

Вестник Череповецкого государственного университета. 2022. № 3 (108). С. 34–46.  
Cherepovets State University Bulletin, 2022, no. 3 (108), pp. 34–46.

Научная статья

УДК 620.9

<https://doi.org/10.23859/1994-0637-2022-3-108-3>

## Математическая модель и алгоритм оценки энергетического потенциала влажного коксового газа на металлургическом предприятии

Сергей Владимирович Лукин<sup>1</sup>, Максим Андреевич Бахвалов<sup>2✉</sup>,  
Николай Иванович Шестаков<sup>3</sup>

<sup>1,2,3</sup>Череповецкий государственный университет,  
Череповец, Россия,

<sup>1</sup>s.v.luk@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3002-1078>

<sup>2</sup>mabahvalov@yandex.ru✉

<sup>3</sup>n.i.shestakov@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8019-122X>

**Аннотация.** Точный расчет потребляемого топлива позволяет грамотно планировать режимы работы энергетического оборудования. В статье представлены математическая модель и алгоритм оценки энергетического потенциала влажного коксового газа на металлургическом предприятии. Введены поправки к расходу газа с учетом его состава. Для каждого потребителя определена химическая и физическая энергия, приходящая с газом. Для реализации математической модели не требуется измерение состава коксового газа перед каждым потребителем; кроме того, нет необходимости в установлении уровня влажности газа. Для узлов учета газа перед газопотребляющим оборудованием нужна только установка стандартного набора устройств и приборов, что снижает стоимость обслуживания системы.

**Ключевые слова:** коксовый газ, влагосодержание, теплотворная способность топлива, физическое тепло, химическая энергия

**Для цитирования:** Лукин С. В., Бахвалов М. А., Шестаков Н. И. Математическая модель и алгоритм оценки энергетического потенциала влажного коксового газа на металлургическом предприятии // Вестник Череповецкого государственного университета. 2022. № 3 (108). С. 34–46. <https://doi.org/10.23859/1994-0637-2022-3-108-3>.

## Mathematical model and algorithm for assessing the wet coke gas energy potential at a metallurgical plant

Sergey V. Lukin<sup>1</sup>, Maxim A. Bahvalov<sup>2✉</sup>,  
Nikolay I. Shestakov<sup>3</sup>

<sup>1,2,3</sup>Cherepovets State University,  
Cherepovets, Russia,

<sup>1</sup>s.v.luk@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3002-1078>

<sup>2</sup>mabahvalov@yandex.ru✉

<sup>3</sup>n.i.shestakov@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8019-122X>

**Abstract.** Accurate calculation of fuel consumption helps to correctly plan the operating modes of power equipment. The paper presents a mathematical model for calculating the arrival of heat with coke oven gas at a metallurgical plant. Amendments to the gas consumption for its composition have been introduced. For each consumer, the chemical and physical energy that comes with the gas is determined. This method does not require measuring the composition of the coke oven gas for each consumer; furthermore there is no need to measure the humidity of the gas. For gas metering units, it is only required to install a standard set of devices before gas-consuming equipment, which reduces the cost of system maintenance.

**Keywords:** coke gas, water content, fuel calorific power, physical energy, chemical power

**For citation:** Lukin S. V., Bahvalov M. A., Shestakov N. I. Mathematical model and algorithm for assessing the wet coke gas energy potential at a metallurgical plant. *Cherepovets State University Bulletin*, 2022, no. 3 (108), pp. 34–46. (In Russ.). <https://doi.org/10.23859/1994-0637-2022-3-108-3>.

## Введение

Газовый баланс большинства заводов с полным металлургическим циклом дефицитен: не хватает тепла для удовлетворения нужд всех потребителей. В таком случае наиболее рациональным на сегодняшний день способом сведения газового баланса является покрытие дефицита при помощи природного газа, который, наряду с полным обеспечением потребностей клиентов, позволяет в ряде ситуаций значительно интенсифицировать и удешевить производство<sup>1</sup>. Однако, несмотря на все преимущества использования природного газа, для металлургических комбинатов это покупной энергоресурс. В настоящее время ведется активная работа по выявлению дополнительного внутреннего потенциала вторичных энергетических ресурсов – доменного и коксового газов. По этой причине большое значение для грамотного планирования режимов работы энергетического оборудования и реализации новых энергоэффективных мероприятий имеет баланс указанных видов газа.

