполнена на основе технической документации по парогазовым установкам и расчету котельных агрегатов.

Результаты: С использованием обобщающих зависимостей определены условия эффективного использования в качестве окислителя уходящих газов котла-утилизатора при сжигании за ним дополнительного топлива. Получены уравнения, позволяющие в зависимости от дополнительного расхода топлива, коэффициента избытка воздуха и коэффициента полезного действия газотурбинной установки рассчитать значения граничных температур газов за котлом-утилизатором, удельное тепловосприятие газовойодяного теплообменника и возможности повышения эффективности энергоустановки.

Выводы: Полученные зависимости позволяют не только оперативно определить режимные характеристики камеры сжигания дополнительного топлива и газовойодяного теплообменника за котлом-утилизатором, но и прогнозировать их изменение при отклонении исходных условий газотурбинной установки.

Ключевые слова: камера сжигания дополнительного топлива, коэффициент избытка воздуха, относительный расход дополнительного топлива.

On thermal efficiency use of exhaust gases of recovery boiler when burning additional fuel

B.L. Shelygin, A.V. Moshkarin, E.S. Malkov
Ivanovo State Power Engineering University, Ivanovo, Russian Federation
E-mail: admin@tes.ispu.ru

Abstract

Background: At present the principle of possibility and advisability of using the exhaust gases recovery boiler as an oxidant to burn additional fuel is considered. It is necessary to assess the effectiveness of combined cycle gas turbine in these conditions.

Materials and methods: The development of dependency is made on the basis of technical documentation for combined-cycle gas turbine and the calculation of boilers.

Results: With the usage of correlations conditions for effective use as an oxidizer the exhaust gases recovery boiler by burning additional fuel for it are defined. We received the equations that allow, depending on the additional fuel consumption, excess air ratio and the efficiency of gas turbine, to calculate the values of the boundary value temperatures for the gases recovery boiler, specific heat gas-water heat exchanger and the possibility of increasing the efficiency of power units.

Conclusions: The obtained dependences allow not only to quickly determine the regime characteristics of the combustion chamber the additional fuel and gas-water heat exchanger after recovery boiler, but also to predict their changes in the deviation of the initial conditions gas turbine.

Key words: combustion chamber of additional fuel, excess air ratio, the relative consumption of additional fuel.

Стратегия развития отечественной энергетики ориентирована на активное внедрение парогазовых установок (ПГУ), когда одним из требований является повышение эффективности оборудования за счет выявления неиспользованных возможностей его эксплуатации [1].

За котлом-утилизатором (КУ) работающей ПГУ температура уходящих газов равна $\vartheta_{yx} = 95-110$ °С, а концентрация кислорода в них при коэффициенте избытка воздуха

$\alpha_{yx} = 3,3-4,1$ составляет 14,2–15,4 % [2]. Поэтому реальной является выработка энергоустановкой дополнительной мощности за счет использования уходящих из КУ газов в качестве окислителя специально сжигаемого топлива. При этом:

- не требуется дополнительного источника окислителя (воздуха) и устройства для его подачи (дутьевой вентилятор);

- нет необходимости в специальном воздухоподогревателе;
- при использовании кислорода уходящих газов, снижении величины α_{yx} снижаются потери теплоты с уходящими газами q_2 , и при неизменной величине ϑ_{yx} повышается экономичность энергоустановки.

Отмеченное может быть реализовано за счет последовательного размещения за КУ камеры сгорания дополнительного топлива (КСДТ) и газовой теплообменника (ГВТ) (рис. 1). В КСДТ кислород уходящих газов расходуется на окисление горючих веществ дополнительно подведенного топлива при снижении коэффициента избытка воздуха в газах от $\alpha_{DT}^{вх}$ до $\alpha_{DT}^{вых}$. В зависимости от расхода сжигаемого топлива $B_{доп}$ температура газового потока возрастает от $\vartheta_{DT}^{вх}$ до $\vartheta_{DT}^{вых}$. В ГВТ в зависимости от его тепловой нагрузки при неизменном значении $\alpha_{DT}^{вых}$ температура газов снижается до ϑ_{yx} .

