

УДК 662.76

DOI: 10.24160/1993-6982-2018-5-24-33

## Использование вторичных энергоресурсов угольных шахт

А.Б. Бирюков, Д.И. Пархоменко, В.В. Варакута, П.А. Гнитиев

Рассмотрены элементы энергетического хозяйства угольных шахт. Выделены основные потребители электроэнергии, топлива, тепловой энергии и технической воды. Определены технологические участки угледобычи, в пределах которых возможно максимальное извлечение потенциала вторичных энергоресурсов и возобновляемых источников энергии.

Исследование базируется на использовании упрощенных расчетных зависимостей для типовых параметров силового и энергетического оборудования, а также синтезе различных известных представлений об использовании тепловых насосов для утилизации вторичной низкопотенциальной теплоты. Представлена методика расчета и выполнен предварительный анализ энергии вторичной низкопотенциальной теплоты, выделяемой приводом подъемной установки в процессе эксплуатации. Обоснована целесообразность использования данной энергии при помощи воздушно-водяного теплообменника. Рассчитано количество вторичной низкопотенциальной теплоты, отводимой системой охлаждения компрессорной установки при производстве 1 м<sup>3</sup> сжатого воздуха. Доказана целесообразность применения системы для утилизации теплоты, полученной от охлаждения компрессорной установки, вместо градирни. Исследована возможность использования вторичной низкопотенциальной теплоты при проветривании горных выработок и предложено установить на околоствольном дворе воздуховыдающего ствола воздушно-водяной теплообменник для последующего отбора вторичной низкопотенциальной теплоты из рудничного воздуха и ее транспортировки к интегральному теплообменнику.

Установлено, что в пределах шахты с залеганием пластов более 800 м количество доступной вторичной низкопотенциальной теплоты составляет 502,32 МВт·ч/1000 т угля.

*Ключевые слова:* низкопотенциальная энергия шахт, вторичные энергоресурсы, энергосберегающий шахтный комплекс, вторичная и низкопотенциальная теплота.

*Для цитирования:* Бирюков А.Б., Пархоменко Д.И., Варакута В.В., Гнитиев П.А. Использование вторичных энергоресурсов угольных шахт // Вестник МЭИ. 2018. № 5. С. 24—33. DOI: 10.24160/1993-6982-2018-5-24-33.

## Utilizing the Secondary Energy Resources Available in Coal Mines

A.B. Biryukov, D.I. Parkhomenko, V.V. Varakuta, P.A. Gnitiev

Elements of coal mine power facilities are considered. The key consumers of electricity, fuel, thermal energy and service cooling water are identified. The coal mining process areas within which the potential of secondary energy resources and renewable energy sources can be utilized to the maximum extent are determined.

The study is based on using simplified calculation correlations for the typical parameters of power and power supply equipment, as well as on synthesizing various well-known concepts about the use of heat pumps for recovering secondary low-grade heat. A calculation technique is presented, and the energy of secondary low-grade heat released by the lifting installation's drive during its operation is preliminarily analyzed. The advisability of using this energy by means of an air-to-water heat exchanger is substantiated. The amount of secondary low-grade heat removed by the compressor unit cooling system in producing 1 m<sup>3</sup> of compressed air is calculated. The advisability of using the system for recovering the heat obtained from cooling the compressor unit instead of a cooling tower is substantiated. The possibility of using secondary low-potential heat in ventilating mine workings is investigated, and it is proposed to install an air-to-water heat exchanger in the air-discharge shaft courtyard for subsequently taking secondary low-grade heat from the mine air and transporting it to the integral heat exchanger.

The study results have shown that the amount of secondary low-grade heat available within a mine the coal bed occurrence depth in which is more than 800 m is estimated at 502.32 MWh/1000 t of coal.

*Key words:* low-grade energy of mines, secondary energy resources, energy-saving mine complex, secondary and low-grade heat.

*For citation:* Biryukov A.B., Parkhomenko D.I., Varakuta V.V., Gnitiev P.A. Utilizing the Secondary Energy Resources Available in Coal Mines. MPEI Vestnik. 2018;5:24—33. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2018-5-24-33.

---

## Проблема исследования

---

В настоящее время задачи по повышению энергетической эффективности и экологической безопасности угледобывающих предприятий Донецкой Народной Республики (ДНР) чрезвычайно актуальны. Одним из направлений их решения является утилизация, трансформация и возвращение в хозяйственный оборот низкопотенциальных возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и вторичных энергоресурсов (ВЭР), неизбежно возникающих при подготовке и добыче угля, с последующей трансформацией шахт в энергогенерирующие комплексы на базе созданной инфраструктуры.

---

## Анализ публикаций

---

Одним из основных видов ВИЭ и ВЭР шахты является вторичное и низкопотенциальное тепло — тепловая энергия от любого источника, не используемая в технологическом цикле и хозяйственной деятельности предприятия, как техногенного, так и природного характера (ВНТ).

Использование ВНТ на базе тепловых насосов в теплоэнергетике известно давно. Изобретение одной из форм теплового насоса принадлежит еще лорду Кельвину [1]. Сейчас данное направление бурно развивается. По прогнозам Мирового энергетического комитета (МИРЭК) к 2020 г. в развитых странах мира теплоснабжение будет осуществляться с помощью тепловых насосов [2]. Появились аналогичные проекты и в гидроэнергетике, когда для когенерации используется ВНТ водного потока и тепловые потери электрогенераторов [3].

Проанализировано использование тепла рудничного воздуха для нагрева питательной воды в шахтных котельных [4]. Известны случаи, когда при проходке стволов воздух системы охлаждения передвижных компрессорных станций использовался для воздушного отопления и технологических нужд передвижных блочных ремонтных мастерских, прачечных и ангара для хранения и обслуживания бурильного комплекса БУКС-1М (шахты «Глубокая», «Стаханова», «Красноармейская западная», работы вела ШПСУ № 3 и 4).

Разработаны и введены в эксплуатацию паротурбинные электрогенераторы замкнутого цикла с низкокипящим рабочим телом (НРТ), использующие низкопотенциальное геотермальное тепло (Верхне-Мутновская ГеоЭС, Россия) [5 — 7].