## Основная часть

Выделяющиеся из угля в процессе коксования химические продукты в виде паров и газов называются *прямым коксовым газом*. После извлечения из данного газа основных химических продуктов (аммиака, смолы, бензола и проч.) он направляется на обогрев коксовых печей или удовлетворения нужд других потребителей и носит название *обратного коксового газа*.

Состав и содержание химических продуктов в прямом коксовом газе зависят от свойств угля, температуры и других условий коксования. Жидкие и газообразные продукты данного процесса являются сырьем для ряда химических производств и представляют собой значительную ценность<sup>2</sup>. По этой причине прямой коксовый газ проходит специальную обработку с целью улавливания из него химических продук-

<sup>1</sup> Старк С. Б. Теплоэнергетическое хозяйство металлургических заводов. Москва: Металлургия, 1966. 311 с.

<sup>2</sup> Вессельман С. Г., Дробышев Л. В. Контроль и регулирование тепловых процессов на коксохимических заводах. Харьков: Металлургиздат, 1962. 378 с.

тов. Расчетные характеристики сухого прямого и обратного коксового газа приведены в табл. 1.

Таблица 1

Расчетные характеристики сухого коксового газа

№ п/п	Наименование	Прямой газ	Обратный газ	Плотность при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	Низшая теплотворная способность, МДж/м <sup>3</sup>
Средний объемный состав, %					
1	Водород, H <sub>2</sub>	57,0	57,0	0,08375	10,79
2	Окись углерода, CO	6,5	6,0	1,1649	12,64
3	Метан, CH <sub>4</sub>	22,8	22,0	0,6682	35,88
4	Тяжелые углеводороды, C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	2,7	1,8	1,2601	64,36
5	Сероводород, H <sub>2</sub> S	0,4	0,6	1,4311	23,37
6	Углекислота, CO <sub>2</sub>	2,3	2,2	1,8393	–
7	Кислород, O <sub>2</sub>	0,8	0,7	1,33116	–
8	Азот, N <sub>2</sub>	7,5	9,7	1,1649	–
Низшая теплота сгорания, МДж/м <sup>3</sup>		17,4	16,0	–	–
Плотность, кг/м <sup>3</sup>		0,48	0,49	–	–

В условиях производства состав обратного коксового газа меняется, соответственно его плотность и низшая теплота сгорания непостоянны. Пример колебания низшей теплоты сгорания коксового газа в разрезе одного месяца представлен на рис. 1.

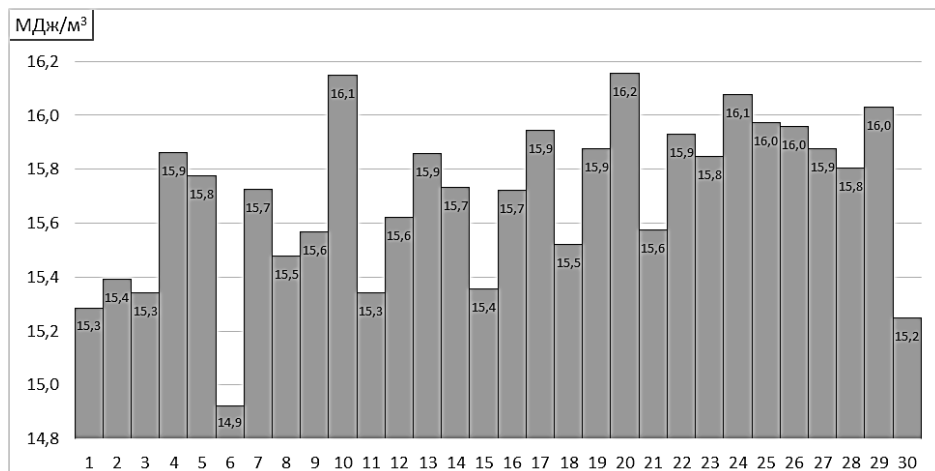


Рис. 1. Динамика изменения низшей теплоты сгорания обратного коксового газа посуточно в течение месяца

Расход газа можно измерить в единицах массового расхода, объемного расхода в рабочих условиях и объемного расхода, приведенного к стандартным условиям. При

стандартных условиях приведенный объем газов имеет температуру 20 °С ( $T_c = 293,15$  К), давление 760 мм рт. ст. ( $p_c = 101325$  Па) и влажность, равную нулю. В случае с металлургическими газами для выстраивания баланса между выходом и потребителями некорректно приводить расход к сухому составу, это обусловливается постоянно меняющимся составом и температурой.

