

УДК 621.311.22

Сравнение компоновок камеры сжигания дополнительного топлива и теплообменных поверхностей в газоходе котла-утилизатора

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

Авторское резюме

Состояние вопроса: В настоящее время теоретически обоснована возможность и эффективность применения камеры сжигания дополнительного топлива и газового подогревателя сетевой воды для получения тепловой энергии в виде горячей воды. Необходимо определить оптимальное размещение указанных элементов в газовом тракте котла-утилизатора.

Материалы и методы: Используются техническая документация ПГУ-325 и программный комплекс Boiler Designer (Optsim-K).

Результаты: Проведено исследование эффективности работы парогазовой установки при использовании камеры сжигания дополнительного топлива и газового подогревателя сетевой воды при различных вариантах компоновок низкотемпературных поверхностей нагрева. Предложена модель газохода котла-утилизатора с оптимальным расположением камеры сжигания дополнительного топлива и низкотемпературных поверхностей нагрева.

Выводы: Предложенная модель может быть использована для увеличения тепловой мощности парогазовой установки.

Ключевые слова: котел-утилизатор, камера сжигания дополнительного топлива, газовый подогреватель сетевой воды, оптимальная компоновка.

Layout Comparison of Extra Fuel Combustion Chamber and Heat-exchange Surfaces in Gas Pipe of Recovery Boiler

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

Abstract

Background: Nowadays the possibility and effectiveness of applying the extra fuel combustion chamber and the gas heater system of network water are theoretically proved to generate heat energy in the form of hot water. However, it is necessary to determine the optimal location of these elements in a gas pipe of the recovery boiler.

Materials and methods: The technical documentation CCGT-325 and software system Boiler Designer (Optsim-K) are used.

Results: The authors carried out the research of the operation effectiveness of combined cycle plant while using the extra fuel combustion chamber and network water gas heater at different variants of layouts of low-temperature heating surfaces. The model of recovery boiler gas pipe with the most appropriate location of extra fuel combustion chamber and low-temperature heating surfaces is given.

Conclusions: The suggested model can be used to increase the thermal power of combined cycle plant.

Key words: recovery boiler, extra fuel combustion chamber, gas heater of network water, optimal layout.

Вследствие принципиальной простоты цикла и схемы стоимость газотурбинных установок (ГТУ) существенно ниже, чем паровых. Они занимают меньшую производственную площадь, не нуждаются в охлаждении водой, быстро запускаются и меняют режимы работы. ГТУ легче обслуживать и полностью автоматизировать. Газотурбинные технологии быстро развиваются: повышаются параметры рабочего тела, единичная мощность и КПД установок. За рубежом они освоены и эксплуатируются с такими же показателями надежности, как и паровые энергоблоки [1]. Тепло отработавших в ГТУ газов используется в котлах-утилизаторах (КУ) для выработки пара или нагрева воды.

В парогазовой установке (ПГУ) температура уходящих газов КУ равна $\vartheta_{yx} = 95-110^\circ\text{C}$, а концентрация кислорода в них при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 3,2-4,0$ составляет 14,2–15,4 % [2]. Поэтому уходящие газы КУ обладают достаточным потенциалом для использования их в качестве окислителя при сжигании топлива. По данным Всероссийского теплотехнического института (ВТИ) в тепловых схемах ПГУ с КУ эксплуатация горелочных устройств возможна при концентрации кислорода не менее 12–14 % и $\alpha > 2$. В большинстве существующих энергоустановок сжигание топлива в потоке уходящих газов осуществляется для повышения или стабилизации параметров пара на выходе из КУ.

В проведенных ранее исследованиях [3, 4] установлена технологическая возможность использования потенциала уходящих газов для нагрева сетевой воды при установке камеры сжигания дополнительного топлива (КСДТ) и газового подогревателя сетевой воды (ГПСВ) в газоходе КУ за низкотемпературными поверхностями нагрева. Данный вариант модернизации ТЭС в целях увеличения тепловой мощности, по сравнению с установкой водогрейного котла, является менее капитальным и позволяет значительно уменьшить себестоимость отпускаемой тепловой энергии [5].