Значительную долю ВЭР шахты составляет метан, выделяющийся при угледобыче. Условно метан, выделенный из шахты, можно разделить на три группы. Первая — дегазационный метан, полученный в результате совокупности мероприятий, направленных на извлечение и улавливание метана, выделяющегося из различных источников, с изолированным отводом его на поверхность [8]. Вторая — каптируемый метан, содержащийся в рудничном воздухе, третья — остаточное метановыделение из добытого угля и извлеченной

породы. Утилизация дегазационного метана распространена довольно широко (шахта «Засядько», ДНР; ОАО «СУЭК — Кузбасс», Россия; проект «APPIN & TOWER», Австралия; шахты штата Вайоминг США, шахты Германии, как работающие, так и с отработанными шахтными полями). Изучено использование части отработанного рудничного воздуха с 1%-м содержанием метана в котлоагрегатах шахтных котельных [4].

Угольная пыль, образующаяся в результате разрушения угольного массива, является источником ВЭР. Она используется как топливо для котлоагрегатов с пылеугольными горелками, так и для приготовления топливных водоугольных смесей [9 — 11].

Известно также применение в качестве ВИЭ гидростатического давления столба жидкости, обусловленного перепадом высот горных выработок, расположенных на разных горизонтах шахты. Угольная шахта Проспер-Ханиель в Германии после закрытия переведена в режим гидроаккумулирующей электростанции, которая хранит излишки солнечной и ветровой энергии и использует их в периоды пиковой нагрузки.

---

## Постановка задачи исследования

---

Цели настоящей работы — анализ энергетического хозяйства шахты, определение точек в технологической цепи процесса угледобычи, в которых имеются максимальные потенциалы ВИЭ и ВЭР, разработка схемы для их практического использования на основе инновационных технических решений.

---

## Методика исследования

---

Для определения точек, имеющих максимальные потенциалы ВИЭ и ВЭР, в технологической цепи выделены и проанализированы основные элементы энергетического хозяйства шахт. При этом оценка энергетического потенциала ВИЭ и ВЭР выполнена на базе упрощенных расчетных зависимостей для типовых параметров силового и энергетического оборудования, а также с учетом известных характеристик процессов образования ВИЭ и ВЭР при подземной добыче угля с глубиной разработки более 800 м.

В основе разработки инновационных технических решений по эффективному использованию ВИЭ и ВЭР лежит синтез различных известных представлений об использовании тепловых насосов для утилизации ВНТ и предварительная рациональная инженерная проработка решения.

---

## Результаты исследования

---

В общем виде система энергетики угледобывающих предприятий и подразделений включает:

- сооружения и установки, обеспечивающие прием, трансформацию и аккумуляцию энергоресурсов от районных или объединенных энергообеспечивающих предприятий;

- энергетические станции и установки предприятия для централизованной выработки остальных необходимых потребителям предприятия энергоносителей, их трансформации и аккумуляции (котельные, насосные, компрессорные, воздухоразделительные станции и т.д.);

- утилизационные установки и станции, производящие энергоносители за счет использования ВЭР технологического комплекса предприятий;

- электросетевые, трубопроводные и иные подсистемы, обеспечивающие транспортировку и распределение между потребителями предприятия энергоносителей и энергоресурсов, произведенных его энергетическими станциями и утилизационными установками, а также полученных от энергоснабжающих организаций;

- электросетевые, трубопроводные и иные подсистемы, обеспечивающие транспортировку и распределение энергоносителей и энергоресурсов между сторонними потребителями (субабонентами), произведенных энергетическими станциями и утилизационными установками предприятия, а также полученных от энергоснабжающих организаций.

Как правило, на большинстве угледобывающих предприятий и подразделений в состав энергетической системы в качестве ее подсистем входят системы электро-, тепло-, топливо-, водо-, воздухоснабжения и кондиционирования воздуха.

Основными потребителями электроэнергии на шахтах являются машины и механизмы очистных и подготовительных участков, подъемные, вентиляционные, водоотливные и компрессорные установки, внутришахтный транспорт; топлива и тепловой энергии — котлы паровые и водогрейные, здания и сооружения, калориферные установки, дизельный транспорт, отопительные системы, автомобильный транспорт. В технической воде нуждаются различные технологические установки и оборудование, а хозяйственная вода нужна административно-бытовым комбинатам, котельным.

В технологических процессах добычи полезных ископаемых используются следующие электропотребляющие машины, установки и оборудование:

- добычный участок: добычный комбайн, скребковый конвейер, перегружатель, маслостанция, вентилятор местного проветривания и др. (добычный участок);

- проходческий комбайн, перегружатель, вентилятор местного проветривания и др. (подготовительный участок);

- электровозы, ленточные конвейеры, дизелевозы, самоходные вагоны, погрузочно-доставочное оборудование, перегружатели (подземный транспорт);

- оборудование подъемных установок, главных водоотливных установок, вентиляционных установок главного проветривания;

- компрессорные установки стационарные и передвижные (поверхностные); компрессорные установки подземные (оборудование компрессорных установок);

- оборудование систем кондиционирования воздуха;
- прочие электроприемники в подземных выработках и на поверхности [12].

Для Донбасса в среднегодовом балансе энергопотребления шахты затраты на различные энергоносители в процентном отношении составили: 81,5% (электроэнергия), 2,5% (уголь), 7,5% (вода), 8,5% (метан).

Структура электропотребления основными технологическими процессами и службами выглядит следующим образом:

- выемка и транспортирование угля из очистных забоев — 8%;

- проведение подготовительных выработок — 10%;

- подземный транспорт — 12%;

- подъемные установки — 11%;

- общешахтная вентиляция — 20%;

- водоотливные установки — 17%;

- компрессорные установки — 10,8% (на шахтах крутого падения до 60%);

- дегазация — 1,3%;

- кондиционирование воздуха, подаваемого в забои — 0,4%;

- прочие нужды (технологический комплекс поверхности, котельная, механические мастерские, административно-бытовой комбинат) — 9,5%.

Средний удельный расход электроэнергии составил 84,6 кВт·ч/т или 84,6 МВт·ч на 1000 т [13]. Для последующего анализа все показатели ВИЭ и ВЭР шахты примем приведенными к 1000 т добытого угля.

Вторичное и низкопотенциальное тепло, возникающее при функционировании поверхностного комплекса шахты, отдается непосредственно в атмосферу. Тепло подземного комплекса отводится системами вентиляции и кондиционирования воздуха различных уровней и частично через водоотлив.

