

## РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗА В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

**Афтаниук В.В.** (*Одесская государственная академия строительства и архитектуры, г. Одесса*)

**Выполнен анализ эффективности и причин нерационального использования газа в системах теплоснабжения промышленных предприятий. Рассмотрены направления снижения потребления газа за счет замены устаревшего котельного оборудования, реконструкции тепловой схемы котельной, системы теплоснабжения, снижения потерь тепловой энергии.**

Широкое использование природного газа в промышленности в качестве сырья, технологического и энергетического топлива обусловлено целым рядом технико-экономических факторов. Основными из них являются: универсальность газового топлива и его теплотехнические и эксплуатационные свойства, отвечающие современным требованиям промышленного производства и позволяющие интенсифицировать и автоматизировать технологические процессы. Одновременно использование газового топлива ведет к улучшению качества продукции, снижению затрат первичной энергии, оздоровлению воздушного бассейна и улучшению санитарно-гигиенических условий труда.

Системы теплоснабжения от газовых котельных производят и распределяют преобразованную теплоту в виде пара и горячей воды. Они включают в себя теплогенерирующие установки (источники теплоты), трубопроводные связи, (водяные и паровые), и различные потребители теплоты [1]. Рациональное использование газа во многом зависит от принятой системы теплоснабжения. Правильный выбор системы характеризуется ее соответствием составу и расположению потребителей, их тепловыми нагрузками, режимам потребления и т.д. А это, в свою очередь, определяет выбор теплоносителя, состав оборудования и тепловую схему котельной, схему теплоснабжения потребителей.

Системы теплоснабжения достаточно условно [2] делятся на две группы: централизованная – от крупных котельных (теплопроизводительность более 20 МВт) и децентрализованная – от котельных с теплопроводностью 20 МВт и менее.

Для оценки и сопоставления проектных решений, эффективности использования ТЭР и капитальных затрат, технического уровня и каче-

ства эксплуатации котельных, а также эффективности внедрения организационно-технических мероприятий используется система технико-экономических показателей и обобщающих критериев [3, 4]. Условно они могут быть классифицированы как энергетические, режимные, экономические и разделены на качественные (КПД, удельные показатели) и количественные (общее количество выработанной и отпущенной теплоты, общий расход топлива на котельную и т.д.).

Энергетические показатели газовых котельных характеризуют совершенство превращения химической энергии газа в тепловую энергию (пар, вода). В качестве таких показателей используют тепловой КПД котельной, удельный расход условного топлива, расход теплоты на собственные нужды.

Тепловой КПД котельной (котлоагрегата) является обобщающим критерием, который в условиях эксплуатации служит для оценки эффективности использования газа, обоснования норм его расхода на единицу выработанной и отпущенной энергии, выявления источников потерь топлива и разработки мероприятий по их устранению, а также материального стимулирования персонала за экономию топлива. Различают КПД брутто ( $\eta_{бр}$ ) и нетто ( $\eta_n$ ) котельной (котлоагрегата) [5]. КПД брутто характеризует степень технического и эксплуатационного совершенства, нетто – коммерческую экономичность.

КПД брутто котельной (котлоагрегата) обычно определяется при отчетности за длительный промежуток времени из уравнения прямого баланса, % (в пересчете на часовые расходы):

$$\eta_{бр} = (Q_1 / Q_p) \cdot 100, \quad (1)$$

где  $Q_1$  – полезная (выработанная) теплота, содержащаяся в паре или горячей воде, ккал/ч;  $Q_p$  – располагаемая теплота, ккал/ч;

$Q_p = B_T \cdot Q_n + Q_{воз} + Q_T$ ;  $B_T$  – расход топлива, м<sup>3</sup>/ч (кг/ч);  $Q_n$  – низшая теплота сгорания, кДж/кг;  $Q_{воз}$ ,  $Q_T$  – физическая теплота воздуха, топлива при подогреве их за счет внешнего источника, Вт. Для газового топлива обычно  $Q_p = B_T \cdot Q_n$ , тогда для паровых котлов:

общее тепловое КПД, %:

$$\eta_{бр} = \frac{D(i_n - i_{n.с.}) + G_{np}(i_{np} - i_{n.с.}) + G_{с.э.}(t_2 - t_1)}{B_z \cdot Q_n} \cdot 100 \quad (2)$$