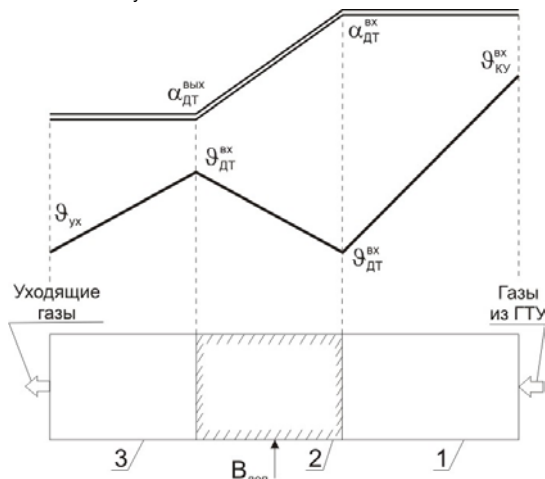


Рис. 1. Схема изменения характеристик утилизируемых газов при сжигании дополнительного топлива: 1 – котел-утилизатор; 2 – камера сгорания дополнительного топлива; 3 – газовой теплообменник

Ранее были установлены принципиальная возможность и целесообразность использования уходящих из КУ газов в качестве окислителя горючих веществ при сжигании дополнительного топлива [3].

Согласно [3], расходы газов на входе и выходе из КСДТ определяются соответственно по формулам, м³/с:

$$V_{Г(ДТ)}^{вх} = B_{ГТУ}^{НОМ} V^0 (\alpha_{ГТУ}^{вх} + 0,1); \quad (1)$$

$$V_{Г(ДТ)}^{вых} = V^0 [B_{ГТУ} (\alpha_{ГТУ}^{вх} + 0,1) + 0,1 B_{доп}], \quad (2)$$

где V^0 – теоретический объем воздуха, м³/м³ [4]; $\alpha_{ГТУ}^{вх}$ – коэффициент избытка воздуха на входе в ГТУ; $B_{ГТУ}^{НОМ}$, $B_{доп}$ – расходы топлива в ГТУ и КСДТ соответственно, м³/с.

Температура газов за КСДТ с использованием теплосодержания уходящих из КУ га-

зов и теплоты, выделяющейся при сжигании дополнительного топлива, рассчитывается следующим образом, °С:

$$\vartheta_{DT}^{вых} = \frac{c_{DT}^{вх} V_{Г(ДТ)}^{вх} \vartheta_{DT}^{вх} + \eta_{сг} B_{доп} Q_{н}^c 10^3}{c_{DT}^{вых} V_{Г(ДТ)}^{вых}}, \quad (3)$$

где $c_{DT}^{вх}$, $c_{DT}^{вых}$ – теплоемкость газов на входе и выходе из КСДТ соответственно, кДж/(м³·град); $\vartheta_{DT}^{вх}$ – температура газов на входе в КСДТ (на выходе из КУ), °С; $Q_{н}^c$ – теплота сгорания природного газа, МДж/м³; $\eta_{сг}$ – степень сгорания топлива.

С учетом уравнений (1) и (2) после преобразований выражение (3) принимает вид

$$\vartheta_{DT}^{вых} = \frac{\vartheta_{DT}^{вх} + \frac{B_{доп} \eta_{сг} Q_{н}^c 10^3}{B_{ГТУ}^{НОМ} c_{DT}^{вх} V^0 (\alpha_{ГТУ}^{вх} + 0,1)}}{\frac{c_{DT}^{вх}}{c_{DT}^{вх}} \left[1 + \frac{0,1 B_{доп}}{\alpha_{ГТУ}^{вх} + 0,1 B_{ГТУ}^{НОМ}} \right]}. \quad (4)$$

Для температур $\vartheta_{DT}^{вх} = 95-110$ °С при относительной погрешности менее 2 % значение теплоемкости газов, представленных преимущественно азотом, составляет $c_{DT}^{вх} = 1,31$ кДж/(м³·град) [4, 5].