Связь между массовым и объемным расходами при рабочих условиях, а также объемным расходом, приведенным к стандартным условиям, устанавливает следующее равенство:

$$q_m = q_c \rho_c = q_v \rho, \quad (1)$$

где  $q_m$  – массовый расход среды, кг/с;  $q_c$  – объемный расход среды, приведенный к стандартным условиям, м<sup>3</sup>/с;  $\rho_c$  – плотность среды при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $q_v$  – объемный расход среды при рабочих условиях, м<sup>3</sup>/с;  $\rho$  – плотность среды при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Объемный расход среды (м<sup>3</sup>/с) при стандартных условиях рассчитывается по формуле

$$q_c = 0,25\pi d_{20}^2 K_{cy}^2 CEK_{ш} K_{п} \varepsilon \frac{(2\Delta p p)^{0,5}}{\rho_c}, \quad (2)$$

где  $d_{20}$  – диаметр отверстия сужающего устройства при температуре 20 °С, м;  $K_{cy}$  – коэффициент, учитывающий изменение диаметра отверстия сужающего устройства при отклонении температуры среды от 20 °С;  $C$  – коэффициент истечения;  $E$  – коэффициент скорости входа;  $K_{ш}$  – поправочный коэффициент, учитывающий шероховатость внутренней поверхности измерительного трубопровода;  $K_{п}$  – поправочный коэффициент, учитывающий притупление входной кромки диафрагмы;  $\varepsilon$  – коэффициент расширения;  $\Delta p$  – перепад давления на сужающем устройстве, Па.

Плотность среды (кг/м<sup>3</sup>) при рабочих условиях рассчитывают по формуле

$$\rho = \frac{\rho_c p T_c}{p_c T K}, \quad (3)$$

где  $p$  – абсолютное давление среды, Па;  $T_c$  – абсолютная температура среды при стандартных условиях, К;  $p_c$  – давление среды при стандартных условиях, Па;  $T$  – абсолютная фактическая температура среды, К;  $K$  – коэффициент сжимаемости газа.

В этом случае формула (2) примет следующий вид:

$$q_c = 0,25\pi d_{20}^2 K_{cy}^2 CEK_{ш} K_{п} \varepsilon (2\Delta p \frac{p T_c}{\rho_c p_c T K})^{0,5}. \quad (4)$$

Определение температуры коксового газа осуществляется на прямом участке в проточной части измерительного трубопровода, при этом врезка термометра может

быть до или после сужающего устройства. Предпочтение отдается фиксации температуры после сужающего устройства. Абсолютная (термодинамическая) температура газа (К) определяется по формуле  $T = 273,15 + t$ , где  $t$  – фактическая температура среды, °С.

Манометрами через отдельное отверстие, размещенное в сечении измерительного трубопровода в месте монтажа отверстия для отбора перепада давления перед сужающим устройством, определяют избыточное давление. В ряде ситуаций допускается присоединение манометра к плюсовой соединительной трубке дифманометра.

Абсолютным давлением среды (Па) является сумма избыточного и барометрического давлений:  $p = p_{\text{и}} + p_{\text{с}}$ . При отсутствии измерений абсолютного давления газа или барометрического давления значение последнего принимается в качестве постоянного (101325 Па или 760 мм рт. ст.).

Количество газа (массовый расход –  $m$ ; объемный расход при рабочих условиях –  $V$ ; объемный расход при стандартных условиях –  $V_{\text{с}}$ ), прошедшее по измерительному участку трубопровода за определенный интервал времени, представляет собой интеграл функции расхода по времени  $\tau$ , соответственно  $q_m(\tau)$ ,  $q_v(\tau)$ ,  $q_c(\tau)$  за этот период.

Расход газа при стандартных условиях будет рассчитываться по формуле

$$V_{\text{с}} = \Delta\tau \sum_{i=1}^n q_{ci}, \quad (5)$$

где  $\Delta\tau$  – интервал времени (минута, час, сутки), в течение которого измеряется количество газа;  $q_{ci}$  – объемный расход газа за единицу времени в заданном интервале, м<sup>3</sup>/с.

Массовый расход газа и его объемный расход при рабочих условиях будут рассчитываться по формуле, аналогичной выражению (5).