Эксплуатационное, %:

$$\eta_{бр} = \frac{D(i_n - i_{n.с.}) + \vartheta \cdot G_{np}(i_{np} - i_{n.с.}) + G_{с.э.}(t_2 - t_1)}{B_z \cdot Q_n} \cdot 100, \quad (3)$$

где  $D$  – количество выработанного пара, кг/ч;  $i_n, i_{n.в.}, i_{пр}$  – энтальпия пара (насыщенного, перегретого), питательной, продувочной (котловой) воды;  $G_{пр}$  – расход продувочной воды, кг/ч;  $\vartheta$  – коэффициент использования теплоты продувочной воды, доли единицы;  $G_{с.э.}$  – количество горячей воды, отпускаемой потребителю за счет использования теплоты уходящих газов в сетевом (теплофикационном) экономайзере, кг/ч;  $t_1$  и  $t_2$  – температура сетевой воды на входе и выходе, °С.

Для водогрейных котлов КПД брутто определяется по формуле:

$$\eta_{бр} = [G_k(i_2 - i_1) / (B_z \cdot Q_n)] \cdot 100, \quad (4)$$

где  $G_k$  – количество нагреваемой в котле воды, кг/ч;  $i_1, i_2$  – энтальпия воды на входе и выходе, ккал/кг.

Для паровых и водогрейных котлов, находящихся в эксплуатации, часто КПД определяют по результатам испытаний – уравнению обратного баланса. Определение КПД по обратному балансу обычно значительно точнее, чем по прямому, и кроме того, позволяет проанализировать эффективность использования топлива и разработать организационно-технические мероприятия, способствующие его рациональному использованию.

КПД брутто котлоагрегата, работающего на газовом топливе, по обратному балансу, %:

$$\eta_{бр} = 100 - (q_2 + q_3 + q_5), \quad (5)$$

где  $q_2, q_3, q_5$  – потери теплоты с уходящими газами, от химической неполноты горения, в окружающую среду, %.

При оценке степени совершенства работы котельной необходимо учитывать затраты теплоты на собственные нужды. Поэтому коммерческая экономичность котельной определяется КПД нетто.

КПД нетто рассчитывается по аналогичным формулам, с учетом расхода пара (горячей воды) на собственные нужды, т.е. числитель формул будет представлять собой отпущенное количество теплоты.

Для характеристики котельной (котлоагрегата) на практике используют коэффициент собственных нужд, %:

$$K_{с.н.} = (Q_{с.н.} / Q_1) \cdot 100 \quad (6)$$

Коэффициент собственных нужд характеризует рациональность тепловой схемы, правильность выбора вспомогательного оборудования, а также степень совершенства эксплуатации оборудования котельной, состояние конденсатного хозяйства, глубину утилизации теплоты про-

дувочной воды, конденсата и т.д. Как показали обследования большого количества существующих котельных,  $K_{с.н.}$  достигает 5 – 10 %.

Отметим, что на практике определяют только тепловые КПД нетто, затраты же на электроэнергию обычно учитываются при расчете себестоимости единицы отпущенной потребителю теплоты и эффективности мероприятий по экономии газа в котельной.

Для удобства сопоставления и оценки степени тепловой экономичности различных типов и производительности котельных, работающих с различными параметрами и типами теплоносителей и потребляющих различные топлива, используют обобщающий показатель – удельный расход условного топлива на единицу (1 Гкал) полезной (выработанной) или отпущенной потребителю теплоты.

Удельный расход условного топлива может определяться за любой промежуток времени (час, квартал, год и т.д.).

$$v_{вр(от)} = B_z \cdot Q_n / Q_{вр(от)} \cdot 7000, \quad (7)$$

где  $v_{вр(от)}$  – удельный часовой расход условного топлива на 1 Гкал выработанной, отпущенной теплоты, кг. у.т. /Гкал;

$Q_{вр}$  – часовая теплота, содержащаяся в паре или горячей воде, МВт;

$Q_{от}$  – часовая теплота, содержащаяся в отпущенном паре или горячей воде, МВт;

$Q_{от} = Q_{вр} - Q_{с.н.}$ ; 7000 – теплота сгорания условного топлива, Дж/кг.

