

УДК 621.438

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ОАО «ДОЛОМИТ»

канд. техн. наук, доц. В.Е. САВЕНОК, А.Г. ДУДИН
(Полоцкий государственный университет)

Представлено технико-экономическое обоснование модернизации технологического процесса предприятия ОАО «ДОЛОМИТ» путем внедрения когенерирующей газотурбинной установки в технологический процесс. С теоретической точки зрения рассматривались различные варианты использования двух газотурбинных установок на различных режимах: ГТУ-55 СТ20 с номинальной мощностью 20 МВт и ГТУ 16П с номинальной мощностью 16 МВт. По результатам проведенных расчетов установлено, что внедрение когенерационной газотурбинной установки в технологический процесс технически целесообразно и может дать значительный экономический эффект. При работе предприятия в сегодняшнем режиме (постоянно загружены не более 6 печей) экономически выгоднее заменить их одной газотурбинной установкой ГТУ-16П, которая окупит себя меньше чем за полгода. Однако в случае, если предприятие начнет наращивать объемы производства и выходить на проектную мощность, то целесообразнее установить газотурбинную установку ГТУ-55 СТ20.

Введение. В настоящее время в Республике Беларусь реализуется программа ресурсо- и энергосбережения. Программой предусмотрена замена энергоемкого оборудования на более экономичное, сокращение доли сырьевых материалоемких отраслей в пользу передовых трудо- и энергоемких производств. Развитие современных производств предусматривает также совершенствование технологического процесса на действующих предприятиях. Одним из путей, обеспечивающих совершенствование технологий, является применение когенерационных газотурбинных установок. Когенерационные газотурбинные установки (КГТУ) – это установки двойного назначения: помимо выполнения своей основной функции – привода машин и механизмов (например, электрогенератора), выполняют дополнительную – тепло отходящих газов может использоваться в котле-утилизаторе для производства пара, в регенераторе для подогрева циклового воздуха и пр.

Исследовательская часть. ОАО «Доломит» – единственное в Республике Беларусь и одно из крупнейших в Европе предприятий по производству пылевидных известковых материалов. Продукция предприятия востребована во многих отраслях народного хозяйства: в строительстве, нефтедобывающей промышленности, стекольном производстве, металлургии, но основным потребителем является сельское хозяйство, которое использует доломитовую муку для раскисления почв с целью улучшения природных свойств почв и получения высоких и устойчивых урожаев.

Начиная в 1931 года с производства 10 тыс. тонн извести в год к 1990 году предприятие достигло максимального за свою историю объема производства пылевидной доломитовой муки – 5,5 млн. тонн в год. Однако за 30 лет интенсивного известкования, количество сильно- и среднекислых почв в Беларуси снизилось с 33,5 до 1,9 % и с 32 до 6,3 % соответственно, поэтому объемы производства предприятия несколько сократились.

На сегодняшний день основную производственную базу предприятия составляют 11 независимых технологических линий, проектной мощностью 440 тыс. тонн в год каждая. Технологический процесс переработки доломита заключается в первичном и вторичном дроблении, совмещенной сушке и помоле (до фракции 0...1 мм) в мельницах самоизмельчения «Аэрофол» и молотковых мельницах, улавливании готового продукта в циклонных пылеуловителях и электрофильтрах, транспортировке продукции в силосные склады с помощью пневмотранспорта.

Для обеспечения качественного и эффективного помола требуется сушка исходного сырья, имеющего естественную влажность 6...9 %, которая осуществляется горячими газами технологических топок. В качестве технологического топлива ранее использовался топочный мазут марки М100, а с 2000 года предприятие перешло на сжигание природного газа. Топка, работающая на природном газе, состоит из двух горелок, наружной и внутренней кожуха. В качестве горелок принимаются стандартные горелки ГМГ-5М. Воздух, нагнетаемый вентилятором, поступает на горелки и частично через кольцевой зазор кожуха топки поступает в камеру смешения, где смешивается с продуктами горения. Образовавшийся теплоноситель поступает на сушку исходного материала доломита и конечного продукта (доломитовой муки), а затем удаляется из агрегата по системе газоходов при помощи дымососа. Использование природного газа в качестве топлива топочной печи является ключевым, так как появляются перспективы внедрения в технологический процесс газотурбинных установок (ГТУ) для производства собственной электроэнергии и использования отработанных газов в качестве сушильного агента в технологии производства доломитовой муки.