В случае измерения расхода газа посредством автоматизированного комплекса энергоучета с приведением к стандартным условиям требуется внесение поправки на фактическую плотность газа по следующей формуле<sup>1</sup>:

$$V_{\text{с}} = V_{\text{с}} \sqrt{\frac{\rho_{\text{с}}}{\rho_{\text{ф}}}}, \quad (6)$$

где  $\rho_{\text{ф}}$  – фактическая плотность для текущего состава коксового газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Ввиду высокой капитальной стоимости газоаналитических комплексов и потребности в их постоянном обслуживании, связанном с агрессивным воздействием металлургических газов на чувствительные элементы, данные системы устанавливаются

<sup>1</sup> Фингер Е. Д. и др. Методика испытаний котельных установок. Москва; Ленинград: Энергия, 1964. 288 с.

ся исключительно на выходе газа после газоочисток в межцеховые газопроводы. В отдельных случаях элементарный состав определяется в химических лабораториях путем отбора проб с газопровода в конкретные промежутки времени. Влагосодержание не измеряется, однако перед установлением состава газ проходит осушку.

Зная процентное содержание каждого компонента, входящего в состав газа, а также его плотность, можно рассчитать плотность газовой смеси ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ). Исходя из того, что плотности газов подчиняются правилу аддитивности (правилу смешения), плотность сухой газовой смеси определяется по формуле

$$\rho_{\phi} = \frac{v_1\rho_1 + v_2\rho_2 + v_3\rho_3 + \dots + v_n\rho_n}{100}, \quad (7)$$

где  $v_1, v_2, v_3, \dots, v_n$  – объемное содержание отдельных компонентов газовой смеси ( $\text{H}_2, \text{CO}, \text{CH}_4, \text{C}_n\text{H}_m, \text{H}_2\text{S}, \text{CO}_2, \text{O}_2, \text{N}_2, \text{H}_2\text{O}$ ), %;  $\rho_1, \rho_2, \rho_3, \dots, \rho_n$  – плотность каждого газового компонента.

Плотности компонентов при стандартных условиях представлены в табл. 1.

Для пересчета элементарного состава газа с сухой массы на влажную массу (рабочую) используется формула<sup>1</sup>

$$v^p = v^c \cdot \frac{100 - W}{100}, \quad (8)$$

где  $v^p, v^c$  – содержание компонентов в сухой и влажной массе газа соответственно, объемн. %;  $W$  – содержание влаги в рабочей массе топлива, объемн. %.

Влага содержится в газообразном топливе в виде водяных паров, количество которых зависит от температуры. Их процентное содержание во влажном газе рассчитывается из условия, что 1 кмоль водяных паров массой 18000 г занимает объем 22,4 м<sup>3</sup>. Следовательно, 1 г водяных паров будет занимать объем, равный 0,00124 м<sup>3</sup>. Таким образом, содержание  $\text{H}_2\text{O}$  в рабочей массе топлива можно рассчитать по формуле

$$W = \frac{0,00124g}{1 + 0,00124g} \cdot 100\%, \quad (9)$$

где  $g$  – объемное влагосодержание газа,  $\text{г}/\text{м}^3$ .

Влагосодержание коксового газа соответствует насыщению, относительная влажность составляет 100 %<sup>2</sup>. Максимальное влагосодержание  $g$  ( $\text{г}/\text{м}^3$ ) водяного пара в 1 м<sup>3</sup> влажного газа зависит от температуры газа и, следовательно, пара. Числовые

<sup>1</sup> Краткий справочник химика / составитель В. И. Перельман. Москва: Госхимиздат, 1955. 560 с.

<sup>2</sup> Тепловой расчет котлов (нормативный метод) / под редакцией С. И. Мочана и др. Санкт-Петербург: НПО ЦКТИ, 1998. 260 с.

значения  $g$  определяются по таблице<sup>1</sup> или вычисляются (с достаточной точностью расчета) по эмпирической формуле для температуры  $t$  до 100 °С и выше<sup>2</sup>:

$$\lg g = 0,686 + \frac{6,9t}{230 + t}. \quad (10)$$

Например, при относительной влажности, равной 100 %, и температуре газа 20 °С объемное влагосодержание составляет 2,1 %, при температуре 40 °С – 6 %.

В случае подготовки газа к газовому анализу необходимо обратным методом произвести пересчет влажности на фактическую температуру в газопроводе.

Важнейшей характеристикой газообразного топлива является его теплотворность, под которой понимается тепловыделение на единицу объема ( $Q$ , МДж/м<sup>3</sup>). Величины низшей теплотворной способности компонентов коксового газа представлены в табл. 1.

