

УДК [620.92.004.68:536.662].002.5

Дякун І.Л. , магістр,
Козарь І.Ю. , магістр,
Кондратюк Т.Д. , магістр
(ИГТМ НАН України)

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМБИНИРОВАННОЙ
СИСТЕМЫ КОГЕНЕРАЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛА
ГАЗОПОРШНЕВОГО МОДУЛЯ**

Дякун І.Л. , магістр,
Козарь І.Ю. , магістр,
Кондратюк Т.Д. , магістр
(ИГТМ НАН України)

**ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ
КОГЕНЕРАЦІЇ З ВИКОРИСТАННЯМ ТЕПЛА
ГАЗОПОРШНЕВОГО МОДУЛЯ**

Dyakun I.L., M. S. (Tech.),
Kozar I.Yu., M. S. (Tech.),
Kondratyuk T.D., M. S. (Tech.)
(IGTM NAS of Ukraine)

**RESEARCH OF EFFECTIVENESS OF A COMBINED COGENERATION
SYSTEM USING HEAT FROM A GAS-PISTON MODULE**

Аннотация. Для шахтных энергетических комплексов перспективной является утилизация избыточного тепла путем выработки дополнительной электроэнергии на базе комбинированной системы когенерации. В статье рассмотрена принципиальная схема когенерационной системы с использованием тепла энергетического модуля, где энергетический модуль выполнен на базе газопоршневой установки в сочетании с водогрейными котлами и усовершенствованной гидропаровой турбиной. При данном варианте выработка электроэнергии осуществляется двумя объектами: газопоршневой установкой и гидропаровой турбиной, что дает дополнительную прибыль энергетическому объекту. Выполненное исследование эффективности данной схемы показало, что достоинством данного схемного решения также является сброс тепла газопоршневой установки на подогрев воды на входе в котел, что позволит сэкономить количество условного топлива практически в 4 раза при выработке такого же количества горячей воды, что является, безусловно, экономически выгодным мероприятием.

Ключевые слова: когенерация, энергетический модуль, газопоршневая установка, гидропаровая турбина.

Сегодня когенерация в Украине находится на этапе развития, но уже сейчас заметна выгода использования когенерационных установок [1-3]. В таких установках наряду с электричеством, вырабатывается тепло, которое может полезно использоваться на месте производства. Отсутствие теплотрасс – существенно удешевляет стоимость такого тепла. Когенерация удешевляет и стоимость электроэнергии.

Отсутствие поставщика и необходимость содержания электростанций, делают электрическую энергию дешевле до пяти раз. Если прибавить к этому независимость от перепадов в электросети и аварий на теплотрассах, то становится очевидно, что когенерация – это эффективный подход к энергетической независимости угольных предприятий.

Экономическая эффективность энергетических комплексов на базе угледобывающих предприятий обусловлена [4]:

- низкой стоимостью используемого топлива (низкосортный необогащенный уголь, отходы углеобогащения, шахтный метан);
- реализацией принципа когенерации, т.е. выработкой тепла и электроэнергии путем более полного использования термодинамического потенциала рабочего тела;
- отсутствием затрат на обогащение и транспортирование угля до электростанции и передачи электроэнергии от электростанции к угледобывающим предприятиям.