В общем виде система электроснабжения шахты включает:

- главную понижающую подстанцию 220/35 кВ (ГПП):

- распределительные устройства 35/6 кВ;

- комплектные понижающие подстанций 6/0,4 кВ.

Коэффициент полезного действия (КПД) системы электроснабжения — 90%. От 30 до 50% потерь (минимум 2,53 МВт·ч) составляют тепловые потери в трансформаторах, поэтому целесообразно отбирать ВНТ, включив в схему охлаждения трансформаторов с принудительной циркуляцией охлаждающей жидкости (трансформаторное масло с температурой 75...95 °С) дополнительный водо-масляный теплообменник с последующей транспортировкой тепла к интегральному теплообменнику (ИТ) системы когенерации.

При работе подъемной установки часть электроэнергии трансформируется в ВНТ и отводится в атмосферу системой вентиляции подъемной машины. Энергию, трансформируемую в ВНТ, можно определить, как разницу между энергией, подаваемой на клеммы

двигателя подъемной установки, и расходом энергии на его валу [14]:

$$W_T = W_d - W,$$

где  $W_d$ ,  $W$  — энергия, поступающая на клеммы двигателя и расходуемая на валу двигателя, кВт·ч.

$$W_d = W_{ш} \eta,$$

где  $W_{ш}$  — расход энергии на шинах ГПП, питающих подъемную установку на одну тонну поднимаемого груза;  $\eta$  — КПД линии электропередач от ГПП до подъемной установки,  $\eta = 0,95$ .

$$W = (W_d \eta_d) / K_{мт},$$

где  $\eta_d$  — КПД двигателей подъемных установок,  $\eta_d = 0,85 \dots 0,91$  (примем  $\eta_d = 0,88$ );  $K_{мт}$  — коэффициент, учитывающий расход энергии во время маневров и при торможении,  $K_{мт} = 1,03$ .

Из структуры электропотребления

$$W_{ш} = \frac{84,611\%}{100} = 9,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

тогда

$$W_d = 9,3 \cdot 0,95 = 8,84 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W = \frac{8,84 \cdot 0,88}{1,03} = 7,75 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_T = 8,84 - 7,75 = 1,29 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

На 1000 т добытого угля привод подъемной установки выделяет 1,29 МВт·ч ВНТ. Таким образом, следует, установив на выходе системы вентиляции подъемной установки воздушно-водяной теплообменник, осуществлять отбор ВНТ и его транспортировку к ИТ системы когенерации.

Важным техническим атрибутом энергомеханического хозяйства шахты являются пневматические установки. Масштабы применения пневматической энергии определяются низким КПД пневматических установок как трансформаторов энергии, с одной стороны, и ее безопасностью при использовании в шахтах, опасных по газу и пыли, с другой стороны. Горные и горнопроходческие работы обеспечиваются сжатым воздухом стационарными компрессорными установками по разветвленным сетям воздухопроводов. Исходя из структуры электропотребления, для их работы требуется 9,14 кВт·ч электроэнергии (50,76 кВт·ч — на шахтах крутого падения) на каждую тонну добытого угля. Затраты электроэнергии на производство 1 м<sup>3</sup> сжатого воздуха составляют приблизительно 1,2 кВт·ч. Следовательно, удельный расход сжатого воздуха составит 7,6 м<sup>3</sup>/т (42,3 м<sup>3</sup>/т — на шахтах крутого падения). Для охлаждения стационарных компрессорных установок используется вода, подаваемая в рубашку каждой ступени компрессора, а затем на градирню с

вентилятором. В градирне ВНТ отводится в атмосферу. Расход воды на охлаждение устанавливается по данным заводов-изготовителей компрессоров и составляет для стационарных компрессорных установок 5...6 л/м<sup>3</sup>. Перепад температур воды на входе и выходе рубашки охлаждения — 15 °С, температура воды на выходе из рубашки охлаждения — 40 °С. Количество ВНТ, отводимого системой охлаждения компрессорной установки при производстве 1 м<sup>3</sup> сжатого воздуха [15],

$$W'_k = c m_b \Delta T,$$

где  $c$  — удельная теплоемкость воды,  $c = 4187$  Дж/(кг·К);  $m_b$  — расход воды при производстве 1 м<sup>3</sup> сжатого воздуха,  $m_b = 5$  кг;  $\Delta T$  — перепад температур воды на входе и выходе рубашки охлаждения,  $\Delta T = 15$  К [16].

$$W'_k = 4187 \cdot 5 \cdot 15 = 314025 \text{ Дж} = 0,087 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Вторичное и низкопотенциальное тепло, выделяемое компрессорами на тонну добытого угля, равно

$$W_k = 0,087 \cdot 7,6 = 0,6634 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

( $W_k = 0,078 \cdot 42,3 = 3,68$  кВт·ч — на шахтах крутого падения).

На 1000 т добытого угля стационарными компрессорными установками выделяется 663,4 кВт·ч (3,68 МВт·ч — на шахтах крутого падения) ВНТ.

Таким образом, целесообразно, убрав градирню, подключить систему охлаждения компрессорной установки к ИТ системы когенерации.

Для соблюдения технологического процесса и правил безопасности при добыче угля необходимо интенсивное проветривание горных выработок. На каждую тонну добытого угля требуется 15 т свежего воздуха. Температура рудничного воздуха должна находиться в пределах от 12 до 26 °С и его средняя плотность составит 1,18 кг/м<sup>3</sup>, т. е. на каждую добытую тонну система вентиляции шахты должна обеспечивать 17 700 м<sup>3</sup> свежего воздуха [17]. Количество ВНТ, которое может быть извлечено в этом случае, составит

$$W_{рв} = c_{воз} m_{воз} \Delta T_{воз},$$

где  $c_{воз}$ ,  $m_{воз}$  — удельная теплоемкость и масса воздуха,  $c_{воз} = 1000$  Дж/(кг·К),  $m_{воз} = 15 000$  кг;  $\Delta T_{воз}$  — перепад температур воздуха на входе и выходе воздушно-водяного теплообменника,  $\Delta T_{воз} = 14$  °С [15].

Тогда

$$W_{рв} = 1000 \cdot 15 \cdot 14 = 210 \cdot 10^6 \text{ Дж} = 58,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

или 58,4 МВт·ч на 1000 т добытого угля.