Модернизация технологического процесса ОАО «Доломит» (г. Витебск) путем внедрения в него когенерационных газотурбинных установок. Для технико-экономического обоснования внедрения ГТУ в технологический процесс предприятия нами рассмотрены различные варианты использования двух ГТУ на различных режимах:

1) когенерационная ГТУ-55 СТ20 с номинальной мощностью 20 МВт (установлена и работает на ОАО «Нафтан» – окупилась за 2 первых года эксплуатации);

2) ГТУ 16П с номинальной мощностью 16 МВт.

В связи с девиацией ценовой политики на рынке товаров и услуг для проведения экономической оценки результатов внедрения ГТУ в технологический процесс использовалась условная единица (у.е.). Для расчетов принято реальное соотношение на 01.05.2008 г.: 1 у.е. = 2145 бел. руб. Стоимость цен на энергоносители принималась также по состоянию на 01.05.2008 г.

Из эксплуатационных характеристик известно, что расход газа в одной технологической линии ОАО «Доломит» примерно равен 450 м³/ч. В связи с сокращением объемов производства в настоящее время предприятие не работает на полную мощность. По данным, представленным специалистами предприятия, максимальный расход газа в течение нескольких последних лет составил 22 млн. м³/г.

Рассчитаем количество печей, одновременно работающих постоянно в течение года:

$$\frac{22 \text{ млн. м}^3 / \text{год}}{365 \text{ дней} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 450 \text{ м}^3 / \text{ч}} = 5,58 \approx 6 \text{ (печей)}.$$

В настоящее время энергопотребление ОАО «Доломит» составляет 122 млн. кВт·ч/год. При неполной загрузке:

$$\frac{122 \cdot 10^9 \text{ Вт} \cdot \text{ч} / \text{год}}{365 \text{ дней} \cdot 24 \text{ часа}} = 13,93 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Вначале рассчитаем вариант полной загрузки предприятия (11 печей работают постоянно и круглосуточно). В этом случае годовое энергопотребление возрастает примерно на 40 %, поэтому в расчетах принимаем 19,5 МВт·ч (13,93·1,4).

Расход газа в 11 печах: 11·450 = 4950 (м³/ч).

Стоимость природного газа для ОАО «Доломит» составляет 157,1 у.е. / тыс. м³.

Таким образом, в топках сжигается газ на сумму:

$$157,1 \text{ у.е.} / \text{тыс. м}^3 \cdot 4,95 \text{ тыс. м}^3 / \text{час} = 777,65 \text{ у.е.} / \text{час}.$$

Согласно нормативной документации ОАО «Доломит» для сушки породы в одной печи требуется 3950 Мкал/ч.

В 11 печах: 3950 Мкал/ч · 11 = 43450 Мкал/ч.

Тепло Q , которое несут в себе продукты сгорания, определяется по формуле [1]:

$$Q = V_{nc} \cdot t_{nc} \cdot c_{nc}, \quad (1)$$

где V_{nc} – массовый секундный расход продуктов сгорания (объем продуктов сгорания), кг/с; t_{nc} – температура продуктов сгорания, °С; c_{nc} – удельная теплоемкость продуктов сгорания ($c_{nc} = 0,33 \text{ ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{С})$ [2]).

Для ГТУ-55 СТ20 температура продуктов сгорания за свободной турбиной $t_{nc} = 465 \text{ }^\circ\text{С}$.

Объем продуктов сгорания при работе на номинальном режиме $V_{nc} = 99,5 \text{ кг/с}$, или 358200 кг/ч.

В качестве расчетной, с учётом потерь тепла в теплопроводных коммуникациях, принимали $t_{nc} = 400 \text{ }^\circ\text{С}$, тогда объём продуктов сгорания для получения необходимого количества теплоты может быть определен по формуле (1):

$$V_{nc} = \frac{Q}{t_{nc} \cdot c_{nc}} = \frac{43450 \cdot 10^6 \text{ кал/ч}}{400 \text{ }^\circ\text{С} \cdot 0,33 \cdot 10^3 \text{ кал/кг} \cdot ^\circ\text{С}} = 329167 \text{ кг/ч}. \quad (2)$$

Учитывая, что расход продуктов сгорания ГТУ-55 СТ20 составляет 358200 кг/ч, получаем, что количество тепла выхлопных газов одной ГТУ полностью покрывает потребность 11 печей в тепловой энергии даже с учетом потерь в 65 °С в теплопроводных коммуникациях. Кроме этого, ГТУ-55 СТ20 является когенерирующей, вал ее силовой свободной турбины соединен с валом электрогенератора, который обеспечивает выработку электроэнергии мощностью 20 МВт, т.е. полностью покрывает потребность предприятия в электрической энергии 20 МВт > 19,5 МВт.