Низшая теплота сгорания (МДж/м<sup>3</sup>) для газа вычисляется по формуле

$$Q^H = \sum_{i=1}^n Q_i \nu_i, \quad (11)$$

где  $Q_i$  – низшая теплотворная способность  $i$ -го компонента.

Количество тепла с химической энергией газа  $E_x$ , проходящее за период времени от  $\tau_0$  до  $\tau_i$  через измерительный участок трубопровода, определяется согласно уравнению

$$E_x = \int_{\tau_0}^{\tau_i} Q^H \cdot q_c d(\tau). \quad (12)$$

В данном случае для сведения баланса коксового газа между выходом и поступлением к потребителям удобнее использовать перевод натурального топлива в условное  $B_y$  (кг у.т.), теплота сгорания которого принимается равной 29,3 МДж/кг<sup>3</sup>.

Пересчет производится по следующей формуле:

$$B_y = \frac{E_x}{29,3}. \quad (13)$$

Процент небаланса коксового газа  $H_{\text{кг}}$  определяется по сумме выхода и сумме прихода:

<sup>1</sup> Стаскевич Н. Л., Северинцев Г. Н., Вигдорчик Д. Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. Ленинград: Недра, 1990. 762 с.

<sup>2</sup> Филоненко Г. К., Лебедев П. Д. Сушильные установки. Москва; Ленинград: Госэнергоиздат, 1952. 264 с.

<sup>3</sup> Ерохин В. Г., Маханько М. Г. Сборник задач по основам гидравлики и теплотехники. Москва: Энергия, 1979. 240 с.

$$H_{\text{кг}} = \frac{\sum_{i=1}^n B_y^{\text{вых}} - \sum_{i=1}^n B_y^{\text{прих}}}{\sum_{i=1}^n B_y^{\text{вых}}} \cdot 100\%, \quad (14)$$

где  $B_y^{\text{вых}}$  – выход коксового газа с коксохимического производства, тонн у. т.;  
 $B_y^{\text{прих}}$  – приход коксового газа к потребителю, тонн у.т.

Одно из отличий металлургических газов от природных состоит в большом количестве энергии с физическим теплом топлива, передаваемым от источника, в данном случае – от коксохимического производства.

Приход тепла с физическим теплом газа (МДж) определяется по уравнению

$$E_{\text{ф}} = \int_{\tau_0}^{\tau_i} V_n C T d(\tau), \quad (15)$$

где  $V_n$  – расход газа при нормальных условиях, м<sup>3</sup>/час;  $C$  – объемная теплоемкость влажного газа, МДж/(м<sup>3</sup>·К).

Как и в случае сухой газовой смеси, теплоемкость влажного газа (МДж/(м<sup>3</sup>·К)) определяется по его составу<sup>1</sup>:

$$C = v_c C_c + v_n C_n, \quad (16)$$

где  $C_c$  и  $C_n$  – объемная теплоемкость сухого газа и пара соответственно, МДж/(м<sup>3</sup>·К);  $v_c$  и  $v_n$  – объемная доля сухого газа и пара соответственно.

Для приведения объема газа к нормальным условиям ( $T_0 = 273,15$  К и  $p_0 = 101325$  Па) удобно пользоваться уравнением, объединяющим законы Бойля – Мариотта, Шарля и Гей-Люссака<sup>2</sup>:

$$pV = \frac{p_0 V_0 T}{273,15}. \quad (17)$$

С учетом того, что при стандартных и нормальных условиях давления совпадают, а температура при стандартных условиях равна 293,15 К, уравнение примет следующий вид:

$$V_n = \frac{293,15 V_c}{273,15}. \quad (18)$$

На рис. 2 представлена системная модель оценки энергетического потенциала влажного коксового газа на металлургическом предприятии.

<sup>1</sup> Болгарский А. В. Влажный газ. Москва; Ленинград: Госэнергоиздат, 1951. 155 с.

<sup>2</sup> Зубович И. А. Неорганическая химия. Москва: Высшая школа, 1989. 432 с.

