

УДК 621.1

**Алексей Борисович Бирюков**

ФГБОУ ВО «Донецкий национальный технический университет», доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой технической теплофизики, проректор, Россия, Донецк, e-mail: birukov.ttf@gmail.com

**Александр Николаевич Лебедев**

ФГБОУ ВО «Донецкий национальный технический университет», кандидат технических наук, доцент кафедры промышленной теплоэнергетики, Россия, Донецк, e-mail: lan.fmt@mail.ru

**Кирилл Дмитриевич Каминский**

ФГБОУ ВО «Донецкий национальный технический университет», студент факультета металлургии и теплоэнергетики, Россия, Донецк, e-mail: k4minskiy.k@yandex.com

## Методика определения температуры точки росы продуктов сгорания природного газа<sup>1</sup>

### Авторское резюме

**Состояние вопроса.** В настоящее время существуют различные методики для определения температуры точки росы для влажного воздуха и продуктов сгорания отдельных видов топлива, что особенно важно при проектировании систем глубокого охлаждения дымовых газов на котельных установках, которые не учитывают состав конкретного вида топлива. В связи с этим актуальной является разработка простой методики расчета этой величины, в частности, при использовании природного газа в качестве топлива.

**Материалы и методы.** Использовались методы термодинамического анализа процессов во влажном воздухе и продуктах сгорания топлив, результаты теплотехнических расчетов процессов горения топлива.

**Результаты.** Проведен анализ существующих методик определения температуры точки росы для продуктов сгорания природного газа в целях недопущения конденсации водяного пара в дымоходах и дымовой трубе для обеспечения условий их функционирования, особенно при глубоком охлаждении. Предложена простая методика расчета этой величины, показан пример ее использования. Проанализировано влияние таких факторов, как влагосодержание воздуха и природного газа, абсолютное давление продуктов сгорания и коэффициента расхода воздуха, на температуру точки росы. Показано, что итоговое уточнение искомой величины может быть достаточно существенным, а потому использование методики, позволяющей учесть эти закономерности, целесообразно при проектировании систем глубокого охлаждения дымовых газов.

**Выводы.** Установлено, что предложенная методика является достаточно универсальной и может быть использована при сжигании природного газа различного состава и различных значений параметров, характеризующих сжигание топлива.

**Ключевые слова:** методы термодинамического анализа, природный газ, продукты сгорания, температура точки росы, системы глубокого охлаждения

**Aleksey Borisovich Biryukov**

Donetsk National Technical University, Doctor of Engineering Sciences, (Postdoctoral degree), Professor of Technical Thermophysics Department, Vice Rector, Russia, Donetsk, e-mail: birukov.ttf@gmail.com

**Alexander Nikolaevich Lebedev**

Donetsk National Technical University, Candidate of Engineering Sciences (PhD), Associate Professor of Industrial Thermal Power Engineering Department, Russia, Donetsk, e-mail: lan.fmt@mail.ru

**Kirill Dmitrievich Kaminskii**

Donetsk National Technical University, Student of Metallurgy and Thermal Power Engineering Department, Russia, Donetsk, e-mail: k4minskiy.k@yandex.com

<sup>1</sup> Работа выполняется в рамках научной темы «Повышение энергоэффективности выработки, транспортировки и потребления тепловой энергии» код (шифр) научной темы, присвоенной учредителем (организацией): FRRF-2023-0003 регистрационный номер: 1023031000013-2-2.2.3.

The study is carried out within the framework of the scientific topic "Increasing the energy efficiency of production, transportation and consumption of thermal energy" code (cipher) of the scientific topic assigned by the founder (organization): FRRF-2023-0003 registration number: 1023031000013-2-2.2.3.

## Method to determine dew point temperature of natural gas combustion products

### Abstract

**Background.** Currently, there are various methods to determine the dew point temperature of humid air and combustion products of distinct types of fuels. It is especially important when designing deep flue gas cooling systems in boiler plants that do not consider the composition of a particular type of fuel. In this regard, the urgent issue is the development of a simple method to calculate this value when using natural gas as fuel.

**Materials and methods.** The authors have used the methods of thermodynamic analysis of processes in humid air and fuel combustion products, and the results of thermal calculations of fuel combustion processes.

