

Топливо и энергетика

УДК 621.18

Карп И.Н., *акад. НАН Украины, докт. техн. наук, проф.*,
Сигал И.Я., *докт. техн. наук, проф.*, **Смихула А.В.**, *канд. техн. наук*,
Дубоший А.Н., *канд. техн. наук*
Институт газа НАН Украины, Киев
ул. Дегтяревская, 39, 03113 Киев, Украина, e-mail: isigal@ukr.net

Проблема замещения антрацитовых и тощих углей на электростанциях Украины (Обзор)

Предпочтительным путем замещения донецких антрацитовых и тощих проектных углей на шести ТЭС Украины является импорт близкого по характеристикам угля. Профицит углей газовой группы, добываемых в стране, должен быть использован для замещения антрацитовых углей на ТЭС Украины. Ориентировочная суммарная мощность энергоблоков, которые необходимо перепроектировать для полного замещения антрацитовых и тощих углей газовыми на ТЭС Украины, составляет около 3,8 ГВт. Полное замещение антрацитовых и тощих углей на ТЭС Украины требует всесторонних экономических расчетов. Показана необходимость при использовании газовых углей вместо антрацитовых и тощих в следующем: реконструкции системы пылеприготовления с установкой новой системы взрыво- и пожаробезопасности для более пожароопасного и взрываемого пылеугольного топлива; замены или реконструкции горелочных устройств; оценки возможности достижения максимальной паропроизводительности котлоагрегата; определения рабочего диапазона нагрузок на новой марке угля; определения условий выхода и отложения золы на поверхностях нагрева. Наибольшие сложности для перевода ТЭС с проектного топлива — антрацитовых марок углей — на газовые возникают при реконструкции системы пылеприготовления, потому для безопасной и надежной сушки и транспорта угольной пыли газовых углей предпочтительно использовать систему пылеприготовления с концентрацией кислорода не более 16 %. Для снижения концентрации кислорода в пылесистеме в сушильный (он же транспортный) агент необходимо осуществить присадку инертных газов (дымовые газы). Принимая во внимание неудовлетворительное состояние атмосферного воздуха в городах, целесообразно сохранить работу городских ТЭС Украины на природном газе. *Библ. 20, рис. 5, табл. 5.*

Ключевые слова: уголь, котлы, горение, ТЭС.

О необходимости изменения проектного топлива

В связи с тем, что шахты, добывающие антрацитовые и тощие марки углей, на подконтрольной Украине территории отсутствуют [1], возникает необходимость рассмотреть возможность перевода существующих блоков ТЭС, работающих на антрацитовых и тощих углях, на угли марок Г, Д и ДГ [2]. Проектный антрацитовый или тощий уголь необходимо замещать близким по характеристикам топливом. Использование топлив с другими характеристиками потребует выполнения ряда работ по реконструкции установленного оборудования ТЭС.

Для оценки объемов замещения антрацитовых и тощих углей рассмотрим структуру генерации электроэнергии в Украине (рис.1).

Максимальное производство электроэнергии в Украине было достигнуто в 1990 г. — около 299 ТВт·ч с вкладом ТЭС и ТЭЦ около 70 %. Практически все установленное оборудование тепловой генерации Украины сохранилось и находится в ремонтпригодном состоянии, его недогрузка оценивается в более чем 60 %.

В 2015 г. вклад генерации электроэнергии в Украине тепловых угольных электростанций снизился и составил чуть более 30 %, при 42–44 % в последние годы [1]. Лимиты на по-

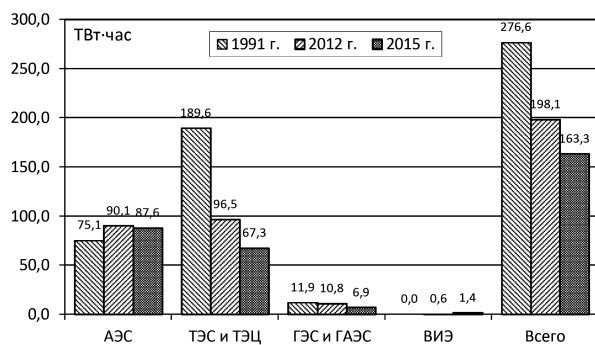


Рис.1. Структура производства электроэнергии в Украине в 1991, 2012 и 2015 гг.

