

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ  
УГОЛЬНОЙ ШАХТЫ С ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОМ, РАБОТАЮЩИМ В  
РЕЖИМЕ КОГЕНЕРАЦИИ**

Розроблено економіко-математичну модель вугільної шахти з енергокомплексом, що працює на місцевому паливі в режимі когенерації. Досліджено вплив теплової й електричної потужності енергокомплексу на собівартість вугілля, що добувається шахтою. Показано ефективність наявності енергокомплексу в складі вугільної шахти.

**EXAMINATION ECONOMIC-MATHEMATICAL MODEL OF COAL MINE  
WITH A POWER COMPLEX WORKING IN A MODE COGENERATION**

The economic-mathematical model of coal mine with a power complex working on domestic fuel in a mode cogeneration designed. The influence of thermal and electrical power of a power complex to the cost price of coal mined by mine is explored. The efficiency availability of a power complex in a composition of coal mine is rotined.

Самообеспечение угольных шахт тепловой и электрической энергиями на базе местных дешевых теплоносителей, высокозольных углей и шахтного метана, является актуальной проблемой, решение которой позволит существенно повысить рентабельность угледобывающих предприятий [1].

Наиболее прогрессивным решением данной проблемы является применение когенерационных технологий, когда энергоблок, входящий состав шахты, одновременно вырабатывает как тепловую, так и электрическую энергии за счет последовательного использования термодинамического потенциала рабочего тела. К основным вариантам использования когенерационных технологий относятся шахтные энергокомплексы, реализующие когенерационные технологии на базе паровых турбин или на базе газовых двигателей [2].

Энергокомплексы, реализующие когенерационные технологии на базе паровых противодавленческих или конденсационных турбин, работают с соотношением тепловой и электрической энергий 6:1, т.е. для выработки 1 МВт электрической энергии необходимо утилизировать 6 МВт тепловой энергии. Это предопределяет рациональность расположения площадок с подобными энергокомплексами вблизи крупных городов с большим потреблением тепла и ГВС, порядка 100 МВт и более. Следует отметить, что недостатком противодавленческих турбин, используемых в схемах когенерации, является прямая зависимость выработки электрической энергии от теплового потребления. Этого недостатка в значительной мере лишены используемые в схемах когенерации конденсационные турбины с производственными отборами. Но и при использовании этих турбин имеется обратная зависимость вырабатываемой электроэнергии от тепловой нагрузки. Зимой, при большом теплопотреблении, выработка электрической энергии уменьшается, а летом, при малом теплопотреблении, выработка электроэнергии увеличивается.

Для угольных шахт соотношение тепловой и электрической энергий 6:1 практически невыполнимо, поэтому предпочтение следует отдать шахтным

энергокомплексам, реализующим когенерационные технологии на базе газовых двигателей, газопоршневых или газотурбинных. В отличие от шахтных энергокомплексов с паротурбинной когенерацией, энергетические установки с газовыми двигателями работают с соотношением 1:1 генерируемых тепловой и электрической энергий, что является более предпочтительным. Преимуществом этих энергокомплексов является независимость вырабатываемой электрической энергии от теплотребления. При полной тепловой нагрузке отбор тепла осуществляется соответствующими теплообменниками. При снижении тепловых нагрузок лишнее тепло утилизируется в системах аварийного охлаждения радиаторного типа (системы смазки и охлаждения двигателя) или посредством байпасной схемы выбрасывается в атмосферу (система удаления продуктов сгорания). Вследствие выше изложенного, коэффициент использования установленной электрической мощности у энергокомплекса на базе газовых двигателей равен 1,0, в то время как у энергокомплексов на базе паровых турбин этот коэффициент находится на уровне 0,60 – 0,68.