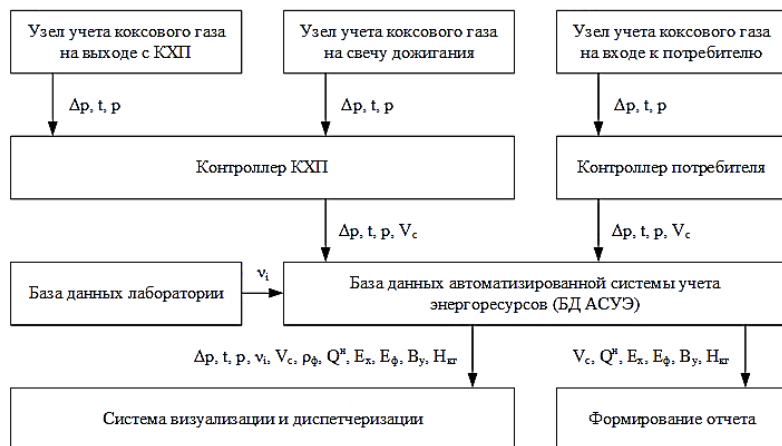


Рис. 2. Системная модель оценки энергетического потенциала влажного коксового газа

Алгоритм оценки энергетического потенциала влажного коксового газа включает следующие шаги:

1) на узлах учета осуществляется измерение перепада давления на сужающем устройстве, температуры и давления газа. Далее эти параметры передаются в контроллер соответствующего подразделения, в котором по формулам (4) и (5) рассчитывается объемный расход среды и расход коксового газа за определенный промежуток времени (минута, час, сутки);

2) информация о составе коксового газа на выходе с КХП на основании инструментальных измерений заносится в базу данных лаборатории;

3) в базу данных автоматизированной системы учета энергоресурсов поступают сведения с контроллеров подразделений и базы лаборатории;

4) для расхода газа, рассчитанного в контроллере, вводится корректировка по формуле (6) с учетом фактической плотности (7) и влагосодержания газа (9);

5) после вычисления фактического расхода газа определяется приход тепла с химическим (12) и физическим теплом (15) для каждого узла учета.

Используя в расчетах фактические параметры коксового газа, можно оценить содержание влаги на выходе с коксохимического производства и на входе в ТЭЦ-ПВС ЧерМК. На рис. 3 показаны значения влагосодержания коксового газа на КХП и ТЭЦ в течение 15 дней января (зима) и 15 дней июня (лето).

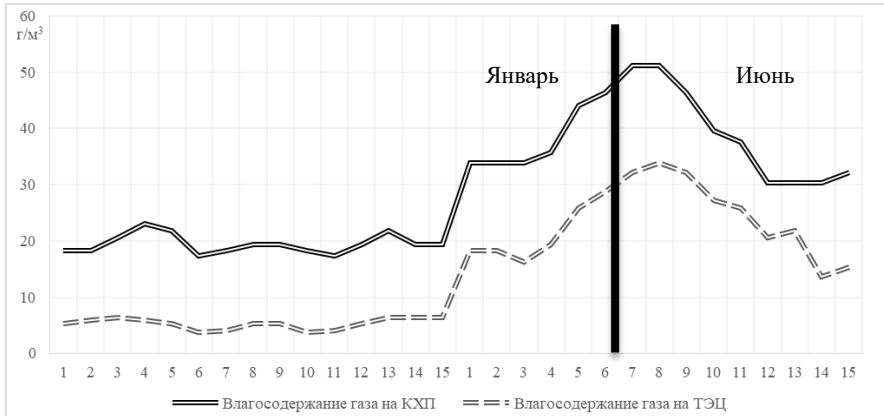


Рис. 3. Влагосодержание коксового газа на КХП и ТЭЦ зимой и летом

Коксовый газ, проходя до ТЭЦ-ПВС, охлаждается за счет окружающей среды, соответственно снижается его влагосодержание. Сконденсированный пар отводится через конденсатоотводчики. По диаграмме, представленной на рис. 3, видно, что с изменением времени года меняется содержание влаги в газе.

Фактические данные, приведенные на рис. 4, свидетельствуют о следующем: потери физического тепла (при неизменном сухом составе газа) с одного нормального кубического метра газа составляют от 10 кДж до 30 кДж на газопроводе протяженностью около трех километров при изменении температуры наружного воздуха от +25 °С до -10 °С.