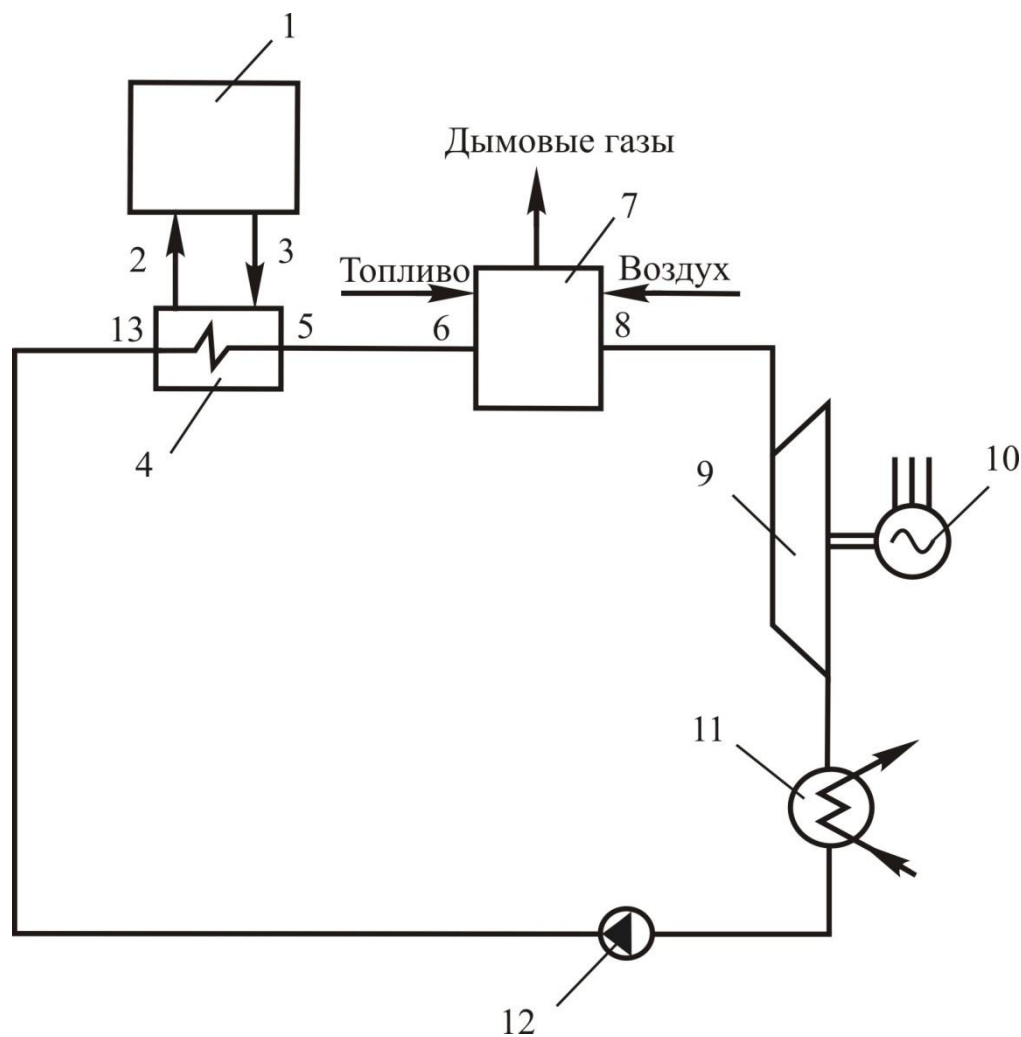
Анализ электрических нагрузок шахт показывает [5], что в подавляющем большинстве случаев электрическая энергия, вырабатываемая когенерационными энергокомплексами, может быть полностью использована собственными потребителями шахты, то потребление тепловой энергии является крайне неравномерным с максимумом в зимний период, что обуславливает необходимость разработки специальных схемных решений для утилизации тепловой энергии, вырабатываемой энергетическим модулем. Наибольший экономический эффект когенерации может быть достигнут только при оптимальном использовании этих форм энергии на месте их потребления. Обычный или традиционный способ получения электричества и тепла заключается в их отдельной генерации (электростанция и котельная). При значительном расходе топлива большое количество выработанного тепла сбрасывается в атмосферу и не используется. Большая часть этого тепла может быть утилизирована и использована, что повышает эффективность с 50% для электростанции до 90% в системах когенерации [6].