Выполненный анализ показывает предпочтительность газопоршневых установок перед газотурбинными вследствие более высокого КПД (42,0% против 28,5%) и, соответственно, более низкого удельного расхода газа (0,286  $\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$  против 0,380  $\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$  у газотурбинных). Вследствие дороговизны газотурбинных агрегатов их удельные капитальные затраты достаточно велики, свыше 500 долл./кВт, а сроки окупаемости составляют более 4 лет. Существенным преимуществом газопоршневых двигателей также является отсутствие топливного компрессора для обеспечения требуемых параметров газа, так как их рабочее давление преимущественно составляет 0,01 – 0,02 МПа против 1,6 – 2,5 МПа у газотурбинных двигателей. Общим недостатком для газотурбинных и газопоршневых двигателей является зависимость полезной мощности на выходном валу от температуры воздуха на входе. Но и по этому показателю газопоршневые двигатели предпочтительнее. Газотурбинный двигатель при превышении температуры воздуха на входе свыше 27°C теряет на каждый последующий градус 1% мощности, в то время как газопоршневой двигатель при увеличении температуры воздуха на входе на один градус свыше 35°C теряет на каждый последующий градус всего 0,4% мощности. Кроме того, как у газотурбинных, так и у газопоршневых двигателей выходная мощность уменьшается с уменьшением процентного содержания метана ниже определенного предела.

Вследствие вышеизложенного, для агрегатов с тепловой мощностью до 20 МВт рекомендуются в качестве привода электрических генераторов газопоршневые двигатели. При этом совместно с выработкой электроэнергии покрываются тепловые нагрузки промышленного предприятия (технологический пар или горячая вода) или жилого массива (отопление и ГВС). Тепловая энергия требуемых параметров обеспечивается котлом-утилизатором, реализующим тепло выхлопных газов, систем охлаждения и смазки. Коэффициент полезного действия газопоршневых когенерационных установок

достигает 88%, что трудно достижимо при других технологиях, реализуемых в энергетике.

Оценим влияние параметров энергокомплекса, работающего в режиме когенерации, на экономические показатели угольной шахты, в состав которой входит этот энергокомплекс. Экономико-математическая модель угольной шахты с энергокомплексом запишется через текущее значение себестоимости угля  $C_y$ :

$$C_y = B + \Delta C_{эс} - \Delta C_{эв} + \Delta C_{мс} - \Delta C_{мт}, \text{ грн./т} \quad (1)$$

где  $B$  – постоянная составляющая себестоимости угля, не зависящая от энергетических затрат, грн./т;  $\Delta C_{эс}$  – затраты по электроэнергии на добычу угля, грн./т;  $\Delta C_{эв}$  – снижение себестоимости угля от продажи избытка электроэнергии сторонним потребителям, грн./т;  $\Delta C_{мс}$  – затраты тепловой энергии на производство угля, грн./т;  $\Delta C_{мт}$  – снижение себестоимости угля от продажи тепла сторонним потребителям, грн./т.

Составляющие себестоимости угля по электроэнергии определяются как

$$\Delta C_{эс} = \begin{cases} [T_э - K_э(T_э - c_э)] \cdot q_{эу}, & \text{если } K_э \leq 1 \\ c_э \cdot q_{эу}, & \text{если } K_э > 1 \end{cases}, \quad (2)$$

$$\Delta C_{эв} = \begin{cases} 0, & \text{если } K_э \leq 1 \\ (T_{эл} - c_э)(K_э - 1) \cdot q_{эу}, & \text{если } K_э > 1 \end{cases}, \quad (3)$$

где  $K_э = \mathcal{E}_к / \mathcal{E}_ш$  – коэффициент, равный отношению количества электроэнергии, вырабатываемой энергокомплексом  $\mathcal{E}_к$ , к количеству электроэнергии, потребляемой шахтой  $\mathcal{E}_ш$ ;  $T_э$  – тариф на электроэнергию, потребляемую шахтой из энергосистемы, грн./кВт·ч;  $T_{эл} = k \cdot T_э$  – стоимость электроэнергии, отпускаемой сторонним потребителям, грн./кВт·ч;  $c_э$  – себестоимость электроэнергии, вырабатываемой энергокомплексом, грн./кВт·ч;  $q_{эу}$  – удельный расход электроэнергии, определяемый как [3, 4]

