

**Для цитирования:** Буланин В.А. Учет энергии на источнике теплоснабжения. Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. 2019; 46 (4):155-166. DOI:10.21822/2073-6185-2019-46-4-155-166

**For citation:** V.A. Bulanin. Method for measuring energy in heat supply sources. Herald of Daghestan State Technical University. Technical Sciences. 2019; 46(4):155-166. (In Russ.) DOI:10.21822/2073-6185-2019-46-4-155-166

## СТРОИТЕЛЬСТВО И АРХИТЕКТУРА

УДК 624.011.1

DOI: 10.21822/2073-6185-2019-46-4-155-166

### УЧЕТ ЭНЕРГИИ НА ИСТОЧНИКЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

**Буланин В.А.**

ООО «Инновационные технологии – Энергетика»,  
308007, г. Белгород, ул. Мичурина, 56, Россия

**Резюме Цель.** Целью исследования являлось определение фактического расхода газообразного рабочего тела по перепаду давления в сужающем устройстве при изменяющихся его параметрах (скорость, давление, температура, состав газа. **Метод.** Поскольку пикнометрический метод определения плотности при его высокой точности более прост, чем калориметрический метод определения теплоты сгорания, значение последней можно проверять, используя предложенную в статье зависимость. В случае расхождения вычисленного значения теплоты сгорания и полученного экспериментально более чем на 0,5%, определение теплоты сгорания и плотности следует повторить. Зависимость между плотностью и теплотой сгорания газа подлежит проверке и уточнению, если используется газ других месторождений. Во всех случаях следует пользоваться пробоотборником для накопления усредненной пробы газа за соответствующий период времени. Методическая погрешность вычисления количества газообразного рабочего тела может быть устранена или уменьшена при использовании ЭВМ в составе автоматизированной системы управления предприятием теплоснабжения. **Результат.** Доказано, что теплота сгорания энергетических топлив нелинейно зависит от содержания в них водорода и углерода; разработана формула, описывающая эту зависимость; при исследовании энергетических характеристик топлив установлена ранее неизвестная закономерность: углеводороды этилен, бензол и аннелированные углеводороды (нафталин, антрацен, нафтацен и т.д.) образуют гомологический ряд  $C_nH_{(n+6)/2}$  с гомологической разностью  $C_4H_2$ , в то время как все другие ряды углеводородов имеют гомологическую разность  $CH_2$ . **Вывод.** Наибольшие трудности представляет учет (измерение) количества энергии, содержащейся в используемых на ТЭС топливе, преимущественно природного газа, и теплоносителя, поскольку отсутствуют соответствующие технические средства для непосредственного (прямого) измерения количества того или иного вида энергии. Разработанные теоретические положения, вносят определенный вклад в развитие научных основ тепло- и газоснабжения, повышают точность и снижают трудоемкость расчета технико-экономических показателей ТЭС и котельных.

**Ключевые слова:** учет энергии, расход топлива, теплота сгорания, теплоснабжение, энергетический баланс, источник теплоснабжения

BUILDING AND ARCHITECTURE

METHOD FOR MEASURING ENERGY IN HEAT SUPPLY SOURCES

V.A. Bulanin

LLC «Innovative Technologies – Energy»,  
56 Michurina St., Belgorod 308007, Russia

**Abstract. Objectives.** This study was aimed at determining the actual flow rate of a gaseous working fluid by the pressure drop in the constriction device with its changing parameters (speed, pressure, temperature, gas composition). **Method.** Since the pycnometric method provides high accuracy in determining the density and is simpler than the calorimetric method for determining the calorific value, the value of the latter can be checked using the dependence proposed in the article. In the event of a discrepancy between the calculated value of the calorific value and the experimentally obtained value of more than 0.5%, the determination of the calorific value and the density should be repeated. The relationship between the density and calorific value of a gas is subject to verification and refinement when gas from other fields is used. In all cases, a sampler should be used to accumulate an average gas sample over an appropriate period of time. The methodological error in calculating the amount of gaseous working fluid can be eliminated or reduced by using a computer as part of an automated heat supply enterprise management system. **Results.** It was established that the calorific value of energy fuels non-linearly depends on the hydrogen and carbon contained therein; a formula has been developed to describe this relationship. When studying the energy characteristics of fuels, a previously unknown regularity was established: hydrocarbons ethylene, benzene and annelated hydrocarbons (naphthalene, anthracene, naphthacene, etc.) form the homologous series  $C_nH_{(n+6)/2}$  with the homological difference  $C_4H_2$ , while all other series of hydrocarbons have a homological difference  $CH_2$ . **Conclusion.** The greatest difficulties consist in accounting (measuring) the amount of energy contained in the fuel used at TPPs, mainly natural gas, and the coolant, since there are no appropriate technical means for direct measuring the amount of a particular type of energy. The developed theoretical provisions make a certain contribution to the development of the scientific foundations of heat and gas supply, increase accuracy and reduce the complexity of calculating the technical and economic indicators of thermal power plants and boiler houses.

**Keywords:** energy measuring, fuel consumption, calorific value, heat supply, energy balance, heat supply source

**Введение.** В необходимости учета энергии на источнике теплоснабжения основными аргументами являются расход топлива, воды и водяного пара, удельная теплота сгорания топлива, энтальпия воды и водяного пара, которые в свою очередь являются функциями других аргументов: перепад давления в сужающем устройстве расходомера, давление и температура измеряемой среды и т.д., предусмотренными действующими нормативными документами [1-5]. Однако эти документы отражают не все особенности учета, встречающиеся на практике.

В статье подробно изложены методы учета этих особенностей и рекомендации по уменьшению погрешности измерений. Проработаны также вопросы достоверного учета удельной теплоты сгорания природного газа, а также важные аспекты определения энтальпии воды и водяного пара.

**Постановка задачи.** Определение действительного расхода газообразного рабочего тела по перепаду давления в сужающем устройстве при изменяющихся его параметрах (скорость, давление, температура, состав газа) представляет собой трудную научно-техническую задачу. Пересчет показаний дифманометра-расходомера осуществляют, как правило, по среднеарифме-

тическим значениям параметров, вычисленным за сутки, в связи с чем, в измерение расхода и количества рабочего тела вносится дополнительная методическая погрешность, часто превышающая основную погрешность расходомера.

