

mal calculation of recuperative heat exchanger]. Ivanovo, 2013. 124 p.

7. Biryukov, A.B. Kravtsov, V.V., Kosolyukin, D.A. Analiz meropriyatiy po povysheniyu effektivnosti teplovooy raboty rekuperatorov nagrevatel'nykh pechey [The analysis of measures to improve the efficiency of the heat operation of recuperators of heating furnaces]. *Metall i lit'e Ukrainy*, 2011, no. 7, pp. 11–15.

8. Biryukov, A.B. *Energoeffektivnost' i kachestvo teplovooy obrabotki materialov v pechakh* [Energy efficiency and the quality of heat treatment of materials in furnaces]. Donetsk: Noulidzh, 2012. 250 p.

9. Nashchokin, V.V. *Tekhnicheskaya termodinamika i teploperedacha* [Technical thermodynamics and heat transfer]. Moscow: Vysshaya shkola, 1975. 496 p.

---

*Бирюков Алексей Борисович,*

ГОУВПО «Донецкий национальный технический университет», доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой технической теплофизики, адрес: г. Донецк, ул. Кобозева, д. 15, ауд. 145а, e-mail: birukov.tff@gmail.com

*Biryukov Aleksey Borisovich,*

Donetsk National Technical University, Doctor of Engineering (Post-Doctoral Degree), Professor, Head of Engineering Thermophysics Department, address: Room 145a, 15 Kobozeva St., Donetsk, e-mail: birukov.tff@gmail.com

*Лебедев Александр Николаевич,*

ГОУВПО «Донецкий национальный технический университет», кандидат технических наук, доцент кафедры промышленной теплоэнергетики, адрес: г. Донецк, ул. Кобозева, д. 15, ауд. 153, e-mail: lan@donntu.org

*Lebedev Alexander Nikolaevich,*

Donetsk National Technical University, Candidate of Engineering (PhD), Associate Professor, Department of Industrial Heat Power Engineering, address: Room 153, 15 Kobozeva St., Donetsk, e-mail: lan@donntu.org

*Гнителиев Павел Александрович,*

ГОУВПО «Донецкий национальный технический университет», кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры технической теплофизики, адрес: г. Донецк, ул. Кобозева, д. 15, ауд. 145а, e-mail: gnitiev.pavel@gmail.com

*Gnitiev Pavel Alexandrovich,*

Donetsk National Technical University, Candidate of Engineering (PhD), Associate Professor, Department of Engineering Thermophysics, address: Room 145a, 15 Kobozeva St., Donetsk, e-mail: gnitiev.pavel@gmail.com

*Власов Ярослав Сергеевич,*

ГОУВПО «Донецкий национальный технический университет», аспирант кафедры технической теплофизики, адрес: г. Донецк, ул. Кобозева, д. 15, ауд. 145а, e-mail: yaroslav.vlasov.1994@mail.ru

*Vlasov Yaroslav Sergeevich,*

Donetsk National Technical University, Postgraduate student, Technical Thermophysics Department, address: Room 145a, 15 Kobozeva St., Donetsk, e-mail: yaroslav.vlasov.1994@mail.ru

УДК 681.5.015

## ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗОВОЙ ТУРБИНЫ ГТЭ-110 ПО УСЛОВИЯМ ОГРАНИЧЕНИЯ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА НА ПАРОГАЗОВЫХ ЭНЕРГОБЛОКАХ

И.К. МУРАВЬЕВ, А.В. КОРОВКИН, Р.А. ШИТОВ

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,  
г. Иваново, Российская Федерация

E-mail: kafsu@ispu.ru, a.korovkin37@gmail.com, pomas@inbox.ru

### Авторское резюме

**Состояние вопроса.** Газовые турбины активно используются в составе парогазовых энергоблоков, оказывая меньшее влияние на окружающую среду, чем установки, работающие на других видах топлива. Однако их выбросы содержат вредные углеродистые соединения и окислы азота. В существующей литературе рассматривается влияние выбросов при изменениях коэффициента избытка воздуха. При этом не уделяется внимания влиянию других режимных параметров и технологических ограничений, связанных с безопасной эксплуатацией совместно работающего оборудования парогазовых энергоблоков, а также не дана оценка влияния климатических факторов на экологические показатели. В свя-

зи с этим необходимо проводить отдельные исследования по оценке влияния режимных и климатических факторов на стабильность процесса горения в камере сгорания ГТУ, экологические показатели установки и соответствие этих показателей нормативам.

**Материалы и методы.** В исследованиях использованы данные из архива АСУТП, имитационная модель разработана в среде SimInTech. В модели приняты следующие допущения: состав топлива не изменяется и оно поступает в единую зону горения без разделения на пилотную и центральную зоны камеры сгорания. Методика расчета выбросов сводится к разделению их объема на  $\text{NO}$  и  $\text{NO}_2$  в связи с трансформацией оксидов азота в воздухе, после чего произведен пересчет значений суммарной концентрации к единому значению  $\text{NO}_x$ .

**Результаты.** Получена имитационная модель по расчетам выбросов. Проведены исследования по оценке влияние избытка воздуха на выбросы оксидов азота с учетом технологических зон ГТУ в диапазонах температуры наружного воздуха ( $T_{\text{н.в}}$ ) от  $-20$  до  $+30$  °С и мощности от 48 до 110 МВт. Показано, что вблизи номинальной нагрузки наблюдаются максимальные показатели выбросов по  $\text{NO}_x$ . Установлено, что требования по нормам выбросов  $\text{NO}_x$  выполняются во всем рабочем диапазоне изменений нагрузки ГТУ. Однако резерв возможного отклонения выбросов до критического уровня составляет всего 10 %.

**Выводы.** Верификация разработанной модели произведена на основе эксплуатационных трендов. На основе полученных результатов сформулированы рекомендации по оперативному управлению для операторов энергоблоков в целях поддержания допустимого уровня выбросов  $\text{NO}_x$ .

**Ключевые слова:** газотурбинная установка, камера сгорания, выбросы оксидов азота, режимные параметры оборудования, климатические условия эксплуатации, математическая и имитационная модели газовой турбины

## RESEARCH ON GTE-110 GAS TURBINE OPERATING MODES FOR LIMITING NITROGEN OXIDE EMISSIONS OF CCGT POWER UNITS

I.K. MURAVEV, A.B. KOROVKIN, R.A. SHITOV

Ivanovo State Power Engineering University, Ivanovo, Russian Federation

E-mail: kafsu@ispu.ru, a.korovkin37@gmail.com, pomas@inbox.ru

### Abstract

**Background.** Gas turbines are actively used as a part of combined-cycle power units having less impact on the environment than installations operating on other types of fuel. However, their emissions contain harmful carbon compounds and nitrogen oxides. Some research studies considered the effect of emissions upon changes in the coefficient of excess air. At the same time, no attention was paid to the influence of other operational parameters and technological limitations associated with the safe operation of combined-cycle CCGT equipment, and no assessment was made of the impact of climatic factors on environmental indicators. Thus, it is important to conduct separate studies to assess the influence of regime and climatic factors on the stability of the combustion process in the combustion chamber of a gas turbine, on the environmental performance of the installation and the compliance of these indicators with the standards.