требление электроэнергии для промышленных предприятий некоторых регионов в 2015 г., в отличие от 2014 г., не устанавливались.

В Украине в 2014–2015 гг. существенно уменьшилось потребление угля для производства электроэнергии по сравнению с 2012–2013 гг. [3], а также упала его общая добыча с 83 млн т в 2013 г. до 39,7 млн т в 2015 г. На ТЭЦ в 2013 г. было использовано около 5,8 млрд м³ природного газа. На ТЭС он потребляется в минимально возможном объеме для подсветки и растопочных операций; в 2013 г. его было израсходовано около 0,4 млрд м³. Мазут как топливо для производства электроэнергии в настоящее время практически не используется за исключением небольших количеств (менее 1 %) для растопочных операций или аварийной подсветки в случае начала шлакования летки котла с жидким шлакоудалением. Преимущественное использование газа на существующих ТЭЦ в городах обусловлено в большей степени экологическими, чем экономическими соображениями.

Классификация угля, согласно ДСТУ 3472-96, по выходу летучих [2] и некоторые характеристики украинских углей [4, 5] приведены в табл.1.

Соотношение между добываемыми и потребляемыми энергетическими углями А + Т и Д + ДГ + Г + Ж на ТЭС и ТЭЦ Украины в последние годы составляло приблизительно 1 : 1 [3, 6]. С 2014 г. из-за отсутствия антрацитовых и тощих углей оно сместилось в пользу газовых марок. В январе 2016 г. соотношение между генерацией электроэнергии на антрацитовых и тощих углях и газовых углях составляло 1 : (1,3–1,4) в пользу углей марок Д + ДГ + Г [7].

Общий объем потребления угля на ТЭС и ТЭЦ Украины показан на рис.2. Важным фактором является увеличение теплотворной способности углей от 4400 ккал/кг в 1991 г. до 5242 ккал/кг в 2014 г. [3], и с учетом этого можно отметить, что в 2012 г. Украина потребляла (в т у.т.) углей больше, чем в 1991 г.

Таблица 1. Характеристики некоторых углей Украины

| Уголь | Марка топлива | Выход летучих V _{daf} , % | Месторождение угля | Рабочая масса топлива состава, % | | | | | | | | V _{daf} , % | Q _г , ккал/кг |
|-------------------------|---------------|------------------------------------|--------------------|----------------------------------|----------------|-----------------|------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------------|--------------------------|
| | | | | W _г | A _г | S _{кг} | S _{опг} | C _г | H _г | N _г | O _г | | |
| Бурый | Б | 50–70 | Днепропское | 54 | 16,6 | 0,4 | 1,5 | 19,5 | 1,7 | 0,2 | 6,1 | 59 | 1525 |
| Длиннопламенный | Д | 35–50 | Донецкое | 13 | 27,8 | 1,7 | 1,2 | 44,1 | 3,3 | 0,9 | 8,0 | 43 | 4120 |
| Длиннопламенный газовый | ДГ | 35–48 | Донецкое | 14 | 23,2 | 1,3 | 0,7 | 48,4 | 3,3 | 1,3 | 7,8 | 42 | 4410 |
| Газовый | Г | 33–46 | Волынское | 10 | 27 | 1,9 | 0,9 | 49,8 | 3,3 | 0,9 | 6,2 | 39 | 4650 |
| Газовый | | | Донецкое | 10 | 28,8 | 2,0 | 1,0 | 48,3 | 3,4 | 0,9 | 5,6 | 40 | 4520 |
| Тощий | Т | 8–18 | Донецкое | 6 | 32,0 | 1,5 | 0,7 | 55,2 | 2,5 | 1,0 | 1,1 | 12 | 4920 |
| Антрацит | А | < 8 | Донецкое | 8,5 | 22,9 | 1,0 | 0,7 | 63,8 | 1,2 | 0,6 | 1,3 | 3,5 | 5390 |