На рис. 1 показано влияние одного лишь фактора (расширение измеряемой среды при прохождении через сужающее устройство) на показания расходомера, где  $K_\varepsilon$  – поправочный множитель на расширение измеряемой среды. Методическая погрешность вычисления количества газообразного рабочего тела может быть устранена или уменьшена при использовании ЭВМ в составе АСУ ТП.

В этом случае пересчет показаний расходомера может быть реализован по уравнению:

$$Q_{нд} = Q_n K_\varepsilon K_{P,T} K_{\rho_n}$$

Поправочные коэффициенты:

$$K_\varepsilon = f(\Delta P/P), \quad K_{P,T} = f(P, T, K) \quad \text{и} \quad K_{\rho_n} = (\rho_n, \rho_{нд}),$$

учитывающие отклонение параметров расходомера от принятых в расчете его сужающего устройства, могут быть представлены как функции измеряемых параметров:

$$K_\varepsilon = \frac{\varepsilon_d}{\varepsilon} = a_1 + a_2 \frac{\Delta P}{P_u + P_{атм}} = a_1 + a_3 \frac{Q^2}{P_u + P_{атм}} ;$$

$$K_{P,T} = \sqrt{\frac{P_0 T K}{P T_0 K_0}} = [b_1 + (b_2 + b_3 t) P] \sqrt{\frac{P_u + P_{атм}}{273,15 + t}} ; \quad K_{\rho_n} = \sqrt{\frac{\rho_n}{\rho_{нд}}} = \frac{c}{\sqrt{\rho_{нд}}} .$$

Здесь  $a_1, a_2, a_3, b_1, b_2, b_3, c$  - константы, которые необходимо определять индивидуально для каждого расходомера. Остальные обозначения соответствуют Правилам [5].

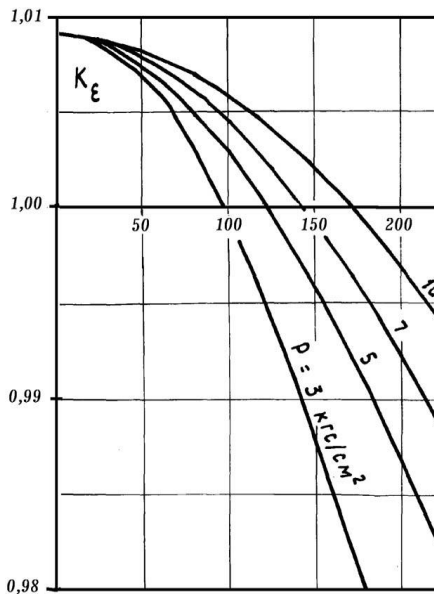


Рис. 1. Зависимость поправочного множителя на расширение измеряемой среды от давления

Fig. 1. Dependence of the correction factor for the expansion of the measured medium on the pressure

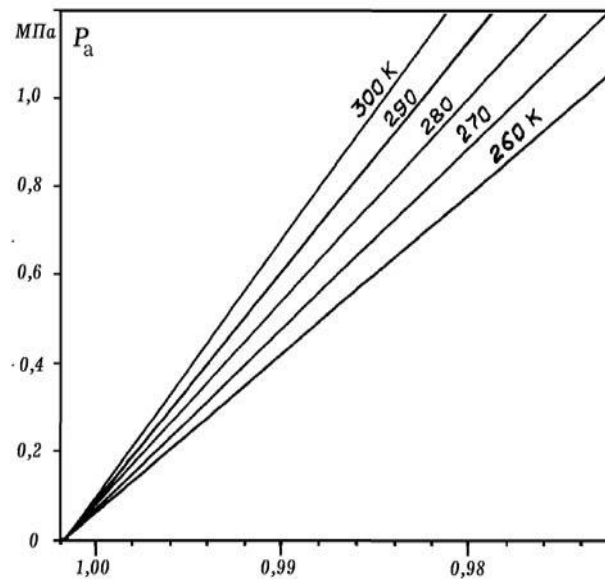


Рис. 2. Коэффициент сжимаемости метана  
 Fig. 2. The compressibility factor of methane

Для облегчения решения поставленной задачи автором разработаны графики коэффициента сжимаемости метана (рис. 2), поправочного множителя на расширение измеряемой среды для стандартной диафрагмы (рис. 3) и стандартного сопла (рис. 4).

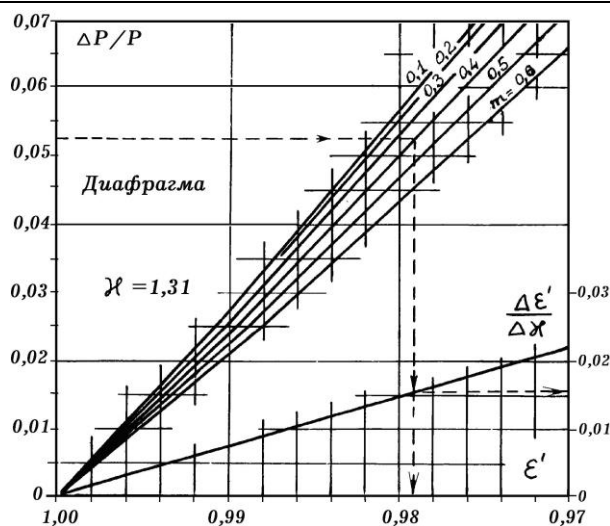


Рис. 3. Поправочный множитель на расширение измеряемой среды для стандартной диафрагмы  
 Fig. 3. Correction factor for the expansion of the measured medium for the standard diaphragm

$$\varepsilon = \varepsilon' + \frac{\Delta\varepsilon}{\Delta\lambda} (\lambda - 1,31)$$