При возможных температурах $\vartheta_{DT}^{вых} = 150-400$ °С значение $c_{DT}^{вых} = 1,32$ кДж/(м³·град).

Для диапазонов $Q_{н}^c = 35,6-37,5$ МДж/м³ и $V^0 = 9,47-10$ м³/м³ [4] при относительной погрешности в среднем менее 1 % $Q_{н}^c / V^0 = 3,75$ МДж/м³.

Если $\eta_{сг} / c_{DT}^{вх} = 0,75$, то температура газов на выходе из КСДТ после сжигания дополнительного топлива составит, °С, (рис. 2)

$$\vartheta_{DT}^{вых} = \frac{\vartheta_{DT}^{вх} + 2,81 \cdot 10^3 (B_{доп} / B_{ГТУ}^{НОМ}) / (\alpha_{ГТУ}^{вх} + 0,1)}{1 + 0,1 (B_{доп} / B_{ГТУ}^{НОМ}) / (\alpha_{ГТУ}^{вх} + 0,1)}. \quad (5)$$

Для реального диапазона $\alpha_{ГТУ}^{вх} = 3,2-4,0$ с увеличением относительного расхода топлива $B_{доп} / B_{ГТУ}^{НОМ}$ от 0,1 до 0,4 температура газов за КСДТ, согласно (5), может возрасти от 165–185 до 375–440 °С. Применительно к меньшим значениям $\alpha_{ГТУ}^{вх}$ величина $\vartheta_{DT}^{вых}$ возрастает в большей мере. Так, при средних значениях $B_{доп} / B_{ГТУ}^{НОМ} = 0,2-0,3$ и снижении $\alpha_{ГТУ}^{вх}$ от 4,0 до 3,2 эта температура увеличивается на 30–45 град.

Для анализа и расчетов обобщается зависимость температуры газов на выходе из КСДТ от определяющих факторов и представляется следующим выражением, °С:

$$\vartheta_{DT}^{вых} = K_1 + K_2 (B_{доп} / B_{ГТУ}^{НОМ} - 0,1), \quad (6)$$

где $K_1 = 185 - 21,3 (\alpha_{ГТУ}^{вх} - 3,2)^{0,95}$,

$$K_2 = 833 - 183(\alpha_{ГТУ}^{вх} - 3,2).$$

По результатам [3], принимая $O_{2(ДТ)}^{пред} = 12,5\%$, полученная зависимость максимального значения относительного расхода топлива в КСДТ $(B_{доп}/B_{ГТУ}^{НОМ})^{макс}$ от коэффициента избытка воздуха на входе в ГТУ $\alpha_{ГТУ}^{вх}$ (рис. 3) может представляться уравнением

$$(B_{доп}/B_{ГТУ}^{НОМ})^{макс} = 0,215 + 0,375(\alpha_{ГТУ}^{вх} - 3,2). \quad (7)$$

При минимальной величине $\alpha_{ГТУ}^{вх} = 3,2$ значение $(B_{доп}/B_{ГТУ}^{НОМ})^{макс}$ не превышает 0,21, достигая при $\alpha_{ГТУ}^{вх} = 4,0$ предельного уровня 0,51. Поэтому, согласно (5) и рис. 2, максимальная температура газов на выходе из КСДТ при $\alpha_{ГТУ}^{вх} = 3,2$ равна 275 °С, а при оптимальном значении 3,6 она не превышает 375 °С.