Таким образом, установив на околостольном дворе воздуховыдающего ствола воздушно-водяной теплообменник, следует осуществлять отбор ВНТ из рудничного воздуха и транспортировать его к ИТ.

Средняя относительная метанообильность для шахт Донбасса составляет 41,2 м<sup>3</sup>/т [18]. Низшая теп-

лота сгорания метана — 35,9 МДж/м<sup>3</sup> [19]. Достаточно эффективными устройствами для утилизации шахтного метана являются газотурбинные электрогенераторы, использующие в качестве топлива дегазационный и каптируемый метан, а в качестве окислителя — остаточный кислород отработанного рудничного воздуха. В отечественной и мировой практике освоен серийный выпуск подобных установок, в состав которых входит весь необходимый набор оборудования, в том числе и дожимные компрессоры для метана. С учетом всех затрат КПД таких установок достигает 36% [20].

Количество ВНТ от утилизации метана равно  $W_m = 41,2 \cdot 35,9 \cdot 0,64 = 946,6$  МДж = 262,9 кВт·ч или 262,9 МВт·ч на 1000 т добытого угля.

Таким образом, необходимо установить на выходе газотурбинного электрогенератора газовойодяной теплообменник, осуществлять отбор ВНТ и транспортировать его к ИТ.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) угольной и антрацитового пыли в рудничном воздухе не должна превышать 5 мг/м<sup>3</sup>. При превышении ПДК проводятся мероприятия по пылеподавлению с применением орошения, водяных завес и смыва пыли с поверхности горных выработок [21, 22]. Таким образом, из отработанного рудничного воздуха возможно извлечь до 85 кг сухой угольной пыли на каждую тонну добытого угля, которая может быть утилизирована в паровых и водогрейных котлах с пылевыми горелками. Пыль, удаляемая из выработок с применением увлажнения и смыва, после предварительной подготовки может быть утилизирована в виде водоугольной смеси [23]. Для угля марки Д (Донецкого бассейна) низшая теплота сгорания  $Q_{нi}^p = 19,59$  МДж/кг, тогда количество ВНТ от утилизации пыли отработанного рудничного воздуха составит  $W_{пi} = 85 \cdot 19,59 = 1665,15$  МДж = 462,9 кВт·ч или 462,9 МВт·ч на 1000 т добытого угля.

Водоприток — поступление подземных и поверхностных вод в горные выработки. Общий водоприток в шахту складывается из притока подземных вод (водоносных горизонтов, дренируемых горными выработками), шахтных вод, поступающих из затопленных выработок и соседних шахт, технических вод, подаваемых для орошения, бурения скважин и др., поверхностных вод и атмосферных осадков [14]. Для значительной части шахт Донбасса он составляет в среднем 800...900 м<sup>3</sup>/ч с глубиной разработки свыше 800 м [24]. С увеличением глубины температура грунта возрастает в соответствии с геотермическим градиентом (примерно 3 °С на каждые 100 м), в результате температура удаляемой из шахты воды превышает 30 °С [25]. Поэтому целесообразно осуществлять отбор ВНТ, включив в схему водоотлива водо-водяной теплообменник с последующей транспортировкой тепла к ИТ системы когенерации. При производственной мощности шахты в 1 млн т в год количество ВНТ, которое может быть извлечено, составит:

$$W_{\text{вод}} = cm_{\text{вод}} \Delta T_{\text{вод}},$$

где  $m_{\text{вод}} = 800 \cdot 1000 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 10^{-6} = 7000$  — количество откачиваемой воды, приведенное к 1 т добытого угля, кг;  $\Delta T_{\text{вод}}$  — перепад температур откачиваемой воды на входе и выходе водо-водяного теплообменника;

$$\Delta T = T_1 - T_2,$$

где  $T_1$  — температура откачиваемой воды на водосборнике низшего горизонта,  $T_1 = 30$  °С;  $T_2 = 8$  °С, принимаем не ниже температуры теплоносителя подводимого от ИТ.

$$\Delta T = 30 - 8 = 22$$
 °С;

$W_{\text{вод}} = 4187 \cdot 7000 \cdot 22 = 645\,534\,900$  Дж = 180 кВт·ч или 180 МВт·ч на 1000 т добытого угля.

После завершения добычи полезных ископаемых или консервации шахты основным источником ВНТ остается шахтная вода. Поскольку система питания водоносных горизонтов не меняется, можно предположить, что и водоприток остается постоянным, примем его равным 800 м<sup>3</sup>/ч, тогда количество ВНТ, поступающее с шахтной водой

$$W'_{\text{вод}} = cm'_{\text{вод}} \Delta T_{\text{вод}},$$

где  $m'_{\text{вод}}$  — секундный приток,  $m'_{\text{вод}} = 800 \cdot 1000 / 3600 = 222$  кг;  $W'_{\text{вод}} \cdot 22 = 20\,469\,778$  Дж = 5,7 кВт·ч.

Суммарные запасы ВНТ составят

$$W_{\Sigma} = W_{\text{т}} + W_{\text{к}} + W_{\text{рв}} + W_{\text{м}} + W_{\text{п}} + W_{\text{вод}} = 1,29 + 0,66 + 58,4 + 262,9 + 180 = 502,32 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

или 502,32 МВт·ч на 1000 т добытого угля.

Таким образом, для типовых шахт Донбасса с суточной добычей 250...300 т/сут доступные запасы ВНТ составят 125,58...150,85 МВт·ч.

Оцененный запас ВНТ является потенциальным и не учитывает потери в первичных и вторичных преобразователях энергии, а также при транспортировке теплоносителей. Их величины зависят от схемы использования теплоты, характеристик задействованного оборудования и реализуемых термодинамических циклов.

Исходя из способа и технологической схемы вскрытия и подготовки шахтных полей, системы разработки пластов, способа подземной добычи угля и географии поверхностного комплекса предприятия, могут быть реализованы параллельная, последовательная или комбинированная схемы отбора и транспортировки ВНТ к ИТ (рис. 1).

Для возвращения в хозяйственный оборот полученного ВНТ необходима его трансформация в высокопотенциальную тепловую и электрическую энергию. Для этого необходима установка когенерации на базе тепловых насосов и паротурбинных генераторов замкнутого цикла с НРТ (например, смеси фреонов) (рис. 2).