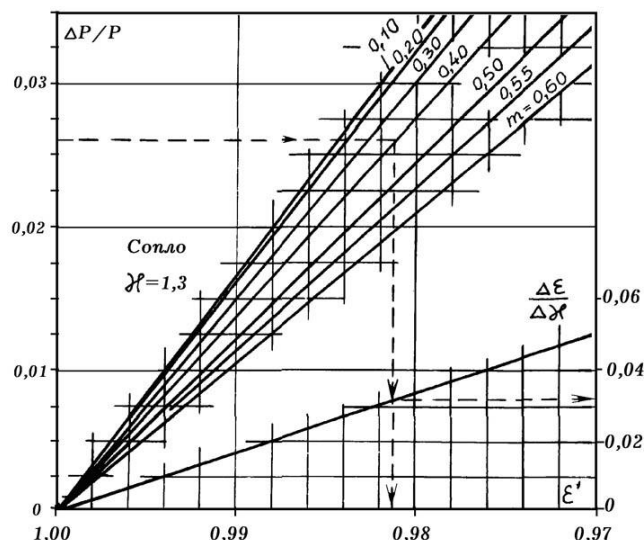


Рис. 4. Поправочный множитель на расширение измеряемой среды для стандартного сопла  
 Fig. 4. Correction factor for the expansion of the measured medium for a standard nozzle

$$\varepsilon = \varepsilon' + \frac{\Delta\varepsilon}{\Delta\lambda} (\lambda - 1,30)$$

Пересчет показаний дифманометра-расходомера необходимо производить непрерывно, либо каждый раз при изменении хотя бы одного из измеряемых параметров. Количество рабочего тела следует вычислять путем интегрирования действительных, пересчитанных на фактические условия измерения, параметров за весь период интегрирования: час, смена, сутки и т.д.

**Методы исследования. Контроль достоверности определения теплоты сгорания природного газа.** Основную долю в топливном балансе электростанций составляет природный газ. Изменение состава газа, наряду с другими факторами, затрудняет точный учет его расхода.

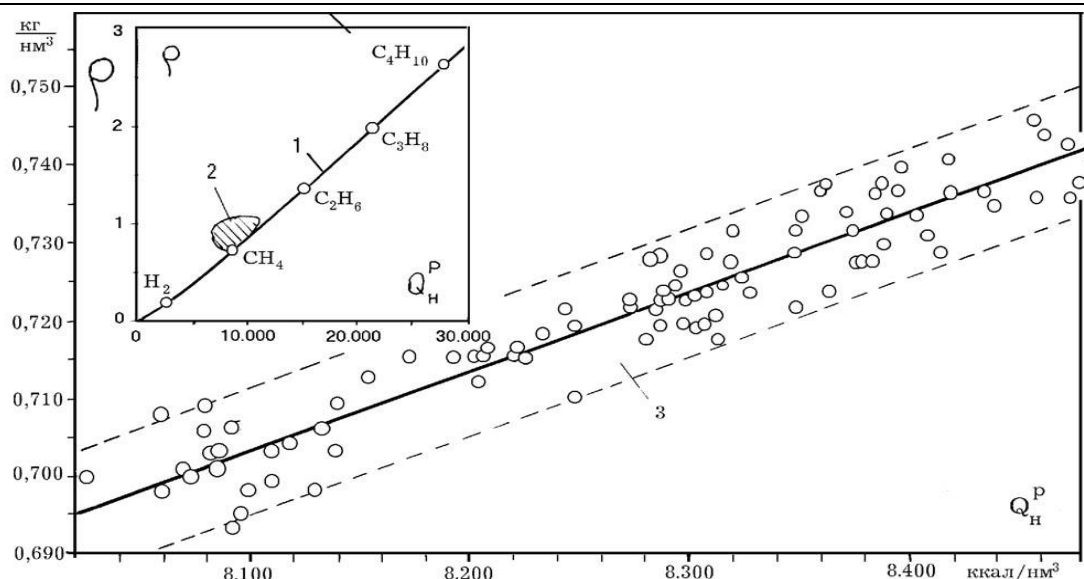
Для измерения расхода и количества потребляемого газа в натуральном и условном исчислении необходимо определять такие основные его характеристики, как плотность и удельная теплота сгорания.

Применяемые в настоящее время методы (пикнометрический для определения плотности и калориметрический для определения удельной теплоты сгорания природного газа) имеют погрешность, обычно не превышающую 0,3%.

Однако в случае несоблюдения методик выполнения измерений, например, неодновременный отбор «параллельных» проб газа, неисправности применяемых приспособлений, ошибки при вычислениях и т.д., погрешность может быть значительно выше. Контроль достоверности полученных значений плотности и теплоты сгорания газа обычно не производят из-за отсутствия соответствующей методики.

Покажем, например, что если вычисленная удельная теплота сгорания газа оказалась выше фактической на 1%, то вычисленный удельный расход условного топлива также завышен на 1% или на 3,7 г/(кВт.ч) при удельном расходе топлива 370 г/(кВт.ч). А при занижении плотности газа против фактической на 1% удельный расход топлива будет завышенным на 0,5% или на 1,85 г/(кВт.ч) против действительного его значения.

Автором были проанализированы значения плотности и удельной теплоты сгорания природного газа, подаваемого в г.Ташкент за десятилетний период (рис. 5, зона 3). Теплота сгорания и плотность газа приведены к стандартным условиям: 20°C и 0,101325 МПа [5].



**Рис. 5. Зависимость теплоты сгорания природного газа от его плотности**  
**Fig. 5. Dependence of the heat of combustion of natural gas on its density**

На рис. 5 показаны: 1 - углеводороды метанового ряда; 2 - зона, охватывающая природные газы месторождений СНГ, которые в той или иной мере забалластированы негорючими газами.

Природный газ, например, поступающий в г.Ташкент и на близ расположенные ТЭС, характеризуется зависимостью:  $Q_H^p = 41,00\rho + 5,15$ ,

где:  $Q_H^p$  - низшая теплота сгорания газа, МДж/м<sup>3</sup>;

$\rho$  - плотность газа, кг/м<sup>3</sup>.

Пунктирными линиями ограничена зона 3, в которой значения удельной теплоты сгорания этого газа отличаются от вычисленных по уравнению не более чем на 1%; 75% значений имеют разброс менее 0,5%.