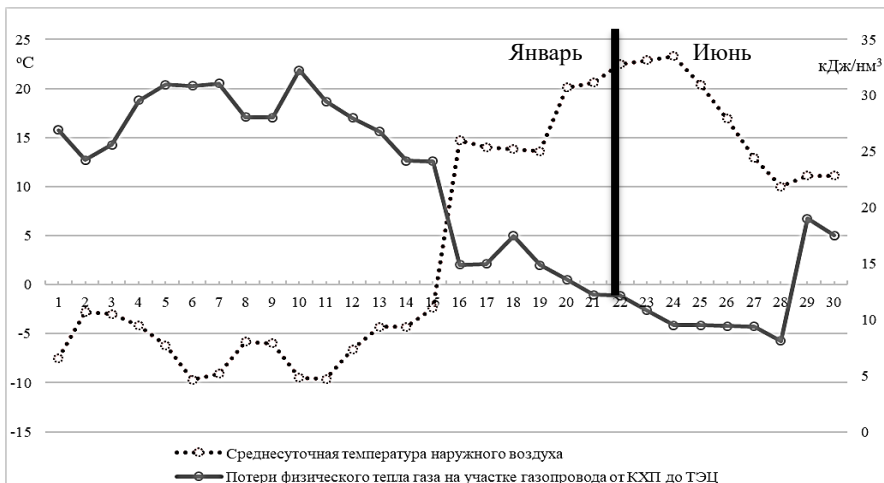


Рис. 4. Потери физического тепла газа на участке газопровода от КХП до ТЭЦ-ПВС

Если говорить о нормировании технико-экономических показателей работы котлоагрегатов и рассматривать ТП-170 ст. № 1 ТЭЦ-ПВС, работающий на смеси доменного, коксового и природного газов в соотношении 37 % / 44 % / 19 % соответственно, то следует отметить, что его коэффициент полезного действия будет отли-

чаться до 0,1 % (абс.) в летний период времени относительно расчетного КПД методом прямого баланса без учета физического тепла с коксовым газом (см. рис. 5).

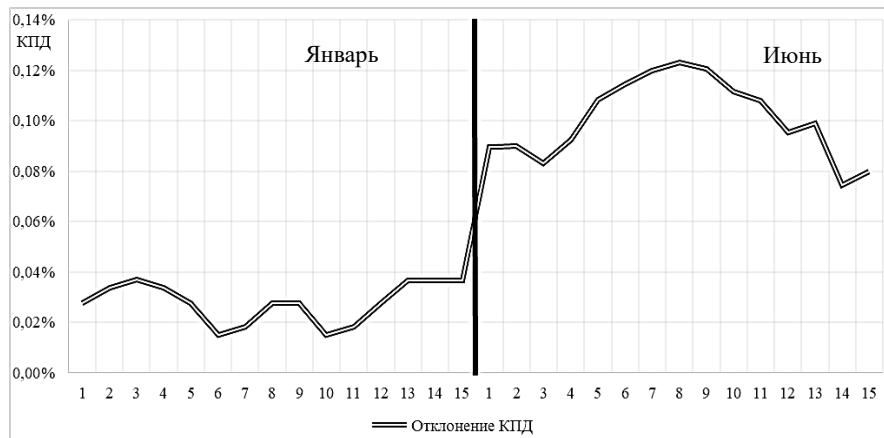


Рис. 5. Отклонение КПД котлоагрегата ТП-170 ст. № 1 ТЭЦ-ПВС от расчетного КПД без учета физического тепла с коксовым газом

### Выводы

В данной работе представлены математическая модель и алгоритм оценки энергетического потенциала влажного коксового газа на металлургическом предприятии, для реализации которых не требуется измерение влагосодержания и компонентного состава коксового газа перед подачей потребителям топлива.

Необходимо принять во внимание, что с изменением времени года и температуры окружающего воздуха меняется влагосодержание коксового газа, а также увеличиваются потери его физической теплоты. Отсутствие учета физической теплоты коксового газа при нормировании показателей работы ТЭЦ приводит к снижению точности учета коэффициента полезного действия котлоагрегатов.

### Список источников

- Болгарский А. В. Влажный газ. Москва; Ленинград: Госэнергоиздат, 1951. 155 с.
- Вессельман С. Г., Дробышев Л. В. Контроль и регулирование тепловых процессов на коксохимических заводах. Харьков: Металлургиздат, 1962. 378 с.
- Ерохин В. Г., Маханько М. Г. Сборник задач по основам гидравлики и теплотехники. Москва: Энергия, 1979. 240 с.
- Зубович И. А. Неорганическая химия. Москва: Высшая школа, 1989. 432 с.
- Краткий справочник химика / составитель В. И. Перельман. Москва: Госхимиздат, 1955. 560 с.
- Старк С. Б. Теплоэнергетическое хозяйство металлургических заводов. Москва: Металлургия, 1966. 311 с.
- Стаскевич Н. Л., Северинец Г. Н., Вигдорчик Д. Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. Ленинград: Недра, 1990. 762 с.
- Тепловой расчет котлов (нормативный метод) / под редакцией С. И. Мочана и др. Санкт-

Петербург: НПО ЦКТИ, 1998. 260 с.