При известных КПД брутто и нетто  $v_{вр}$  и  $v_{от}$  могут быть определены из выражений [5, 6]:

$$v_{вр} = \frac{142,8}{\eta_{бр.}} \cdot 100, \quad (8)$$

$$v_{от} = \frac{142,8}{\eta_n} \cdot 100, \quad (9)$$

где 142,8 – расход условного топлива в килограммах на выработку 1 МВт теплоты при КПД, равном 100%.

При внедрении организационно-технических мероприятий, способствующих повышению коммерческого КПД котельной ( $\eta_{н2} > \eta_{н1}$ ), новый расход газа ( $B_{г2}$ , м<sup>3</sup>) и процент его экономии ( $\Delta B_g$ , %) и то же для удельного расхода условного топлива на 1 Гкал отпущенной теплоты ( $v_{от2}$ , кг у.т./Гкал),  $\Delta v_{от}$ , %) могут быть рассчитаны по формулам:

$$B_{г2} = B_{г1} \cdot \frac{\eta_{н1}}{\eta_{н2}} \quad (10)$$

$$\Delta B_2 = \frac{\eta_{н2} - \eta_{н1}}{\eta_{н2}} \cdot 100 = \frac{\Delta \eta_n}{\eta_{н2}} \cdot 100 \quad (11)$$

Для характеристики условий работы котельной, оказывающих существенное влияние на эффективность потребления ТЭР, используются режимные показатели:

1. Коэффициент использования максимума нагрузки:

$$K_M = Q_{вр.г} / Q_{м.в.} = \bar{Q} \cdot h_{ф} / (Q_M \cdot h_{к}) = \bar{K} K_{р.в.} \quad (12)$$

2. Число часов использования максимума тепловой нагрузки в год, ч:

$$T_M = Q_{вр.г} / Q_M = \bar{Q} \cdot T \cdot K_{р.в.} / Q_M = K_M \cdot T \quad (13)$$

3. Годовое число использования установленной мощности:

$$T_y = Q_{вр.г} / Q_y = K_y \cdot T \quad (14)$$

где  $Q_{вр.г}$ ,  $Q_{м.в.}$  – выработанное и максимально возможное количество теплоты за некоторое время, МВт;

$\bar{Q}$ ,  $Q_M$  – средняя и максимальная тепловая нагрузка, МВт;

$h_{ф}$  и  $h_{к}$  – фактическое и календарное время работы котельной, ч/год;

$\bar{K}$  – коэффициент средней нагрузки;

$\bar{K} = \bar{Q} / Q_M$ ;  $K_{р.в.}$  – коэффициент рабочего времени,  $K_{р.в.} = h_{ф} / h_{к}$ ;

$T$  – продолжительность года, ч;  $T = 8760$  ч;

$Q_{вр.г.}$  – выработанное количество теплоты за год, МВт;

$Q_y$  – установленная мощность котлоагрегатов котельной, включая резерв; МВт;

$K_y$  – коэффициент использования установленной мощности;  $K_y = K_M / K_{у.р.}$ ;

$K_{у.р.}$  – коэффициент резерва;  $K_{у.р.} = Q_y / Q_M$ .

Для оценки и сравнения проектов котельных и всей системы теплоснабжения, совершенства эксплуатации и эффективности энергосберегающих мероприятий используют следующие экономические показатели [7].

1. При выборе оптимального варианта источника теплоснабжения и определения стоимости тепловой энергии возникает необходимость в определении капитальных вложений. Для выбора варианта наиболее целесообразным является путь определения капитальных затрат по

удельным капитальным вложениям на установленную мощность котельной:

$$K = K_{уд} \cdot Q_y, \quad (15)$$

где  $K_{уд}$  – удельные капитальные вложения, грн./МВт.

Резкая тенденция уменьшения  $K_{уд}$  наблюдается при увеличении мощности котельной до 45 – 60 МВт.