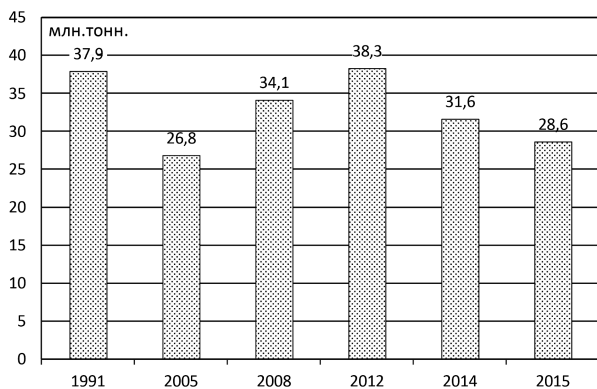
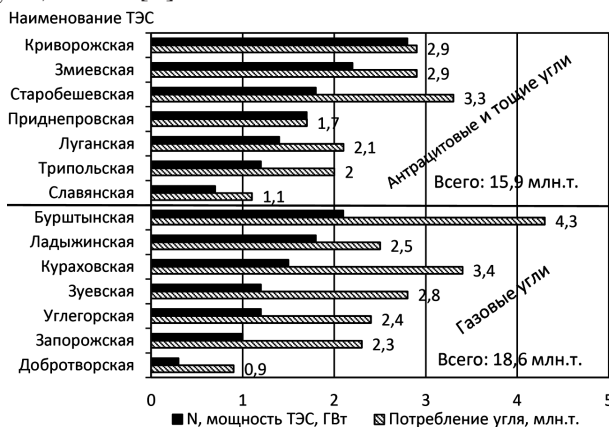


Рис.2. Потребление энергетических углей на ТЭС и ТЭЦ Украины.

Угольные блочные котлоагрегаты ТЭС Украины

Основу тепловой угольной генерации Украины составляют 90 пылеугольных энергоблоков на 14 ТЭС, из них 41 энергоблок со сверхкритическими параметрами пара. Можно выделить два базовых котлоагрегата со сверхкритическими параметрами пара: ТПП-210(А) на антрацитовых и тощих марках углей; ТПП-312(А) на газовых (рис.3).

Приоритетными для перепроектирования с антрацитовых и тощих углей на газовые являются энергоблоки со сверхкритическими параметрами пара как самые экономичные. Проектный удельный расход условного топлива на этих энергоблоках — около 350 г у.т./кВт·ч. Удельный расход условного топлива на блоках с естественной циркуляцией — около 370 г у.т./кВт·ч. В 1971 г. циркуляром № Ц-4/71 Минэнерго снизило температуру пара с 570 до 545–555 °С, что увеличило удельный расход условного топлива [8]. Для сравнения: в Европе удельный расход условного топлива на угольных энергоблоках составляет 280–320 г у.т./кВт·ч [6].



Станции Зуевская и Старобешевская находятся на неподконтрольных Украине территориях. Из рис.3 следует, что без учета неконтролируемых поставок антрацитовых и тощих углей с неподконтрольных территорий потребность ТЭС в этих углях составляет около 12,3 млн т и 1,5 млн т для ТЭЦ. Фактическая потребность в них с учетом падения потребления электроэнергии и поставок углей с неподконтрольных территорий меньше, но стабильность таких поставок в будущем гарантировать нельзя.

Определение объема замещения антрацитовых и тощих углей или работ по реконструкции ТЭС

Ориентиром объема замещения или работ по реконструкции ТЭС при изменении проектного топлива могут служить показатели используемой мощности в энергосистеме. Пиковая мощность украинской энергосистемы в зимний период приближается к 25 ГВт. Максимальная мощность в январе 2016 г. составляла 24,1 ГВт, из которых 8,8 ГВт выдавали угольные электростанции, в том числе 3,8 ГВт станции на углях А + Т [7]. Эту мощность можно принять ориентировочной в первом приближении для перепроектирования антрацитовых энергоблоков на газовые угли для полного замещения антрацитовых и тощих углей.

Следует принимать во внимание, что данные о существенном профиците газовых углей в Украине не обоснованы [3]. По оценке авторов, по состоянию на 2016 г. реальный профицит углей газовых марок в Украине составляет около 1–1,5 млн т.