$$q_{эу} = \left( \frac{10,02}{\sqrt{\alpha}} - 2,68 \right) \cdot P_y,$$

где  $P_y = P_\Sigma / A_{np}$  – удельная установленная мощность шахты, кВт/т, где  $P_\Sigma$  – суммарная установленная мощность всех электроприводов шахты, кВт;  $A_{np}$  – проектная среднесуточная добыча угля, т/сут.;  $\alpha = A_\phi / A_{нн}$  – фактическая производительность шахты в относительных единицах на период, для которого

определяется потребление электроэнергии, где  $A_{пл}$  - планируемая добыча угля за рассматриваемый период, в нашем случае - год.

Составляющие себестоимости угля по тепловой энергии определяются как

$$\Delta C_{mc} = \begin{cases} c_m \cdot q_{mc}(1 - K_m), & \text{если } K_m \leq 1 \\ 0, & \text{если } K_m > 1 \end{cases}, \quad (4)$$

$$\Delta C_{m\kappa} = \begin{cases} 0, & \text{если } K_m \leq 1 \\ c_m \cdot q_{m\kappa}(K_m - 1), & \text{если } K_m > 1 \\ c_m \cdot q_{m\kappa}(K_{m\kappa np} - 1), & \text{если } 1 < K_m = K_{m\kappa np} \end{cases}, \quad (5)$$

где  $K_m$  - коэффициент, равный отношению количества тепловой энергии, вырабатываемой энергокомплексом  $Q_{m\kappa}$ , к количеству тепловой энергии, потребляемой шахтой, определяется по формуле:

$$K_m = \frac{Q_{m\kappa}}{Q_{mc}} = \frac{\mathcal{E}_{эл} \cdot K_2}{1160 \cdot Q_{mc}} \cdot K_{\kappa оз},$$

где  $K_{\kappa оз}$  - коэффициент, учитывающий соотношение между тепловой и электрической энергиями, вырабатываемыми энергокомплексами с различными схемами когенерации. Для энергокомплексов на базе газовых двигателей характерно примерное равенство генерируемых тепловой и электрической энергий. В этом случае  $K_{\kappa оз} = 1$ , а отношение коэффициентов  $K_m$  и  $K_2$  равно отношению электрической  $\mathcal{E}_{эл}$  и тепловой  $Q_{mc}$  энергий, потребляемых шахтой;  $K_{m\kappa np}$  - предельное значение теплового коэффициента, определяемое отношением количества тепла  $Q_{m\kappa}$ , отпускаемого сторонним потребителям, к количеству тепла  $Q_{mc}$ , потребляемому шахтой, определяется по формуле:

$$K_{m\kappa np} = 1 + \frac{Q_{m\kappa}}{Q_{mc}} = 1 + k_1;$$

$c_m$  - себестоимость тепла, вырабатываемого котельными шахты, грн./Гкал. Так как при технико-экономических расчетах энергокомплексов все затраты сносятся на электроэнергию, то себестоимость тепловой энергии, вырабатываемой энергокомплексом, принимается равной нулю. При расчетах со сторонними потребителями принимаем стоимость отпускаемого им тепла, равной  $c_m$ ;  $q_{mc} = Q_{mc}/A_{\phi}$  - удельные затраты тепловой энергии на добычу угля, Гкал/т;  $q_{m\kappa} = Q_{m\kappa}/A_{\phi}$  - удельная величина тепловой энергии, отпускаемой сторонним потребителям, Гкал/т.

Анализ выражения (1) с учетом (2) – (5) выполним, задаваясь следующими исходными данными:  $B = 87,4$  грн./т;  $A_{\phi} = 4,075$  млн. т  $\mathcal{E}_{ш} = 269,2$  млн. кВт·ч;  $Q_{mc} = 163$  тыс. Гкал;  $P_y = 9$  кВт/т;  $T_s = 0,15$  грн./кВт·ч;  $c_s = 0,05$  грн./кВт·ч;  $c_m = 67,12$  грн./кВт·ч;  $q_{mc} = 0,04$  Гкал/т.