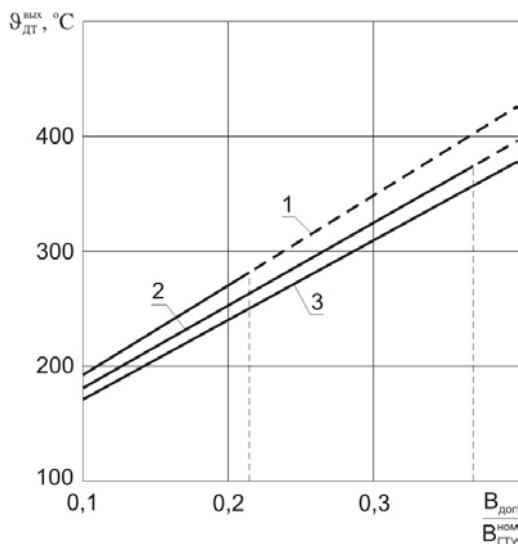


Рис. 2. Зависимость температуры газов на выходе из КСДТ от относительного расхода дополнительно сжигаемого топлива при $\vartheta_{ДТ}^{вх} = 100$ °С и различных значениях коэффициента избытка воздуха на входе в ГТУ $\alpha_{ГТУ}^{вх}$: 1 – 3,2; 2 – 3,6; 3 – 4,0

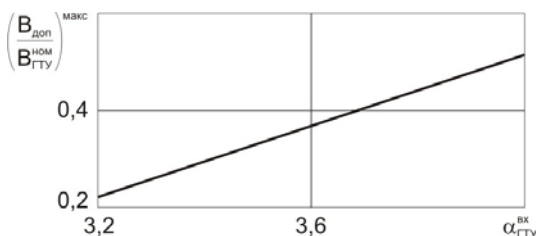


Рис. 3. Зависимость максимального значения относительного расхода топлива в КСДТ от коэффициента избытка воздуха на входе в ГТУ при допустимой концентрации кислорода в уходящих газах $O_{2(ДТ)}^{вх} = 12,5\%$

КПД газоводяного теплообменника (ГВТ) представляет отношение его тепловосприятия $Q_{ГВТ}$ к энтальпии газов на входе в его газоход

(на выходе из КСДТ). Для интервала температур 90–380 °С при практически неизменной теплоемкости газов КПД ГВТ определяется граничными температурами газового потока:

$$\eta_{ГВТ} = \frac{Q_{ГВТ}}{c_{г} V_{Г(ДТ)}^{вх} \vartheta_{ДТ}^{вх}} = \frac{\vartheta_{ДТ}^{вх} - \vartheta_{уx}}{\vartheta_{ДТ}^{вх}}, \quad (8)$$

где $\vartheta_{уx}$ – температура уходящих газов за ГВТ, °С.

С учетом (5) КПД ГВТ определяется согласно зависимости (рис. 4)

$$\eta_{ГВТ} = 1 - \frac{\left[1 + 0,1 \frac{B_{доп}/B_{ГТУ}^{НОМ}}{\alpha_{ГТУ}^{вх} + 0,1}\right] \vartheta_{уx}}{\vartheta_{ДТ}^{вх} + 2,81 \cdot 10^3 \frac{B_{доп}/B_{ГТУ}^{НОМ}}{\alpha_{ГТУ}^{вх} + 0,1}}. \quad (9)$$

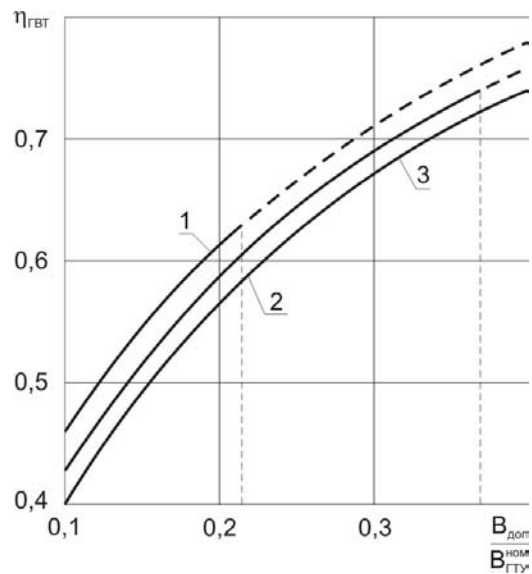


Рис. 4. Зависимость КПД газоводяного теплообменника от относительного расхода дополнительно сжигаемого топлива при $\vartheta_{уx} = 100$ °С и различных значениях коэффициента избытка воздуха на входе в ГТУ $\alpha_{ГТУ}^{вх}$: 1 – 3,2; 2 – 3,6; 3 – 4,0

