

УДК 621.18-182.2

**ВЛИЯНИЕ РАСЧЕТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТВЕРДОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА
НА ТЕМПЕРАТУРУ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПОДОГРЕВА ВОЗДУХА
В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОТЛАХ**

Е.Н. Слободина, А.В. Васильев, А.Г. Михайлов, И.А. Степашкин

Основным видом твердого топлива ТЭЦ г. Омск является каменный уголь Экибастузского и Кузнецкого месторождений. В перспективе необходим постепенный перевод котлов теплоэлектроцентралей на сжигание высококалорийных углей других российских месторождений. Рассмотрены вопросы сжигания твердых топлив в топке котла БКЗ-420 – углей Экибастузского, Камышанского и Талдинского месторождений, имеющих различный состав рабочей массы. Поверочный тепловой расчет парового котла произведен с использованием основных положений Нормативного метода теплового расчета котлоагрегатов. Проведена оценка влияния величины рабочей зольности на значения температурных характеристик котла. Приводятся расчетные зависимости температуры воздуха на входе в воздухоподогреватель, точки росы и температуры стенки от величины рабочей зольности углей указанных месторождений.

Ключевые слова: твердое топливо; энергетический котел; рабочая зольность; температура подогрева воздуха.

**ЭНЕРГЕТИКАЛЫК КАЗАНДАРДА АБАНЫ АЛДЫН АЛА ЖЫЛЫТУУ ТЕМПЕРАТУРАСЫНА
КАТУУ ОРГАНИКАЛЫК ОТУНДУН ЭСЕПТИК МҮНӨЗДӨМӨЛӨРҮНҮН
ТИЙГИЗГЕН ТААСИРИ**

Е.Н. Слободина, А.В. Васильев, А.Г. Михайлов, И.А. Степашкин

Омск шаарындагы ЖЭБ үчүн катуу отундун негизги түрү болуп Экибастуз жана Кузнецк кендеринин көмүрү эсептелет. Келечекте жылуулук электр борборлорунун от казандарын акырындык менен Россиянын башка кендеринен чыккан жогорку калориялуу көмүрлөргө өткөрүү керек. БКЗ-420 казанынын мешинде жумушчу массанын башка курамына ээ катуу отунду - Экибастуз, Камышан жана Талдин кендеринин көмүрлөрүн жагуу маселеси каралды. Буу казанынын жылуулук эсебин текшерүү казан агрегаттарынын жылуулук эсебин ченемдик ыкмаларынын негизги жоболорун пайдалануу менен жүргүзүлдү. Казандын температурасынын мүнөздөмөсүнүн маанисине иштетилген күлдүн чоңдугунун тийгизген таасирине баалоо жүргүзүлдү. Аба жылыткычка кире турган жердеги абанын температурасынын шүүдүрүм чекитинен жана дубалдын температурасынан аталган кендердин көмүрлөрүнүн күлүнүн чоңдугунан көз карандылыгы көрсөтүлгөн.

Түйүндүү сөздөр: катуу отун; энергетикалык казан; иштетилген күл; абаны жылытуу температурасы.

**INFLUENCE OF DESIGN CHARACTERISTICS OF SOLID ORGANIC FUEL
ON PRE-HEATING TEMPERATURE
OF AIR IN ENERGY BOILERS**

E.N. Slobodina, A.V. Vasilev, A.G. Mikhailov, I.A. Stepashkin

The main solid fuel of the Omsk CHPPs is coal from the Ekibastuz and Kuznetsk deposits. In the future, it is necessary to gradually transfer the boilers of the Omsk combined heat and power plants to the combustion of high-calorific coals from Russian deposits. Therefore, the article deals with the issues of burning solid fuels in the furnace of the BKZ-420 boiler - the coals of the Ekibastuz, Kamyschan and Taldinsky deposits, which have a different composition of the working mass. The verification thermal calculation of a steam boiler is carried out in accordance with the Normative Method

of Thermal Calculation of Boiler Units. The estimation of the influence of the working ash content on the values of the temperature characteristics of the boiler is carried out. Calculated dependences of the air temperature at the inlet to the air heater, dew point and wall temperature on the value of the working ash content of coals deposits are given.

Keywords: solid fuel; power-plant boiler; ash value; air heating temperature.

В укреплении материально-технической базы Российской Федерации вопросы развития топливно-энергетических отраслей, совершенствование основного оборудования электростанций играют важнейшую роль [1].