Поскольку пикнометрический метод определения плотности при его высокой точности более прост, чем калориметрический метод определения теплоты сгорания, значение последней можно проверять, используя предложенную зависимость.

В случае расхождения вычисленного значения теплоты сгорания и полученного экспериментально более чем на 0,5%, определение теплоты сгорания и плотности следует повторить. Зависимость между плотностью и теплотой сгорания газа подлежит проверке и уточнению, если используется газ других месторождений. Во всех случаях следует пользоваться пробоотборником для накопления усредненной пробы газа за соответствующий период времени.

**О достоверности информации по теплофизическим свойствам влажного пара.** Основным рабочим телом последних ступеней паровых турбин ТЭС является влажный водяной пар. Это обстоятельство подчеркивает необходимость иметь достоверные данные по свойствам влажного пара, из-за отсутствия которых свойства влажного пара принято определять расчетным путем по известным свойствам пара и воды на границе насыщения, используя следующие соотношения:

$$i_x = (1-x)i' + i''x ; s_x = (1-x)s' + s''x ; v_x = (1-x)v' + v''x ,$$

где:  $x$  - степень сухости влажного пара, т.е. содержания в нем сухого насыщенного пара в долях от общего его количества;  $i', s', v'$  - соответственно энтальпия, энтропия и удельный объем кипящей воды;  $i'', s'', v''$  - энтальпия, энтропия и удельный объем сухого насыщенного пара;  $i_x, s_x, v_x$  - энтальпия, энтропия и удельный объем влажного пара.

Фактически же эти соотношения описывают свойства не влажного пара, а системы «жидкость-пар» с границей раздела между ними. В реальных условиях работы паровой турбины влажный пар представляет собой смесь сухого насыщенного пара и находящихся в его объеме капелек воды, то есть своего рода туман. Если сравнивать влажный пар и двухфазную систему «жидкость-пар» (с одинаковой степенью сухости пара  $x$ ), то влажный пар в принципе имеет более высокую энтальпию и энтропию, чем система «жидкость-пар». Отдавая теплоту в окружающую среду, влажный пар превращается в систему «жидкость-пар», приобретая присущие ей свойства.

С уменьшением сухости пара увеличивается отклонение свойств влажного пара от тех свойств, которые принято в настоящее время считать действительными, вследствие чего увеличивается погрешность выполняемых конструктивных и технико-экономических расчетов, которая в конечном итоге приводит к перерасходу энергоресурсов.

**Обсуждение результатов.** Представляется целесообразным проведение научно-исследовательских работ по непосредственному изучению свойств влажного пара в реальном цикле и разработке методов и средств их контроля.

В этом плане нами получена  $P-V-T$  зависимость в координатах  $x-y$ , в которой  $x = v$ ;  $y = T/T_{\text{вл}} - 0,1754(P - P_{\text{вл}})v$ ,

где:  $P$  - давление, бар;  $T$  - температура, К.

Эта зависимость интересна тем, что все без исключения изобары (воды и пара) пересекаются в двух точках:

$$x_1 = 0,001 \text{ м}^3/\text{кг}; y_1 = 0,00\dots0,35; x_2 = 0,003147 \text{ м}^3/\text{кг}; y_2 = 1,000.$$

По мнению автора, аналитическое изучение свойств воды и водяного пара в указанных координатах позволит выявить функциональную зависимость  $y = f(x)$ , то есть построить достаточно простое уравнение состояния реальной системы жидкость-пар.

**Учет энтальпии воды и водяного пара на ТЭС.** Как было показано выше, повышение точности энергетического баланса может быть достигнуто при использовании ЭВМ. Но для нее требуется соответствующее математическое обеспечение.

Относительно простые уравнения состояния воды и водяного пара представлены в [6-15]. Но и они достаточно сложны для использования на мини- и микроЭВМ, которыми оснащаются ТЭС для АСУ ТП энергоблоков. В связи с этим нами составлены более удобные и простые для программирования на ЭВМ аналитические выражения для косвенного измерения энтальпии, полученные путем аппроксимации таблично заданной (по Вукаловичу, 1969) зависимости энтальпии воды и водяного пара  $i$ , ккал/кг, от давления  $P$ , кгс/см<sup>2</sup>, и температуры  $t$ , °С, охватывающие практически весь диапазон параметров, имеющий место на ТЭС.

**Вода.** Диапазон параметров: температура 130...250°С, давление 30...300 кгс/см<sup>2</sup>.

Уравнение энтальпии:  $i = a_1 + a_2 P$ ,

где:  $a_1 = 9,84 + 0,85222t + 0,58056 \cdot 10^{-3} t^2$ ;

$a_2 = 0,1011 \cdot 10^{-1} + 0,12963 \cdot 10^{-3} t - 0,64815 \cdot 10^{-6} t^2$ .

В указанном диапазоне параметров погрешность аппроксимации не превышает 0,09%.

**Водяной пар:**

1. Диапазон параметров: температура 200...400°С; давление 1...90 кгс/см<sup>2</sup>.

Уравнение энтальпии:  $i = b_0 + b_1 P + b_2 P^2$ ,

где:  $b_0 = 597,92 + 0,43453t + 0,714 \cdot 10^{-4} t^2$ ;

$b_1 = -2,4211 + 0,930132 \cdot 10^{-2} t - 0,1028376 \cdot 10^{-4} t^2$ ;

$b_2 = -0,1800434 + 0,1438705 \cdot 10^{-2} t - 0,388097 \cdot 10^{-5} t^2 + 0,351208 \cdot 10^{-8} t^3$ .

2. Диапазон параметров: температура 400 ... 570°С; давление 1...250 кгс/см<sup>2</sup>.

Уравнение энтальпии:  $i = c_0 + c_1 P + c_2 P^2$ ,

$$\begin{aligned} \text{где: } c_0 &= 598,94 + 0,4262t + 0,85348 \cdot 10^{-4} t^2 ; \\ c_1 &= -0,88113 + 0,18212 \cdot 10^{-2} t - 0,11141 \cdot 10^{-5} t^2 ; \\ c_2 &= -0,8582 \cdot 10^{-2} + 0,301627 \cdot 10^{-4} t - 0,26818 \cdot 10^{-7} t^2 . \end{aligned}$$

В указанных диапазонах изменения параметров водяного пара погрешность аппроксимации составляет  $< 0,05\%$  .