Для определения оптимальной компоновки КСДТ, ГПСВ и газового подогревателя конденсата (ГПК) в газоходе КУ с использованием программного комплекса Boiler Designer (Optsim-K, г. Москва) разработаны расчетные модели энергоблока ПГУ-325, отличающиеся расположением указанных элементов [6].

В ходе работы проведен анализ трех вариантов компоновок:

- КСДТ и ГПСВ установлены за ГПК (рис. 1);
- КСДТ расположена перед ГПК и ГПСВ (рис. 2);
- КСДТ находится перед ГПСВ и ГПК (рис. 3).

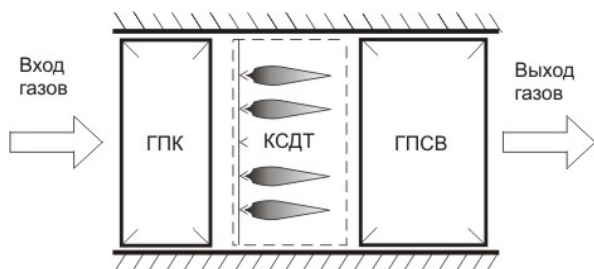


Рис. 1. Вариант №1 компоновки элементов газохода КУ

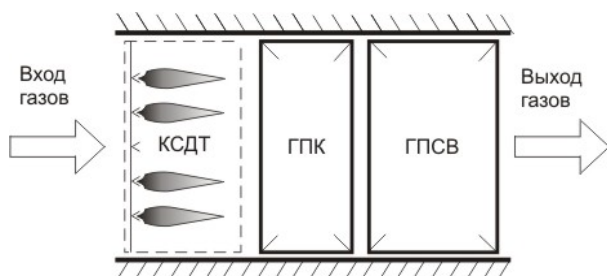


Рис. 2. Вариант №2 компоновки элементов газохода КУ

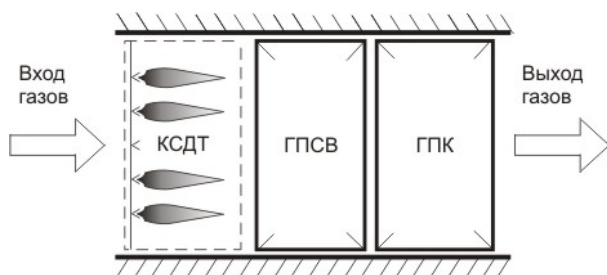


Рис. 3. Вариант №3 компоновки элементов газохода КУ

Поверхности нагрева теплообменников и живые сечения для прохода рабочей среды

выбирались исходя из обеспечения следующих условий:

- температуры уходящих газов около 100 °С;
- скорости газов 7–11 м/с;
- скорости рабочей среды (основного конденсата для ГПК или сетевой воды для ГПСВ) 0,5–1,5 м/с.

За счет организации рециркуляции температура среды на входе в ГПК и ГПСВ равна 70 °С.

При сравнительном анализе вариантов схем целесообразно применять показатели, не зависящие от способа отнесения суммарных затрат топлива к отпуску электрической и тепловой энергии [2]. Для ПГУ-КЭС с КСДТ и ГПСВ величиной, характеризующей преимущество той или иной компоновки, является коэффициент использования теплоты сжигаемого топлива (КИТ), представляющий собой показатель суммарной тепловой эффективности ПГУ-ТЭЦ при выработке как электрической, так и тепловой энергии:

$$\eta_{и.т} = \frac{N_{э} + Q_{гпсв}}{Q_{топл}}, \quad (1)$$

где $N_{э}$ – электрическая мощность энергоблока; $Q_{гпсв}$ – теплофикационная нагрузка ГПСВ; $Q_{топл}$ – теплота сжигаемого в ПГУ топлива, определяемая для дубль-блока ПГУ-325 с КСДТ по следующей формуле:

$$Q_{топл} = 2(B_{кс} + B_{ксдт})Q_{н}^c, \quad (2)$$

где $B_{кс}$, $B_{ксдт}$ – расходы топлива в камеру сжигания (КС) ГТУ и КСДТ соответственно; $Q_{н}^c$ – низшая теплота сгорания топлива (природного газа).

Результаты расчета показателей энергоблока для номинального режима работы ГТУ представлены в таблице.