В данной работе рассмотрены вопросы модернизации тепловых станций с целью повышения эффективности энергетического сектора на примере работы энергосистемы Омского региона. Важным фактором, обуславливающим необходимость скорейшей реконструкции омских ТЭЦ, является необходимость ввода новых и модернизация уже имеющихся генерирующих мощностей.

Основным видом топлива омских ТЭЦ является каменный уголь Экибастузского и Кузнецкого месторождений. В перспективе необходим постепенный перевод котлов омских теплоэлектроцентралей на сжигание высококалорийных углей других российских месторождений.

В зависимости от стадии углеобразования, состав и свойства углей закономерно изменяются, что отражено в классификациях. Комплекс сложных высокомолекулярных соединений органического вещества принято характеризовать элементным химическим составом. Проектный вид топлива – угли Экибастузского месторождения. Альтернативные – угли Талдинского, Камышанского месторождений.

В таблице 1 приведены отдельные усредненные характеристики указанных топлив.

Для каждого вида топлива существует минимально допустимая температура воздуха на входе в воздухоподогреватель с учетом температуры точки росы в дымовых газах. Подогрев воздуха перед воздухоподогревателем котла при сжигании твердого топлива играет огромную роль, при этом позволяет повысить экономичность и надежность котлоагрегата.

С одной стороны, снижение температуры воздуха на входе в котел снижает тепловые потери с уходящими газами, с другой стороны, это вызывает низкотемпературную коррозию поверхностей нагрева в результате образования капелек серной кислоты при конденсации водяных паров в уходящих газах [2, 3].

Для исследований в качестве базовой модели был выбран котельный агрегат типа БКЗ-420 – однобарабанный, вертикально-водотрубный, крупноблочной конструкции с применением газо-плотных панелей. Он предназначен для получения пара высокого давления при сжигании твердых видов топлив (КПД котлоагрегата – 93 %, температура уходящих газов – 126 °С).

Тепловой расчет парового котла выполнен на базе основных расчетных зависимостей, указанных в Нормативном методе теплового расчета котлоагрегатов [4].

Основной целью расчета теплообмена в топочном объеме является определение температуры продуктов сгорания на выходе из топочного объема с учетом конструктивных характеристик и условий работы. Расчет конвективных поверхностей теплообмена котла произведен на основе уравнений теплопередачи и теплового баланса [4, 5].

При тепловом расчете котлоагрегата коэффициент полезного действия определяли по уравнению обратного баланса:

$$\eta_{\text{до}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6),$$

где q_2 – потеря теплоты с уходящими газами; q_3 – потеря теплоты от химического недожога; q_4 – потеря теплоты от механической неполноты горения; q_5 – потеря теплоты от наружного охлаждения; q_6 – потеря в виде физической теплоты шлаков.

Наиболее значимая из всех тепловых потерь – потеря с уходящими газами (q_2), которая зависит от температуры газов на выходе.

Таблица 1 – Расчетные характеристики каменных углей

Разрез		Экибастузский, р-з Восточный	Талдинский	Камышанский
Марка		КСН	ДР	ДР
Технический анализ угля (Proximate analysis)	Общая влага угля (Total moisture, %)	До 9	12,0–14,0	14,7–18,0
	Зольность (Ash, %)	43,00	20–22	12,8–16,4
	Выход летучих веществ (Volatile matter, %)	24–28	39,50	29,0–27,6
	Общая сера угля (Total sulfur, %)	0,4–0,7	0,30	0,32–0,45
	Низшая теплота сгорания угля (Net calorific value, kcal/kg)	4 000,00	4 700,00	5160–4640
Химический состав золы (Major element oxide of HTA, %)	Оксид кремния (Silicon oxide)	65,0	60,6	59,1
	Оксид алюминия (Aluminum oxide)	24,5	18,3	25,6
	Оксид железа (Iron oxide)	5,0	3,3	5,1
	Оксид кальция (Calcium oxide)	2,0	10,4	3,5
	Оксид титана (Titanium oxide)	0,9	1,0	0,9
	Оксид магния (Magnesium oxide)	0,7	1,4	1,2
	Оксид калия (Potassium oxide)	0,7	1,6	2,1
	Оксид натрия (Sodium oxide)	0,7	0,3	0,6
	Оксид серы (Sulfur oxide)	0,8	2,8	1,1
	Оксид фосфора (Phosphorus oxide)	0,4	0,4	0,8

Величина температуры уходящих газов оказывает влияние на коэффициент полезного действия котла и на капитальные затраты, связанные с установкой воздухоподогревателей или экономайзеров. Уменьшение температуры уходящих газов приводит к росту коэффициента полезного действия котлоагрегата и снижению расхода топлива. При этом возрастают площади теплоиспользующих поверхностей. При выборе рациональной температуры уходящих газов необходимо учитывать содержание серы в топливе. При низкой температуре уходящих газов, ниже температуры точки росы, возможна конденсация водяных паров на теплообменных поверхностях. Вступив в реакцию с сернистыми и серными ангидридами, которые присутствуют в продуктах сгорания, образуется серная и сернистая кислота, что приводит к возникновению низкотемпературной коррозии [6].