Таким образом, внедрение ГТУ энергетически оправдано, теперь обратимся к экономическим расчетам.

Стоимость электроэнергии, приобретаемой ОАО «Доломит» у государства в полном объеме, составляет 0,075 у.е./кВт. Следовательно, при энергопотреблении 19,5 МВт/час предприятие затрачивает 0,075 у.е./кВт · 19,5 МВт = 1462,5 у.е./час.

Расход газа при работе турбины на номинальном режиме составляет 7500 м³ газа в час. То есть при внедрении КГТУ расходы на топливо составят: 157,1 у.е./тыс.м³ · 7,5 тыс.м³/ч = 1178,25 у.е./ч.

Из расчетов видно, что при внедрении ГТУ-55 СТ20 дополнительные затраты на топливный газ за счет увеличения его расхода (с 4,95 до 7,5 тыс. м³/ч) составят:

$$1178,25 \text{ у.е./ч} - 777,65 \text{ у.е./ч} = 400,6 \text{ у.е./ч}$$

Однако, учитывая тот факт, что электрогенератор силовой свободной турбины ГТУ будет вырабатывать такую электрическую мощность, что с большим запасом перекроет всю потребность предприятия в электрической энергии, отпадет необходимость покупать ее у государства, и экономия на этом составит 1462,5 у.е./ч.

Проведенные расчеты позволяют сказать, что экономический эффект от внедрения КГТУ составит: -400,6 у.е./ч + 1462,5 у.е./ч = 1061,9 у.е./ч.

В соответствии с белорусским законодательством предприятия не имеют права продавать электроэнергию, иначе в случае продажи излишков электроэнергии конечная прибыль была бы еще больше. Тем не менее связь электрогенератора КГТУ с общегородской энергосетью позволит снабжать электроэнергией поселок Руба, на территории которого находится предприятие. Связь с общегородской энергосетью электрогенератора КГТУ необходима также для обеспечения бесперебойного снабжения электроэнергией предприятия в случае аварийных остановок ГТУ.

При проведении экономических расчетов нельзя не учитывать и срок окупаемости внедряемого оборудования. По экспертным оценкам специалистов, стоимость КГТУ средней мощности (до 20 МВт) составляет около 2 млн. у.е. с учетом монтажных работ. Из практики известно, что они составляют около 10 % стоимости агрегата, или 2,2 млн. у.е.

Несложные вычисления позволяют определить примерный срок окупаемости внедрения ГТУ-55 СТ20 при условии работы ОАО «Доломит» на полную мощность три месяца:

$$\frac{2,2 \cdot 10^6 \text{ у.е.}}{1061,9 \text{ у.е./ч}} = 2074 \text{ ч} = 86 \text{ дн.} = 2,87 \text{ мес.}$$

Далее проведем расчеты по второму варианту – частичной загрузки предприятия (постоянно и круглосуточно работают 6 печей).

Расход газа в 6 печах составит 6 · 450 м³/ч = 2700 м³/ч.

Таким образом, в топках сжигается газ на сумму 157,1 у.е./тыс.м³ · 2,7 тыс.м³/ч = 424,17 у.е./ч.

Учитывая, что турбина полностью покрывает потребность 11 печей в тепловой энергии, то потребность 6 печей будет, безусловно, удовлетворена.