Анализ зависимости коэффициента использования теплоты сжигаемого топлива от варианта компоновки и относительной нагрузки ГТУ (рис. 4) показывает, что независимо от компоновки КСДТ, ГПСВ и ГПК, по сравнению с исходным вариантом, КИТ увеличивается в номинальном режиме работы ГТУ на 6,1–8,56 %, на сниженных нагрузках – на 7,63–16,17 %. Наибольшую величину КИТ имеет в варианте 3.

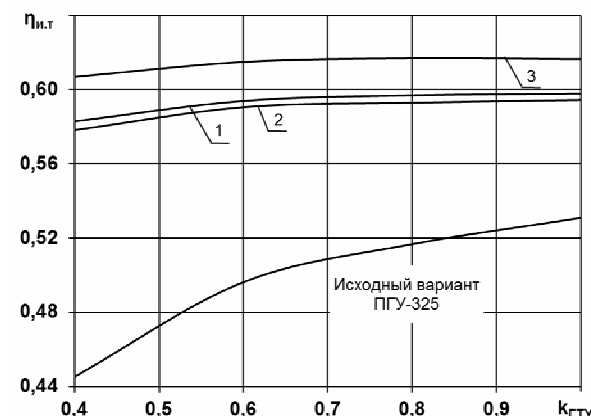


Рис. 4. Зависимость коэффициента использования теплоты сжигаемого топлива от варианта компоновки и относительной нагрузки ГТУ

Результаты расчета показателей энергоблока в номинальном режиме работы ГТУ

Показатели	Исходный вариант	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Потери теплоты с уходящими газами, %	19,01	15,63	15,39	14,12
КПД КУ, %	80,51	83,14	83,37	84,65
Количество рядов труб по ходу газов ГПК	18	18	4	18
Температура газов на входе в ГПК, °C	167	167	320	145
Температура газов на выходе ГПК, °C	104	104	258	100
Средняя скорость газов в ГПК, м/с	7,63	7,55	10,8	7,5
Средняя скорость рабочей среды в ГПК, м/с	0,79	0,78	0,78	0,82
Температура среды на выходе ГПК, °C	148	148	151	135
Тепловая мощность ГПК, МВт	23,02	22,91	23,58	17,26
Количество рядов труб по ходу газов ГПСВ	–	18	18	12
Температура газов на входе в ГПСВ, °C	–	260	258	320
Температура газов на выходе ГПСВ, °C	–	109	108	145
Средняя скорость газов в ГПСВ, м/с	–	8,6	8,64	9,56
Средняя скорость рабочей среды в ГПСВ, м/с	–	0,96	0,96	0,96
Температура среды на выходе ГПСВ, °C	–	148	148	154
Тепловая мощность ГПСВ, МВт	–	56,04	55,97	65,62
Мощность ПТУ, МВт	107,78	107,23	107,52	104,75
Аэродинамическое сопротивление, вносимое компоновкой КСДТ и поверхностей нагрева, Па	–	443,87	537,66	684,38
Мощность ГТУ, МВт	110	109,52	109,42	109,26

В номинальном режиме работы ГТУ коэффициент избытка воздуха в уходящих газах составляет $\alpha_{yx} = 3,2$. Максимально возможный расход топлива в КСДТ 4,31 т/ч ограничен величиной концентрации кислорода в газах 12,5 %, при этом α_{yx} снижается до 1,63 [3].

Сжигание топлива в КСДТ осуществляется в потоке, забалластированном азотом, поэтому величина химического недожога топлива q_3 составляет около 1 %. Также из-за увеличения площади обмуровки возрастают потери тепловой энергии от наружного охлаждения котла q_5 . Однако значительное уменьшение потерь теплоты с уходящими газами q_2 увеличивает КПД КУ в номинальном режиме работы ГТУ на 2,63–4,14 %, на сниженных нагрузках – 3,91–10,17 % (рис. 5).