Наиболее уязвимыми к воздействию низкотемпературной коррозии оказываются воздухоподогреватели (ВЗП), это объясняется пониженной температурой греющего и нагреваемого теплоносителя.

Температура стенки трубы воздухоподогревателя, исходя из баланса теплоты внутренней и внешней ее поверхности, определяется по формуле:

$$t_{cm} = t'_{en} + \frac{t_2 - t'_{en}}{1 + \alpha_6 / \alpha_2},$$

где t_c, t_{en}' – температура продуктов сгорания на выходе из воздухоподогревателя и воздуха на входе в него; α_o/α_c – коэффициент теплоотдачи со стороны воздуха и газа.

Температура точки росы для твердых видов топлив определяется по формуле:

$$t_p = t_{m,p} + \frac{201(S^n)^{0,33}}{1,23^{\alpha_{yn} \cdot A^n}},$$

где α_{yn} – доля летучей золы; A^n – приведенная зольность топлива; $t_{m,p}$ – термодинамическая температура росы.

При работающем котле и изменении температуры наружного воздуха возникает опасность возникновения низкотемпературной коррозии в концевых поверхностях нагрева. Одним из методов предотвращения коррозии служит подогрев воздуха перед воздухоподогревателем [7].

На рисунке 1 приведены зависимости температуры подогрева воздуха на входе в воздухоподогреватель (t_{en}'), температура точки росы (t_p) и температуры поверхности стенки воздухоподогревателя (t_{cm}) от величины рабочей зольности углей. Для предотвращения коррозии, без применения специализированных мероприятий по защите, необходимо, чтобы температура стенки была на 5–10 °С выше температуры точки росы, что неизбежно приведет к увеличению температуры уходящих газов. Поэтому необходимо повышать и температуру воздуха на входе в воздухоподогреватель.

В случае забора воздуха в котел из атмосферы при температуре окружающей среды, термодинамические характеристики продуктов сгорания изменяются. При уменьшении температуры окружающей среды от 30 °С до –30 °С при неизменных теплотехнических характеристиках котла, температура уходящих газов уменьшается от 129 до 69 °С. Существует риск возникновения низкотемпературной коррозии при температуре воздуха менее 5 °С (рисунок 2).

Современные котельные агрегаты имеют температуру уходящих газов в пределах 117–197 °С. При сжигании твердых топлив с небольшой влажностью температура уходящих газов равна 117–127 °С, температура уходящих газов при сжигании влажных углей – 137–147 °С.

В котлоагрегатах восприятие теплоты от дымовых газов завершается в экономайзере и воздухоподогревателе. В воздухоподогревателях происходит нагревание воздуха, подаваемого в топку котла для обеспечения горения топлива. Это необходимо для интенсификации радиационной составляющей тепловосприятия экранов и снижения тепловых потерь от химической и механической неполноты сгорания топлива. Интенсификация радиационного теплообмена позволит уменьшить поверхность теплообмена в топочном объеме, так как увеличение температуры подогрева воздуха на 100 °С повышает примерно на 50 °С максимальную температуру в топке. При этом необходимо учитывать увеличение вредных выбросов NO_x, которые возрастают с увеличением температуры горения в топке, а также минимальный температурный напор в воздухоподогревателе и экономайзере.

При работе котлов на твердом влажном пылеобразном топливе, возможен предварительный подогрев воздуха. Для подобных котлоагрегатов используется двухступенчатая компоновка [6, 7].

Одним из видов затрат на собственные нужды тепловой станции является предварительный подогрев воздуха перед котлом. Из условий теплопереноса в экономайзере и технико-экономических положений температура воздуха за первой ступенью воздухоподогревателя (t_{el}''), рассчитывается:

$$t_{el}'' = t_{n,s}' + (30 \div 40),$$

где $t_{n,s}'$ – температура воды на входе в экономайзер.

Увеличение температуры подогрева воздуха имеет предел, равный 450 °С. В противном случае необходимо использовать сложные конструкции воздухоподогревателей или использовать специальные материалы [6, 7].