**Results.** The authors have conducted the analysis of existing methods to determine the dew point temperature for natural gas combustion products, since it is necessary to prevent condensation of water vapor in chimneys and chimney flue to ensure their operation conditions, especially during deep cooling. A simple method to calculate this value is proposed, and an example of its use is presented. The authors have analyzed the influence of such factors as the moisture content of air and natural gas, the absolute pressure of combustion products and the air flow coefficient per the dew point temperature. It is shown that the final refinement of the given value can be quite significant, and therefore the use of the method that allows considering these patterns is advisable when designing deep flue gas cooling systems.

**Conclusions.** It is established that the proposed method is quite universal and can be used during combustion of natural gas of various compositions and various values of factors characterizing fuel combustion.

**Key words:** methods of thermodynamic analysis, natural gas, combustion products, dew point temperature, deep cooling systems

**DOI:** 10.17588/2072-2672.2023.6.043-049

**Введение.** Одними из крупнейших потребителей природного газа являются котельные установки предприятий ЖКХ, а также нагревательные печи металлургических и машиностроительных заводов. Коэффициент полезного действия водогрейных котлов достаточно высокий и может достигать значений, превышающих 90 %, что значительно выше, чем для печей. В то же время есть определенные резервы для повышения эффективности этих агрегатов, что особенно важно в связи с постоянно растущей стоимостью природного газа. Одним из направлений усовершенствования тепловых агрегатов является внедрение систем глубокого охлаждения дымовых газов, исследованию которых посвящен ряд научных работ [1–3]. Сущность этих систем заключается в охлаждении дымовых газов до достаточно низких температур, ниже или близких к температурам конденсации водяных паров, входящих в состав продуктов сгорания топлива. Возможны два способа охлаждения. В первом случае охлаждение осуществляется до температур, ниже температуры точки росы, величина которой зависит от состава топлива и условий его сжигания (другими словами, от коэффициента избытка воздуха на выходе из агрегата). Этот способ является очень эффективным, так как температура продуктов сгорания на выходе из агрегата составляет 140–160 °С для котлов и около 400 °С для печей. При таком охлаждении кроме физической теплоты отбирается и удельная теплота парообразования при конденсации части водяного пара. В дальнейшем для недопущения конденсации водяного пара в дымоходах и трубе к охлажденным дымовым газам через байпас подмешивается необходимое количество неохлажденных продуктов

сгорания. Во втором случае продукты сгорания охлаждаются до температур выше температуры точки росы. Естественно, что при этом должны учитываться условия потерь теплоты в системе дымовых каналов и трубе, чтобы температура на протяжении всего пути была выше температуры точки росы с учетом внешних условий (температуры окружающего воздуха, скорости ветра, конструкции дымовой трубы). В связи с этим актуальной задачей является определение этих температур для конкретного вида топлива и условий его сжигания.

**Методы исследования.** В настоящее время используются различные методы определения температуры точки росы продуктов сгорания. Наиболее простым, но в то же время наименее точным является использование психрометрической диаграммы, разработанной российским инженером Л.К. Рамзиным в 1918 году для влажного воздуха (H-d-диаграмма) [4]. Эта диаграмма используется в расчетах систем вентиляции и кондиционирования, а также в расчетах других процессов, связанных с изменением состояния влажного воздуха, например процессов сушки в потоке воздуха различных материалов (древесины, зерна, песка и т.д.). В основе этой диаграммы лежит допущение, что влажный воздух представляет собой смесь идеальных газов (сухого воздуха и перегретого водяного пара), не взаимодействующих между собой. Расчеты показывают, что коэффициент сжимаемости водяного пара для таких условий близок к единице, что подтверждает это допущение. Тогда уравнение, устанавливающее связь между влагосодержанием воздуха и парциальным давлением водяных паров, имеет вид [4]

$$d \approx 0,622 \frac{P_{H_2O}}{P_{общ} - P_{H_2O}} = 0,622 \frac{\varphi P_s}{P_{общ} - \varphi P_s}, \quad (1)$$

где 0,622 – отношение массы киломоля водяного пара (18,016) и массы сухого воздуха (28,96);  $P_{H_2O}$  – парциальное давление водяного пара в смеси;  $P_{общ}$  – давление влажного воздуха (в частности, барометрическое);  $\varphi$  – относительная влажность.