2. Годовые эксплуатационные затраты на производство тепловой энергии ( $\Sigma C$ , грн./год) равны:

$$\Sigma C = C_a + C_{т.р.} + C_{з.т.} + C_t + C_{э.э.} + C_v + C_{пр} \quad (16)$$

где  $C_a$ ,  $C_{т.р.}$ ,  $C_{з.т.}$ ,  $C_t$ ,  $C_{э.э.}$ ,  $C_v$ ,  $C_{пр}$  – затраты на амортизацию, текущий ремонт, заработную плату, топливо, электроэнергию, воду, прочие расходы, грн./год.

При сопоставлении вариантов расчет указанных затрат для газомазутных котельных может производиться по ниже приводимым приближенным соотношениям:

$$1) C_a = C_{а.з.} + C_{а.о.}, \quad (17)$$

где  $C_a$  – затраты на строительство зданий и сооружений котельной, грн./год.;  $C_{а.з.} = K \cdot K_3 \cdot 0,035$ ;  $C_{а.о.}$  – затраты на оборудование и его монтаж, грн./год;

$C_{а.о.} = K (K_o + K_m) \cdot n_{а.к.}$ ;  $K_3$ ,  $K_o$ ,  $K_m$  – доли затрат, относящиеся к зданиям, оборудованию и его монтажу, равные для котельных:

а) производственных (паровые котлы низкого и среднего давления);

$K_3 = 0,28$ ,  $K_o = 0,52$ ,  $K_m = 0,18$ ;

б) отопительных (стальные водогрейные котлы),  $K_3 = 0,35$ ,  $K_o = 0,45$ ,

$K_m = 0,2$ ;  $n_{ак}$  – норма отчисления на амортизацию оборудования, зависящая от фактического времени работы котельной ( $h_{ф}$ ), ч/год:  $h_{ф} < 4000$  –  $n_{ак} = 0,568$ ;  $h_{ф} = 4000 \div 5000$  –  $n_{ак} = 0,640$ ;  $h_{ф} > 6000$  –  $n_{ак} = 7,67$ ;

$$2) C_{т.р.} = 0,2 \cdot C_a; \quad (18)$$

$$3) C_{з.п.} = n_{ш} \cdot Q_y \cdot \Phi, \quad (19)$$

где  $n_{ш}$  – штатный коэффициент, отнесенный к мощности котельной, чел./(МВт), зависящий от типа котельной, используемого топлива и установленной мощности. Коэффициент  $n_{ш}$  при  $Q_y = 3-5$  МВт достигает у производственных котельных 5 - 4, отопительных – 2 – 1,8;  $\Phi$  – среднегодовой фонд заработной платы одного работника, грн./чел.;

$$4) C_T = V_{т.о.} \cdot Ц_{т.о.} + V_{т.р.} \cdot Ц_{т.р.}, \quad (20)$$

где  $V_{т.о.}$ ,  $V_{т.р.}$  – годовой расход основного, резервного топлива,  $m^3$ , кг;  
 $Ц_{т.о.}$ ,  $Ц_{т.р.}$  – цена основного, резервного топлива, грн./ $m^3$ , грн./кг.

Анализ результатов технико-экономических обследований всех составных элементов эксплуатируемых отечественных систем теплоснабжения показал, что основными недостатками, снижающими эффективность использования газа в них, являются:

- использование морально и физически устаревшего оборудования, устаревших тепловых схем и схем компоновки оборудования;
- недопустимо низкий уровень монтажа, ремонта, наладки и эксплуатации оборудования как в котельных, так и у потребителей тепловой энергии;
- медленное освоение промышленностью более экономичных газомазутных паровых, водогрейных и пароводогрейных котлоагрегатов, работающих под наддувом;
- недостаточное использование вторичных энергоресурсов, недопустимо низкий уровень использования конденсата;
- неудовлетворительное ведение топочных процессов, что связано с неправильным подбором и монтажом газогорелочных устройств (ГГУ), низкой технической квалификацией персонала котельных и недостаточной оснащенностью котельных приборами КИП и устройствами автоматики, последнее во многом определяет и низкий КПД использования тепловой энергии у потребителей;
- несоблюдение оптимального распределения нагрузок между отдельными котлами, работающими на общую нагрузку;
- неудовлетворительно поставленная работа по нормированию и учету выработки и отпуска тепла, расхода газа, а также стимулированию персонала за экономию топлива;
- недостаточная разработка и внедрение оптимальных тепловых и гидравлических режимов системы, теплоснабжения, автоматизации отпуска теплоты на горячее водоснабжение и отопление;
- неудовлетворительное состояние тепловых сетей и их изоляции, чем обусловлены большие потери с утечками теплоносителя и теплоты в окружающую среду;
- недостаточно высокие теплоизоляционные характеристики зданий, сооружений и оборудования у потребителей.