Для расчетных (номинальных) параметров турбоагрегатов погрешность вычисления энтальпии воды и водяного пара по предложенным уравнениям на два порядка ниже погрешности контрольно-измерительных приборов, измеряющих давление и температуру пара и воды.

### **Зависимость теплоты сгорания топлива от соотношения водорода и углерода**

Для вычисления располагаемой (подведенной) теплоты энергоустановки кроме количества расходуемого топлива необходимо определять и удельную теплоту его сгорания. О методах подсчета теплоты сгорания топлива достаточно подробно изложено в [16]:

- метод калориметрического определения теплоты сгорания твердого, жидкого и газообразного топлива, основанный на сжигании пробы топлива в среде кислорода и поглощении выделившейся теплоты водой в калориметре. Этот метод является основным и наиболее точным для вычисления теплоты сгорания топлива на тепловых электростанциях, но является весьма трудоемким;

- подсчет теплоты сгорания газообразного топлива по компонентному составу его горючих веществ;

- подсчет теплоты сгорания твердого топлива по данным технического анализа (выход кокса, выход летучих веществ, теплота сгорания летучих веществ);

- определение теплоты сгорания твердого и жидкого топлива по его элементному составу (формулы П.Л.Дюлонга, Д.И.Менделеева, Общества германских инженеров и др.).

Необходимо отметить, что удельная теплота сгорания топлива - это количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании единицы количества топлива при постоянном давлении и охлаждении продуктов сгорания до исходной температуры топлива и окислителя. Такое условие необходимо соблюдать и при вычислении к.п.д. котельного агрегата, поскольку он свидетельствует о степени эффективности использования вычисленной указанным методом теплоты сгорания топлива.

Согласно правилу Вельтера-Бертье теплота сгорания всех сухих топлив с одним молем кислорода одинакова.

Вычисление и сравнение теплоты сгорания энергетических топлив производят, например, по элементному составу, используя формулу Д.И.Менделеева:

$$Q_n^p = 81C + 300H - 26(O - S),$$

где:  $Q_n^p$  - высшая теплота сгорания топлива, ккал/кг;

$C, H, O, S$  - содержание в топливе элементов соответственно углерода, водорода, кислорода и серы, %.

Заметим, что формула Д.И.Менделеева, как и многих других исследователей, имеет линейную зависимость теплоты сгорания топлива от содержания каждого из элементов в нем.

Большое количество формул, различающихся в основном только входящими в них константами, свидетельствует о недостаточной их достоверности. Проанализируем этот вопрос подробнее.

Построим (рис. 6) графическую зависимость удельной теплоты сгорания углеводородов от соотношения в них водорода и углерода.

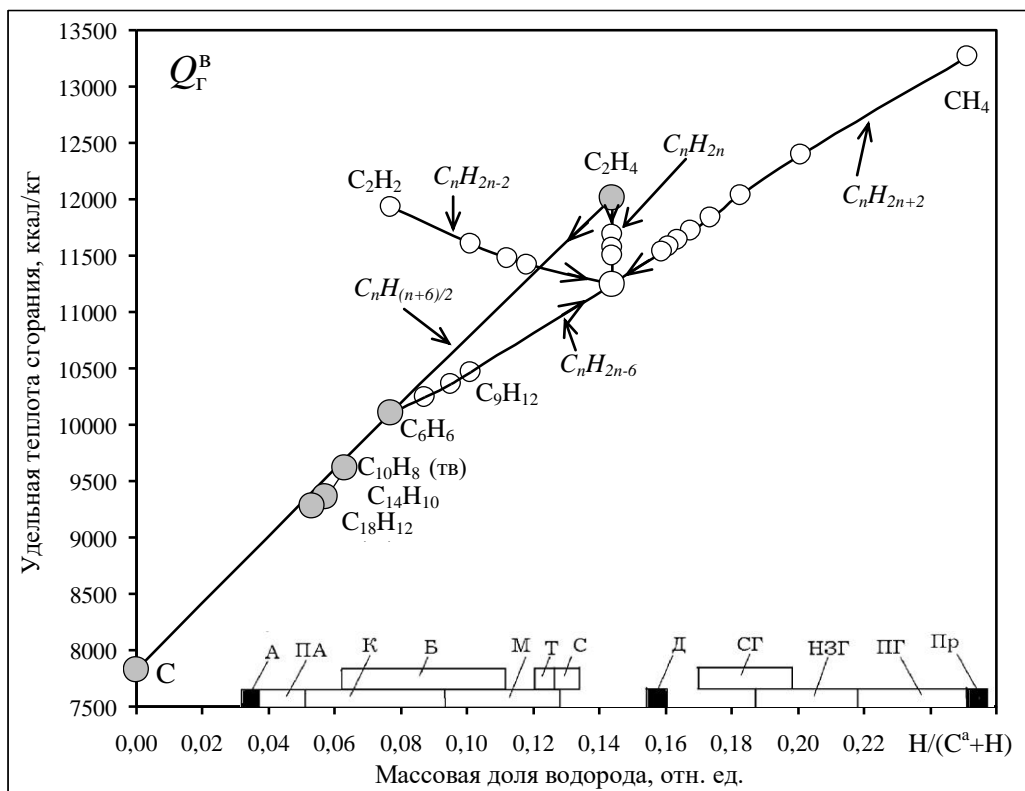


Рис. 6. Зависимость удельной теплоты сгорания углеводородов от соотношения в них водорода и углерода.

Fig. 6. The dependence of the specific heat of combustion of hydrocarbons on the ratio of hydrogen and carbon in them.