Существуют три основных типа когенерационных установок: энергоблоки на базе двигателей внутреннего сгорания - газопоршневые установки, турбинное оборудование – микротурбины, газотурбины и парогазовые установки. Когенерационная установка состоит из четырех основных частей: первичный двигатель, электрогенератор, система утилизации тепла, система контроля и управления. В зависимости от существующих требований в качестве первичного двигателя могут использоваться поршневой двигатель, газовая турбина, паровая турбина и комбинация паровой и газовой турбин [7].

Для шахтных энергетических комплексов перспективной является утилизация избыточного тепла путем выработки дополнительной электроэнергии на базе газопоршневой когенерации [8].

На рис. 1 представлена принципиальная схема предлагаемой когенерационной системы с использованием тепла энергетического модуля. Данное схемное решение, защищенное патентом Украины № 43631 [9], относится к области

энергетики и может быть использовано для выработки электроэнергии из тепла энергетических объектов.



- 1 - энергетический модуль; 2, 3 - вход и выход энергетического модуля;
 4 - теплообменник нагрева рабочего тела; 5- выход теплообменника; 6 - вход котла;
 7 - котел; 8 - выход котла; 9 - турбина; 10 - генератор электроэнергии;
 11 - конденсатор; 12 - насос; 13 - вход теплообменника

Рисунок 1 - Комбинированная система когенерации с использованием тепла энергетического модуля

Когенерационная система с использованием тепла энергетических объектов работает следующим образом. Теплоноситель с выхода 3 энергетического модуля 1 поступает в теплообменник нагрева рабочего тела 4, и, отдав часть тепла рабочему телу, возвращается обратно в энергетический модуль 1 на вход 2. Нагретое рабочее тело с выхода 4 теплообменника 5 поступает на вход 6 котла 7, повышает свой температурный потенциал, и с выхода 8 котла 7 поступает на вход турбины 9, обеспечивая выработку электроэнергии генератором 10. Сработавшее в турбине рабочее тело поступает в конденсатор 11, переходит в жидкое состояние и посредством насоса 12 подается на вход теплообменника 13.

Выполним исследование экономической эффективности комбинированной

системы когенерации, где энергетический модуль выполнен на базе газопоршневой установки (ГПУ), котел принят водогрейный и, соответственно турбина принята гидропаровой (ГПТ). Применение в данном схемном решении усовершенствованной ГПТ является одним из перспективных направлений использования энергии горячей воды, вырабатываемой шахтными энергокомплексами.

Силовые и энергетические параметры усовершенствованной ГПТ определялись по методике, представленной в литературе [10, 11]. КПД данного схемного решения по выработке основной и дополнительной электроэнергии определялся по формуле

$$\eta^{\text{э}} = \frac{N_{\text{ГПУ}}^{\text{э}} + N_{\text{ГПТ}}^{\text{э}}}{N_{\text{ГПУ}}^{\text{н}} + N_{\text{К}}^{\text{н}}}, \quad (1)$$

где $N_{\text{ГПУ}}^{\text{э}}$, $N_{\text{ГПТ}}^{\text{э}}$ – соответственно электрическая мощность ГПУ и реактивной ГПТ, Вт; $N_{\text{ГПУ}}^{\text{н}}$, $N_{\text{К}}^{\text{н}}$ – соответственно подводимая к ГПУ и котлу энергия топлива, Вт.

Подводимая к котлу энергия топлива равна

$$N_{\text{К}}^{\text{н}} = B \cdot Q_{\text{н}}^{\text{с}}, \text{ Вт}, \quad (2)$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{с}}$ – низшая теплота сгорания топлива, Дж/кг (Дж/м³).

Расход топлива на котел определялся по уравнению

$$B = \frac{G_{\text{К}} \cdot Q_{\text{К}}}{\eta_{\text{К}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{с}}}, \text{ кг/с}, \quad (3)$$

где $G_{\text{К}}$ – производительность котельного агрегата, кг/с; $Q_{\text{К}}$ – количество тепла, полученное в котле питательной водой при ее нагревании, Дж/кг; $\eta_{\text{К}}$ – коэффициент полезного действия котла.