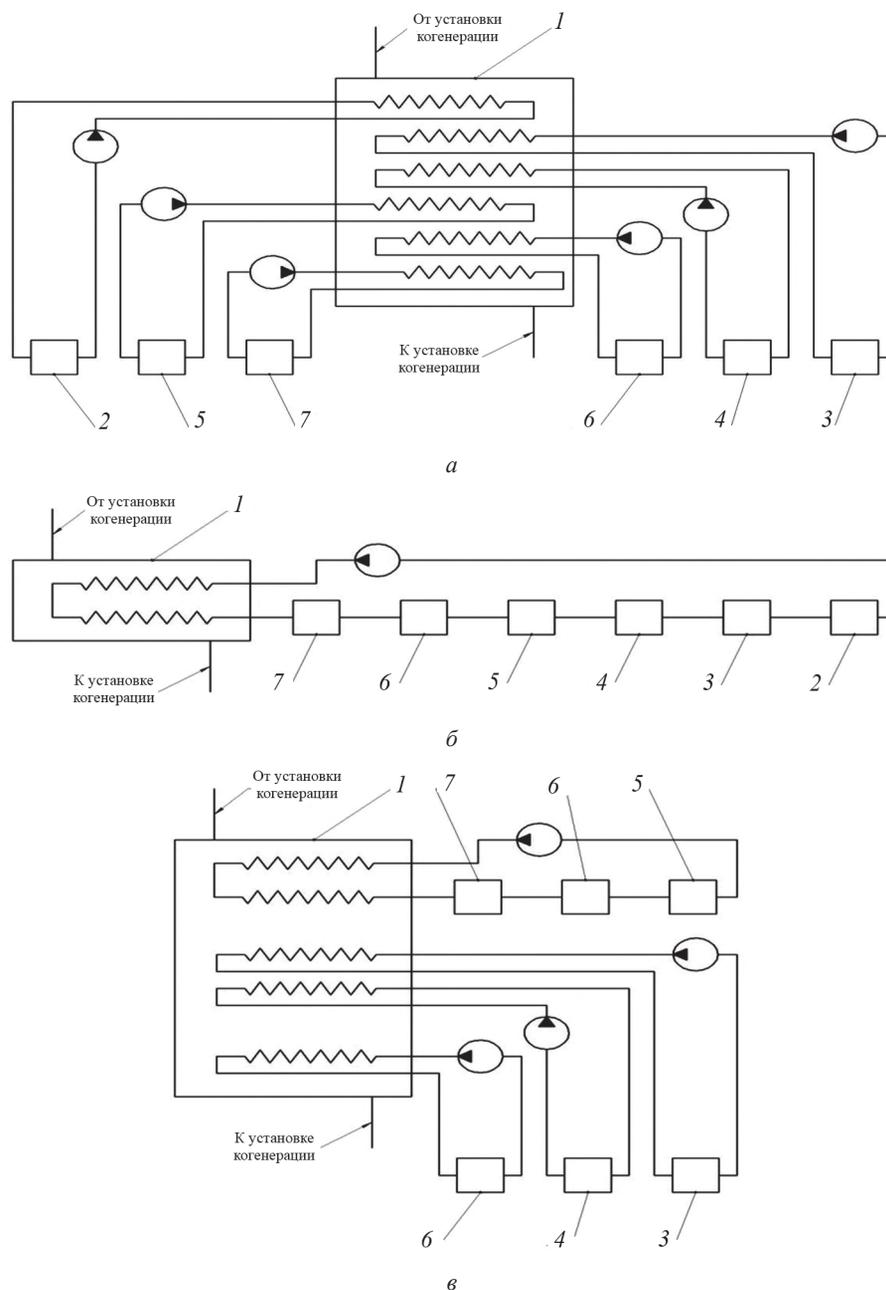


Рис. 1. Параллельная (а), последовательная (б) и комбинированная (в) схемы отбора и транспортировки ВНТ к ИТ:

1 — интегральный теплообменник; 2 — воздушно-водяной теплообменник рудничного воздуха; 3 — водо-водяной теплообменник главного водоотлива; 4 — система охлаждения компрессоров; 5 — воздушно-водяной теплообменник подъемной машины; 6 — газо-водяной теплообменник и котлы системы утилизации угольной пыли и метана; 7 — водо-масляные теплообменники ТП

В когенерационной установке (рис. 2) испаритель 3 теплового насоса первой ступени является ИТ. В него входят теплообменные встроенные элементы линии ВНТ, элементы-конденсаторы ПТУ и элементы одного из контуров системы охлаждения электрогенератора 10. Конденсатор 4 теплового насоса первой ступени выполнен со встроенными теплообменными элементами-испарителями ПТУ и теплообменником 5 испарителя теплового насоса второй ступени. В конденсатор 7 теплового насоса второй ступени встроен теплооб-

менный элемент линии потребителей высокопотенциального тепла (отопления и ГВС). Во второй контур системы охлаждения электрогенератора 10 входит теплообменник 6 испарителя теплового насоса второй ступени. Состав и параметры НРТ тепловых насосов и ПТУ подобраны таким образом, что температура кипения НРТ теплового насоса первой ступени ниже температуры конденсации НРТ ПТУ в испарителе 3, а температура кипения НРТ ПТУ ниже температуры конденсации НРТ теплового насоса в конденсаторе 4,