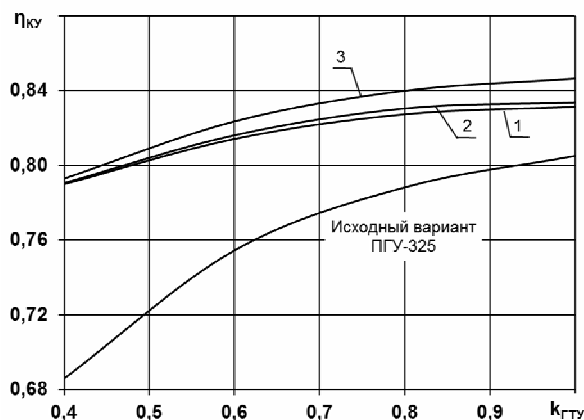


Рис. 5. Зависимость КПД КУ от варианта компоновки и относительной нагрузки ГТУ

По результатам анализа зависимостей компоновок КСДТ и низкотемпературных поверхностей (ГПСВ и ГПК) от нагрузки ГТУ мож-

но сделать вывод, что преимущество по КИТ и КПД КУ имеет вариант 3. Однако в компоновках 2 и 3 ГПК является зависимым элементом от нагрузки КСДТ, поэтому изменение расхода топлива $B_{КСДТ}$ оказывает влияние на работу водопарового тракта. В анализируемом диапазоне изменения расхода топлива в КСДТ $(0,4-1,0)k_{КСДТ}$ (где $k_{КСДТ} = B_{КСДТ}/B_{КСДТ}^{ном}$) величина потери мощности паровой турбины (ПТ) в сравнении с номинальным режимом работы для варианта 2 составила 3,91 МВт, для варианта 3 – 1,81 МВт (рис. 6).

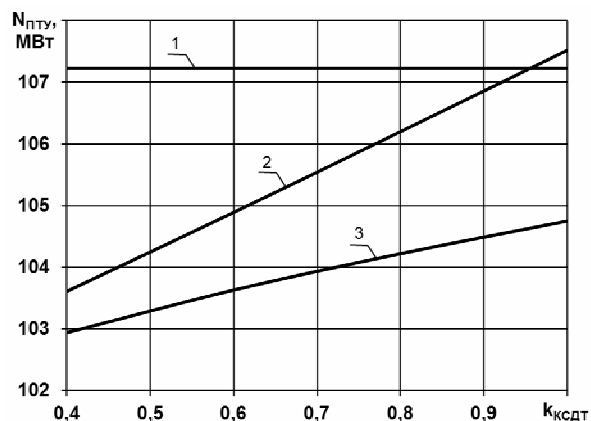


Рис. 6. Зависимость мощности ПТУ от варианта компоновки и относительной нагрузки КСДТ

В варианте 2 поверхность нагрева ГПК имеет наименьшую из трех вариантов величину – 4268 м², поэтому уменьшение температурного напора в данном варианте оказывает наибольшее влияние на уменьшение его тепловой мощности, а следовательно, и электрической мощности ПТУ. В диапазоне изменения расхода топлива в КСДТ $(0,4-1,0)k_{КСДТ}$ тепловая

мощность ГПК в варианте 2 уменьшается на 9,31 МВт (рис. 7), в варианте 3 снижение менее значительное – на 1,7 МВт. При этом мощность ПТУ в номинальном режиме работы ГТУ и КСДТ компоновки 3, ввиду снижения температуры основного конденсата и увеличения доли отбора пара на деаэрацию, имеет наименьшее из трех вариантов значение – 104,75 МВт.

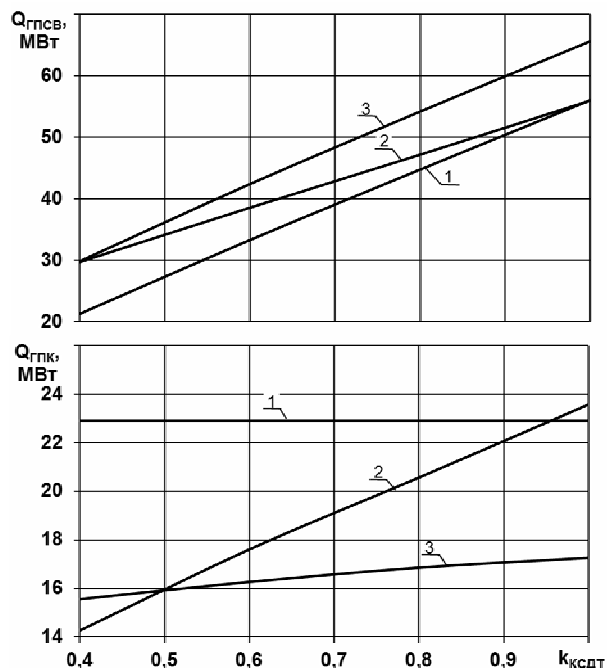


Рис. 7. Зависимость тепловой мощности ГПСВ и ГПК от варианта компоновки и относительной нагрузки КСДТ