Расчеты выполнялись в среде MathCad 2001 для трех значений  $k$  (0,5; 0,75 и 1,0), трех значений  $k_1$  (0,5; 0,75 и 1,0) и двух значений  $\alpha$  (1,0 и 0,5). Коэффициент  $K_s$  варьировался в пределах 0 – 2,5 с шагом 0,01.

На рис. 1 и рис. 2 приведены зависимости себестоимости угля, добываемого шахтой при различных значениях относительной производительности шахты, в зависимости от мощности энергокомплекса, характеризующей коэффициентом  $K_s$ , при различных значениях коэффициентов  $k$  и  $k_1$ .

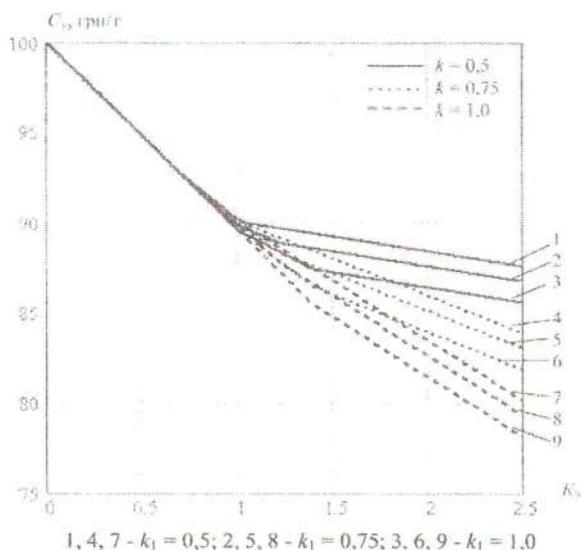


Рис. 1 – Зависимости себестоимости угля от мощности энергокомплекса при  $\alpha = 1,0$  и различных значениях  $k$  и  $k_1$

Анализ рис. 1 показывает, что наиболее интенсивно себестоимость угля снижается от  $K_s = 0$  ( $C_y = 100$  грн./т) до значения  $K_s = 1$  ( $C_y = 90$  грн./т). Дальнейшее снижение себестоимости угля от мощности энергокомплекса (при  $K_s > 1$ ), существенным образом зависит от тарифа на электроэнергию, отпускаемую сторонним потребителям, который характеризуется коэффициентом  $k$ . Так, при  $K_s = 2,5$ ,  $K_{mnp} = 2$  и  $k = 0,5$  себестоимость угля составляет 85 грн./т, а при тех же условиях и  $k = 1,0$  себестоимость угля равна 78,6 грн./т.

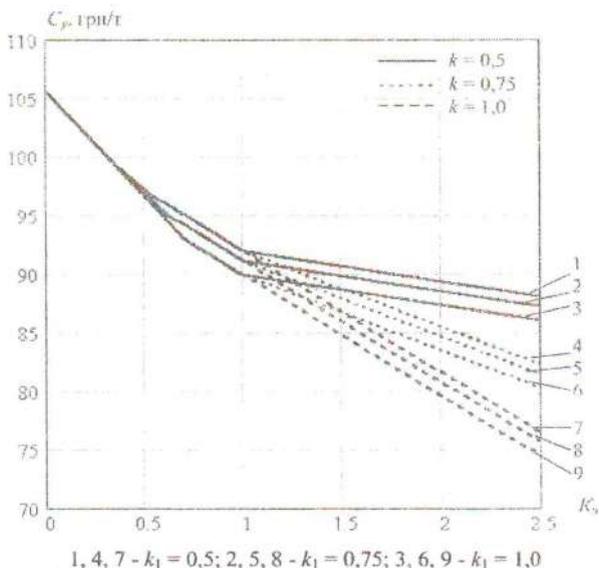
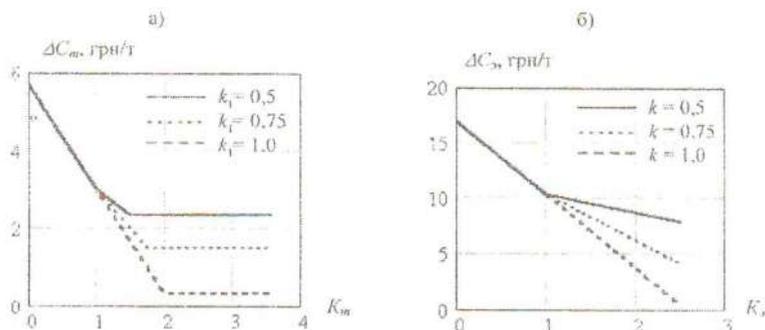