Основные недостатки этого метода: различие в составах влажного воздуха и продуктов сгорания природного газа; психрометрическая диаграмма построена для барометрического давления 745 мм рт. ст.

В то же время в литературе представлены и другие расчетные формулы для определения значения температуры точки росы, влагосодержания, относительной влажности и энтальпии продуктов сгорания. Так, в [2] приводится уравнение для расчета температуры точки росы:

$$t_p = 37,1 \cdot \lg \frac{d}{3,77 + 0,085 \cdot \alpha_{yx}}, \quad (2)$$

где  $d$  – влагосодержание дымовых газов, г/кг сухих газов;  $\alpha_{yx}$  – коэффициент избытка воздуха в дымовых газах.

Влагосодержание дымовых газов  $d$  может быть рассчитано по уравнению

$$d = (130 - \alpha_{yx} d_b) / (\alpha_{yx} - 0,058), \quad (3)$$

где  $d_b$  – влагосодержание воздуха, г/кг с.в.

Результаты расчетов температуры точки росы по этой формуле представлены в табл. 1.

Таблица 1. Результаты расчетов температуры точки росы

Параметр	Обозначение	Размерность	Коэффициент избытка воздуха			
			1,1	1,3	1,5	1,7
Влагосодержание	$d$	г/кг с.г.	135,3	114,3	100,5	89,5
Температура точки росы	$t_p$	°C	57,3	54,5	52,4	50,4

Однако уравнение (2) не учитывает различия в химическом составе смеси газов, образующихся при сжигании природного газа различных месторождений, и дает некоторые усредненные результаты.

В [5] изложена методика построения психрометрической диаграммы для продуктов сгорания природного газа. Анализ объемного состава природных газов по разным газопроводам, приведенный в [5], показывает, что концентрация метана составляет в природном газе по объему 86–99 %. Концентрации этана (0,123,9 %), пропана (0,01–1,72 %) и бутана (0,01–0,87 %) в совокупности могут занимать до 6,5 % объема. Менее 0,6 % приходится на пентан и более тяжелые углеводороды. В качестве исходного в [5]

рассмотрен состав природного газа из газопровода «Оренбург-Александров Гай» следующего состава: метан – 86,43 %; этан – 3,9 %; пропан – 1,72 %; бутан и выше – 1,24 %; азот – 6,7 %; углекислый газ – 0,01 %. В результате расчетов получена формула, по структуре аналогичная выражению (1) и имеющая вид

$$d = 0,608 \frac{P_{H_2O}}{P_{общ} - P_{H_2O}}. \quad (4)$$

Различие в коэффициентах перед дробью (0,622 и 0,608) в формулах (1) и (4) лишний раз указывает на влияние химического состава газа на величину влагосодержания и достаточно большую погрешность выражения (1) по отношению к продуктам сгорания природного газа.

Важным элементом является установление взаимной связи между температурой точки росы и давлением насыщения водяного пара. Для решения этой задачи в литературе предложен ряд зависимостей. Например, в [5] приводится следующее выражение:

$$P_s = 0,6108 \cdot \exp \left[ 17,174 - \frac{4053,06}{236 + t_p} + 6 \cdot 10^{-5} \times \right. \\ \left. \times t_p \cdot \sin\left(\pi \frac{t_p}{100}\right) \right], \quad (5)$$

справедливое в интервале температур 0–120 °C (погрешность не превышает 0,8 %).

В литературных источниках также приведен ряд уравнений, устанавливающих соотношение между давлением и температурой насыщения для воды и водяного пара. В качестве таких могут использоваться уравнения Антуана, Тетенса, Бака, Гоффа–Гратча и др. Эти зависимости получены путем аппроксимации с использованием уравнения Клапейрона–Клаузиуса. Они отличаются формой записи и величиной погрешности по отношению к точным данным (таблицы М.П. Вукаловича, Lide (2005) и др.). Наиболее часто используется уравнение Антуана, которое имеет достаточно простую форму записи и в то же время удовлетворительную точность (для воды и пара погрешность составляет около 0,3 %):

$$\lg(P_s) = A - B / (C + T). \quad (6)$$

Это уравнение имеет два температурных интервала 0–99 °C и 100–374 °C и соответствующие значения констант.