В случае $\alpha_{ГТУ}^{вх} = 3,2$ и $\vartheta_{ДТ}^{вх} = \vartheta_{уx} = 100$ °С при $B_{доп}/B_{ГТУ}^{НОМ}$ менее 0,21 из-за низких температур $\vartheta_{ДТ}^{вх}$ величина $\eta_{ГВТ}$ не превышает 0,67. С увеличением $\alpha_{ГТУ}^{вх}$ до 3,6 при повышенном расходе окислителя появляется возможность увеличения расхода топлива в КСДТ $B_{доп}$. При этом с увеличением температуры $\vartheta_{ДТ}^{вх}$ значение $\eta_{ГВТ}$ возрастает и может достигать в случае предельного отношения $B_{доп}/B_{ГТУ}^{НОМ} = 0,37$ значения 0,73.

Обобщающая зависимость $\eta_{ГВТ}$ от определяющих факторов представляется следующим выражением:

$$\eta_{ГВТ} = \left[K_3 + 0,7 \left(B_{доп}/B_{ГТУ}^{НОМ} - 0,1 \right)^{0,65} \right] K_4, \quad (10)$$

где $K_3 = 0,46 - 0,05(\alpha_{ГТУ}^{вх} - 3,2)$,

$$K_4 = 1,05 - 0,005(\vartheta_{yx} - 90).$$

С использованием (2) отношение тепловой мощности ГВТ к электрической мощности ГТУ $N_{ГТУ}^{\vartheta}$ и ее КПД $\eta_{ГТУ}$ принимает вид

$$\frac{Q_{ГВТ}}{N_{ГТУ}^{\vartheta}} = \frac{c_r V^{\vartheta} \left[B_{ГТУ}^{НОМ} (\alpha_{ГТУ}^{ВХ} + 0,1) + 0,1 B_{доп} \right] (\vartheta_{ДТ}^{ВЫХ} - \vartheta_{yx})}{B_{ГТУ}^{НОМ} Q_{н}^c \eta_{ГТУ}}. \quad (11)$$

Принимая $\eta_{ГТУ} = 0,35$, с учетом $c_r V^{\vartheta} / (Q_{н}^c \eta_{ГТУ}) = 10^{-3}$ относительная тепловая мощность ГВТ представляется зависимостью (рис. 5)

$$\frac{Q_{ГВТ}}{N_{ГТУ}^{\vartheta}} = \left[\alpha_{ГТУ}^{ВХ} + 0,1 \left(1 + \frac{B_{доп}}{B_{ГТУ}^{НОМ}} \right) \right] (\vartheta_{ДТ}^{ВЫХ} - \vartheta_{yx}) \cdot 10^{-3}. \quad (12)$$

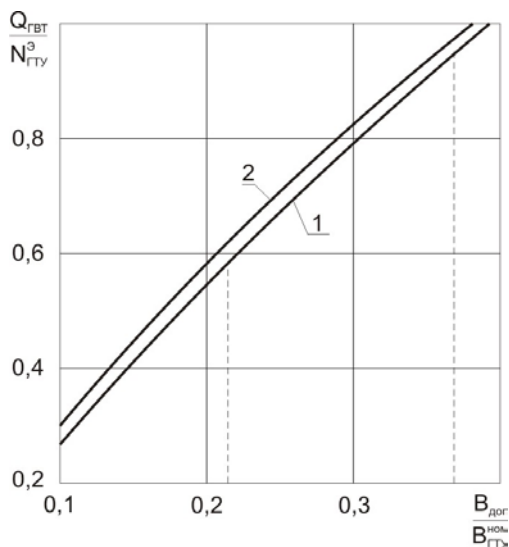


Рис. 5. Зависимость отношения возможной мощности ГВТ к мощности ГТУ от относительного расхода дополнительно сжигаемого топлива при $\eta_{ГТУ} = 0,35$, $\vartheta_{ДТ}^{ВХ} = \vartheta_{yx} = 100$ °С и различных значениях коэффициента избытка воздуха на входе в ГТУ $\alpha_{ГТУ}^{ВХ}$: 1 – 3,2; 2 – 4,0