**Materials and methods.** The research used data from the control system archive, and a simulation model was developed in the SimInTech environment. The following assumptions are made in the model: the fuel composition does not change and it enters the single combustion zone without separation into the pilot and central zones of the combustion chamber. The methodology for calculating emissions is reduced to dividing their volume into  $\text{NO}$  and  $\text{NO}_2$  due to the transformation of nitrogen oxides in the air. Subsequently, the values of the total concentration are recalculated to a single  $\text{NO}_x$  value.

**Results.** A simulation model for calculating emissions has been obtained. The effect of excess air on nitrogen oxide emissions considering the technological zones of gas turbines of outdoor air temperature ( $T_{\text{o.a}}$ ) from  $-20$  to  $+30$  °С and the power from 48 to 110 MW has been assessed. It has been shown that near the nominal load the maximum  $\text{NO}_x$  emission is observed. In general, the results obtained indicate that the requirements for  $\text{NO}_x$  emission standards are met in the entire operating range of gas turbine load changes. However, the reserve of a possible deviation of emissions to a critical level is only 10 %.

**Conclusions.** The verification of the developed model is based on operational trends. The recommendations on operational management have been formulated for power unit operators in order to maintain an acceptable level of  $\text{NO}_x$  emissions.

**Key words:** gas turbine unit, combustion chamber, emissions of nitrogen oxides, operating parameters of equipment, climatic operating conditions, mathematical and simulation models of a gas turbine

DOI: 10.17588/2072-2672.2020.1.011-021

**Введение.** Газотурбинные и парогазовые установки – одни из самых перспективных энергетических установок для производства электрической и тепловой энергии. Их широкое применение позволило существенно повысить экономичность электростанций и улучшить их экологические характеристики.

Однако существуют междисциплинарные проблемы при освоении инновационных парогазовых технологий. Одной из главных проблем эксплуатации энергоблоков с парогазовыми установками (ПГУ) является критичность параметров газотурбинной установки (ГТУ) к изменениям режимных и климатических факторов. При этом динамические свойства совместно работающего оборудования (газовой и паровой турбин) существенно различаются [1, 2].

При работе газотурбинной установки необходимо выполнять технические требования по поддержанию заданной мощности, экологической чистоте, вибрации, шуму и др. При этом степень опасности загрязнений атмосферного воздуха оценивается значениями концентраций, рассчитанными при неблагоприятных метеоусловиях, в том числе при опасной скорости ветра, когда создаются наибольшие приземные концентрации вредных веществ. Вещества, которые поступают в окружающую среду вместе с отработавшими (выхлопными) газами, токсичны и включают в себя следующие химические соединения: оксид азот NO, диоксид азота NO<sub>2</sub>, оксид углерода CO, диоксид углерода CO<sub>2</sub>, оксиды серы SO<sub>x</sub>, углеводороды C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>, аммиак NH<sub>3</sub>, летучие органические соединения.

За концентрациями выбросов тщательно следят правоохранительные органы, превышение норм приводит к выплате крупных штрафов. В связи с этим возникает необходимость минимизировать количество вредных выбросов путем подбора оптимальных параметров настройки режимов работы технологического оборудования и станции в целом.

Одной из главных проблем на пути развития энергетического газотурбостроения является снижение эмиссии выбросов NO<sub>x</sub>, образующихся в камерах сгорания газотурбинных двигателей. Образование NO<sub>x</sub> в камере сгорания (КС) напрямую зависит от температуры пламени. Для уменьшения эмиссии необходимо применять предварительное перемешивание топлива и воздуха.

Это обеспечивает отсутствие в зоне горения высокотемпературных зон, являющихся причинами увеличения концентрации NO<sub>x</sub>.

Тенденцией в области модернизации конструкции ГТУ является создание малоэмиссионных камер сгорания (МЭКС). Применение малоэмиссионных технологий горения позволяет при нагрузках, близких к номинальным, в выбросах ГТУ получать концентрации NO<sub>x</sub> = 10–20 мг/м<sup>3</sup> и CO = 30–150 мг/м<sup>3</sup> за счет подачи в КС перемешанной топливовоздушной смеси двумя и более потоками в разных сечениях. При этом такая технология сжигания топлива требует создания специальных средств регулирования состава топливовоздушной смеси для поддержания эмиссионных характеристик в диапазоне условий эксплуатации ГТУ [3–5].

Важно отметить, что, в соответствии с программой импортозамещения мощностей, в России пытаются наладить производство газовых турбин средней и большой мощности (ГТЭ-65 и ГТЭ-170). На текущий момент реализован только один проект – турбина с ГТД-110М, которая проходит испытания в составе энергоблока ПГУ-325 филиала «Ивановские ПГУ». Подробные технические характеристики по ней не доступны.

Одним из признанных мировых лидеров по производству ГТУ – немецкий концерн Siemens. Он заявляет на турбину схожей мощности SGT-2000E (117 МВт) показатели выбросов NO<sub>x</sub> до 25 ppmvd, что соответствует примерно 48 мг/м<sup>3</sup> при 15 % O<sub>2</sub> на топливном газе.

Концентрация окислов азота установлена ГОСТом<sup>1</sup>, согласно которому допустимый уровень содержания NO<sub>x</sub> не должен превышать 150 мг/м<sup>3</sup>. К современным малотоксичным КС применяют требование обеспечить NO<sub>x</sub> не более 100 мг/м<sup>3</sup>, а для малоэмиссионных КС – не более 50 мг/м<sup>3</sup>.

Однако существуют некоторые сложности при совершенствовании систем автоматического управления, так как расчетные значения параметров энергетической установки могут изменяться на значения, не соответствующие условиям безопасной эксплуатации, предусмотренной заводом-изготовителем. В связи с этим необходимо проводить отдельные исследования по

<sup>1</sup> ГОСТ Р 54404-2011. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия, М., 2012.

оценке влияния режимных и климатических факторов на стабильность процесса горения в камере сгорания ГТУ, на экологические показатели установки и соответствие этих показателей нормативам.

В [5] рассматривается влияние выбросов газовых турбин за камерой сгорания при различных значениях коэффициента избытка воздуха, однако вопрос о влиянии других режимных параметров и технологических ограничений, связанных с безопасной эксплуатацией сложного совместно работающего тепломеханического оборудования (активная газотурбинная часть и пассивная – паросиловая) не рассматривается, а также не приводится оценка изменений внешних климатических факторов на экологические показатели. Вопросы разработки технических решений по снижению выбросов  $\text{NO}_x$  в газовой турбине (ГТ) уделяется внимание также в [6–8], однако акцент делается именно на конструкторских решениях по проектированию КС ГТ, что не относится к задаче выбора оптимальных режимных параметров работы технологического оборудования для действующих энергоблоков с ПГУ.