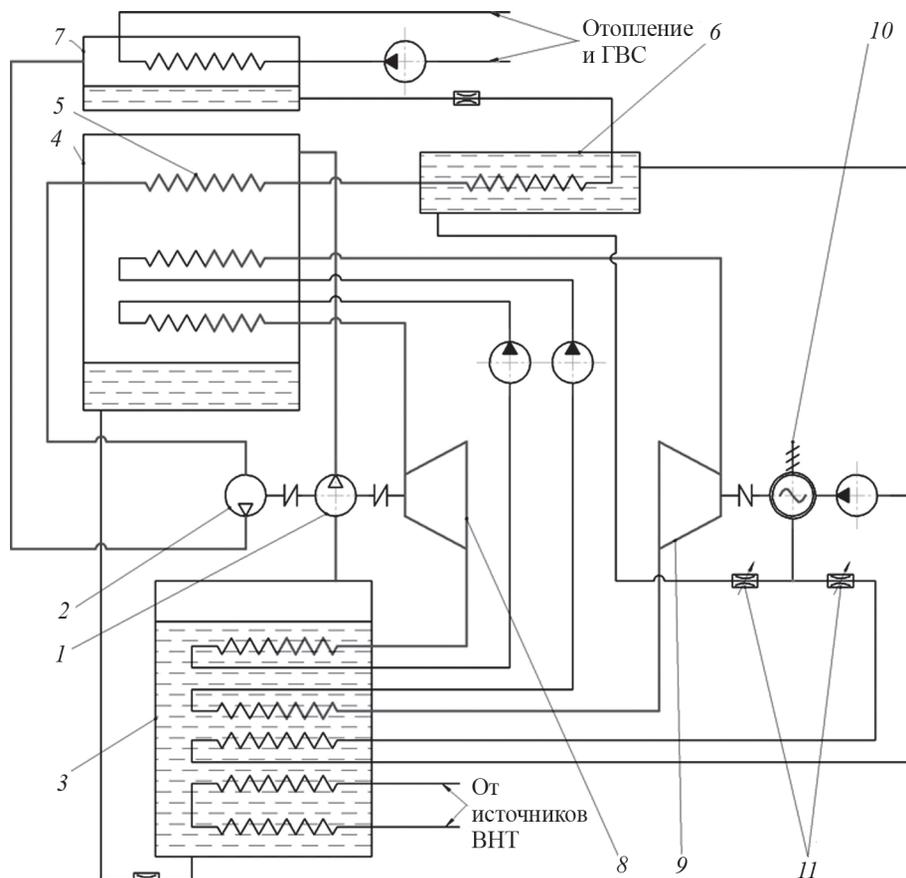


Рис. 2. Схема когенерационной установки:

1, 2 — компрессоры с тепловыми насосами первой и второй ступени; 3 — испаритель; 4, 7 — конденсаторы; 5, 6 — теплообменники; 8, 9 — осевые турбины на НРТ паротурбинной установки (ПТУ) приводов компрессоров и электрогенератора; 10 — электрогенератор с регулируемым КПД и двухконтурной системой водяного охлаждения; 11 — регулирующая арматура

кроме того, величина коэффициента преобразования (КОП) теплового насоса первой ступени превышает величину  $1/\eta_{\text{ПТУ}}$  в 2...3 раза ( $\eta_{\text{ПТУ}}$  — коэффициент полезного действия ПТУ).

При незначительной тепловой нагрузке в линии потребителей высокопотенциального тепла (в летнее время, когда расход тепловой энергии в основном обусловлен потребностями ГВС) вода в системе охлаждения электрогенератора 10 циркулирует только в контуре теплообменника испарителя 3. Коэффициент полезного действия электрогенератора максимален. Тепловой поток, проходящий через испаритель 3, складывается из теплового потока ВНТ и тепловых потоков, возникающих при конденсации и остывании НРТ ПТУ и при остывании охлаждающей воды электрогенератора 10. Температура и давление в испарителе 3 достигают максимального значения, а, следовательно, и КОП теплового насоса первой ступени тоже максимален. Отбор тепла теплообменником 5 испарителя теплового насоса второй ступени незначителен, поэтому основная часть выделяющейся тепловой энергии в конденсаторе 4 расходуется на трансформацию ее в электрическую через ПТУ и электрогенератор, чем и достигается мак-

симальная электрогенерация в данном режиме работы когенерационной установки.

При увеличении тепловой нагрузки в линии потребителей высокопотенциального тепла (в зимнее время, когда работает и система отопления) регулирующая арматура 11 открывает второй контур системы охлаждения электрогенератора 10. Коэффициент полезного действия электрогенератора искусственно снижается, что увеличивает тепловые потери генератора, а, следовательно, и температуру охлаждающей воды. Тепловой поток, проходящий через испаритель теплового насоса второй ступени, складывается из теплового потока теплообменника 6, необходимого для нагрева и испарения НРТ, и теплового потока перегрева полученного пара в теплообменнике 5 и достигает своего максимального значения. Температура и давление в испарителе теплового насоса второй ступени достигают максимального значения, а, следовательно, и КОП также максимален. Таким образом, при незначительном снижении КПД электрогенератора 10 достигается максимальная генерация высокопотенциального тепла за счет утилизации тепловых потерь электрогенератора. Расход охлаждающей воды по контурам системы охлаждения и КПД

электрогенератора поддерживаются на таком уровне, чтобы обеспечить максимальную электрогенерацию при заданной величине теплогенерации.

## Выводы

Запасы ВНТ составляют 502,32 МВт·ч, что значительно превышает необходимые энергозатраты 84,6 МВт·ч на 1000 т добытого угля и могут быть использованы для электро- и теплогенерации.

Предложенная тепловая схема утилизации ВНТ является достаточно сложной, что ведет к значительным капитальным затратам. Для ее упрощения без значительных потерь общего энергетического эффекта возможен вариант с перенесением акцента на использование только основных источников ВНТ.

Предложенная схема когенерации повышает безопасность угледобычи, так как появляется дополнительный автономный источник электроснабжения.

В штатном режиме работы шахты резервная линия электроснабжения может быть использована для поставки излишек генерируемой электроэнергии сторонним потребителям. Однако для возможности реализации электроэнергии сторонним потребителям необходима законодательная проработка вопроса, в частности, принятие закона о сбыте электроэнергии, полученной в результате утилизации ВНТ.

Для трансформации угледобывающего предприятия в энергогенерирующие комплексы на базе созданной инфраструктуры после завершения добычи полезных ископаемых или консервации шахты необходимо рассмотреть схемы получения и трансформации ВНТ совместно с другими источниками ВИЭ такими, как ветровая, солнечная энергия (чтобы догрузить имеющиеся энергогенерирующие мощности), а также использование гидравлической энергии шахтной воды с последующей трансформацией ее в механическую, направленную на выработку электрической энергии за счет гравитационного поля, обусловленного перепадом высот (режим гидроаккумулирующей электростанции, которая будет хранить излишки солнечной и ветровой энергии и использовать их в периоды пиковой нагрузки).