Для интервала температур 0–99 °C константы имеют следующие значения:  $A = 8,07131$ ,  $B = 1730,63$ ,  $C = 233,426$ . При этом температура подставляется в градусах Цельсия, а расчетное давление определяется в мм рт. ст. В случае решения обратной задачи, т.е. определения температуры насыщения по известному давлению, эта величина находится после простейших алгебраических преобразований уравнения (6).

Несмотря на большое количество разработок, посвященных данному вопросу, в настоящее время по-прежнему открытым остается вопрос отсутствия удобной и простой методики определения значения температуры точки росы продуктов сгорания природного газа произвольного состава.

В связи с этим целью настоящего исследования является разработка простой методики определения температуры точки росы для продуктов сгорания, учитывающей условия сжигания топлива в теплотехнологических установках.

**Результаты исследования.** Считая, что сухие продукты сгорания и водяной пар при высоких температурах и низких парциальных давлениях водяного пара являются идеальными газами, к ним может быть применено уравнение Менделеева–Клапейрона:

$$P_{\text{вп}} V = m_{\text{вп}} R_{\text{вп}} T_{\text{вп}}; \quad (7)$$

$$P_{\text{сг}} V_{\text{сг}} = m_{\text{сг}} R_{\text{сг}} T_{\text{сг}}, \quad (8)$$

где  $m_{\text{сг}}$  – масса сухих продуктов сгорания;  $m_{\text{вп}}$  – масса водяного пара;  $P_{\text{вп}}$  – парциальное давление водяного пара;  $P_{\text{сг}}$  – давление сухих продуктов сгорания, равное ( $P_{\text{общ}} - P_{\text{вп}}$ );  $P_{\text{общ}}$  – общее давление продуктов сгорания;  $V$  – объем водяных паров, м<sup>3</sup>;  $V_{\text{сг}}$  – объем сухих продуктов сгорания, м<sup>3</sup>;  $R_{\text{вп}}$  – характеристическая газовая постоянная водяного пара, равная 8314/18,016 Дж/(кг·К);  $R_{\text{сг}}$  – характеристическая газовая постоянная сухих дымовых газов, которая зависит от их состава.

Разделив уравнение (7) на уравнение (8), с учетом, что температура и объем водяного пара и продуктов сгорания одинаковы, получим:

$$\frac{P_{\text{вп}}}{P_{\text{сг}}} = \frac{m_{\text{вп}}}{m_{\text{сг}}} \frac{R_{\text{вп}}}{R_{\text{сг}}} = d \frac{R_{\text{вп}}}{R_{\text{сг}}}; \quad (9)$$

$$d = \frac{R_{\text{сг}}}{R_{\text{вп}}} \frac{P_{\text{вп}}}{P_{\text{общ}} - P_{\text{вп}}}, \quad (10)$$

где  $d = \frac{m_{\text{вп}}}{m_{\text{сг}}}$  – влагосодержание влажных продуктов сгорания, г/кг сухих газов.

Характеристическая газовая постоянная сухих дымовых газов определяется с учетом содержания каждого компонента следующим образом:

$$R_{\text{сг}} = 0,01 \left[ \text{CO}_2^{\text{сг}} R_{\text{CO}_2} + \text{N}_2^{\text{сг}} R_{\text{N}_2} + \text{O}_2^{\text{сг}} R_{\text{O}_2} \right] = \\ = 0,01 \cdot R_{\mu} \left[ \frac{\text{CO}_2^{\text{сг}}}{\mu_{\text{CO}_2}} + \frac{\text{N}_2^{\text{сг}}}{\mu_{\text{N}_2}} + \frac{\text{O}_2^{\text{сг}}}{\mu_{\text{O}_2}} \right], \quad (11)$$

где  $R_{\text{CO}_2}$ ,  $R_{\text{N}_2}$  и  $R_{\text{O}_2}$  – характеристические газовые постоянные компонентов продуктов сгорания, Дж/(кг·К);  $R_{\mu}$  – универсальная газовая постоянная, 8314 Дж/(к·моль·К);  $\mu$  – масса киломоля соответствующего компонента, численно равная его молекулярной массе, выраженная в

килограммах;  $\text{CO}_2^{\text{сг}}$ ,  $\text{N}_2^{\text{сг}}$ ,  $\text{O}_2^{\text{сг}}$  – содержание компонентов, %.