Так как с увеличением $\alpha_{ГТУ}^{ВХ}$ температура $\vartheta_{ДТ}^{ВЫХ}$ снижается (рис. 2), то для диапазона $\alpha_{ГТУ}^{ВХ} = 3,2-4,0$ отношение $Q_{ГВТ} / N_{ГТУ}^{\vartheta}$ меняется незначительно. С увеличением расхода топлива $B_{доп}$ в КСДТ относительная тепловая мощность ГВТ возрастает, достигая при $\alpha_{ГТУ}^{ВХ} = 3,2$ и предельном значении $B_{доп} / B_{ГТУ}^{НОМ} = 0,21$ величины 0,57. В случае $\alpha_{ГТУ}^{ВХ} = 3,6$ при повышенном расходе окислителя с увеличением $B_{доп} / B_{ГТУ}^{НОМ}$ до 0,37 значение $Q_{ГВТ} / N_{ГТУ}^{\vartheta}$ может достигать 0,96.

При КПД ГТУ $\eta_{ГТУ} = 0,35$ и температурах $\vartheta_{ДТ}^{ВХ} = \vartheta_{yx} = 100$ °С обобщающая зависимость относительной мощности ГВТ от определяющих факторов представляется выражением

$$Q_{ГВТ} / N_{ГТУ}^{\vartheta} = K_5 + K_6 \left(B_{доп} / B_{ГТУ}^{НОМ} - 0,1 \right)^{0,95}, \quad (13)$$

где $K_5 = 0,273 + 0,009 \left(\alpha_{ГТУ}^{ВХ} - 3,2 \right)$,

$$K_6 = 2,5 + 0,125 \left(\alpha_{ГТУ}^{ВХ} - 3,2 \right).$$

Эффективность использования располагаемой теплоты газов ГТУ и дополнительно сжигаемого топлива может быть оценена по величине повышения КПД энергоустановки (по обратному балансу):

$$\Delta \eta_{уст} = \Delta q_2 - \Delta(1 - \eta_{сГ}), \quad (14)$$

где Δq_2 – снижение потерь теплоты с уходящими газами, по сравнению с вариантом КУ без КСДТ и ГВТ; $\Delta(1 - \eta_{сГ}) = 0,015$ – изменение неполноты сгорания топлива в среде, обедненной кислородом [4].

Относительная потеря теплоты с уходящими газами определяется отношением абсолютного значения Q_2 к располагаемой теплоте среды:

$$q_2 = Q_2 / (Q_{КУ}^{ВХ} + B_{доп} Q_{н}^c), \quad (15)$$

где $Q_{КУ}^{ВХ}$ – количество теплоты, поступающей в КУ с уходящими из ГТУ газами, МВт.

Температуру газов на входе в КУ в зависимости от эффективности ГТУ и ее воздушно-го режима с использованием (1) и (11) можно оценить согласно зависимости (рис. 6)

$$\vartheta_{КУ}^{ВХ} = \frac{B_{ГТУ}^{НОМ} Q_{н}^c (1 - \eta_{ГТУ})}{c_r V^{\vartheta} B_{ГТУ}^{НОМ} (\alpha_{ГТУ}^{ВХ} + 0,1)} = \frac{2,81(1 - \eta_{ГТУ}) \cdot 10^{-3}}{\alpha_{ГТУ}^{ВХ} + 0,1}. \quad (16)$$