## Литература

1. Рей Д., Макмайкл Д. Тепловые насосы. М.: Энергоиздат, 1982.
2. Середина Е.А., Корягин М.В. Использование тепловых насосов в системах теплоснабжения // Международный студенческий научный вестник. 2016. № 3–1. С. 143—145.
3. Пат. № 162553 РФ. Термоэлектрический преобразователь / Д.И. Пархоменко и др. // Бюл. изобрет. 2016. № 17.
4. Баранов А.В. Использование отработанного шахтного воздуха с целью разработки энергоэффективных решений // Сб. докл. XXI Всеукраинской науч. конф. аспирантов и студентов. Донецк. 2011. С. 11—12.
5. Мелкозеров М.Г., Зуев А.А., Делков А.В., Ходенков А.А. Паротурбинные установки на низкокипящем рабочем теле // Научные труды. 2010. Вып. 38 (2). С. 387—392.
6. Шубенко А.Л., Русанов А.В., Сенецкий А.В., Русанов Р.А. Реализация каскадных тепловых схем с применением турбин на низкокипящих рабочих телах // Вестник национального техн. ун-та «Харьковский политехн. институт». Серия «Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование». 2013. № 12 (986). С. 24—29.
7. Манушин Э.А., Бирюков В.В. Паротурбинная установка геотермальной электростанции бинарного цикла для геотермальных месторождений камчатского края // Наука и образование. 2011. № 9. С. 1—8.
8. Руководство по дегазации угольных шахт. М.: Недра, 1975.
9. Бирюков А.Б., Семергей В.А. Математическая модель выгорания пылеугольного топлива в топке энергетического котла // Вестник Донецкого национального техн. ун-та. 2017. № 1 (7). С. 32—37.
10. Эстеркин Р.И. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование. Л.: Энергоатомиздат, 1989.
11. Шарабура Т.А., Пинчук В.А., Шевченко Г.Л., Кузьмин А.В. Особенности перевода котлов малой и средней мощности на водоугольное топливо // Современная наука: идеи, исследования, результаты, технологии: Сб. науч. статей. Киев: «НПВК Триакон», 2012. Вып. 1 (9). — С. 97—105.
12. Методика проведения энергетических обследований (энергоаудита) предприятий и организаций угольной отрасли. М.: Минэнерго России, 2011.
13. Грядущий Б.А., Лисовой Г.Н., Корсун В.А. Повышение энергетической эффективности угольных шахт Украины // Семинар. 2007. № 22. С. 244—248.
14. Дроздова Л.Г. Стационарные машины. Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2007.
15. Горное дело. Назначение и классификация компрессорных установок [Электрон. ресурс] <http://russianminer.ru/index.php?topic=1451.0> (дата обращения 26.11.2017).
16. Гладков Р.А., Цодиков Ф.С. Задачи и вопросы по физике. М.: Физматлит, 2006.
17. Порцевский А.К. Вентиляция шахт, аэрология карьеров (аэрология горных предприятий). М.: Изд-во МГОУ, 2004.
18. Майдуков Г.Л. Ресурсный потенциал шахтного метана в энергетике Украины // Уголь Украины. 2015. № 10. С. 38—45.
19. ГОСТ 22667—82. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе.
20. Утилизация дегазационного метана на шахтах ОАО «СУЭК — Кузбасс» [Электрон. ресурс] [http://www.carbonunitsregistry.ru/reports/SUEK\\_PDD\\_rus.pdf](http://www.carbonunitsregistry.ru/reports/SUEK_PDD_rus.pdf) (дата обращения 20.11.2017).

21. **Обеспечение** требуемого состава шахтного воздуха. Охрана труда [Электрон. ресурс] [http://www.ohrana-bgd.ru/gornd/gornd2\\_14.html](http://www.ohrana-bgd.ru/gornd/gornd2_14.html) (дата обращения 10.12.2017).

22. **РД-15—2011.** Инструкция по борьбе с пылью в угольных шахтах.

23. **Шарабура Т.А.** Усовершенствование процессов термической переработки водоугольного топлива из низкосортного угля и отходов углеобогащения: автореф. дисс. ... канд. техн. наук. Днепропетровск, 2014.

24. **Васильева И.В.** Мониторинг подземных и поверхностных вод Донбасса и его место в составе мероприятий по охране гидросферы от загрязнений [Электрон. ресурс] [http://geonews.com.ua/userfiles/files/vasilieva\\_2\\_2013.pdf](http://geonews.com.ua/userfiles/files/vasilieva_2_2013.pdf) (дата обращения 10.12.2017).

25. **Остапчук О.Н., Стеценко В.Ю., Пяташкін Г.Г.** Использование петрогеотермальной энергии земли // Проблемы экологии. 2008. № 1–2. С. 35–41.

## References

1. **Rey D., Makmaykl D.** Teplovye Nasosy. M.: Energoizdat, 1982. (in Russian).

2. **Seredina E.A., Koryagin M.V.** Ispol'zovanie teplovykh Nasosov v Sistemakh Teplosnabzheniya. Mezhdunarodnyy Studencheskiy Nauchnyy Vestnik. 2016; 3-1:143—145. (in Russian).

3. **Pat. № 162553 RF.** Termoelektricheskiy Preobrazovatel'. D.I. Parkhomenko i dr. Byul. izobret. 2016;17. (in Russian).

4. **Baranov A.V.** Ispol'zovanie Otrabotannogo Shakhtnogo Vozdukha s Tsel'yu Razrabotki Energoeffektivnykh Resheniy. Sb. Dokl. XXI Vseukrainskoy Nauch. Konf. Aspirantov i Studentov. Donetsk. 2011:11—12. (in Russian).

5. **Melkozerov M.G., Zuev A.A., Delkov A.V., Khodenkov A.A.** Paroturbinnnye Ustanovki na Nizkokipyashchem Rabochem Tele. Nauchnye Trudy. 2010;38 (2): 387—392. (in Russian).

6. **Shubenko A.L., Rusanov A.V., Senetskiy A.V., Rusanov R.A.** Realizatsiya Kaskadnykh Teplovykh Skhem s Primeneniem Turbin na Nizkokipyashchikh Rabochikh Telakh. Vestnik Natsional'nogo Tekhn. Un-ta «Khar'kovskiy Politekhn. Institut». Seriya «Energeticheskie i Teploekhnicheskie Protsessy i Oborudovanie». 2013;12 (986):24—29. (in Russian).

7. **Manushin E.A., Biryukov V.V.** Paroturbinnaya Ustanovka Geotermal'noy Elektrostantsii Binarnogo Tsikla dlya Geotermal'nykh Mestorozhdeniy Kamchatskogo Kraya. Nauka i Obrazovanie. 2011;9:1—8. (in Russian).