Целью исследования является оценка масштабов выбросов за ГТ и анализ режимов работы ГТ, в пределах которых выбросы  $\text{NO}_x$  находятся на допустимых уровнях в условиях изменяющихся режимных и внешних климатических факторов. Для достижения данной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) оценить выбросы газовой турбины при работе на разных режимных и климатических параметрах на соответствие установленным ГОСТом значениям;

- 2) определить соответствие основных режимов работы требованиям ГОСТ;

- 3) провести исследования по оценке влияния коэффициента избытка воздуха на выбросы оксидов азота с учетом технологических зон ГТУ в рабочем диапазоне нагрузок и изменяющейся температуры наружного воздуха.

**Методы исследования.** Для изучения количества выбросов вредных веществ

в окружающую среду и оценки их влияния необходимо выполнять математическое и имитационное моделирование данных процессов. Моделирование позволяет снизить временные затраты при решении задач, а также повысить эффективность исследования на ранних этапах проектирования АСУТП. Исходными данными при разработке модели служат конструктивные и расчетные характеристики технологического оборудования, а также данные, полученные в ходе выполнения теплогидравлических расчетов. Существенные трудности при моделировании данных типов энергетических установок вносит невозможность непосредственного контроля за рядом технологических параметров при протекании сложных процессов в тепломеханическом оборудовании, в частности процесса многоступенчатого сжигания топлива внутри камеры сгорания. Поэтому приходится прибегать к упрощению процессов, что приводит к снижению значимости результатов моделирования.

Влияние выбросов ГТ рассмотрим на примере энергоблока ПГУ-325 филиала «Ивановские ПГУ» АО «Интер РАО ЕЭС». Отметим, что в настоящее время на втором энергоблоке ГТУ №1 проводятся испытания газотурбинного двигателя ГТД-110М, а на ГТУ №2 в режиме эксплуатации работает ГТД-110. Поскольку точные режимные и конструктивные характеристики по модернизированной турбине отсутствуют, то объектом исследований является газотурбинная установка с ГТД-110.

При моделировании необходимо учитывать, что ГТУ работает по простому термодинамическому циклу. В процессе разработки имитационной модели ГТУ представляется в виде единого энергетического двигателя, состоящего из компрессора, камеры сгорания с зонами горения и охлаждения, ГТ. С учетом работы энергоблока, а также инструкций по эксплуатации газовой турбины была сформирована структура по расчету выбросов в окружающую среду (рис. 1).

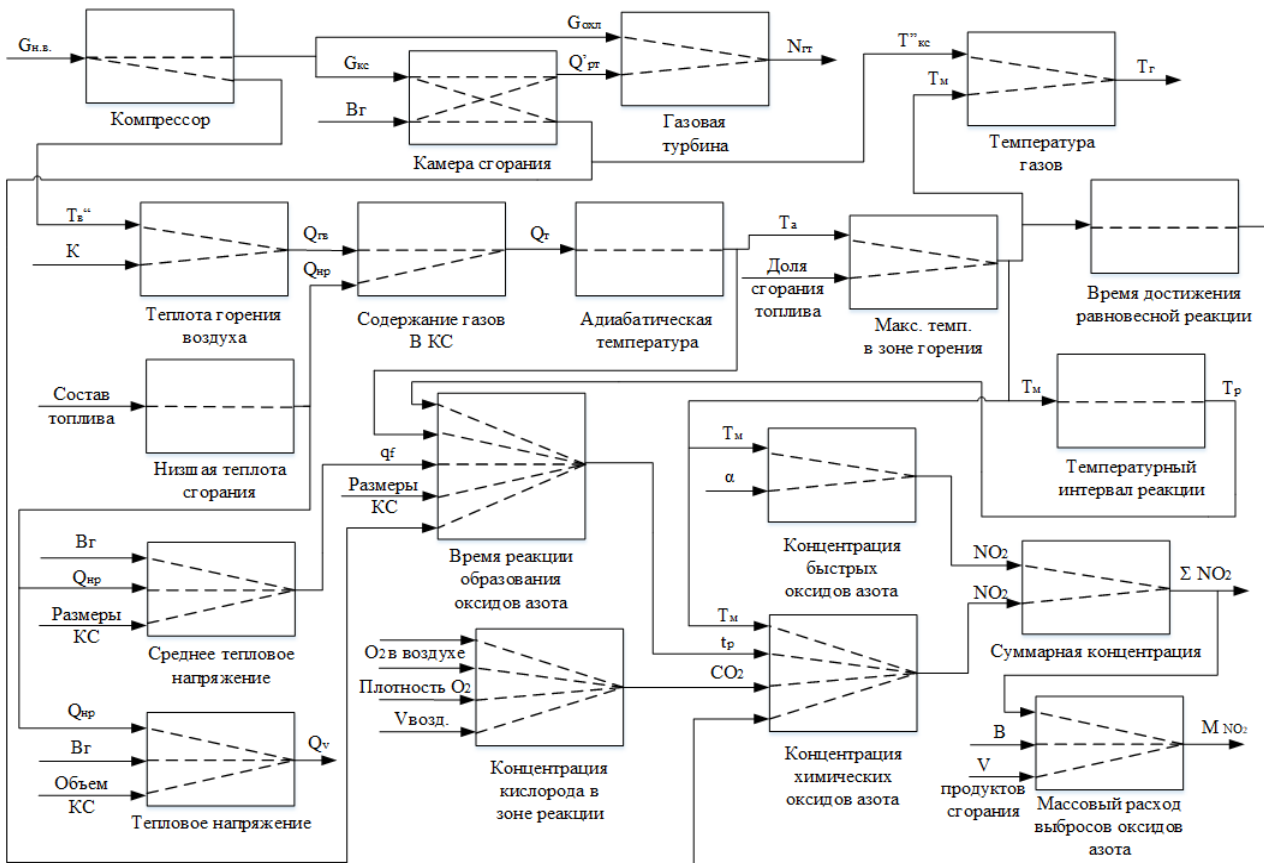


Рис. 1. Структура модели технологического объекта по расчету выбросов

Математическая модель [2, 9, 10] дополнена следующими уравнениями для расчетов: удельного теплосодержания газов в КС; максимальной температуры зоны горения природного газа; расчетного времени реакции образования оксидов азота в КС; концентрации термических и быстрых оксидов азота для природного газа; массового расхода выбросов оксидов азота; расхода продуктов сгорания и др. В модели приняты следующие допущения: состав топлива не изменяется и оно поступает в единую зону горения без разделения на пилотную и центральную зоны камеры сгорания.

