

# **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ДАВЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ**

**А. И. Аршуков**

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

Научный руководитель А. В. Овсянник

Прежде чем попасть к потребителю, природный газ подвергается дросселированию на газораспределительных станциях (ГРС) и газораспределительных пунктах (ГРП), где безвозвратно теряется огромное количество энергии сжатого газа. Использование энергии давления газа путем преобразования ее в электрическую энергию осуществляется в детандерно-генераторных агрегатах (ДГА). Он представляет собой расширительную газовую турбину, вал которой соединен с электрогенерато-

ром. Предварительный нагрев газа перед турбиной повышает его внутреннюю энергию, что позволяет получить больше механической работы и избежать выпадения газовых гидратов при последующем расширении и охлаждении газа (температура газа за турбиной не должна быть меньше 5 °С).

В данной работе будет оценена целесообразность утилизации энергии природного газа среднего давления в котельной, оснащенной двумя котлами ПТВМ-100. Котлы работают с естественной тягой, создаваемой железобетонной дымовой трубой высотой 120 м. Расход природного газа на один котел – 3,25 м<sup>3</sup>/ч. Давление газа на входе в ГРУ – 0,3 МПа. Давление газа в горелках котла – 0,01–0,05 МПа. Температура уходящих газов – 185 °С. В данных условиях для подогрева газа перед турбиной целесообразно использовать теплоту уходящих дымовых газов.

В качестве подогревателя был выбран типовой трубчатый подогреватель со стальными трубами диаметром 40/37 мм. Дымовые газы проходят внутри труб, а нагреваемый природный газ омывает их снаружи поперечным током. В результате расчета теплообменного аппарата согласно расчетам было получено, что для подогрева природного газа необходимы две секции подогревателя ВП-О-228 площадью нагрева  $S = 2 \times 228 = 456 \text{ м}^2$ . Отбор дымовых газов предложено осуществлять с помощью дополнительного дымососа двухстороннего всасывания Д-15,5 × 2.

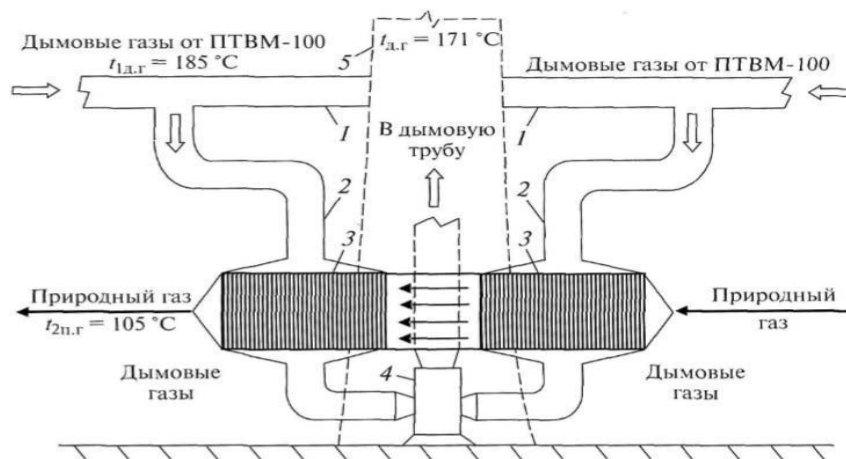


Рис. 1. Схема установки теплообменного аппарата в газовом тракте котельной:  
1 – газоходы от котлов ПТВМ-100; 2 – газоходы отвода дымовых газов в подогреватель природного газа; 3 – секции подогревателя; 4 – дымосос двухстороннего всасывания; 5 – дымовая труба

Выбор ДГА осуществляли на основе оценки величины работы адиабатного расширения газа с давлением  $p_1 = 0,27 \text{ МПа}$  до  $p_2 = 0,08 \text{ МПа}$  (поскольку давление в ГРУ равно 0,3 МПа, а подаваемого на горелки котлов – не более 0,05 МПа, указанные значения  $p_1$  и  $p_2$  оставляют запас на компенсацию потерь давления по длине газопроводов и в местных сопротивлениях). Совершаемую газом удельную работу рассчитали по формуле

$$a = \frac{p_1 v_1}{k-1} \left[ 1 - \left( \frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right].$$

Удельный объем газа находили из уравнения

$$v_1 = \frac{1}{\mu_{п.г}} \frac{RT_1}{p_1} = \frac{1}{16,45} \frac{8,314 \cdot 10^3 (273 + 105)}{0,27 \cdot 10^6} = 0,708 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}.$$