При ориентации на импорт предпочтительнее закупать угли антрацитовых и тощих марок. Имеется успешный опыт сжигания на Змиевской и Трипольской ТЭС тощих углей,

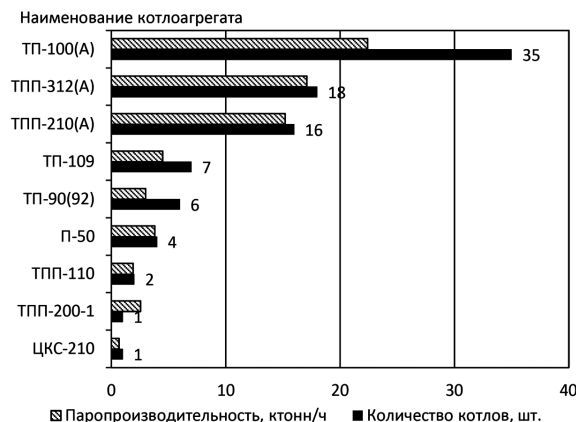


Рис.3. Ориентировочное потребление угля на ТЭС Украины в 2012 г. (плюс около 3,8 млн т потреблено ТЭЦ, из них около 3/4 объема антрацитовые и тощие): а — мощность угольных ТЭС и потребление углей; б — котлоагрегаты ТЭС Украины.

Таблица 2. Характеристики донецкого АШ и кузнецких углей

| Параметр | Уголь донецкий | | Уголь кузнецкий | | |
|---|----------------|-----------|-----------------|---------|---------|
| | АШ | ТР | 2СС | ГР | ДР |
| Влажность на рабочую массу W_{tr} , % | 9,00 | 7,0 | 8,5 | 8,5 | 11 |
| Зольность на рабочую массу A_d , % | 35,0 | 20,0 | 18,0 | 16,9 | 17,0 |
| Выход летучих V^{daf} , % | 4,0 | 12,5 | 20,0 | 39,5 | 40,5 |
| Нижшая теплота сгорания Q_{r} : | | | | | |
| МДж/кг | 19,05 | 25,12 | 25,33 | 23,57 | 22,23 |
| ккал/кг | 4550 | 6000 | 6050 | 5630 | 5310 |
| Приведенное содержание серы $S_{п}$, $\times 10^3$ кг.%/ккал | 0,37 | 0,08 | 0,06 | 0,08 | 0,07 |
| Содержание азота N^{daf} , % | 0,8 | 2,2 | 2,1 | 2,7 | 2,6 |
| Плавкость золы, °С: | | | | | |
| t_A | 1050 | 1220 | 1190 | 1170 | 1160 |
| t_B | 1200 | 1350 | 1370 | 1300 | 1310 |
| t_C | 1300 | 1410 | 1460 | 1390 | 1440 |
| Температура начала нормального жидкого шлакоудаления $t_{н.ж}$, °С | 1550 | — | 1600-1700 | 1500 | 1600 |
| Коэффициент размоловоспособности $K_{л.о}$ | 0,95 | 1,6 | 1,5 | 1,3 | 1,12 |
| Влажность пыли $W_{пл}$, % | 0,5-1,0 | 0,5-1,0 | 1,0-2,5 | 1,5-3,0 | 2,0-4,0 |
| Тонкость готовой пыли R_{90} , % | 6,0-8,0 | 10,0-12,0 | 15,0 | 25,0 | 26,0 |
| Максимально допустимая температура за мельницей в системе с промбункером пыли $t_{м''}$, °С: | | | | | |
| при сушке воздухом | —* | 130 | 80 | — | — |
| при сушке газом | — | — | — | 130 | 130 |

* Нет ограничений.

импортированных из ЮАР [1]. Широко использовались тощие угли Кузнецкого бассейна, по качеству существенно превосходящие донецкие АШ (табл.2) [9].

Себестоимость добычи углей на государственных шахтах Украины вследствие неблагоприятных горно-геологических условий намного превышает стоимость импортных углей. По данным [10], в 2013 г. себестоимость товарной угольной продукции была 1352,9 грн/т, что по тогдашнему валютному курсу (8 грн за 1 долл.) составляло 169,1 долл./т. Очевидно, что для масштабного импорта необходимо расходувать валюту, а в случае доставки угля морским транспортом еще потребуются капитальные вложения в современные высокоэффективные угольные терминалы.

Некоторые особенности систем пылеприготовления угольных ТЭС Украины

Одним из самых важных элементов угольной ТЭС является система пылеприготовления. При замене проектного топлива следует учитывать ее различия для электростанций на антрацитах и газовых углях. В случае антрацитовых углей в качестве сушильного агента используется горячий воздух. Для сушки газовых углей, как правило, используется смесь горячего воздуха и дымовых газов. Из условий взрыво- и пожаробезопасности для таких систем допускается концентрация кислорода в пылесистеме не

более 16 %. Влажность угля АШ, который сжигается на ТЭС Украины, — около 6–8 %, а газовых углей — 10–12 %, поэтому количество подведенного тепла для испарения влаги должно быть больше.