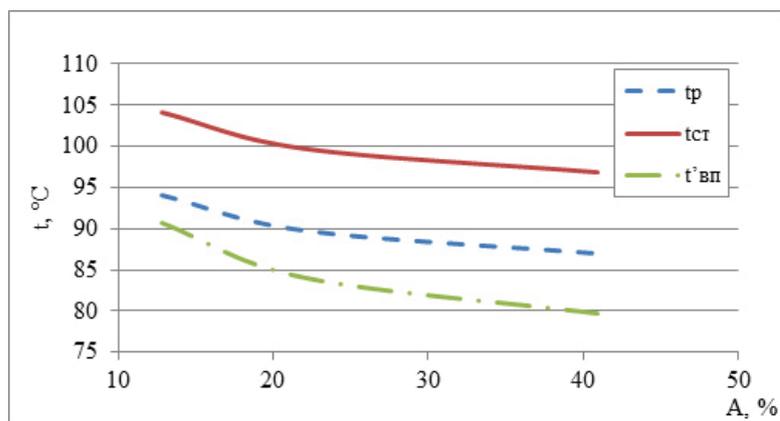


Рисунок 1 – Зависимость температуры подогрева воздуха на входе в воздухоподогреватель, температуры точки росы и температуры поверхности стенки воздухоподогревателя от величины рабочей зольности для разных видов углей

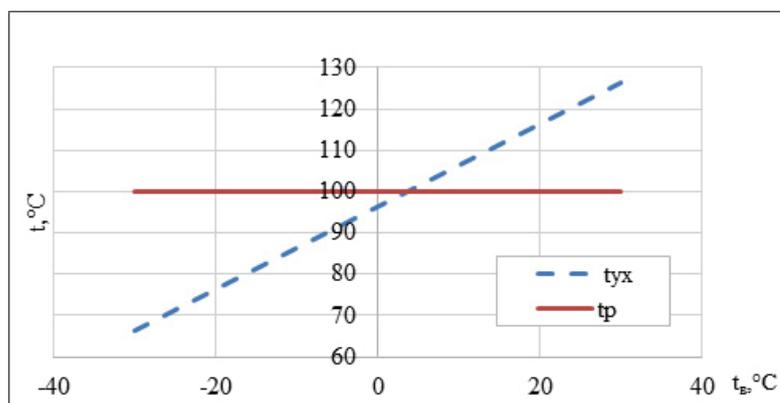


Рисунок 2 – Зависимость температуры уходящих газов от температуры наружного воздуха

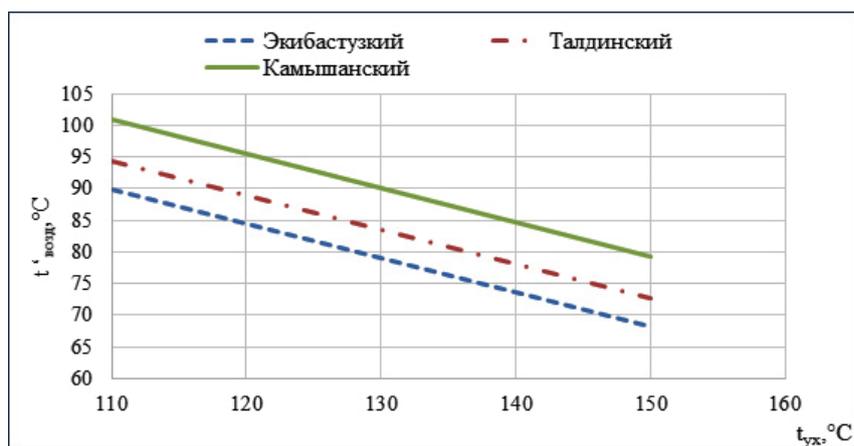


Рисунок 3 – Зависимость температуры воздуха на входе в первую ступень ВЗП от температуры уходящих газов