Удельный расход топлива по выработке основной и дополнительной электроэнергии по всей схеме запишется как

$$b = \frac{\sum B}{\sum N}. \quad (4)$$

Анализ схемы шахтного энергокомплекса проводился на базе газопоршневой установки типа JMS 620 в сочетании с водогрейными котлами и усовершенствованной гидропаровой турбиной при следующих параметрах:

- температура горячей воды на выходе из водогрейного котла и входе в гидропаровую турбины от $t = 100$ °С до 200 °С, с шагом 20 °С;

- температура горячей воды на входе в водогрейный котел без учета тепла ГПУ $t = 46 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
 - температура горячей воды на входе в водогрейный котел с учетом тепла ГПУ $t = 86,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$,
 - производительность котельного агрегата $G_K = 11,4 \text{ кг/с}$ или 41040 кг/ч ;
 - низшая теплота сгорания условного топлива $Q_n^c = 7000 \text{ ккал / кг (м}^3\text{)}$ или $Q_n^c = 293300 \text{ кДж / кг (м}^3\text{)}$;
 - КПД водогрейного котла $\eta_K = 0,85$;
 - расход топлива (метана) на ГПУ $G_{ГПУ} = 750 \text{ м}^3\text{/ч}$;
 - удельный вес метана – $0,717 \text{ кг/м}^3$.
- Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1– Показатели схемы с комбинированной системой когенерации

Параметры	Температура воды на входе в канал турбины, $^{\circ}\text{C}$					
	100	120	140	160	180	200
Оптимальная окружная скорость ГПТ $\omega_{opt}, 1/\text{с}$	194,0	219,0	244,0	268,0	292,0	315,0
Мощность на валу ГПТ, кВт	353,4	450,7	558,5	674,0	799,2	931,8
КПД гидропаровой турбины	0,099	0,097	0,097	0,098	0,100	0,103
КПД схемы по выработке дополнительной электроэнергии ГПТ без учета тепла ГПУ	13,6	12,7	12,3	12,2	12,3	12,4
КПД схемы по выработке дополнительной электроэнергии ГПТ с учетом тепла ГПУ	49,0	12,7	21,0	18,5	17,2	16,4
Общий КПД схемы по выработке основной и дополнительной электроэнергии	43,3	38,9	35,6	33,0	30,9	29,1
Расход условного топлива на работу водогрейного котла без учета тепла ГПУ, кг/ч	373,2	512,8	653,5	795,9	940,2	1090,0
Расход условного топлива на работу водогрейного котла с учетом тепла ГПУ, кг/ч	95,8	235,4	376,1	518,4	662,8	809,8
Удельный расход условного топлива, кг/кВт·ч без учета тепла ГПУ	1,056	1,138	1,170	1,180	1,176	1,166
Удельный расход условного топлива, кг/кВт·ч с учетом тепла ГПУ	0,271	0,522	0,673	0,769	0,829	0,869
Удельный расход условного топлива по выработке электроэнергии по всей схеме, кг _{у.т.} /кВт·ч	0,19	0,22	0,25	0,28	0,31	0,34

Как видно из табл. 1 учет тепла ГПУ положительно влияет на КПД схемы по выработке дополнительной электроэнергии. Так, при температуре горячей воды

на входе в канал турбины $t = 100$ °С, учет тепла ГПУ приводит к увеличению КПД схемы в 3,6 раза, но значительно падает (на 66,5 %) при увеличении t до 200 °С. Общий КПД схемы по выработке основной и дополнительной электроэнергии имеет достаточно хороший показатель на уровне значения 43 %, при температуре горячей воды на входе в канал турбины 100 °С, и изменение данной температуры до 200 °С незначительно понижает показатель КПД до значения 29 %, подтверждая положительный эффект применения данного схемного решения. Достоинством данного схемного решения является сброс тепла ГПУ на подогрев воды на входе в котел, что позволяет экономить топливо при выработке такого же количества горячей воды. Так при температуре горячей воды на выходе из водогрейного котла $t = 100$ °С учет тепла ГПУ позволит сэкономить количество условного топлива практически в 4 раза, что является, безусловно, экономически выгодным мероприятием. Однако увеличение температуры на выходе водогрейного котла от $t = 100$ °С до 200 °С уменьшают данную величину в 2,8 раза.