Филоненко Г. К., Лебедев П. Д. Сушильные установки. Москва; Ленинград: Госэнергоиздат, 1952. 264 с.

Фингер Е. Д. и др. Методика испытаний котельных установок. Москва; Ленинград: Энергия, 1964. 288 с.

## References

Bolgarskii A. V. *Vlazhnyi gaz* [Wet gas]. Moscow; Leningrad: Gosenergoizdat, 1951. 155 p.

Vessel'man S. G., Drobyshev L. V. *Kontrol' i regulirovanie teplovykh protsessov na koksokhimicheskikh zavodakh* [Control and regulation of thermal processes at coke chemical plants]. Khar'kov: Metallurgizdat, 1962. 378 p.

Erokhin V. G., Makhan'ko M. G. *Sbornik zadach po osnovam gidravliki i teplotekhniki* [Problems on fundamentals of hydraulics and heat engineering]. Moscow: Energiia, 1979. 240 p.

Zubovich I. A. *Neorganicheskaia khimiia* [Inorganic chemistry]. Moscow: Vysshiaia shkola, 1989. 432 p.

*Kratkii spravochnik khimika* [Brief reference book of the chemist; compiled by V. I. Perel'man]. Moscow: Goskhimizdat, 1955. 560 p.

Stark S. B. *Teploenergeticheskoe khoziaistvo metallurgicheskikh zavodov* [Thermal power engineering of metallurgical plants]. Moscow: Metallurgiiia, 1966. 311 p.

Staskevich N. L., Severinets G. N., Vigdorchik D. Ia. *Spravochnik po gazosnabzheniiu i ispol'zovaniiu gaza* [Handbook on gas supply and gas use]. Leningrad: Nedra, 1990. 762 p.

*Teplovoi raschet kotlov (normativnyi metod)* [Thermal calculation of boilers (normative method); ed. by S. I. Mochan and others]. St Petersburg: NPO TsKTI, 1998. 260 p.

Filonenko G. K., Lebedev P. D. *Sushil'nye ustanovki* [Drying plants]. Moscow; Leningrad: Gosenergoizdat, 1952. 264 p.

Finger E. D. i dr. *Metodika ispytanii kotel'nykh ustanovok* [Thermal testing of boiler installations]. Moscow; Leningrad: Energiia, 1964. 288 p.

## Сведения об авторах

**Сергей Владимирович Лукин** – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой теплоэнергетики и теплотехники; <https://orcid.org/0000-0002-3002-1078>, s.v.luk@yandex.ru, Череповецкий государственный университет (д. 5, пр-т Луначарского, 162600 г. Череповец, Россия); **Sergey V. Lukin** – Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of Heat Power Engineering Department; <https://orcid.org/0000-0002-3002-1078>, s.v.luk@yandex.ru, Cherepovets State University (5, pr. Lunacharskogo, 162600 Cherepovets, Russia).

**Максим Андреевич Бахвалов** – аспирант; mabahvalov@yandex.ru, Череповецкий государственный университет (д. 5, пр-т Луначарского, 162600 г. Череповец, Россия); **Maxim A. Bahvalov** – Postgraduate student; mabahvalov@yandex.ru, Cherepovets State University (5, pr. Lunacharskogo, 162600 Cherepovets, Russia).

**Николай Иванович Шестаков** – доктор технических наук, профессор; <https://orcid.org/0000-0001-8019-122X>, n.i.shestakov@mail.ru, Череповецкий государственный университет (д. 5, пр-т Луначарского, 162600 г. Череповец, Россия); **Nikolay I. Shestakov** – Doctor of Technical Sciences, Professor; <https://orcid.org/0000-0001-8019-122X>, n.i.shestakov@mail.ru, Cherepovets State University (5, pr. Lunacharskogo, 162600 Cherepovets, Russia).

**Заявленный вклад авторов:** все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Contribution of the authors:** the authors contributed equally to this article. The authors declare no conflicts of interests.

Статья поступила в редакцию 09.12.2021; одобрена после рецензирования 28.03.2022; принята к публикации 06.04.2022.

The article was submitted 09.12.2021; Approved after reviewing 28.03.2022; Accepted for publication 06.04.2022.