Рис. 2 – Зависимости себестоимости угля от мощности энергокомплекса при  $\alpha = 0,5$  и различных значениях  $k$  и  $k_1$

Сравнение графиков на рис. 1 и рис. 2 показывает, что при снижении производительности шахты ( $\alpha = 0,5$ ) себестоимость угля, добываемого шахтой без энергокомплекса составляет 106 грн./т (рис. 2). С вводом энергокомплекса влияние его на себестоимость добываемого угля выше, чем при полной загрузке шахты ( $\alpha = 1,0$ ), что обусловлено большей прибылью от продажи тепла и электроэнергии сторонним потребителям. Так при тех же  $K_э = 2,5$ ,  $K_{mnp} = 2$  и  $k = 0,5$  себестоимость угля составляет 88 грн./т, а при тех же условиях и  $k = 1,0$  себестоимость угля равна 75 грн./т, т.е. снижение себестоимости составляет 29% против 22% при  $\alpha = 1,0$ . Для рассматриваемого случая при покрытии энергокомплексом тепловых и электрических нагрузок шахты ( $K_э = K_m = 1$ ) себестоимость угля снижается в среднем на 10%, а при дальнейшем увеличении мощности комплекса, при  $K_э = 2,5$ ,  $K_{mnp} = 2$  и  $k = 1,0$  снижение себестоимости угля достигает 22%.

На рис. 3 показаны зависимости функций  $\Delta C_э = \Delta C_{эс} - \Delta C_{эв} = f(K_э)$  и  $\Delta C_m = \Delta C_{мс} - \Delta C_{mv} = f(K_m)$ , характеризующих влияние каждой из энергетических составляющих продукции энергокомплекса (электроэнергия, тепло) на изменение себестоимости угля, добываемого шахтой.



а) зависимости составляющей себестоимости угля по теплу  $\Delta C_m = f(K_m)$ ;  
 б) зависимости составляющей себестоимости угля по электроэнергии  $\Delta C_3 = f(K_3)$ .

Рис.3 – Зависимости влияния энергетических составляющих производства энергокомплекса на себестоимость угля, добываемого шахтой

Так из рис. 3а следует, что при  $K_{m\text{пр}} = 2$ ,  $k_1 = 1,0$  и  $\Delta C_3 = 0$  снижение себестоимости за счет утилизации тепла энергокомплекса составляет 5,4 грн./т. В то же время из графиков на рис. 3б следует, что при  $K_3 = 2,5$ ,  $k = 1,0$  и  $\Delta C_m = 0$  снижение себестоимости угля за счет реализации электроэнергии, вырабатываемой энергокомплексом, составляет 16 грн./т. Суммарное снижение себестоимости угля (при  $\alpha = 1,0$ ) составляет 21,4 грн./т, что соответствует себестоимости угля 78,6 грн./т, определяемой по рис. 1. Следовательно, доля тепловой энергии в снижении себестоимости угля составляет 25%, а доля электрической энергии – 75%.