Таким образом, после расчета и преобразования расчетная формула принимает вид

$$R_{\text{сг}} = 0,01 \cdot 8314 \left[ \frac{\text{CO}_2^{\text{сг}}}{\mu_{\text{CO}_2}} + \frac{\text{N}_2^{\text{сг}}}{\mu_{\text{N}_2}} + \frac{\text{O}_2^{\text{сг}}}{\mu_{\text{O}_2}} \right]. \quad (12)$$

С учетом сделанных выкладок ниже предложен алгоритм для определения температуры точки росы, а также ряд последующих расчетов, связанных с определением количества сконденсированной влаги и количества теплоты, отведенного в конденсационном утилизаторе.

1. Первый этап заключается в расчете процесса горения заданного топлива. Химический состав сухого топлива и его влагосодержание  $w$ , г/м<sup>3</sup>, как правило, берутся из паспорта газа. Далее по известной методике [6] осуществляется пересчет состава сухого топлива на влажный путем определения объемной доли водяных паров в топливе:

$$\text{H}_2\text{O}^{\text{вп}} = \frac{w \cdot 100}{803,6 + w}, \quad (13)$$

далее определяется коэффициент пересчета с сухого состава газа на влажный:

$$K = \frac{100 - \text{H}_2\text{O}^{\text{вп}}}{100}. \quad (14)$$

В конечном итоге определяется объемный компонентный состав топлива:

$$\text{CO}_2^{\text{вп}} = \text{CO}_2^{\text{сг}} \cdot K; \quad (15)$$

$$n\text{CO}^{\text{вп}} = n\text{CO}^{\text{сг}} \cdot K; \quad (16)$$

$$\text{H}_2\text{O}^{\text{вп}} = \text{H}_2\text{O}^{\text{сг}}. \quad (17)$$

Теоретически необходимый объем воздуха, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, определяется по выражению [6]

$$L_0 = 0,01 \left( \frac{\text{N}_2^{\text{вп}}}{\text{O}_2^{\text{вп}}} + 1 \right) \left[ 0,5 \text{CO} + 0,5 \text{H}_2 + 1,5 \text{H}_2\text{S} + \right. \\ \left. + 2 \text{CH}_4 + \sum \left( m + \frac{n}{4} \right) \text{C}_m \text{H}_n - \text{O}_2 \right] \times \\ \times (1 + 0,00124 \times d_{\text{в}}), \quad (18)$$

где  $\text{N}_2^{\text{вп}}$  и  $\text{O}_2^{\text{вп}}$  – процентное содержание азота и кислорода в сухом воздухе (если кислородоноситель не обогащен кислородом, можно принять  $\text{N}_2^{\text{вп}} = 79\%$  и  $\text{O}_2^{\text{вп}} = 21\%$ );  $d_{\text{в}}$  – влагосодержание сухого воздуха, г/м<sup>3</sup>.

Величина  $d_{\text{в}}$  определяется либо упрощенно, по табл. 2, в зависимости от температуры воздуха, либо для прецизионных расчетов с учетом относительной влажности воздуха по диаграмме Рамзина [4].

Таблица 2. Влагосодержание воздуха

$t, ^\circ\text{C}$	0	10	20	30	40
$d_{\text{в}}, \text{г/м}^3$	4,8	9,8	18,9	35,1	63,1

Действительный расход воздуха на горение определяется с учетом коэффициента избытка воздуха на выходе из котла:

$$L_d = L_0 \alpha, \quad (19)$$

где  $\alpha$  – коэффициент избытка воздуха на выходе из агрегата.