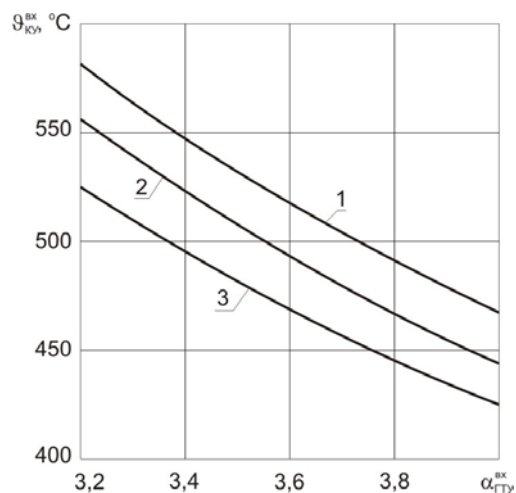


Рис. 6. Изменение температуры газов на входе в КУ в зависимости от коэффициента избытка воздуха на входе в ГТУ $\alpha_{ГТУ}^{ВХ}$ при различных значениях КПД ГТУ $\eta_{ГТУ}$: 1 – 0,32; 2 – 0,35; 3 – 0,38

Из-за разбавления избыточным воздухом газов, образующихся в камере сгорания ГТУ, независимо от ее КПД $\eta_{ГТУ}$, температура $\vartheta_{КУ}^{ВХ}$ с увеличением $\alpha_{ГТУ}^{ВХ}$ снижается в равной мере до значений 425–465 °С.

При неизменном тепловыделении в ГТУ (постоянном расходе топлива $B_{ГТУ}^{НОМ}$) с уменьшением $\eta_{ГТУ}$ от 0,38 до 0,32 значение $\vartheta_{КУ}^{ВХ}$ возрастает, достигая при $\alpha_{ГТУ}^{ВХ} = 3,2$ температур 525–580 °С.

В случае сжигания в ГТУ природного газа при $Q_{н}^c / (c_p V^0) = 2,81 \cdot 10^3$ град обобщающая зависимость температуры газов на входе в КУ от определяющих факторов представляется выражением, °С,

$$\vartheta_{КУ}^{ВХ} = K_7 - K_8 (\alpha_{ГТУ}^{ВХ} - 3,2)^{0,79}, \quad (17)$$

где $K_7 = 579 - 850(\eta_{ГТУ} - 0,32)$,

$$K_8 = 133 - 120(\eta_{ГТУ} - 0,32)^{0,78}.$$

При температуре газов за энергоустановкой $\vartheta_{уХ}$ потеря теплоты с уходящими газами составит

$$q_2 = \frac{[\alpha_{ГТУ}^{ВХ} + 0,1(1 + B_{доп}/B_{ГТУ}^{НОМ})] \vartheta_{уХ}}{2,81[(1 - \eta_{ГТУ}) + B_{доп}/B_{ГТУ}^{НОМ}] \cdot 10^{-3}}. \quad (18)$$

На основании (14) повышение КПД энергоустановки, по сравнению с вариантом КУ без КСДТ и ГВТ, при $\eta_{ГТУ} = 0,36$ и $\vartheta_{уХ} = 100$ °С определяется согласно зависимости (рис. 7)

$$\Delta \eta_{уст} = K_9 (B_{доп}/B_{ГТУ}^{НОМ})^{0,91}, \quad (19)$$

где $K_9 = 0,123 + 0,051(\alpha_{ГТУ}^{ВХ} - 3,2)$.

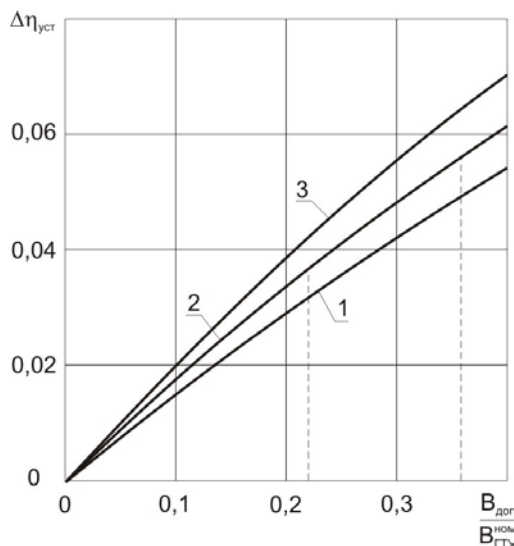


Рис. 7. Зависимость КПД энергоустановки от относительного расхода дополнительно сжигаемого топлива (при $\vartheta_{уХ} = 100$ °С, $\eta_{ГТУ} = 0,35$ и различных значениях $\alpha_{ГТУ}^{ВХ}$: 1 – 3,2; 2 – 3,6; 3 – 4,0)