Рассчитаем потребление газа ГТУ-55 СТ20 при вырабатываемой мощности 13,93 МВт по формуле [3]:

$$q_{ТГ0} = q_{ТГ0} \left(0,75 \frac{N_E}{N_{E0}} + 0,25 \sqrt{\frac{T_3}{T_{30}}} \frac{P_a}{P_{a0}} \right) K_{ТТ} K_{ТC}^{об} K_{ТC}, \quad (3)$$

где $q_{ТГ0}$ – расход газа при работе в номинальном режиме ($q_{ТГ0} = 7500 \text{ м}^3/\text{ч}$); N_E – требуемая мощность ($N_E = 13,93 \text{ МВт}$); N_{E0} – вырабатываемая мощность при работе в номинальном режиме ($N_{E0} = 20 \text{ МВт}$); T_3 – фактическая температура воздуха на входе в ГТУ ($T_3 = 12 \text{ }^\circ\text{C}$); T_{30} – номинальная температура воздуха на входе в ГТУ ($T_{30} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$); P_a – абсолютное барометрическое давление воздуха ($P_a = 0,0984 \text{ МПа}$); P_{a0} – атмосферное давление при стандартных условиях ($P_{a0} = 0,1013 \text{ МПа}$); $K_{ТТ}$ – коэффициент технического состояния ГТУ по топливу ($K_{ТТ} = 1,03$); $K_{ТC}^{об}$ – коэффициент, учитывающий влияние системы противообледенения на расход топливного газа ($K_{ТC}^{об} = 1$); $K_{ТC}$ – коэффициент, учитывающий отклонение теплоты сгорания топлива от номинала ($K_{ТC} = 1$).

Уточнение эмпирических коэффициентов ($K_{ТТ}$, $K_{ТC}^{об}$, $K_{ТC}$), используемых в формуле (3) может быть проведено с использованием справочной литературы [2, 4].

Расчеты потребляемого газа по формуле (3) при работе ГТУ-55 СТ20 на неполную мощность позволяют определить объемный расход газа 5883 м³/ч. В этом случае дополнительные затраты на топливный газ за счет увеличения его расхода при внедрении ГТУ-55 СТ20 (с 2,7 до 5,883 тыс. м³/ч) составят:

$$924,22 \text{ у.е./ч} - 424,17 \text{ у.е./ч} = 500,05 \text{ у.е./ч.}$$

С учетом полученной прибыли от выработки собственной электроэнергии, общая прибыль составит:

$$-500,05 \text{ у.е./ч} + 1044,25 \text{ у.е./ч} = 544,7 \text{ у.е./ч,}$$

где 1044,25 у.е./ч – стоимость 13,93 МВт вырабатываемой энергии.

По второму варианту (частичная загрузка предприятия 50 %) турбина полностью окупится примерно за 6 месяцев:

$$\frac{2,2 \cdot 10^6 \text{ у.е.}}{544,7 \text{ у.е./ч}} = 4039 \text{ ч} = 168,3 \text{ дн.} = 5,6 \text{ мес.}$$

На рисунке 1 приведена диаграмма роста относительной прибыли (у.е./ч) для вариантов полной и частичной загрузки предприятия при внедрении ГТУ-55 СТ20.

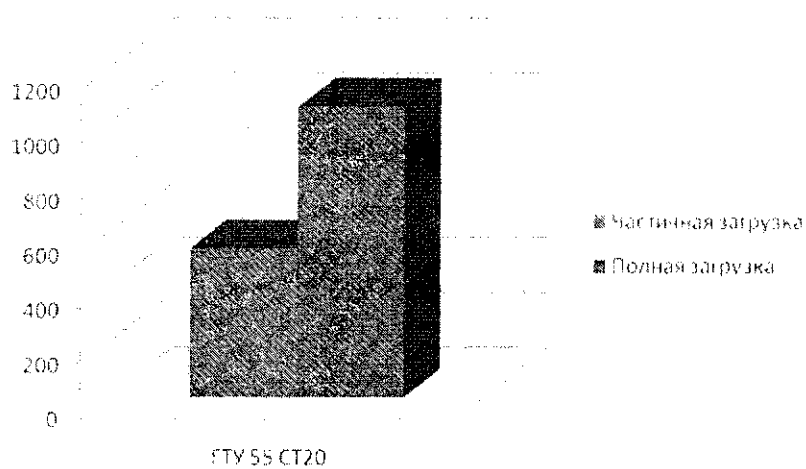


Рис. 1. Прибыли от внедрения ГТУ-55 СТ20 при частичной и полной загрузке предприятия

Теперь рассмотрим эффективность внедрения в технологический процесс КГТУ меньшей мощности ГТУ 16П.

Объемный расход газа при работе на номинальном режиме ГТУ 16П составляет 6000 м³/ч. Объем продуктов сгорания при работе на номинальном режиме $V_{nc} = 57,2 \text{ кг/с}$ или

$$57,2 \text{ кг/с} \cdot 60 \text{ с} \cdot 60 \text{ мин} = 205920 \text{ кг/ч.}$$

Теплоемкость продуктов сгорания $c_{nc} = 0,33 \text{ ккал/(кг} \cdot \text{°C)}$.