Математическая модель по расчету экологических показателей включает в себя следующую систему уравнений:

$$\begin{cases}
 V_B^{\alpha=1} = L^1 = 0,01(K_{O_2,i} p_i) / O_2^B = V_B, \\
 V^\alpha = V_{H_2O}^\alpha + V_{CO_2}^\alpha + V_{N_2}^\alpha + V_{O_2}^\alpha, \\
 I_{BM}^1 = L^1 (3487,44 \cdot O_2^B + 3295,84 \cdot N_2^B + 4358,83 \cdot H_2O^B), \\
 I_M^1 = 5464,2 \cdot V_{CO_2}^1 + 4358,83 \cdot V_{H_2O}^1 + 3295,84 \cdot V_{N_2}^1, \\
 Q_T = Q_H^P + Q_{TB} = Q_H^P + \alpha I_{BM}^1 \cdot t_B / (2610 - 0,25 \cdot t_B), \\
 T_a = 2050 (Q_0 + 0,075) + 273, \\
 T_M = 1,01 \beta_{cr} T_a (1 - \psi)^{0,25} (1 - r^{1+n_r}) m_r, \\
 q_f = \frac{B Q_H^P \cdot 10^{-3}}{a_r b_r}, \quad \Delta T_p = \frac{T_M^2 \cdot 10^{-5}}{0,614 + T_M \cdot 10^{-5}}, \\
 \tau_p = \frac{\Delta T_p}{T_a - T_r} \left( \frac{q_f \Pi}{300} \right)^{0,5} \tau_{преб}, \quad \tau_{преб} = \frac{273 \xi}{q_v T_r v_r^n a_r (1+r)}, \\
 C_{O_2} = \frac{0,21 \cdot V_B^1 [(\alpha_{гор} - 1) + r(\alpha_{рц} - \alpha_{гор})] \rho_{O_2}}{[V^1 + (\alpha_{гор} - 1) V_B^1] (1+r)}, \\
 NO_2^{TP} = 7,03 \cdot 10^3 \cdot C_{O_2}^{0,5} \exp(-10860 / T_M) \tau_p / \tau_0, \\
 NO_2^6 = 0,1 \left( \frac{\alpha_{гор} + r}{1+r} \right)^2 \left( \frac{T_M - 800}{1000} \right)^{0,33}, \\
 M_{NO_2} = n_k B_P (V^1 + (\alpha - 1) V_B^1) \cdot C_{NO_2}, \\
 V = n_k B_P (V^1 + (\alpha - 1) V_B^1) (T_{TP}'' + 273) / 273,
 \end{cases}$$

где  $V^\alpha$  – полный объем продуктов сгорания,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $V_{\text{H}_2\text{O}}^\alpha$ ,  $V_{\text{CO}_2}^\alpha$ ,  $V_{\text{N}_2}^\alpha$  – объемы компонентов продуктов сгорания,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $V_{\text{O}_2}^\alpha$  – неиспользованный объем кислорода,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $I_{\text{BM}}^1$  – энтальпия воздуха,  $\text{кДж}/\text{м}^3$  ( $\text{м}^3$  топлива);  $I_{\text{M}}^1$  – энтальпия продуктов сгорания,  $\text{кДж}/\text{м}^3$  ( $\text{м}^3$  топлива);  $Q_{\text{T}}$  – удельное теплосодержание газов в топке котла,  $\text{кДж}/\text{м}^3$  ( $\text{м}^3$  топлива);  $Q_{\text{H}^{\text{P}}}$  – низшая теплота сгорания,  $\text{кДж}/\text{м}^3$  ( $\text{м}^3$  топлива);  $Q_{\text{ГВ}}$  – теплота горячего воздуха,  $\text{кДж}/\text{м}^3$  ( $\text{м}^3$  топлива);  $t_{\text{в}}$  – температуре воздуха,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $T_{\text{а}}$  – условная адиабатная температура в зоне горения,  $\text{K}$ ;  $T_{\text{м}}$  – максимальная температура зоны горения,  $\text{K}$ ;  $\beta_{\text{сг}}$  – доля сгоревшего топлива на участке от выхода из горелки до завершения интенсивного высокотемпературного горения;  $\psi$  – средний коэффициент тепловой эффективности экранов в зоне ядра факела;  $r$  – доля рециркуляции газов в зону горения;  $n$  – коэффициент, учитывающий способ ввода рециркулирующих газов в топку;  $m_{\text{г}}$  – коэффициент, учитывающий тип горелки;  $q_{\text{f}}$  – среднее тепловое напряжение сечения топочной камеры,  $\text{МВт}/\text{м}^2$ ;  $a_{\text{T}}$ ,  $b_{\text{T}}$ ,  $h_{\text{T}}$  – ширина, длина и высота топки,  $\text{м}$ ;  $\Pi$  – расчетный периметр стен призматической топочной камеры,  $\text{м}$ ;  $\Delta T_{\text{p}}$  – температурный интервал активной реакции образования оксидов азота,  $\text{K}$ ;  $T_{\text{T}}^{\text{н}}$  – абсолютная температура газов на выходе из топки,  $\text{K}$ ;  $\tau_{\text{p}}$  – время реакции образования оксидов азота в топке,  $\text{с}$ ;  $\tau_{\text{преб}}$  – время пребывания газов в топочной камере,  $\text{с}$ ;  $\xi$  – коэффициент заполнения сечения топки восходящим потоком газов;  $q_{\text{v}}$  – тепловое напряжение топочного объема,  $\text{МВт}/\text{м}^3$ ;  $\bar{T}_{\text{г}}$  – средняя расчетная температура газов в топочном объеме,  $\text{K}$ ;  $v_{\text{г}}^{\text{н}}$  – удельный приведенный объем газов при  $\alpha = 1$ ,  $\text{м}^3/\text{МДж}$ ;  $\alpha_{\text{рц}}$  – избыток воздуха в газах рециркуляции;  $\rho_{\text{O}_2}$  – плотность кислорода при атмосферном давлении,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $\text{NO}_2^0$  – суммарная концентрация термических и быстрых оксидов азота,  $\text{г}/\text{м}^3$ ;  $\text{NO}_2^6$  – расчет быстрых оксидов азота для природного газа,  $\text{г}/\text{м}^3$ ;  $\text{NO}_2^{\text{TP}}$  – концентрация оксидов азота, образующихся за счет термической реакции в зоне ядра факела в пересчете на диоксид азота,  $\text{г}/\text{м}^3$ ;  $C_{\text{O}_2}$  – концентрация остаточного кислорода в зоне реакции,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $q_{\text{f}}$  – среднее тепловое напряжение сечения камеры сгорания,  $\text{МВт}/\text{м}^2$ ;  $B_{\text{p}}$  –

расход топлива,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $C_{\text{NO}_2}$  – концентрация оксидов азота,  $\text{г}/\text{м}^3$ ;  $M_{\text{NO}_2}$  – масса выбросов,  $\text{г}/\text{с}$ ;  $V$  – объемный расход газа,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $B_{\text{p}}$  – расчетный расход топлива,  $\text{кг}/\text{с}$  ( $\text{м}^3/\text{с}$ );  $Q_{\text{f}}^{\text{r}}$  – теплота сгорания топлива,  $\text{МДж}/\text{кг}$  ( $\text{МДж}/\text{м}^3$ );  $K_{\text{NO}_2}$  – удельный выброс оксидов азота в пересчете на  $\text{NO}_2$ ,  $\text{кг}/\text{ГДж}$ ;  $V_{\text{с.г}}$  – объем сухих дымовых газов,  $\text{м}^3/\text{кг}$  ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ );  $C_{\text{NO}_2}$  – концентрация оксидов азота,  $\text{г}/\text{м}^3$ ;  $n_{\text{k}}$  – количество ГТУ, подключенных к дымовой трубе;  $V^1$ ,  $V^{\text{в}}$  – объем дымовых газов, воздуха при стехиометрическом сжигании  $1\text{ кг}$  (или  $1\text{ м}^3$ ) топлива,  $\text{м}^3/\text{кг}$  ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ );  $\alpha$  – коэффициент избытка воздуха.