Заключение

В результате проведенного исследования и сравнительного анализа трех вариантов компоновки элементов газохода КУ установлено, что наиболее целесообразным вариантом компоновки является вариант 1, основное преимущество которого заключается в возможности регулирования тепловой мощности ГПСВ без влияния на работу паровой турбины. Кроме того, с точки зрения реконструкции вариант 1 является наименее капиталозатратным.

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) 26-99-31,
e-mail: admin@tes.ispu.ru

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) 26-99-31,
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Список литературы

1. Ольховский Г.Г. Применение ГТУ и ПГУ на электростанциях // Энергоринок. – 2004. – Вып. 5.
2. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учеб. пособие для вузов / под ред. С.В. Цанева. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 584 с.
3. Шельгин Б.Л., Мошкарин А.В., Малков Е.С. Определение условий использования в качестве окислителя уходящих из котла-утилизатора газов для сжигания дополнительного топлива // Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 2. – С. 4–7.
4. Шельгин Б.Л., Мошкарин А.В., Малков Е.С. Тепловая эффективность использования уходящих газов котла-утилизатора при сжигании дополнительного топлива // Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 4. – С. 8–12.
5. Малков Е.С., Шельгин Б.Л. Технико-экономическое обоснование установки газового подогревателя сетевой воды в газоход котла-утилизатора // Вестник ИГЭУ. – 2013. – Вып. 2. – С. 9–14.
6. Малков Е.С., Шельгин Б.Л. Разработка расчетных моделей котла-утилизатора для анализа эффективности сжигания дополнительного топлива // Вестник ИГЭУ. – 2013. – Вып. 1. – С. 15–18.

References

1. Ol'khovskiy, G.G. Primenenie GTU i PGU na elektrostantsiyakh [Application of Gas Turbines and CCGT on Power Stations]. *Energorynok*, 2004, issue 5.
2. Tsanev, S.V., Burov, V.D., Remezov, A.N. *Gazoturbinnye i parogazovye ustanovki teplovykh elektrostantsiy* [Gas-turbine and Combined-cycle Power Plants of Heat Power Plants]. Moscow, Izdatel'stvo MEI, 2002. 584 p.
3. Shelygin, B.L., Moshkarin, A.V., Malkov, E.S. Opredelenie usloviy ispol'zovaniya v kachestve oksislitelya ukhodyashchikh iz kotla-utilizatora gazov dlya szhiganiya dopolnitel'nogo topliva [Conditions Specifications of the Usage of the Recovery Boiler Exhausted Gases as an Oxidizer for Burning Extra Fuel]. *Vestnik IGEU*, 2012, issue 2, pp. 4–7.
4. Shelygin, B.L., Moshkarin, A.V., Malkov, E.S. Teplovaya effektivnost' ispol'zovaniya ukhodyashchikh gazov kotla-utilizatora pri szhigani dopolnitel'nogo topliva [Thermal Effectiveness of Using the Recovery Boiler Exhausted Gases while Burning Extra Fuel]. *Vestnik IGEU*, 2012, issue 4, pp. 8–12.
5. Malkov, E.S., Shelygin, B.L. Tekhniko-ekonomicheskoe obosnovanie ustanovki gazovogo podogrevatelya setevoy vody v gazokhode kotla-utilizatora [Feasibility Study of the Network Water Gas Heater Installation in the Recovery Boiler Gas Pipe]. *Vestnik IGEU*, 2013, issue 2, pp. 9–14.
6. Malkov, E.S., Shelygin, B.L. Razrabotka raschetnykh modeley kotla-utilizatora dlya analiza effektivnosti szhiganiya dopolnitel'nogo topliva [Designing the Calculation Models of Recovery Boiler for Analyzing the Burning Effectiveness of Extra Fuel]. *Vestnik IGEU*, 2013, issue 1, pp. 15–18.