Температура продуктов сгорания за свободной турбиной $t_{nc} = 466 \text{ °C}$.

Примем с учётом потерь тепла в теплопроводных коммуникациях $t_{nc} = 400 \text{ °C}$.

Необходимый объём продуктов сгорания для получения нужного количества теплоты рассчитывается по формуле (2) и составляет 329167 кг/ч.

Так как объём продуктов сгорания при работе ГТУ на номинальном режиме меньше необходимого, следовательно для обеспечения технологического процесса предприятия необходима установка двух газотурбинных установок. Установка двух ГТУ удовлетворит потребность в тепловой энергии с запасом 1,6

$$\left(\frac{329167 \text{ кг/ч}}{205920 \text{ кг/ч}} = 1,6 \right).$$

Используя формулу (3), рассчитаем потребление газа двумя ГТУ-16П с учетом того, что суммарная вырабатываемая мощность двух ГТУ составляет 19,5 МВт.

Условно принимаем, что каждая из двух работающих турбин обеспечивает половину требуемой мощности, т.е. работает с мощностью $N_E = 9,75$ МВт. Остальные параметры (температура, давление и эмпирические коэффициенты), подставляемые в формулу (3), такие же, как и в случае применения ГТУ-55 СТ20.

Тогда полученное расчетное значение объемного расхода топливного газа для одной ГТУ-16П составляет $4308 \text{ м}^3/\text{ч}$. Объемный расход газа в двух ГТУ-16П – $8,616 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$.

Финансовые затраты на потребляемое топливо двумя ГТУ-16П:

$$157,1 \text{ у.е./тыс.м}^3 \cdot 8,616 \text{ тыс.м}^3/\text{ч} = 1353,6 \text{ у.е./ч.}$$

При использовании в технологическом процессе двух ГТУ-16П дополнительные затраты на топливный газ за счет увеличения его расхода (с $4,95$ до $8,616 \text{ тыс. м}^3/\text{час}$) составят:

$$1353,6 \text{ у.е./ч} - 777,65 \text{ у.е./ч} = 575,95 \text{ у.е./ч.}$$

С учетом полученной прибыли от выработки собственной электроэнергии, общая прибыль составит:

$$-575,95 \text{ у.е./ч} + 1462,5 \text{ у.е./ч} = 886,5 \text{ у.е./ч.}$$

По экспертным оценкам специалистов стоимость турбины ГТТ-16П в настоящее время составляет около 1,8 млн. у.е. С учетом монтажных и пусконаладочных работ – 1,98 млн. у.е.

По предварительным расчетам можно определить примерный срок окупаемости внедрения двух ГТУ-16П при условии работы ОАО «Доломит» на полную мощность свыше шести месяцев:

$$\frac{2 \cdot 1,98 \cdot 10^6 \text{ у.е.}}{886,5 \text{ у.е./ч}} = 4468 \text{ ч} = 186,2 \text{ дн.} = 6,2 \text{ мес.}$$

Далее проведем расчеты по второму варианту – частичной загрузки предприятия (постоянно и круглосуточно работают 6 печей). В этом случае предлагается использовать в технологическом процессе одну газотурбинную установку ГТТ-16П.

Для сушки породы в одной печи требуется 3950 Мкал/ч , соответственно в 6 печах – 23700 Мкал/ч .

Потребный объем продуктов сгорания (массовый секундный расход) может быть вычислен по формуле (1) и составит 179545 кг/ч .

При расчетах принимали $t_{\text{ис}} = 400 \text{ }^\circ\text{C}$, $c_{\text{ис}} = 0,33 \text{ ккал/(кг}\cdot\text{}^\circ\text{C)}$.

Проведенные расчеты показывают, что одна газотурбинная установка ГТУ-16П обеспечивает потребность всех 6 печей в тепловой энергии, так как массовый секундный расход продуктов сгорания на выходе ГТУ составляет 205920 кг/ч .

Расчет расхода топливного газа ГТУ-16П при работе на режиме требуемой мощности $13,93 \text{ МВт}$ проводился по формуле (3). Остальные параметры (температура, давление и эмпирические коэффициенты), подставляемые в формулу (3), такие же, как и в случае применения ГТУ-55 СТ20.