По результатам проведенного исследования можно дать укрупненную оценку экономической эффективности создания энергокомплекса в составе угольной шахты. При снижении себестоимости угля на 21,4 грн./т и годовой производительности 4,075 млн. т дополнительная прибыль составит 87,2 млн. грн. в год. При  $K_3 = 1$  электрическая мощность, потребляемая шахтой, составит 33,6 МВт, а при  $K_3 = 2,5$  – 84,0 МВт, что при базовой стоимости 500 долл. США за 1 кВт установленной мощности и курсе валют 5,3 грн./долл. США обусловит стоимость энергокомплекса в 42,0 млн. долл. США (222,6 млн. грн). При этом срок окупаемости будет равен 2,6 года.

Приведенные результаты свидетельствуют о высокой эффективности создания в составе угольных шахт автономных энергокомплексов, вырабатывающих тепловую и электрическую энергии на базе местных топлив в режиме когенерации, что поможет успешно решать экономические, социальные и экологические проблемы угледобывающих предприятий.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чемерис И.Ф. Технико-экономические аспекты работы шахтных энергетических комплексов // Геотехническая механика. – Днепропетровск, 1999. – Вып. 15. – С. 55 – 61.
2. Булат А. Ф., Чемерис И.Ф., Перепелица В.Г., Подтуркин Д.Г. Когенерационные технологии – прогрессивный путь решения проблем энергопотребления и энергосбережения в промышленных регионах Украины. // Энергозберігаючі технології та автоматизація: Держжоменергозбереження України. - Київ, 2002. - №2 (26). - с.44 – 46.
3. Чемерис И.Ф. Экономические показатели работы шахтного энергокомплекса с учетом энергетической характеристики угледобывающего предприятия. – Днепропетровск, 2000. – Вып. 21. – С. 63 – 68.
4. Авилов – Карнауков Б.Н. Электроэнергетические расчеты для угольных шахт. – М.: Недра, 1969. – 96с.

УДК 622.612.12:662.87

Канд. техн. наук **Е.Ю. Пигида**, инж. **Я.А. Пристай**,  
д-р техн. наук **Л.М. Васильев** (ИГТМ НАН Украины)

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ КАМЕРЫ СГОРАНИЯ УГОЛЬНОЙ ПЫЛИ В ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВАХ**

Представлені результати теоретичних досліджень процесу нагріву вугільного пилу в камері згорання термоінструменту. Показана можливість створення малогабаритних генераторів високотемпературних газових струмін з двухстадійним спалюванням в камері палива: стиснене повітря-вугільний пил. Приведені проектні значення параметрів, котрі може забезпечити генератор при використанні такої камери спалювання.

### **THE DEFINITION OF PARAMETERS OF THE BURNING CAMERA FOR COAL DUST IN THE HEAT GENERATORS**

The results of theoretical researches in the chamber of combustion thermo tool are submitted. The opportunity of creation of small-sized generators of high-temperature gas jets with two-stage by burning in the chamber of fuel: the compressed air-coal dust is shown. The design meanings of parameters are given which can be ensured with the generator at use of such chamber of combustion.

В связи со значительным ростом потребления твердого топлива в энергетических целях актуальной становится задача создания мобильных высокоэкономичных специализированных агрегатов. Создание газоструйных теплогенерирующих устройств с камерами сгорания позволяет рассмотреть применение в качестве топлив всех горючих веществ, которые способны выделять с известной скоростью необходимые количества энергии. Твёрдые топлива можно рассматривать с той же самой точки зрения, что и обычные жидкие и газообразные топлива. Многие характеристики процесса горения твёрдых топлив подобны характеристикам жидких и газообразных топлив. Важными характеристиками являются количество энергии, выделяемой в результате химической реакции, температура пламени, а также природа продуктов сгорания, так как тяга теплогенерирующего устройства (термоинструмента) зависит от количества движения потока выбрасываемых газов.

Имеется большое количество работ, посвящённых исследованию механизма горения угля вместе с жидким топливом-носителем или взвешенного в газозводушном потоке [1].