Чтобы не загромождать рис.6, на нем представлены только часть первоначальных углеводорода каждого гомологического ряда (обозначены только первые члены этих рядов), а также этилен  $C_2H_4$ , бензол  $C_6H_6$ , нафталин  $C_{10}H_8$ , антрацен  $C_{14}H_{10}$ , тетрацен  $C_{18}H_{12}$  и углерод  $C$ , составляющие гомологический ряд  $C_nH_{(n+6)/2}$  с гомологической разностью  $C_4H_2$ . Все гомологические ряды обозначены линиями. Кроме того внизу графика показаны углеродсодержащие виды топлива с соответствующими массовыми долями водорода в них: А - антрацит; ПА - полуантрацит, К - каменный уголь; Б - бурый уголь; М - мазут, Т - торф, С - сланцы; Д - дрова, СГ - сжиженные газы; НЗГ - нефтезаводские газы; ПГ - попутные газы; Пр - природные газы.

Сделаем допущение, что содержащийся в сухом углеводородном топливе кислород связан полностью с соответствующим количеством углерода в виде  $nCO_x$ , в котором соотношение масс  $CO_3 : CO_2 = 1 : 4$ , а  $x = 2,2$ .

В этом случае доля «пассивного» углерода, связанного с кислородом, равна  $C^n = 0,341O$  (не явно выраженное аналогичное значение связанного углерода в формуле Д.И.Менделеева  $C^n = \frac{26}{81}O = 0,321O$ , что соответствует отношению масс  $CO_3 : CO_2 = 1 : 2$ ).

Назовем «активным» несвязанный углерод  $C^a = C - 0,341O$ , участвующий в процессе горения с выделением теплоты.

Энергетическое топливо представляет собой сложный состав различных углеводородов и их гомологов, которые, как правило, находятся в твердом и жидком состоянии, а для природных газов и в газообразном состоянии, в основном метан.

Поэтому удельную теплоту сгорания энергетического топлива можно описать плавной кривой второго порядка, соединяющей значения теплоты сгорания углерода (графит, 32,77 МДж/кг), с одной стороны, и метана (55,50 МДж/кг), с другой:

$$Q_{уд.мс}^e = 3,77 + 121,28C^aH / (C^a + H)^2, \quad (1)$$



где:  $Q_{уд.мс}^s$  - удельная высшая теплота сгорания активной углеводородной массы топлива, МДж/кг;

$C, O, H$  - содержание углерода, кислорода, водорода в долях исследуемой массы топлива.

Умножив выражение (1) на количество углеводородной горючей массы  $C^a + H = C - 0,341O + H$  и прибавив к нему теплоту сгорания серы, получим выражение удельной теплоты сгорания единицы массы исследуемого топлива в мегаджоулях на килограмм:

$$Q_{уд.мс}^s = 32,77(C^a + H) + 121,28 \frac{C^a \cdot H}{C^a + H} + 11S, \quad (2)$$

где:  $S$  - содержание серы в долях исследуемой массы топлива.

Проверим достоверность этой формулы на примере дров и антрацита.

Подставив в формулу (1) данные состава дров (51,0С; 6,1Н; 42,3О; 0,6N) с высшей теплотой сгорания этой массы (4850 ккал/кг или 20,35 МДж/кг), определенной в калориметре, получим точно такое же значение удельной высшей теплоты сгорания, МДж/кг:

$$Q_{уд.мс}^s = 32,77(0,3655 + 0,061) + 121,28 \frac{0,3655 \cdot 0,061}{0,3655 + 0,061} = 20,35,$$

где:  $C^a = C - 0,341O = 0,51 - 0,341 \cdot 0,423 = 0,3655$ .

Аналогично найдем и значение высшей теплоты сгорания горючей  $Q = 8100$  ккал/кг массы антрацита следующего состава (в процентах):

93,5С; 2,0Н; 1,4О; 2,3S; 0,8 N /

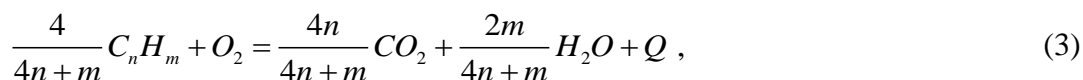
По формуле (2) получим 33,8 МДж/кг или 8060 ккал/кг; здесь имеем разницу -0,5%. По формуле же Д.И.Менделеева теплота сгорания антрацита указанного состава равна 8193 ккал/кг, в этом случае имеем разницу +1,1%.

Более высокую погрешность (2,4%) формула Д.И.Менделеева имеет по теплоте сгорания метана, содержание которого в природном газе достигает 95% и выше.

Таким образом, формула (2) с высокой точностью воспроизводит значение теплоты сгорания энергетического топлива, начиная с антрацита и кончая природным газом, поэтому целесообразно практическое ее использование.

В данных исследованиях автором установлена также ранее неизвестная закономерность, заключающаяся в том, что углеводороды этилен  $C_2H_4$ , бензол  $C_6H_6$  и аннелированные углеводороды нафталин  $C_{10}H_8$ , антрацен  $C_{14}H_{10}$ , нафтацен  $C_{18}H_{12}$  и т.д. образуют гомологический ряд  $C_nH_{(n+6)/2}$  с гомологической разностью  $C_4H_2$ , в то время как все другие ряды углеводородов имеют гомологическую разность  $CH_2$ .

Далее, для проверки достоверности правила Вельтера-Бертье, используем уравнение химической реакции горения углеводородов с кислородом:



Обозначив относительную массу водорода, содержащегося в углеводороде,  $\bar{h} = \frac{H}{C+H} = \frac{\frac{m}{n}}{12 + \frac{m}{n}}$ , найдем отношение  $\frac{m}{n} = \frac{12\bar{h}}{1-\bar{h}}$ , которое используем при выводе выражений:

- массы углеводорода, вступающей в реакцию горения, в килограммах на киломоль кислорода:

$$M = \frac{4(12n+m)}{4n+m} = \frac{12}{1+2\bar{h}} = \frac{12(C+H)}{C+3H}; \quad (4)$$

- количества воды (в тех же единицах измерения):

$$W = \frac{18 \cdot 2m}{4n + m} = \frac{36\bar{H}}{1 + 2\bar{H}} = \frac{36H}{C + 3H}. \quad (5)$$

Из полученных выражений (1) и (4) найдем формулу теплоты сгорания топлива с 1 киломолем кислорода:

$$q_{mc}^e = Q_{yd.mc}^e \cdot M = \left[ 32,77 + 121,28 \frac{C^a \cdot H}{(C^a + H)^2} \right] \frac{12(C^a + H)}{C^a + 3H}, \quad (6)$$

где:  $q_{mc}^e$  - высшая теплота сгорания энергетического топлива, вступившего в реакцию горения с 1 киломолем кислорода, МДж/кмоль  $O_2$ ;  $C^a = C - 0,341O$ .