Шельгин Борис Леонидович,

ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, профессор кафедры тепловых электрических станций, адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408, телефон (4932) 41-60-56, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Для неизменных значений $\vartheta_{уХ}$ и $\alpha_{ГТУ}^{ВХ}$ с увеличением дополнительного расхода топлива коэффициент избытка воздуха в уходящих газах по отношению к нему снижается до 6–10 [3], что приемлемо по условию полноты сгорания горючих веществ [2]. При этом коэффициент избытка воздуха за КСДТ (за ГВТ) по отношению к суммарному расходу топлива $B_{ГТУ}^{НОМ} + B_{доп}$ снижается до $\alpha_{ДТ}^{ВЫХ} = 1,6-1,7$.

За счет сжигания дополнительного топлива в потоке уходящих газов при $\alpha_{ГТУ}^{ВХ} = 3,2$ и увеличении $B_{доп}/B_{ГТУ}^{НОМ}$ до 0,21 возможное возрастание величины $\Delta \eta_{уст}$ составляет 0,031. В случае $\alpha_{ГТУ}^{ВХ} = 3,6$ и росте $B_{доп}/B_{ГТУ}^{НОМ}$ до 0,37 за счет дополнительного снижения потери q_2 ожидаемое повышение КПД энергоустановки достигает 0,057.

Список литературы

1. Анализ направлений развития отечественной теплоэнергетики / А.В. Мошкарин, М.А. Девочкин, Б.Л. Шельгин, В.С. Рабенко; под ред. А.В. Мошкарин / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2002. – 256 с.
2. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / под ред. С.В. Цанева. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 574 с.
3. Определение условий использования в качестве окислителя уходящих из котла-утилизатора газов для сжигания дополнительного топлива / Б.Л. Шельгин, А.В. Мошкарин, Е.С. Малков // Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 2. – С. 4–7.
4. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / под ред. Н.В. Кузнецова, В.В. Митора, И.Е. Дубовского, Э.С. Красиной. – М.: Энергия, 1973.
5. Дубовкин Н.Ф. Справочник по углеводородным топливам и их продуктам сгорания. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1962.

References

1. Moshkarin, A.V., Devochkin, M.A., Shelygin, B.L., Rabenko, V.S. *Analiz napravleniy razvitiya otechestvennoy teploenergetiki* [Analysis of trends in the development of domestic power engineering system]. Ivanovo, 2002. 256 p.
2. Tsanev, S.V. *Gazoturbinnye i parogazovye ustanovki teplovyykh elektrostantsiy* [Gas turbine and combined-cycle gas turbine of thermal power plants]. Moscow, izdatel'stvo MEI, 2002. 574 p.
3. Shelygin, B.L., Moshkarin, A.V., Malkov, E.S. *Vestnik IGEU*, 2012, issue 2, pp. 4–7.
4. Kuznetsov, N.V., Mitora, V.V., Dubovskiy, I.E., Krasina, E.S. *Teplovoy raschet kotel'nykh agregatov (normativnyy metod)* [Thermal design of boilers (normative method)]. Moscow, Energiya, 1973.
5. Dubovkin, N.F. *Spravochnik po uglevodородnym toplivam i ikh produktam sgoraniya* [Handbook on hydrocarbon fuels and their combustion products]. Moscow-Leningrad, Gosenergoizdat, 1962.

Мошкарин Андрей Васильевич,

ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
Заслуженный деятель науки Российской Федерации, Почетный работник высшего профессионального образования России, доктор технических наук, профессор

Малков Евгений Сергеевич,

ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
аспирант, инженер кафедры тепловых электрических станций,
адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408,
телефон (4932) 41-60-56,
e-mail: admin@tes.ispu.ru