На основании данных формул была разработана имитационная модель по расчету концентрации выбросов отработавших газов в среде динамического моделирования SimInTech [11].

На рис. 2 представлен фрагмент реализации уравнения по расчету температуры в КС.

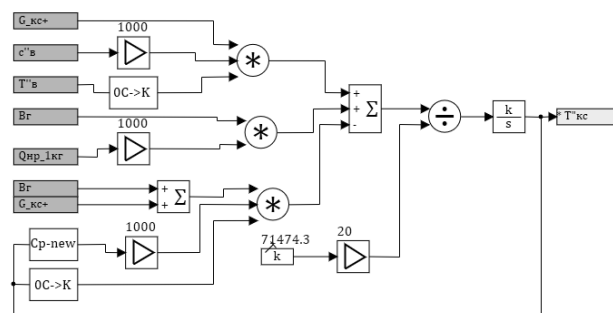


Рис. 2. Фрагмент имитационной модели ПГУ по расчету температуры в КС ГТ

**Результаты исследования.** Верификация полученных результатов работы модели выполнена в сравнении с реальными трендами из архива АСУТП энергоблока ПГУ-325 (рис. 3). В ходе проведенных исследований по сравнению полученных результатов моделирования с реальными трендами сигналов выявлено, что разработанная модель функционирует качественно «правильно», но с небольшими статическими отклонениями, которые, по-видимому, связаны с допущениями, принятыми в модели. На рис. 3 (графики в, г) представлены результаты моделирования расчета количества выбросов вредных веществ (массовый расход  $\text{NO}_2$  и концентрация  $\text{NO}_x$  на выходе из КС газовой турбины) в условиях реальной эксплуатации ГТУ.

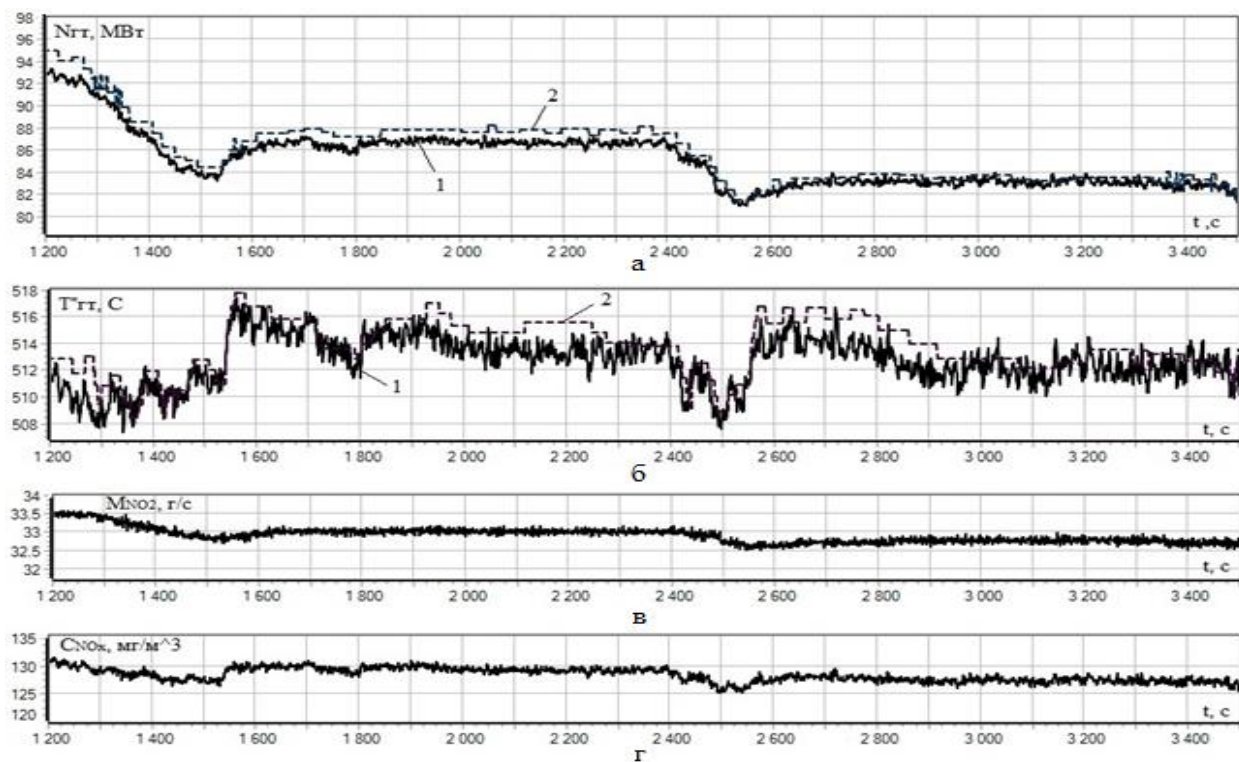


Рис. 3. Исследование результатов моделирования: 1 – модель; 2 – тренд из архива АСУТП; а – электрическая мощность ГТ; б – температура уходящих газов за ГТ; в – массовый расход оксидов азота за ГТ; г – концентрация оксидов азота в уходящих газах за ГТ

Оценка влияния электрической нагрузки на экологические показатели ГТУ, работающей в составе энергоблока с ПГУ, представлены в таблице. В качестве примера рассмотрены два значения температуры наружного воздуха:  $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$  (расчетный режим) и  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  (средняя температура в зимний период в Ивановской области – соответствующая местоположению станции). Показания для разных температур записаны через знак «/». Нагрузка на ГТ изменялась в соответствии с режимной картой от 60 до 110 МВт, при этом обеспечивалось соотношение между значениями расхода топлива и угла от-

крытия входного направляющего аппарата (ВНА) компрессора. Это соотношение необходимо для поддержания безопасного значения температуры выхлопных газов за ГТ на уровне  $517\text{ }^{\circ}\text{C}$ , для повышения срока службы газовой турбины (конструктивный аспект) и стабильной работы котла-утилизатора (режимный аспект). Поскольку состав топлива (природного газа) и воздуха остается неизменным в ходе данного эксперимента, то полный объем и энтальпия продуктов сгорания также не изменяются для всех режимов работы ГТУ и остаются равными  $16,1\text{ м}^3/\text{м}^3$  и  $38,7\text{ МДж}/\text{м}^3$  соответственно.