Несомненным достоинством рассмотренной схемы является низкая величина удельного расхода условного топлива на выработку основной и дополнительной электроэнергии, которая при увеличении температуры горячей воды от 100 °С до 200 °С увеличивается всего лишь до 0,34 (при нормативном значении для отрасли, равном 0,4). При этом электрическая мощность ГПТ возрастает с 353,4 кВт до 931,8 кВт, то есть в 2,6 раза.

В результате вышеприведенного показано, что повышение выходной температуры горячей воды в водогрейном котле приведет к существенному улучшению экономических показателей работы шахтного энергокомплекса. При данном варианте выработка электроэнергии осуществляется двумя объектами: газопоршневой установкой и гидропаровой турбиной, что дает дополнительную прибыль энергетическому объекту. Кроме того, к достоинствам данного варианта следует отнести увеличение электрической мощности и наличие одного фазового перехода в конденсаторе гидропаровой турбины, что отличает данную схему от вариантов, с двумя и тремя фазовыми переходами. Все выше приведенное свидетельствует об инвестиционной привлекательности шахтных энергокомплексов на основе газопоршневой когенерации, в которых избыточное тепло, производимое энергокомплексами, идет на выработку дополнительной электрической энергии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булат, А.Ф. Техніко-економічні аспекти переробки низькосортного вугілля та шахтного метану у теплоенергетичних комплексах на базі вугледобувних підприємств / А.Ф. Булат, І.Ф. Чемерис // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. - № 4. - С. 88 – 94.
2. Федоров, С.Д. Проблема утилізації шахтного метану в когенераційних установках і пути ее рішення на прикладі шахти ім. А.Ф. Засядько / С.Д. Федоров, С.В. Облакевич, О.П. Радюк // Промелектро. – 2006. – № 5. – С. 35 - 39.
3. Баласанян, Г.А. Оценка эффективности интегрированных когенерационных систем // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2006. – № 3. – С. 9 – 12.
4. Булат, А.Ф. Создание экологически чистых и высокоэффективных энергокомплексов на базе нерентабельных угольных шахт / А.Ф. Булат, В.Г. Перепелица, И.Ф. Чемерис // Доповіди

Національної академії наук України. - 2001. - №1. - С. 111 - 117.

5. Булат, А.Ф. Научно-технические основы создания шахтных когенерационных энергетических комплексов / А.Ф. Булат, И.Ф. Чемерис. - Киев: Наукова думка, 2006. - 176 с.

6. Boyce, M.P. Handbook for cogeneration and combined cycle power plants / M.P. Boyce. - New York: ASME Press, 2002. - 560 p.

7. Gilewski, J. Combined systems of energy generation – a characterisation and classification / J. Gilewski, J. Montusiewicz // *Advances in Science and Technology Research Journal*. - Lublin, 2014. – Vol. 8, No. 23. - pp. 53–61.

8. Козарь, И.Ю. Перспективы применения гидропаровых турбин для утилизации низкопотенциального тепла шахтных энергетических объектов / И.Ю. Козарь // Прикладні проблеми аерогідромеханіки та тепломасопереносу: Матеріали IV міжнарод. наук. конф., 1-3 листопада 2012 р. – Дніпропетровськ, ДНУ, 2012. – С.188 – 191.