Низшую теплоту сгорания сухого энергетического топлива с 1 киломолем кислорода можно вычислять с учетом выражения (1.5) по следующей формуле:

$$q_{mc}^n = q_{mc}^e - 2,5W = q_{mc}^e - \frac{90H}{C + 3H}, \quad (7)$$

где:  $q_{mc}^n$  - низшая теплота сгорания энергетического топлива, МДж/кмоль  $O_2$ ;  
2,5 - теплота парообразования воды при парциальном давлении водяного пара в продуктах сгорания, МДж/кг.

Вычисленные по формулам (6) и (7) и представленные на рис. 3 значения теплоты сгорания топлива с одним киломолем кислорода показывают, что *правило Вельтера-Бертье имеет существенную погрешность* - теплота сгорания различных топлив отличается от среднего ее значения на  $\Delta q_{mc}^n = 10\%$  и  $\Delta q_{mc}^e = 5\%$ .

Поскольку значение высшей теплоты сгорания топлива с одним киломолем кислорода не зависит от значений его влажности и зольности, представляется целесообразным считать этот факт важнейшей характеристикой энергетических топлив.

**Вывод.** Разработаны теоретические положения, вносящие определенный вклад в развитие теплоэнергетической науки и повышающие точность и снижающие трудоемкость расчета технико-экономических показателей ТЭС и котельных, а именно:

- впервые доказано, что теплота сгорания энергетических топлив нелинейно зависит от содержания в них водорода и углерода; разработана формула, описывающая эту зависимость;
- при исследовании энергетических характеристик топлив установлена ранее неизвестная закономерность: углеводороды этилен, бензол и аннелированные углеводороды (нафталин, антрацен, нафтацен и т.д.) образуют гомологический ряд  $C_n H_{(n+6)/2}$  с гомологической разностью  $C_4 H_2$ , в то время как все другие ряды углеводородов имеют гомологическую разность  $C H_2$ .

#### Библиографический список:

1. Правила учета газа (утв. Приказом Минэнерго России от 30.12.2013 № 961 (ред. от 26.12.2014)).
2. Правила учета электрической энергии (утв. Минтопэнерго РФ 19.09.1996, Минстроем РФ 26.09.1996).
3. Правила коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя (утв. Пост. Правит. РФ от 18.11.2013 № 1034 (ред. от 13.02.2019)).
4. Правила организации коммерческого учета воды (утв. Пост. Правит. РФ от 04.09.2013 № 776 (ред. от 29.06.2017)).
5. ГОСТ 8.586.1-2005. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования.
6. Апатовский Л.Е., Крылова Л.Д., Смирнова Г.Б. Выбор рациональных схем включения калориферных установок в тепловую схему блока. - Энергомашиностроение, 1975, № 6, с.12-15.
7. Баринберг Г.Д., Бененсон Е.И. Влияние параметров свежего пара, промежуточного перегрева и единичной мощности на экономичность теплофикационных турбин. - В сб.: Опыт создания турбин и дизелей. Свердловск, Ср.-Уральск. кн. изд-во, 1969. с. 97-102.

8. Белинский С.Я., Липов Ю.М. Энергетические установки электростанций. Учебник для вузов. - М.: Энергия, 1974. 304 с.
9. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины. - М.: Энергия, 1976. 264 с.
10. Борисов Е.И., Корытников В.П. Роль теплофикации в энергетике и народном хозяйстве СССР. - В кн.: Теплофикация СССР. - М.: Энергия, 1977, с. 7-24.
11. Буланин В.А. Некоторые вопросы анализа энергобаланса ТЭС// В кн.: Проблемы общей энергетике и топливно-энергетического комплекса. Труды Энергосет'проекта, выпуск 12. - М.: 1979, с. 10-20.
12. Райс (J.G.Rice). Термодинамическая оценка циклов совместной выработки тепла и электроэнергии в газотурбинных установках. Часть 1 - Расчет по методу теплового баланса (Тр. амер. общ. инженеров-механиков. Энергетические машины и установки, 1987, №1. с.1-10.
13. Буланин В.А. Алгоритм оценки влияния отбора тепла от турбоагрегата на его экономичность. - Респ. н.т.к. по электроавтоматизации и автоматическому управлению и регулированию производственных процессов (тезисы докладов), Ташкент, 1975.
14. Буланин В.А. К вопросу определения к.п.д. котлоагрегата и удельного расхода тепла на турбоагрегат. - В респ. н.т.к. энергетиков (тезисы докладов), Ташкент, 1976.
15. Буланин В.А. К вопросу оценки достоверности технико-экономических показателей ТЭС. - У респ. н.т.к. энергетиков (тезисы докладов), Ташкент, 1976.
16. Равич М.Б. Эффективность использования топлива. М.: Наука, 1977. 344 с.