Определяются объемы компонентов влажных продуктов сгорания и общий объем [6], м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>:

$$V_{CO_2} = 0,01 (CO + CO_2 + CH_4 + \sum [m \cdot C_m H_n]); \quad (20)$$

$$V_{H_2O} = 0,01 \left( H_2 + H_2S + 2CH_4 + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + H_2O + \frac{0,124 \cdot L_0 \cdot d_B}{1 + 0,00124 \cdot d_B} \right); \quad (21)$$

$$V_{SO_2} = 0,01 \cdot H_2S; \quad (22)$$

$$V_{O_2} = 0,01 \cdot O_2^{вл} (\alpha - 1) \frac{L_0}{1 + 0,00124 \cdot d_B}; \quad (23)$$

$$V_{N_2} = 0,01 + \left( N_2 + \frac{N_2^B L_d}{1 + 0,00124 \cdot d_B} \right). \quad (24)$$

Затем определяется состав влажных продуктов сгорания (при этом сумма содержания всех компонентов должна составлять 100 %):

$$CO_2 = \frac{V_{CO_2}}{V_g}; \quad (25)$$

$$H_2O = \frac{V_{H_2O}}{V_g}. \quad (26)$$

При выводе формулы, аналогичной (1), необходимо осуществить перерасчет состава влажных продуктов сгорания на сухой состав. Коэффициент перерасчета  $K$  равен

$$K = \frac{100 - H_2O}{100}. \quad (27)$$

Тогда состав сухих продуктов сгорания будет рассчитываться следующим образом:

$$CO_2^{cr} = \frac{CO_2}{K}; \quad (28)$$

$$N_2^{cr} = \frac{N_2}{K}; \quad (29)$$

$$O_2^{cr} = \frac{O_2}{K}. \quad (30)$$

Сумма всех компонентов должна составлять 100 %.

2. При помощи полученной зависимости (10) рассчитывается влагосодержание продуктов сгорания для известного общего давления продуктов сгорания в дымовом тракте.

3. Далее по той же формуле (10) по вычисленному влагосодержанию и при относительной влажности 100 % (состояние влажных насыщенных дымовых газов) определяется давление насыщения  $p_s$ .

4. Используя «Таблицы термодинамических свойств воды и водяного пара» (известные как таблицы М.П. Вукаловича) [4], в частности

таблицу «Таблицы термодинамических свойств воды и водяного пара в состоянии насыщения. Аргумент давление», по давлению насыщения  $P_s$  определяется температура насыщения, которая и является температурой точки росы. Вместо таблиц можно использовать приведенное выше уравнение Антуана, разрешенное относительно температуры:

$$t_p = \frac{B}{A - \lg(P_s)} - C. \quad (31)$$

5. В случае глубокого охлаждения продуктов сгорания (например, в теплоутилизаторах) уравнение (10) может быть использовано для определения количества отведенного тепла и массы сконденсированной влаги. Для этого по заданной температуре дымовых газов после теплообменника по таблице «Таблицы термодинамических свойств воды и водяного пара в состоянии насыщения. Аргумент температура» определяется давление насыщения при этой температуре, а по уравнению (10) при относительной влажности 100 % вычисляется влагосодержание. Очевидно, что количество отведенного тепла определяется как разность энтальпий:

$$Q = H_1 - H_2, \quad (32)$$

где  $H_1$  – начальная энтальпия продуктов сгорания на входе в теплообменник, кДж/кг с.г.;  $H_2$  – конечная энтальпия продуктов сгорания на выходе из теплообменника, кДж/кг с.г.

Обычно энтальпия продуктов сгорания рассчитывается на 1 кг сухих продуктов сгорания или на  $(1+d)$  кг влажных дымовых газов [4]. С учетом данных, приведенных в [5], учитывающих влияние температуры на теплоемкости дымовых газов и водяного пара, для расчета энтальпии может быть рекомендовано уравнение

$$H = 0,85 \cdot 10^{-4} \cdot t_{д.г}^2 + 1,004622 \cdot t_{д.г} + (2501 + 1,9 \cdot 10^{-4} \cdot t_{д.г}^2 + 1,868 \cdot t_{д.г}) \alpha_{д.г.х}^{ст}, \quad (33)$$

где  $t_{д.г}$  – температура продуктов сгорания, °С.