#### Оценка влияния электрической нагрузки на экологические показатели ГТ (при $T_{н.в} = +15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ )

Технологические параметры	Электрическая мощность ГТ, МВт					
	60	70	80	90	100	110
Расход топлива, кг/с	4,19/-	4,6/-	5,05/-	5,47/5,47	5,88/5,88	6,29/6,29
Массовый расход воздуха, кг/с	256,5/-	275,4/-	296,4/-	314,3/284	331/303	351,9/324,2
Концентрация термических оксидов азота, мг/м <sup>3</sup>	3,22/-	3,35/-	3,47/-	3,83/1,99	3,83/2,0	3,88/1,96
Суммарная концентрация термических и быстрых оксидов азота, мг/м <sup>3</sup>	115,9/-	118,6/-	121/-	125/130	125,9/133,4	127,1/133,5
Массовый расход оксидов азота, г/с	27,2/-	29,9/-	32,8/-	35,5/34,4	38,3/37,05	40,9/39,6
Расход продуктов сгорания, м <sup>3</sup> /с	257,2/-	277,9/-	301,3/-	321,3/287,7	341,6/309,7	364,5/333,4
КПД ГТУ, %	29,40/-	30,77/-	32,19/-	33,38/33,01	34,49/34,03	35,6/35,11

Результаты исследований влияния изменений внешних климатических и режимных факторов на экологические показатели ГТУ иллюстрируют рис. 4–6. Согласно требованиям ГОСТа, выбросы  $\text{NO}_x$  не должны превышать  $150 \text{ мг/м}^3$ . Анализ полученных зависимостей (рис. 4, 5) показывает, что при изменении температуры наружного воздуха в отрицательную сторону концентрация оксидов азота возрастает (максимальное отклонение на нагрузке ГТ в 110 МВт составляет  $11,5 \text{ мг/м}^3$  или 7,6 %). Это можно объяснить тем, что для охлаждения горячих газов на выходе из КС при отрицательных температурах наружного воздуха необходим значительно меньший его массовый расход. Как следствие, концентрация оксидов азота повышается. При повышении температуры наружного воздуха ситуация противоположная, а именно: массовый расход воздуха для охлаждения необходим в большем количестве (расход ограничен только конструктивными особенностями ВНА).

При этом стоит отметить, что требования по нормам выбросов  $\text{NO}_x$  выполняются во всем рабочем диапазоне изменений нагрузки ГТУ от 48 до 110 МВт (рис. 5). Максимальная величина концентрации  $\text{NO}_x$  для данного типа КС равна  $135 \text{ мг/м}^3$  при  $T_{\text{н.в.}} = -20 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $N_{\text{ГТ}} = 105 \text{ МВт}$ . Однако резерв возможного отклонения выбросов до критического уровня составляет всего  $15 \text{ мг/м}^3$ , что в свете повышений требований к нормам выбросов для современных ГТУ является не столь значительным.

На рис. 6 показано, что массовый расход выбросов  $\text{NO}_2$  для одинаковых значений мощности снижается с уменьшением температуры наружного воздуха, а при росте электрической нагрузки на турбине увеличивается и достигает своего максимального значения в  $41 \text{ г/с}$  при температуре наружного воздуха  $+15 \text{ }^\circ\text{C}$  и номинальной электрической мощности 110 МВт.

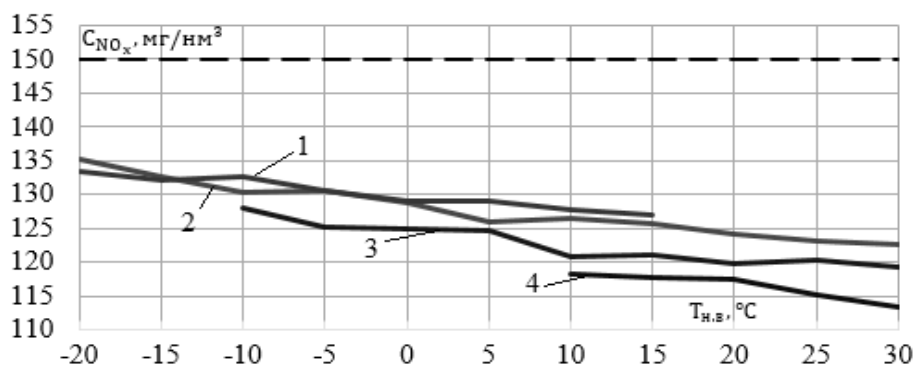


Рис. 4. Суммарная концентрация термических и быстрых оксидов азота в отработавших газах за ГТ: 1 – 110 МВт; 2 – 95 МВт; 3 – 80 МВт; 4 – 65 МВт

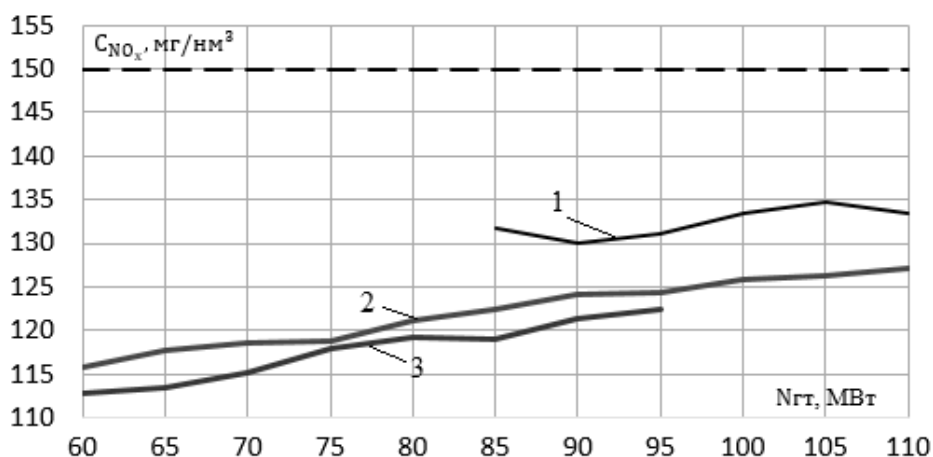


Рис. 5. Концентрация оксидов азота в уходящих газах за ГТ: 1 –  $T_{\text{н.в.}} = -20 \text{ }^\circ\text{C}$ ; 2 –  $T_{\text{н.в.}} = +15 \text{ }^\circ\text{C}$ ; 3 –  $T_{\text{н.в.}} = +30 \text{ }^\circ\text{C}$