Тогда полученное расчетное значение объемного расхода топливного газа для одной ГТУ-16П составляет $5519 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Дополнительные затраты на топливный газ за счет увеличения его расхода при использовании ГТУ-16П (с $2,7$ до $5,519 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$) составят:

$$157,1 \text{ у.е./тыс.м}^3 \cdot 5,519 \text{ тыс.м}^3/\text{ч} - 424,17 \text{ у.е./ч} = 442,86 \text{ у.е./ч.}$$

С учетом полученной прибыли от выработки собственной электроэнергии, общая прибыль составит:

$$-442,86 \text{ у.е./ч} + 1044,75 \text{ у.е./ч} = 601,89 \text{ у.е./ч.}$$

По предварительным расчетам можно определить примерный срок окупаемости внедрения одной ГТУ-16П при условии работы ОАО «Доломит» на неполную мощность (50 %) четыре месяца:

$$\frac{1,98 \cdot 10^6 \text{ у.е.}}{601,89 \text{ у.е./ч}} = 3290 \text{ ч} = 137,1 \text{ дн.} = 4 \text{ мес.}$$

На рисунке 2 приведена диаграмма роста относительной прибыли (у.е./ч) для вариантов полной и частичной загрузки предприятия при внедрении ГТУ-16П.

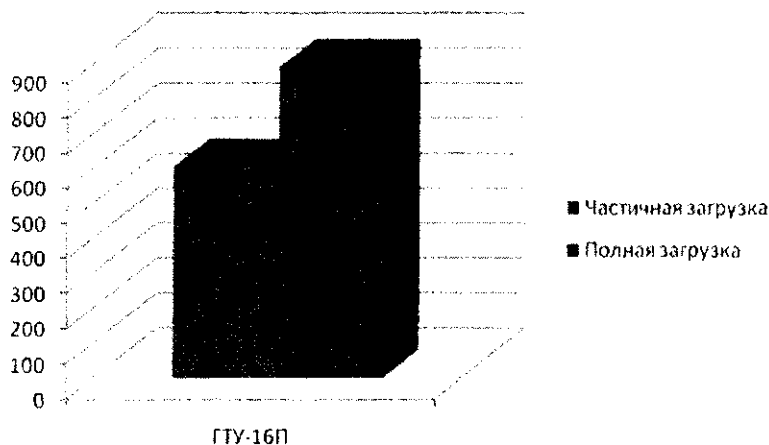


Рис. 2. Прибыли от внедрения ГТУ-16П при частичной и полной загрузке предприятия

Заключение. По результатам проделанной работы установлено, что внедрение когенерационной газотурбинной установки в технологический процесс ОАО «Доломит» технически целесообразно и может дать значительный экономический эффект.

Проведенные расчеты позволяют сделать следующий вывод: при работе предприятия в режиме постоянно загруженных 6 печей (не более) экономически выгоднее заменить их одной газотурбинной установкой ГТУ-16П, которая окупится менее чем за полгода.

Однако в случае, если предприятие начнет наращивать объемы производства и выходить на проектную мощность, то целесообразнее установить газотурбинную установку ГТУ-55 СТ20. В этом случае срок окупаемости внедрения ГТУ-55 СТ20 также будет менее года.

Заметим, что при внедрении когенерационной газотурбинной установки в технологический процесс предприятия теоретические расчеты, выполненные в данной работе, требуют тщательной технической проработки с последующим пилотным эксплуатационным испытанием проекта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нащокин, В.В. Техническая термодинамика и теплопередача / В.В. Нащокин. – М.: Высш. шк., 1980. – 469 с.
2. Волков, М.М. Справочник работника газовой промышленности / М.М. Волков, А.Л. Михеев, К.А. Конев. – М.: Недра, 1989. – 286 с.
3. Савенок, В.Е. Газотурбинные установки: учеб.-метод. пособие / В.Е. Савенок. – Новополоцк: ПГУ, 2006. – 248 с.
4. Микаэлян, Э.А. Техническое обслуживание энерготехнического оборудования, газотурбинных газоперекачивающих агрегатов системы сбора и транспорта газа: методология исследования, анализ, практика / Э.А. Микаэлян. – М.: Топливо и энергетика, 2000. – 357 с.

Поступила 02.05.2008