9. Пат. № 43631 UA, (51)МПК(2009) F01K 23/00. Когенераційна система з використанням тепла енергетичних об'єктів / А.Ф.Булат, І.Ф.Чемерис, Ю.І.Оксень, М.В.Радюк; заявник і патентовласник ІГТМ НАН України. - u200902758; Заявл. 25.03.09; Опубл. 25.08.09, Бюл. № 16. – 4 с.

10. Булат, А.Ф. Усовершенствованная гидропаровая турбина для утилизации избыточного тепла шахтных энергетических объектов / А.Ф. Булат, И.Ф. Чемерис, И.Ю. Комлева // Компрессорное и энергетическое машиностроение / Международ. ин-т компрессорного и энергетического машиностроения. - Сумы, 2010. - № 2(20). –С. 25 – 28.

11. Чемерис, И.Ф. Утилизация шахтного метана на базе газопоршневой установки с гидропаровой турбиной / И.Ф. Чемерис, И.Ю. Комлева, И.Л. Дякун // Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2011. – Вып. 94. – С. 239-248.

REFERENCES

1. Bulat, A.F. and Chemeris, I.F. (2000), "Technical and economic aspects of processing low-grade coal and coalbed methane in thermal power systems based on coal mines", *Geologiya i geokhimiya goryuchikh kopalyn*, vol. 4, pp. 88 – 94.

2. Fedorov, S.D., Oblakevich, S.V. and Radyuk, O.P. (2006), "The problem of coal mine methane utilization in cogeneration plants and ways to solve them on the example of mine A.F. Zasyad'ko", *Promelektro*, vol. 5, pp.35 – 39.

3. Balasanyan, G.A (2006), "Evaluating the effectiveness of integrated cogeneration systems", *Ekotekhnologii i resursosberezhenie*, vol. 3, pp. 9 – 12.

4. Bulat, A.F., Perepelitsa, V.G. and Chemeris, I.F. (2001), "Creating a clean and highly efficient power facilities on the basis of unprofitable coal mines", *Dopovidi Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy*, vol. 1, pp.111 – 117.

5. Bulat, A.F. and Chemeris, I.F (2006), *Nauchno-tehnicheskie osnovy sozdaniya shahtnykh kogeneratsionnykh energeticheskikh kompleksov* [Scientific and technical basis for mine cogeneration energy complexes], Naukova Dumka, Kiev, Ukraine.

6. Boyce, M.P. (2002), *Handbook for cogeneration and combined cycle power plants*, ASME Press, New York, USA.

7. Gilewski, J. and Montusiewicz, J. (2014), "Combined systems of energy generation – a characterisation and classification", *Advances in Science and Technology Research Journal*, vol. 8, no. 23, pp. 53–61.

8. Kozar, I.Yu. (2012), "Prospects for the use of hydro-turbine for the utilization of low-grade heat energy facilities mine", *Prikladni problemy aerogidromekhaniki ta teplomasoperenosu: materialy IV mizhnarod. nauk. konf.* [Applied problems of aero hydro mechanics and thermal mass: intl Materials IV. sciences. conf.], Dnepropetrovsk, Ukraine, 1-3 november 2012., pp. 188 – 191.

9. Bulat, A.F., Radyuk, M.V., Oksen, Yu.I. and Chemeris, I.F. (2009), Institute of Geotechnical Mechanics under the National Academy of Science of Ukraine (IGTM NASU), *Kogeneratsiyina sistema z vikoristannyam tepla energetichnykh obektiv* [The cogeneration system using heat energy facilities], State Register of Patent of Ukraine, Kiev, UA, Pat. № 43631.

10. Bulat, A.F., Komleva, I.Yu. and Chemeris, I.F. (2010), "Improved hydro-turbine for the utilization of waste heat power facilities mine", *Kompressornoe i energeticheskoe mashinostroenie*, vol. 2 (20), pp. 25 – 28.