Таким образом рассчитываются энтальпии в начальном состоянии при начальной температуре и влагосодержании и в конце процесса охлаждения при соответствующих параметрах. Количество сконденсированной влаги, соответственно, будет равно разности влагосодержаний продуктов сгорания в начальном и конечном состояниях.

В качестве примера рассмотрим применение предложенной методики для природного газа следующего состава:  $H_2$  – 2,00 %,  $CO$  – 0,6 %,  $CH_4$  – 93,0 %,  $C_2H_4$  – 0,4 %,  $CO_2$  – 0,3 %,  $N_2$  – 3,00 %,  $O_2$  – 0,7 %, влагосодержание  $w$  при этом варьировалось в пределах 12–24 г/м<sup>3</sup>.

Изучалась зависимость температуры точки росы от следующих факторов: общего давления продуктов сгорания; влагосодержания воздуха, идущего на сжигание топлива; объемного содержания водяных паров в природном газе; итогового значения коэффициента расхода воздуха. Результаты расчетов представлены в табл. 3–7.

Таблица 3. Базовые значения величин и интервалы их варьирования

Параметры	Общее давление, кПа	Влагосодержание воздуха, г/м <sup>3</sup>	Объемное содержание водяных паров в топливе, %	Коэффициент расхода воздуха
Базовое значение	100	18	1,5	1,3
Интервал варьирования	98–102	12–24	0,5–2,5	1,1–1,5
Шаг варьирования	1	3	0,5	0,1

Таблица 4. Зависимость температуры точки росы от общего давления продуктов сгорания

Общее давление продуктов сгорания, кПа	98	99	100	101	102
Температура точки росы, °С	56,00	56,22	56,43	56,64	56,85

Таблица 5. Зависимость температуры точки росы от влагосодержания воздуха

Влагосодержание воздуха, г/м <sup>3</sup>	12	15	18	21	24
Температура точки росы, °С	55,71	56,07	56,43	56,77	57,11

Таблица 6. Зависимость температуры точки росы от объемного содержания водяных паров в природном газе

Объемное содержание водяных паров в природном газе, %	0,5	1	1,5	2	2,5
Температура точки росы, °С	56,34	56,39	56,43	56,47	56,51

Таблица 7. Зависимость температуры точки росы от коэффициента расхода продуктов сгорания

Итоговый коэффициент расхода продуктов сгорания (с учетом присосов воздуха в котельный агрегат и по ходу дымового тракта)	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
Температура точки росы, °С	59,89	57,79	56,43	55,18	54,03

**Обсуждение и выводы.** Значение температуры точки росы при базовых значения факторов равно 56,43 °С.

При росте общего давления, влагосодержания воздуха и объемного содержания водяных паров в топливе наблюдается увеличение значения температуры точки росы. Для коэффициента расхода воздуха характер влияния противоположный.

Если для рассмотренных факторов установить граничные значения, способствующие максимальному увеличению и максимальному уменьшению температуры точки росы, получим соответственно значения 60,386 и 52,716 °С.

Таким образом, представленная методика может быть использована для определения температуры точки росы для продуктов сгорания природного газа при проектировании систем глубокого охлаждения, например конденсационных экономайзеров или воздухоподогревателей. На паровых котлах устанавливаются воздухоподогреватели (ВЗП), использование которых позволит повысить коэффициент полезного действия установок, а следовательно, снизить расход дорогостоящего топлива. Методика позволяет вести расчеты для природного газа произвольного состава для различных значений факторов, характеризующих процесс сжигания топлива. В результате тестового использования методики установлено, что, несмотря на относительно малое влияние значений большинства факторов

на величину температуры точки росы, совокупное влияние может достигать 10 %.