Ниже приведены рекомендации, направленные на повышение эффективности использования газа в системах теплоснабжения.

1. Замена устаревших моделей котлов, схем компоновки оборудования дает экономию газового топлива  $16 - 18 \text{ м}^3 \text{ МВт}$  отпущенной теплоты.

2. Реконструкция (оптимизация) тепловой схемы котельной в соответствии с составом потребителей при значительном несоответствии существующей схемы может дать экономию газа  $5-10 \%$ .

Например, перевод отопления помещений с парового на водяное дает экономию газа  $5 - 7 \%$ .

3. Теплотери с уходящими газами ( $q_2$ ) в котлах без хвостовых поверхностей, работающих с  $\alpha \neq \alpha_{\text{opt}}$ , могут достигать  $25 \%$ . Мероприятия, способствующие уменьшению  $q_2$ , следующие:

а) установка водяного питательного поверхностного экономайзера (экономайзера и воздухоподогревателя) – экономия газа  $4 - 7 \%$ , теплофикационного  $6 - 9 \%$ , контактного –  $10 - 15 \%$  в зависимости от температуры уходящих газов (увеличение температуры уходящих газов за котлоагрегатом на  $10 \text{ }^\circ\text{C}$  дает перерасход газа  $0,6 - 0,7 \%$ ;

б) работа котлоагрегата с оптимальным коэффициентом избытка воздуха  $\alpha = \alpha_{\text{opt}}$ , так как увеличение коэффициента избытка воздуха в топке выше оптимального на  $0,1$  приводит к перерасходу газа на  $0,7 \%$ . Кроме того, на  $6 - 10 \%$  увеличивается расход электроэнергии на привод вентилятора и дымососа;

в) увеличение плотности газоходов, так как увеличение присосов воздуха по газовому тракту котел – дымосос на  $10 \%$  приводит к перерасходу электроэнергии на привод дымососа на  $4-5\%$ ;

г) поддержание номинальных производительности и параметров котлоагрегата, чистоты наружных и внутренних поверхностей нагрева.

5. Потери теплоты с химической неполнотой сгорания должны быть сведены к нулю за счет: правильного выбора ГТУ, качества изготовления и монтажа, наладки работы горелок и топочных туннелей.

6. Для снижения расхода газа из-за потерь теплоты в окружающую среду следует:

а) тщательно выполнять и поддерживать в исправном состоянии ограждения котлоагрегата, при этом температура на поверхности обмуровки не должна превышать  $55 \text{ }^\circ\text{C}$  при температуре окружающего воздуха  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

б) забирать воздух на дутье из верхней зоны котельной;

в) сокращать число остановок – растопок котлов.

7. Температура питательной воды  $t_v$  оказывает существенное влияние на экономичность работы котлоагрегатов. Расчеты показывают, что для котлов с  $P_n = 14 \text{ кгс/см}^2$  увеличение температуры воды на входе в барабан котла  $t_{v.g.}$  на каждые  $10 \text{ }^\circ\text{C}$  дает экономию газа на  $1,7 - 2,2 \%$ .



8. Работа котельной установки в режиме пониженного давления приводит к перерасходу топлива и ухудшению работы всей системы.

Практика эксплуатации промышленных систем теплоснабжения показывает, что при работе котлоагрегатов в режиме  $P_n \leq 0,5 P_n$  перерасход газа составляет 5 – 7 %.

9. В практике эксплуатации паровых систем теплоснабжения недостаточное внимание уделяется сбору и возврату конденсата в котельную, а это приводит не только к значительному перерасходу топлива, но и к уменьшению надежности работы всей системы теплоснабжения, увеличению эксплуатационных расходов.