11. Chemeris, I.F., Komleva, I.Y. and Dyakun, I.L. (2011), "The Utilization of mine methane on the base of gas engine setting with a steam-water turbine", *Geotekhnicheskaya Mekhanika* [Geo-Technical Mechanics], no. 94, pp. 239-248.

Об авторах

Дякун Інна Леонидовна, магістр, молодший научний співробітник відділу проблем шахтних енергетических комплексів, Інститут геотехнічної механіки ім. Н.С. Полякова Національної академії наук України (ІГТМ НАН України), Дніпропетровськ, Україна, dyakun@ukr.net.

Козарь Ірина Юрьевна, магістр, інженер I категорії відділу проблем шахтних енергетических комплексів, Інститут геотехнічної механіки ім. Н.С. Полякова Національної академії наук України (ІГТМ НАН України), Дніпропетровськ, Україна, ira_kom@ua.fm.

Кондратюк Тат'яна Дмитрівна, магістр, інженер відділу проблем шахтних енергетических комплексів, Інститут геотехнічної механіки ім. Н.С. Полякова Національної академії наук України (ІГТМ НАН України), Дніпропетровськ, Україна, dyakun@ukr.net.

About the authors

Dyakun Inna Leonidovna, Master of Science, Junior Researcher in Department of Mine Energy Complexes, M.S. Polyakov Institute of Geotechnical Mechanics under the National Academy of Science of Ukraine (IGTM, NASU), Dnepropetrovsk, Ukraine, dyakun@ukr.net

Kozar Iryna Yurevna, Master of Science, Engineer in Department of Mine Energy Complexes, M.S. Polyakov Institute of Geotechnical Mechanics under the National Academy of Sciences of Ukraine (IGTM, NASU), Dnepropetrovsk, Ukraine, ira_kom@ua.fm.

Kondratuk Tatiana Dmitrivna, Master of Science, Engineer in Department of Mine Energy Complexes, M.S. Polyakov Institute of Geotechnical Mechanics under the National Academy of Sciences of Ukraine (IGTM, NASU), Dnepropetrovsk, Ukraine, dyakun@ukr.net.

Анотація. Для шахтних енергетических комплексів перспективною є утилізація надлишкового тепла шляхом вироблення додаткової електроенергії на базі комбінованої системи когенерації. У статті розглянута принципова схема когенераційної системи з використанням тепла енергетичного модуля, де енергетичний модуль виконаний на базі газопоршневої установки в поєднанні з водогрійними котлами і вдосконаленою гідропаровою турбіною. При даному варіанті вироблення електроенергії здійснюється двома об'єктами: газопоршневою установкою і гідропаровою турбіною, що дає додатковий прибуток енергетичного об'єкту. Виконане дослідження ефективності даної схеми показало, що перевагою даного схемного рішення також є скидання тепла газопоршневої установки на підігрів води на вході в котел, що дозволить заощадити кількість умовного палива практично в 4 рази при виробленні такої ж кількості гарячої води, що є, безумовно, економічно вигідним заходом.

Ключові слова: когенерація, енергетичний модуль, газопоршнева установка, гідропарова турбіна.

Abstract. For mining and energy complexes, utilization of waste (excess) heat with generating more electric power on the basis of the combined cogeneration system is very promising. This article presents a principal scheme of a cogeneration system which uses heat from an energy module, and in which design of the energy module is based on combination of gas-piston installation, boilers and improved hydro-steam turbine. In this variant, electric power is generated by two objects – the gas-piston installation and the hydro-steam turbine - providing additional profit for the energetic complex. The research showed high effectiveness of the scheme, one of the advantages of which is that heat is discharged from the gas-piston installation for heating water at entrance to the boiler, as such design reduces consumption of conventional fuel by almost 4 times to produce the same volume of hot water. This is obviously a cost-effective measure.

Keywords: cogeneration, power module, gas-piston installation, hydro-steam turbine.

Стаття постуила в редакцію 02.10.2014

Рекомендовано к печати д-ром техн. наук. Е.В. Семененко