Подставляя значения  $v_1$  и  $k$  в формулу для работы, получим:

$$a = \frac{0,27 \cdot 10^6 \cdot 0,708}{1,314 - 1} \left[ 1 - \left( \frac{0,08 \cdot 10^6}{0,27 \cdot 10^6} \right)^{\frac{1,312-1}{1,312}} \right] = 153,9 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Массовый расход газа  $G_m$ :

$$G_m = V_{п.г} \rho_{п.г} = 7,5 \cdot 0,734 = 5,51 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Выделяющаяся при расширении газа мощность:

$$N_{дГА} = aG_m = 153,9 \cdot 5,51 = 848 \text{ кВт}.$$

Температура газа после адиабатного расширения в турбине:

$$T_2 = T_1 \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} = 378 \left( \frac{0,08 \cdot 10^6}{0,27 \cdot 10^6} \right)^{\frac{1,312-1}{1,312}} = 283 \text{ К}.$$

Для получения значения мощности газа без его сжигания может быть применен детандер ЭТДА-1500 мощностью до 1500 кВт. Схема компоновки приведена на рис. 1.

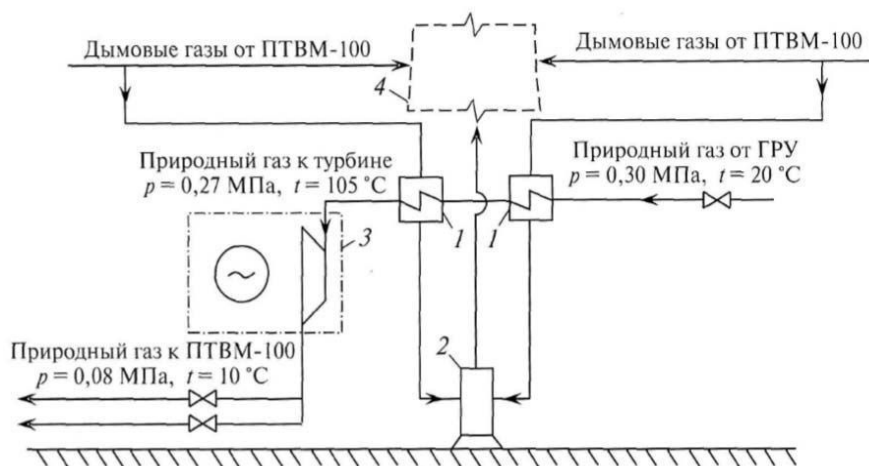


Рис. 2. Схема компоновки основного оборудования газотурбинной станции:  
1 – секции подогревателя природного газа; 2 – дымосос; 3 – ДГА;  
4 – дымовая труба

При полной тепловой нагрузке двух водогрейных котлов ПТВМ-100 подаваемый в них природный газ, расширяясь с 0,27 до 0,08 МПа, обеспечивает с учетом КПД турбины и генератора выработку электрической энергии (дополнительная мощность – 0,7–0,8 МВт), что практически покрывает собственные нужды котельной в электроэнергии (привод насосов и вентиляторов).

Оценка периода окупаемости капитальных затрат ДГА при разном времени его работы и цене на электроэнергию показана на рис. 3.

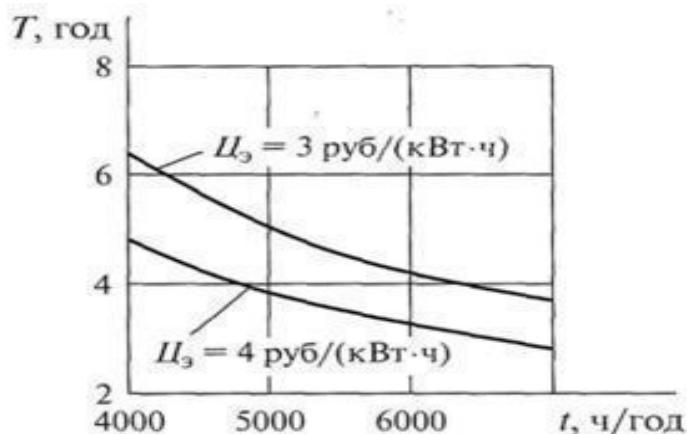


Рис. 3. Зависимость периода окупаемости капитальных затрат на ДГА  $T$  в условиях водогрейной котельной от времени его работы и цена на электроэнергию

В расчете учитывали стоимость основного оборудования (воздухоподогревателей, дымососа, ДГА, дополнительных газоходов) и его монтажа. Для предприятий ЖКХ под ценой на электроэнергию понимался одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток; его значение принимали в диапазоне от 3 до 4 р./кВт·ч).

Как показывает анализ, период окупаемости капитальных затрат может составлять от 2,8 до 6,4 года. Таким образом, эффективность ДГА в условиях водогрейной котельной при начальном давлении природного газа порядка 0,3 МПа и наличии источника утилизационной теплоты оказывается сопоставимой с экономическими показателями более крупных ДГА, работающих при начальном давлении природного газа 4–6 МПа.