### References:

1. Pravila ucheta gaza (utv. Prikazom Minenergo Rossii ot 30.12.2013 № 961 (red. ot 26.12.2014)). [Gas accounting rules (approved by Order of the Ministry of Energy of Russia dated December 30, 2013 No. 961 (as amended on December 26, 2014) (In Russ)]
2. Pravila ucheta elektricheskoy energii (utv. Mintopenergo RF 19.09.1996, Minstroyem RF 26.09.1996). [Rules for accounting for electric energy (approved by the Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation on September 19, 1996, and the Ministry of Construction of the Russian Federation on September 26, 1996). (In Russ)]
3. Pravila kommercheskogo ucheta teplovooy energii, teplonositelya (utv. Post. Pravit. RF ot 18.11.2013 № 1034 (red. ot 13.02.2019)). [Rules for the commercial accounting of thermal energy, coolant (approved. Post. Government of the Russian Federation of 11.11.2013 No. 1034 (as amended of 13.02.2019)). (In Russ)]
4. Pravila organizatsii kommercheskogo ucheta vody (utv. Post. Pravit. RF ot 04.09.2013 № 776 (red. ot 29.06.2017)). [ Rules for the organization of commercial water metering (approved. Post. Government of the Russian Federation of 04.09.2013 No. 776 (as amended on 06/29/2017)). (In Russ)]
5. GOST 8.586.1-2005. Izmereniye raskhoda i kolichestva zhidkostey i gazov s pomoshch'yu standartnykh suzhu-yu-shchikh ustroystv. Chast' 1. Printsip metoda izmereniy i obshchiye trebovaniya. [ GOST 8.586.1-2005. Measurement of the flow rate and amount of liquids and gases using standard constricting devices. Part 1. The principle of the measurement method and general requirements. (In Russ)]
6. Apatovskiy L.Ye., Krylova L.D., Smirnova G.B. Vybora ratsional'nykh skhem vklyucheniya kalorifernykh ustanovok v teplovuyu skhemu bloka. - Energomashinostroyeniye, 1975, № 6, s.12-15. [Apatovsky L.E., Krylova L.D., Smirnova G.B. The choice of rational schemes for incorporating air heaters into the thermal circuit of the unit. - Power engineering, 1975, No. 6, pp.12-15. (In Russ)]
7. Barinberg G.D., Benenson Ye.I. Vliyaniye parametrov svezhego para, promezhutochnogo peregreva i yedinichnoy moshchnosti na ekonomichnost' teplofikatsionnykh turbin. - V sb.: Opyt sozdaniya turbin i dizeley. Sverdlovsk, Sr.-Ural'sk. kn. izd-vo, 1969. s. 97-102. [Barinberg G.D., Benenson E.I. Influence of parameters of fresh steam, intermediate overheating and unit power on the efficiency of cogeneration turbines. - In Sat: Experience in creating turbines and diesel engines. Sverdlovsk, Sr.-Uralsk. Prince Publishing House, 1969. p. 97-102. (In Russ)]
8. Belinskiy S.YA., Lipov YU.M. Energeticheskiye ustanovki elektrostantsiy. Uchebnik dlya vuzov. - M.: Energiya, 1974. 304 s. [Belinsky S.Ya., Lipov Yu.M. Power plants of power plants. Textbook for high schools. - M.: Energy, 1974. 304 p. (In Russ)]
9. Benenson Ye.I., Ioffe L.S. Teplofikatsionnyye parovyye turbiny. - M.: Energiya, 1976. 264 s. [Benenson E.I., Ioffe L.S. Heating steam turbines. - M.: Energy, 1976.264 p. (In Russ)]
10. Borisov Ye.I., Korytnikov V.P. Rol' teplofikatsii v energetike i narodnom khozyaystve SSSR. - V kn.: Teplofikatsiya SSSR. - M.: Energiya, 1977, s. 7-24. [Borisov E.I., Korytnikov V.P. The role of heating in the energy sector and national economy of the USSR. - In the book: Heating of the USSR. M.: Energy, 1977, p. 7-24. (In Russ)]
11. Bulanin V.A. Nekotoryye voprosy analiza energobalansa TES// V kn.: Problemy obshchey energetiki i toplivno-energeticheskogo kompleksa. Trudy Energoset'proyekt, vypusk 12. - M.: 1979, s. 10-20. [Bulanin V.A. Some issues of analysis of the energy balance of thermal power plants // In the book: Problems of general energy and the fuel and energy complex. Proceedings of the Energy Network project, issue 12. M.: 1979, p. 10-20. (In Russ)]
12. Rice (J.G. Rice). Thermodynamic assessment of the cycles of joint heat and power generation in gas turbine plants. Part 1 - Calculation by the method of heat balance (Tr. Amer. General. Mechanical Engineers. Power Machines and Installations, 1987, No. 1. pp.1-10.

13. Bulanin V.A. Algoritm otsenki vliyaniya otbora tepla ot turboagregata na yego ekonomichnost'. - Resp. n.t.k. po elektroavtomatizatsii i avtomaticheskomu upravleniyu i regulirovaniyu proizvodstvennykh pro-tsessov (tezisy dokladov), Tashkent, 1975 [ Bulanin V.A. Algorithm for assessing the influence of heat removal from a turbine unit on its efficiency. - Rep. nt on electroautomatization and automatic control and regulation of production processes (abstracts), Tashkent, 1975. (In Russ)]

14. Bulanin V.A. K voprosu opredeleniya k.p.d. kotloagregata i udel'nogo raskhoda tepla na turboagregat. - V resp. n.t.k. energetikov (tezisy dokladov), Tashkent, 1976. [ Bulanin V.A. On the issue of determining the efficiency boiler unit and specific heat consumption for a turbine unit. - V rep. nt.k. power engineers (abstracts), Tashkent, 1976. (In Russ)]

15. Bulanin V.A. K voprosu otsenki dostovernosti tekhniko-ekonomicheskikh pokazateley TES. - U resp. n.t.k energetikov (tezisy dokladov), Tashkent, 1976. [Bulanin V.A. On the issue of assessing the reliability of technical and economic indicators of thermal power plants. - At rep. ntk of power engineers (theses of reports), Tashkent, 1976. (In Russ)]

16. Ravich M.B. Effektivnost' ispol'zovaniya topliva. M.: Nauka, 1977. 344 s. [Ravich M.B. Fuel efficiency. M. : Nauka, 1977.344 p. (In Russ)]

**Сведения об авторе:**

Буланин Владимир Анатольевич, кандидат технических наук, генеральный директор; e-mail: v\_bulanin@mail.ru

**Information about the author:**

Vladimir A. Bulanin, Cand. Sci. (Technical), General Director; e-mail: v\_bulanin@mail.ru

**Конфликт интересов**

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

**Поступила в редакцию** 01.11.2019.

**Принята в печать** 28.11.2019.

**Conflict of interest.**

The author declare no conflict of interest.

**Received** 01.11.2019.

**Accepted for publication** 28.11.2019.