8. **Rukovodstvo** po Degazatsii Ugol'nykh Shakht. M.: Nedra, 1975. (in Russian).

9. **Biryukov A.B., Semergey V.A.** Matematicheskaya Model' Vygoraniya Pyleugol'nogo Topliva v Topke Energeticheskogo Kotla. Vestnik Donetskogo Natsional'nogo Tekhn. Un-Ta. 2017;1 (7):32—37. (in Russian).

10. **Esterkin R.I.** Kotel'nye Ustanovki. Kursovoe i Diplomnoe Proektirovanie. L.: Energoatomizdat, 1989. (in Russian).

11. **Sharabura T.A., Pinchuk V.A., Shevchenko G.L., Kuz'min A.V.** Osobennosti Perevoda Kotlov Maloy i Sredney Moshchnosti Na Vodougol'noe Toplivo. Sovremennaya Nauka: Idei, Issledovaniya, Rezul'taty, Tekhnologii: Sb. Nauchn. Statey. Kiev: «NPVK Triakon», 2012;1 (9):97—105. (in Russian).

12. **Metodika** Provedeniya Energeticheskikh Obsledovaniy (Energoaudita) Predpriyatiy i Organizatsiy Ugol'noy Otrastli. M.: Minenergo Rossii, 2011. (in Russian).

13. **Gryadushchiy B.A., Lisovoy G.N., Korsun V.A.** Povyshenie Energeticheskoy Effektivnosti Ugol'nykh Shakht Ukrainy. Seminar. 2007;22:244—248. (in Russian).

14. **Drozdova L.G.** Statsionarnye Mashiny. Vladivostok: Izd-vo DVG TU, 2007. (in Russian).

15. **Gornoe delo.** Naznachenie i Klassifikatsiya Kompresornykh Ustanovok [Elektron. Resurs] <http://russianminer.ru/index.php?topic=1451.0> (Data Obrashcheniya 26.11.2017). (in Russian).

16. **Gladkov R.A., TSodikov F.S.** Zadachi i Voprosy po Fizike. M.: Fizmatlit, 2006. (in Russian).

17. **Portsevskiy A.K.** Ventilyatsiya Shakht, Aerologiya Kar'erov (Aerologiya Gornykh Predpriyatiy). M.: Izd-vo MGOU, 2004. (in Russian).

18. **Maydukov G.L.** Resursnyy Potentsial Shakhtnogo Metana v Energetike Ukrainy. Ugol' Ukrainy. 2015;10: 38—45. (in Russian).

19. **GOST 22667—82.** Gazy Goryuchie Prirodnye. Raschetnyy Metod Opredeleniya Teploty Sgoraniya, Otnositel'noy Plotnosti i Chisla Vobbe. (in Russian).

20. **Utilizatsiya** Degazatsionnogo Metana na Shakhtakh OAO «SUEK — Kuzbass» [Elektron. Resurs] [http://www.carbonunitsregistry.ru/reports/SUEK\\_PDD\\_rus.pdf](http://www.carbonunitsregistry.ru/reports/SUEK_PDD_rus.pdf) (Data Obrashcheniya 20.11.2017). (in Russian).

21. **Obespechenie** Trebuemogo Sostava Shakhtnogo Vozdukha. Okhrana Truda [Elektron. Resurs] [http://www.ohrana-bgd.ru/gornd/gornd2\\_14.html](http://www.ohrana-bgd.ru/gornd/gornd2_14.html) (Data Obrashcheniya 10.12.2017). (in Russian).

22. **RD-15—2011.** Instruksiya po Bor'be s Pyl'yu v Ugol'nykh Shakhtakh. (in Russian).

23. **Sharabura T.A.** Usovershenstvovanie Protsessov Termicheskoy Pererabotki Vodougol'nogo Topliva iz Nizkosortnogo Uglya i Otkhodov Ugleobogashcheniya: Avtoref. Diss. ... Kand. Tekhn. Nauk. Dnepropetrovsk, 2014. (in Russian).

24. **Vasil'eva I.V.** Monitoring Podzemnykh i Poverkhnostnykh Vod Donbassa i Ego Mesto v Sostave Meropriyatiy po Okhrane Gidrosfery ot Zagryazneniy [Elektron. Resurs] [http://geonews.com.ua/userfiles/files/vasilieva\\_2\\_2013.pdf](http://geonews.com.ua/userfiles/files/vasilieva_2_2013.pdf) (Data Obrashcheniya 10.12.2017). (in Russian).

25. **Ostapchuk O.N., Stetsenko V.Yu., Pyatshkin G.G.** Ispol'zovanie Petrogeotermal'noy Energii Zemli. Problemi Ekologii. 2008;1—2:35—41. (in Russian).

---

**Сведения об авторах**

---

**Бирюков Алексей Борисович** — доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой технической теплофизики Донецкого национального технического университета, e-mail: birukov.ttf@gmail.com

**Пархоменко Дмитрий Иванович** — кандидат технических наук, доцент кафедры промышленной теплоэнергетики Донецкого национального технического университета

**Варакута Виктор Владимирович** — научный сотрудник Научно-исследовательского, проектно-конструкторского и технологического института взрывозащищенного и рудничного электрооборудования с опытно-экспериментальным производством, Донецк, e-mail: varakutaviktor@ukr.net

**Гнитиев Павел Александрович** — кандидат технических наук, доцент кафедры технической теплофизики Донецкого национального технического университета, e-mail: paul.gnitiev@mail.ru

---

**Information about authors**

---

**Biryukov Aleksey B.** — Dr.Sci. (Techn.), Professor, Head of Engineering Thermophysics Dept., Donetsk National Technical University, e-mail: birukov.ttf@gmail.com

**Parkhomenko Dmitriy I.** — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor of Industrial Power System Dept., Donetsk National Technical University

**Varakuta Viktor V.** — Research Assistant of Scientific Research Project-Designing and Technological Institute of Explosion proof and Mining Electrical Equipment with Experimental Production, Donetsk, e-mail: varakutaviktor@ukr.net

**Gnitiev Pavel A.** — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor of Engineering Thermophysics Dept., Donetsk National Technical University, e-mail: paul.gnitiev@mail.ru

*Статья поступила в редакцию 28.12.2017*