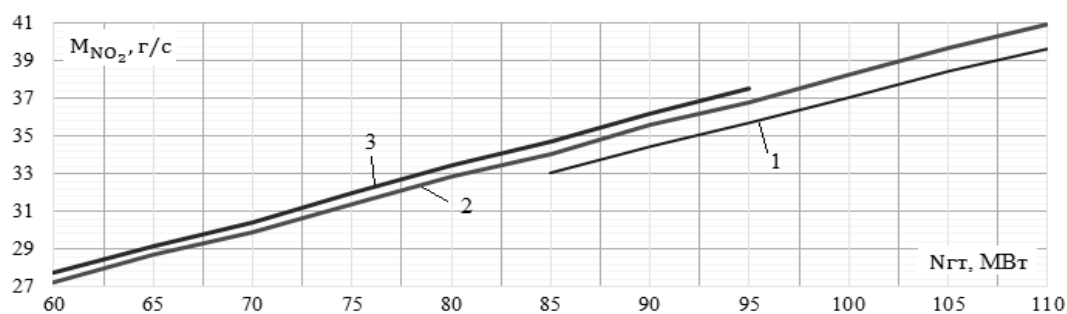


Рис. 6. Расход оксидов азота в отработавших газах за ГТ: 1 –  $T_{н.в} = -20^\circ C$ ; 2 –  $T_{н.в} = +15^\circ C$ ; 3 –  $T_{н.в} = +30^\circ C$

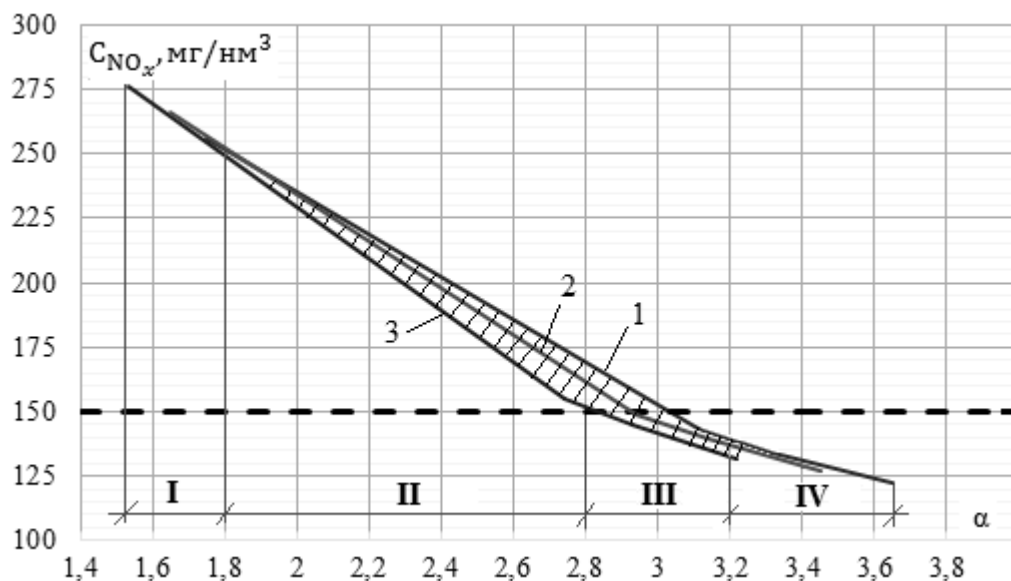


Рис. 7. Влияние коэффициента избытка воздуха на выбросы оксидов азота по технологическим зонам ГТУ: 1 –  $T_{н.в} = +30^\circ C$ ,  $N_{GT} = 98$  МВт; 2 –  $T_{н.в} = +15^\circ C$ ,  $N_{GT} = 110$  МВт; 3 –  $T_{н.в} = -20^\circ C$ ,  $N_{GT} = 85$  МВт; I – зона горения в КС; II – зона смешения (охлаждения) в КС; III – зона подачи газов в ГТ; IV – зона выхода газов из ГТ

Разработанная имитационная модель по расчету экологических показателей интегрирована в состав полимодельного комплекса энергоблоков с ПГУ [2, 10], что позволило выполнить исследования по оценке влияния избытка воздуха на выбросы оксидов азота с учетом технологических зон ГТУ (рис. 7).

Полученные результаты исследования приводятся для диапазона изменений температуры наружного воздуха от  $-20$  до  $+30^\circ C$  и изменений электрической мощности от 48 до 110 МВт. Заштрихованная область (см. рис. 7) отражает конструктивные и режимные ограничения рабочего диапазона нагрузки ГТ. С одной стороны, это максимальная мощность турбины в самом сложном режиме работы при  $T_{н.в} = +30^\circ C$ , когда полностью открыт ВНА компрессора для поддержания безопасного значения

температуры дымовых газов на выходе ГТ, с другой стороны – минимальная мощность при  $T_{н.в} = -20^\circ C$ , когда ВНА закрыт. Нетрудно видеть, что снижение концентрации выбросов  $NO_x$  ниже допустимого значения в  $150 \text{ мг/м}^3$  происходит на границе технологической зоны подачи продуктов сгорания в ГТ (рис. 7, зона III), а далее с учетом дополнительного расхода воздуха из компрессора для охлаждения лопаток турбины концентрация выбросов  $NO_x$  начинает плавно снижаться.

**Выводы.** Разработанные математическая и имитационная модели по расчету экологических показателей работы газовой турбины ГТЭ-110 позволяют оценивать изменение концентраций выбросов  $NO_x$  в широком диапазоне нагрузок и изменяющихся внешних климатических факторов.

Проведенные экспериментальные исследования работы ГТУ в области рабочего диапазона нагрузки от 48 до 110 МВт и в диапазонах изменений температуры наружного воздуха от  $-20$  до  $+30$  °С показали, что требования по нормам выбросов  $\text{NO}_x$  выполняются во всем рабочем диапазоне изменений нагрузки ГТУ от 48 до 110 МВт. Однако резерв возможного отклонения выбросов до критического уровня составляет всего 10 %, или  $15 \text{ мг/м}^3$ , что в свете повышений требований к нормам выбросов для современных ГТУ является не столь значительным.

### Список литературы

1. **Теория** и технологии систем управления. Многофункциональные АСУТП тепловых электростанций. В 3 кн. Кн. 1. Проблемы и задачи. Кн. 2. Проектирование. Кн. 3. Моделирование / под общ. ред. Ю.С. Тверского. – Иваново, 2013. – Кн. 1. – 260 с. – Кн. 2. – 436 с. – Кн. 3. – 176 с.
2. **Муравьев И.К., Тверской Ю.С.** Исследование на математической модели эффективности совместной работы газовой и паровой турбин энергоблока с ПГУ // Автоматизация в промышленности. – 2016. – № 1. – С. 53–57.
3. **Климов А.Н.** Модернизация ГТЭ-110 // Фундаментальные проблемы исследований, разработок и реализации научных достижений в области газовых турбин в российской экономике: сб. докл. LXV науч.-техн. сессии по проблемам газовых турбин и парогазовых установок. – СПб.: ОАО «ВТИ», 2018. – 180 с.
4. **Опыт** создания малоэмиссионных камер сгорания для наземных газотурбинных установок большой мощности: продукция фирмы Mitsubishi / Л.А. Булысова, В.Д. Васильев, А.Л. Берне, М.М. Гутник // Теплоэнергетика. – 2018. – № 5. – С. 50–58.
5. **Влияние** давления на эмиссии  $\text{NO}_x$  и устойчивость процесса горения МЭКС ГТ-110 / Л.А. Булысова, В.Д. Васильев, А.Л. Берне и др. // Электрические станции. – 2016. – № 9. – С. 13–17.
6. **Технические** решения по снижению  $\text{NO}_x$  в традиционной камере сгорания ГТД НК-16СТ / А.Н. Маркушин, В.К. Меркушкин, В.М. Бышин, А.В. Бакланов // Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета. – 2009. – № 3(19). – С. 291–297.
7. **Farhat Hajer, Khir Tahar, Ammar Ben Brahim.** Gas turbine cycle performance and  $\text{NO}_x$  releases // The fifth International Renewable Energy Congress IREC, 2014. doi: 10.1109/IREC.2014.6826979.