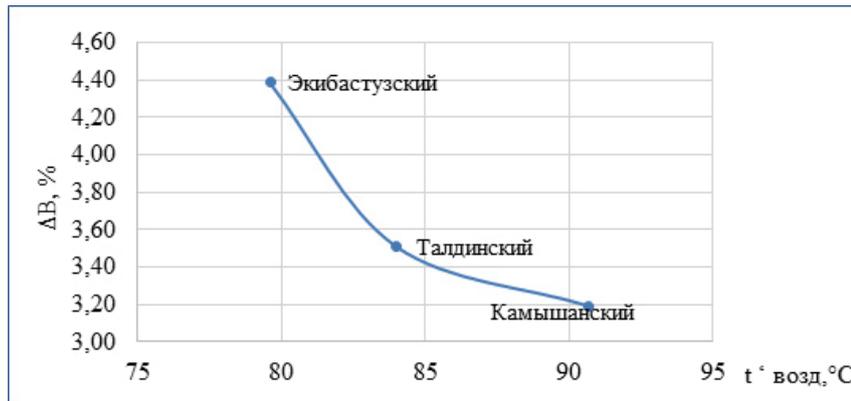


Рисунок 4 – Зависимость расхода топлива от температуры воздуха на входе в 1 ступень ВЗП

На рисунке 3 показана графическая зависимость температуры предварительно нагретого воздуха на входе в первую ступень ВЗП от изменяющейся температуры уходящих газов.

Так, при $t_{\text{ух}}$ 110–150 °C для Экибастузского угля с учетом вышеизложенного, составит: $t'_{\text{возд}}$: 90–68 °C; Талдинского: $t'_{\text{возд}}$ – 95–74 °C; Камышанского: $t'_{\text{возд}}$ – 100–80 °C.

Температура воздуха на выходе из воздухоподогревателя определяется, прежде всего, значением температуры воздуха на входе в первую ступень, температурой уходящих газов, приведенной зольностью топлива, и не превышает 350 °C.

На выходе из воздухоподогревателя максимальная температура будет для Экибастузского угля, минимальная – для Камышанского.

Применение предварительного подогрева воздуха на входе в первую ступень воздухоподогревателя приводит к экономии топлива (ΔВ) (рисунок 4).

Так, для Экибастузского угля при $t'_{\text{возд}} = 79$ °C – ΔВ = 4,4 %, для Талдинского при $t'_{\text{возд}} = 84$ °C – ΔВ = 3,5 %, для Камышанского $t'_{\text{возд}} = 91$ °C – ΔВ = 3,2 %. Данные получены при температуре уходящих газов 129 °C.

Процент экономии зависит от оптимальной температуры подогрева воздуха, характеристик сжигаемого топлива и температуры уходящих газов.

Реализация схемы подогрева воздуха возможна при высоком калориферном подогреве воздуха, то есть поверхность данной установки обеспечивает предварительный подогрев воздуха при номинальном режиме работы котла, а также при его запуске. При этом необходимо определить источник теплоты и рабочее тело (пар или вода) для нагревания воздуха в теплообменном аппарате при пуске. Так как во время пуска не всегда возможно использовать классические схемы подключения калорифера, работающие в номинальном режиме.

Выводы. Проведен тепловой расчет котлоагрегата при сжигании различных видов углей. По результатам проведенных расчетов получены данные, позволяющие выявить технические критерии для перевода котлов типа БКЗ на работу на непроектных углях. Предложено проводить предварительный подогрев температуры воздуха на входе в котлоагрегат до следующих температур: для Экибастузского $t'_{\text{возд}} = 79$ °C; для Талдинского при $t'_{\text{возд}} = 84$ °C; для Камышанского $t'_{\text{возд}} = 91$ °C.

Экономия топлива в зависимости от вида сжигаемого угля и рациональной температуры предварительного подогрева воздуха: для Экибастузского – 4,4 %; для Талдинского – 3,5 %; для Камышанского – 3,2 %.

Литература

1. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года: [распоряжение № 1715-р: принято Правительством РФ 13 ноября 2009 г.]. М., 2009.
2. *Annaratone D.* Steam Generators. Description and design / D. Annaratone. Heidelberg: Springer Berlin, 2008. 427 p.
3. *Slobodina E.N.* Heat exchange units boiling process numerical modeling at subatmospheric pressure / E.N. Slobodina, A.G. Mikhaylov // AIP Conference Proceedings. 2017. Vol. 1876. P. 020050-1–020050-6.
4. *Slobodina E.N.* Vacuum boiler elements temperature processes interrelation / E.N. Slobodina, A.G. Mikhaylov, A.V. Razuvaev // AIP Conference Proceedings. 2018. Vol. 2007. P. 030047-1–030047-5.
5. Тепловой расчет котлов (нормативный метод). СПб., 1998. 256 с.
6. *Сидельковский Л.Н.* Котельные установки промышленных предприятий / Л.Н. Сидельковский, В.Н. Юренев. М.: Энергоатомиздат, 1988. 528 с.
7. *Липов Ю.М.* Котельные установки и парогенераторы / Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. М., 2003. 592 с.