Перерасход газа ( $\Delta B$ , м<sup>3</sup>/ч) в котельной только за счет замещения физической теплоты невозвращенного от потребителя конденсата и снижения ее температуры сверх нормативной в конденсатных коммуникациях (плохая изоляция) может быть рассчитана по формуле:

$$\Delta B = \frac{D_y \cdot (i'_k - i_k) + (D - D_{cp}) \cdot (t'_k - t_{c.v.})}{Q_{n(v)} \cdot \eta_{бр}}, \quad (21)$$

где  $D$  – паропроизводительность (брутто) котельной, кг/ч;  $\zeta$  – доля возврата конденсата, доли единицы;  $D_y$ ,  $(D - D_y)$  – количество конденсата, возвращенное (невозвращенное) в котельную, в том числе и от расхода пара на собственные нужды, кг/ч;  $i'_k$ ,  $i_k$ ,  $i_{c.v.}$  – средняя нормативная энтальпия конденсата в котельной, ккал/кг.

10. Автоматизация технологических процессов в котельной позволяет кроме повышения надежности и облегчения труда получить экономию газового топлива в размерах: а) регулирования процессов горения и питания агрегатов – 1,5 – 3,5 %; б) водонагревательных установок – 2 – 2,5 %; в) регулирование работы вспомогательного котельного оборудования – 0,2 – 0,4 %; г) температуры перегрева пара – 0,2 – 0,3 %.

Отметим, что перерасход топлива из-за слабой автоматизации систем теплоснабжения и недостаточной обеспеченности контрольно-измерительными приборами оценивается в 10 – 15 %.

11. Большие, легкодоступные, практически не требующие затрат резервы экономии газа и электроэнергии заключены в оптимальном распределении нагрузок между котлами; работающими на общего потребителя. Экономия газа при оптимальном распределении нагрузок между котлами, при круглогодичной работе котельной составляет 5 – 12 %.

12. Усредненные показатели потерь теплоты при теплоснабжении от котельных и пути экономии газа следующие:

- а) потери тепла при транспорте тепла – 10 – 20 %;
- б) потери тепла из-за перегрева («перетопов») помещений – 8-10 %;
- в) потери тепла через ограждения зданий: стены – 13 – 23 %; окна – 10 – 17 %; крышу – 6 – 10 %;
- г) потери тепла с горячей водой – 10 – 17 %.

### **Выводы**

1. Широкое использование природного газа в промышленности обусловлено универсальностью газового топлива, его теплотехническими и эксплуатационными свойствами, отвечающим современным требованиям энергосбережения и охраны окружающей среды.
2. Эффективность использования газа снижает использование морально и физически устаревшего оборудования, недостаточное использование вторичных энергоресурсов, неудовлетворительное состояние тепловых сетей, невысокие теплоизоляционные характеристики зданий.
3. Значительная экономия газа может быть обеспечена за счет использования современного котельного оборудования, снижения теплотерь с уходящими газами, сбора и возврата конденсата, автоматизации технологических процессов, сокращения потерь при транспортировке тепловой энергии, обеспечения тепловой защиты зданий.

### **Литература**

1. Бузников Е.Ф., Роддатис К.Ф., Берзиньш Э.Я. Производственные и отопительные котельные. – Л.: Энергоатомиздат, 1984. – 248с.
2. Волков М.А., Коротеев Т.И., Волков В.А. Эксплуатация котельных установок на газообразном топливе. – М.: Стройиздат, 1976. – 239с.
3. Волковысский Е.Г., Шустер А.Г. Экономия топлива в котельных установках. – М.: Энергия, 1973. – 156 с.
4. Ахмедов Р.Б. Цирульников Л.М. Технология сжигания горючих газов и жидких топлив. – Л.: Недра, 1984. – 238 с.
5. Ильина Е.Н., Уткина Л.Д. Экономическая эффективность использования природного газа. – М.: Недра, 1978. – 326 с.
6. Кривоногов Б.М. Повышение эффективности сжигания газа и охрана окружающей среды. – Л.: Недра, 1986. – 280 с.
7. Левин А.М. Принципы рационального сжигания газа. – Л.: Недра, 1977. – 247с.