#### Список литературы

1. **Малыгин М.И., Сафонова Е.К.** Снижение тепловых потерь в котлах малой мощности путем утилизации тепла дымовых газов // Ресурсосбережение. Эффективность. Развитие. – 2017. – № 1. – С. 67–70.
2. **Кудинов А.А., Зиганшина С.К.** Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. – М.: Машиностроение, 2011. – 374 с.
3. **Кудинов А.А.** Энергосбережение в теплоэнергетических установках. – Ульяновск: УлГТУ, 2000. – 139 с.
4. **Кириллин В.А., Сычев В.В., Шейндлин А.Е.** Техническая термодинамика: учебник для вузов. – 6-е изд., испр. и доп. – М.: Изд. дом МЭИ, 2017. – 502 с.
5. **Жадин С.И.** Психрометрическая диаграмма продуктов сгорания природного газа // С.О.К. – 2015. – № 11. – С. 45–55.
6. **Мастрюков Б.С.** Теория конструкции и расчеты металлургических печей. Т. 2. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Металлургия, 1986. – 376 с.
7. **Лившиц С.А., Лебедев В.А., Лебедев Р.В.** Методика расчета температуры точки росы уходящих газов при смешанном сжигании газа и мазута в топках котлов // Проблемы энергетики. – 2008. – № 3–4. – С. 51–57.
8. **Аронов И.З.** Контактный нагрев воды продуктами сгорания природного газа. – Л.: Недра, 1990. – 280 с.
9. **Ривкин С.Л., Александров А.А.** Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник. – 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

10. **Мустьяц В.Т., Бутенко Н.А., Вареник А.М.**

Исследование температурного поля и технического состояния дымовой трубы на ТЭЦ-1 г. Кишинева // Материалы Междунар. конф. «Энергия Молдовы». Региональные аспекты развития. – Чизинау, Республика Молдова, 2012.

**References**

1. Malygin, M.I., Safonova, E.K. *Resursosberezhnie. Effektivnost'. Razvitie*, 2017, issue 5, pp. 67–70.
2. Kudinov, A.A., Ziganshina, S.K. *Energoberegenie v teploenergetike i teplotekhnologiyakh* [Energy saving in heat power engineering and heat technologies]. Moscow: Mashinostroenie, 2011. 374 p.
3. Kudinov, A.A. *Energoberezhnie v teplogeneriruyushchikh ustanovkakh* [Energy saving in heat generating plants]. Ul'yanovsk: UIGTU, 2000. 139 p.
4. Kirillin, V.A., Sychev, V.V., Sheyndlin, A.E. *Tekhnicheskaya termodinamika* [Technical thermodynamics]. Moscow: Izdatel'skiy dom MEI, 2017. 502 p.
5. Zhadin, S.I. *Psikhrometricheskaya diagramma produktov sgoraniya prirodnogo gaza* [Psychrometric chart of natural gas combustion products]. *S.O.K.*, 2015, no. 11, pp. 45–55.
6. Mastryukov, B.S. *Teoriya konstruksii i raschet metallurgicheskikh pechey. T. 2* [Design theory and

calculations of metallurgical furnaces. Vol. 2]. Moscow: Metallurgiya, 1986. 376 p.

7. Livshits, S.A., Lebedev, V.A., Lebedev, R.V. *Metodika rascheta temperatury tochki rosy ukhodyashchikh gazov pri smeshannom szhiganii gaza i mazuta v topkakh kotlov* [Methodology of calculation of dew point temperature of flue gases during mixed combustion of gas and fuel oil in boiler furnaces]. *Problemy energetiki*, 2008, no. 3–4, pp. 51–57.

8. Aronov, I.Z. *Kontaktnyy nagrev vody produktami sgoraniya prirodnogo gaza* [Contact heating of water using natural gas combustion products]. Leningrad: Nedra, 1990. 280 p.

9. Rivkin, S.L., Aleksandrov, A.A. *Termodinamicheskie svoystva vody i vodyanogo para* [Thermodynamic properties of water and water vapor]. Moscow: Energoatomizdat, 1984.

10. Mustyatse, V.T., Butenko, N.A., Varenik, A.M. *Issledovanie temperaturnogo polya i tekhnicheskogo sostoyaniya dymovoy truby na TETS-1 g. Kishineva* [Study of temperature field and technical condition of the chimney at TPP-1 Chişinău-city]. *Materialy Mezhdunarodnoy konferentsii «Energiya Moldovy». Regional'nye aspekty razvitiya* [Proceedings of the International conference “Energy of Moldova”. Regional issues of development]. Chizinau, Respublika Moldova, 2012.