8. **Ауесбаев Е.Т., Майсутов Т.Б., Абушахманов К.И.** Практика оценки экологической безопасности работы ГТУ // Вестник КазАТК, Алматы. – 2007. – № 6. – С. 232–235.

9. **Пчелкин Ю.М.** Камеры сгорания газотурбинных двигателей. – М.: Машиностроение, 1984. – 280 с.

10. **Tverskoy Yu.S., Muravev I.K.** Optimization of controlled processes in combined-cycle plant (new developments and researches) // PTPPE-2017. IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series 891 (2017) 012290, doi:10.10088/1742-6596/891/1/012290.

11. **Среда** динамического моделирования технических систем SimInTech: Практикум по моделированию систем автоматического регулирования / Б.А. Карташов, Е.А. Шабаев, О.С. Козлов, А.М. Щекатуров. – М.: ДМК Пресс, 2017. – 424 с.

### References

1. Tverskoy, Yu.S. *Teoriya i tekhnologii sistem upravleniya. Mnogofunktsional'nye ASUTP teplovykh elektrostantsiy. Problemy i zadachi. V 3 kn. Kn. 1. Problemy i zadachi. Kn. 2. Proektirovanie. Kn. 3. Modelirovanie* [Theory and technology control systems. Multifunction PCS Thermal Power. In 3 book. Book 1. Problems and tasks. Book 2. Designing. Book 3. Modeling]. Ivanovo, 2013, book 1. 260 p.; book 2. 436 p.; book 3. 176 p.
2. Murav'ev, I.K., Tverskoy, Yu.S. *Issledovanie na matematicheskoy modeli effektivnosti sovmestnoy raboty gazovoy i parovoy turbin energobloka s PGU* [Research on the mathematical model of the efficiency of joint operation of the gas and steam turbines of the power unit with CCGT]. *Avtomatizatsiya v promyshlennosti*, 2016, no. 1, pp. 53–57.
3. Klimov, A.N. *Modernizatsiya GTE-110* [Modernization of the GTE-110]. *Sbornik dokladov LXV nauchno-tekhnicheskoy sessii po problemam gazovyykh turbin i parogazovyykh ustanovok «Fundamental'nye problemy issledovaniy, razrabotok i realizatsii nauchnykh dostizheniy v oblasti gazovyykh turbin v rossiyskoy ekonomike»* [Proceedings of LXV scientific and technical session on the problems of gas turbines and combined cycle plants «Fundamental problems of research, development and implementation of scientific achievements in the field of gas turbines in the Russian economy»]. Saint-Petersburg: ОАО «ВТИ», 2018, pp. 3–9.
4. Bulysova, L.A., Vasil'ev, V.D., Berne, A.L., Gutnik, M.M. *Opyt sozdaniya maloemissionnykh kamer sgoraniya dlya nazemnykh gazoturbinnnykh ustanovok bol'shoy moshchnosti: produktsiya firmy Mitsubishi* [The experience of creating low-emission combustion chambers for large-capacity ground-based gas turbine plants: Mitsubishi products]. *Teploenergetika*, 2018, no. 5, pp. 50–58.

5. Bulysova, L.A., Vasil'ev, V.D., Berne, A.L., Gutnik, M.M. Gutnik, M.N. Vliyanie davleniya na emissii NO<sub>x</sub> i ustoychivost' protsessa goreniya MEKS GT-110 [The effect of pressure on NO<sub>x</sub> emissions and the stability of the combustion process MEKS GT-110]. *Elektricheskie stantsii*, 2016, no. 9, pp. 13–17.

6. Markushin, A.N., Merkushkin, V.K., Byshin, V.M., Baklanov, A.V. Tekhnicheskie resheniya po snizheniyu NO<sub>x</sub> v traditsionnoy kamere sgoraniya GTD NK-16ST [Technical solutions for reducing NO<sub>x</sub> in a traditional gas turbine combustion chamber NK-16ST]. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo aerokosmicheskogo universiteta*, 2009, no. 3(19), pp. 291–297.

7. Farhat, Hajer, Khir, Tahar, Ammar Ben, Brahim. Gas turbine cycle performance and NO<sub>x</sub> releases. The fifth International Renewable Energy Congress IREC, 2014. doi: 10.1109/IREC.2014.6826979.

8. Auesbaev, E.T., Maysutov, T.B., Abushakhmanov, K.I. *Praktika otsenki*

ekologicheskoy bezopasnosti raboty GTU [The practice of assessing the environmental safety of GTU]. *Vestnik KazATK*, 2007, no. 6, pp. 232–235.

9. Pchelkin, Yu.M. *Kamery sgoraniya gazoturbinykh dvigateley* [Combustion chambers of gas turbine engines]. Moscow: Mashinostroenie, 1984. 280 p.

10. Tverskoy, Yu.S., Muravev, I.K. Optimization of controlled processes in combined-cycle plant (new developments and researches). PTPPE-2017. IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series 891 (2017) 012290. doi: 10.10088/1742-6596/891/1/012290.

11. Kartashov, B.A., Shabaev, E.A., Kozlov, O.S., Shchekaturov, A.M. *Sreda dinamicheskogo modelirovaniya tekhnicheskikh sistem SimInTech: Praktikum po modelirovaniyu sistem avtomaticheskogo regulirovaniya* [The environment of dynamic modelling of technical systems SimInTech: A manual on automatic control systems modelling]. Moscow: DMK Press, 2017. 424 p.

---

*Муравьев Игорь Константинович,*

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент кафедры систем управления, телефон (4932) 26-97-57.

*Muravyev Igor Konstantinovich,*

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering (PhD), Associate Professor, Control Systems Department, telephone (4932) 26-97-57.

*Коровкин Александр Васильевич,*

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», магистр кафедры систем управления, телефон (4932) 26-97-57.

*Korovkin Aleksandr Vasilevich,*

Ivanovo State Power Engineering University, Master of Engineering, Department of Control Systems, telephone (4932) 26-97-57.

*Шитов Роман Анатольевич*

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», магистр кафедры систем управления, телефон (4932) 26-97-57.

*Shitov Roman Anatolevich,*

Ivanovo State Power Engineering University, Master of Engineering, Department of Control Systems, telephone (4932) 26-97-57.