Удельное необходимое количество подведенного тепла для сушки газовых углей будет еще выше из-за меньшей их калорийности. Так, проектная и реальная калорийность газовых углей — около 5000 ккал/кг, для АШ проектная составляет около 6000 ккал/кг и реальная 5300–5900 ккал/кг [6]. Чем больше влажность топлива, тем большая часть подогретого воздуха (или смеси дымовых газов и воздуха) подается на сушку топлива. Обычно его доля составляет 30–50 % от стехиометрически необходимой для полного сгорания.

Воздух, транспортирующий пылевоздушную смесь в топочную камеру, является первичным. Вторичный воздух подается отдельным потоком. Для типового котла ТПП-210А энергоблока 300 МВт, который работает на АШ и Т, температуры подогрева первичного и вторичного воздуха одинаковы и составляют 390 °С, а для типового котла ТПП-312А, который работает на газовых углях, температуры подогрева воздуха различны: вторичного — 370 °С, а первичного ограничивается величиной до 280 °С [11]. Выход летучих из бурых углей начинается при температуре около 170 °С, из газовых — около 210 °С, из тощих — около 320 °С, из ан-

Таблица 3. Допускаемые температуры (°C) пылегазовоздушной смеси на выходе из мельницы

| Группа топлив по выходу летучих веществ | Установки с прямым вдуванием при сушке воздухом | | Установки с прямым вдуванием при сушке дымовыми газами | | Установки с бункером пыли при сушке воздухом* | Установки с бункером пыли при сушке дымовыми газами** |
|---|---|--------------------------------------|--|------------------------------------|---|---|
| | системы с молотковыми мельницами | системы со среднеходовыми мельницами | системы с молотковыми мельницами | системы с мельницами-вентиляторами | | |
| Антрацитовый штыб | – | – | – | – | – | – |
| Тощий уголь | – | – | – | – | 130 | 150 |
| Каменный уголь с выходом летучих веществ 20–30 % | 110 | 100 | – | – | 75 | – |
| Каменный уголь с выходом летучих веществ более 30 % | 100 | 90 | 180 | 220 | 70 | 120 |
| Бурый уголь | 100 | – | 180 | – | – | – |
| Сланцы | 100 | – | 180 | – | – | – |
| Лигниты | – | – | – | 220 | – | – |
| Торф | 80 | – | 150 | 150 | – | – |

* Температура смеси определяется за мельницей. ** Для схем с ШБМ температура смеси определяется за мельницей, для других типов мельниц — за сепаратором. Содержание кислорода в конце установки не должно превышать 16 % (без учета выпаренной влаги топлива) во всех режимах работы. При содержании кислорода более 16 % в любом из режимов или в случае прекращения подачи топлива температура пылегазовой смеси не должна превышать значений, принятых для сушки воздухом.

трацитов — около 380 °C [12]. Согласно нормативным документам ГKD 34.20.507–2003 [13], допускаются температуры пылегазовоздушной смеси на выходе из мельницы, приведенные в табл.3.

В России, согласно «Инструкции по обеспечению взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива СО 153-34.03.352-2003» [14], уголь разделяют на 4 группы по коэффициенту взрываемости (табл.4), по которому определяются рекомендуемые значения температуры пылегазовоздушной смеси за мельницей (сепаратором).

Процитируем п. 3.4.1 вышеуказанной «Инструкции»: «Подготовку к сжиганию топлив III и IV групп взрывоопасности рекомендуется осуществлять в системах пылеприготовления преимущественно с газовой сушкой. Под газовой следует понимать сушку топлива дымовыми га-

зами, отбираемыми из топки или газоходов котла, при которой объемная концентрация кислорода в пылегазовой смеси за пылеприготовительной установкой (без учета содержания водяных паров) не превышает 16 %. Указанное содержание кислорода необходимо обеспечивать во всех режимах работы системы пылеприготовления: при пусках и остановках, при нормальной работе и при перебоях в подаче топлива. При несоблюдении этого условия применяются те же мероприятия по взрывопреупреждению и взрывозащите, как и при сушке топлива горячим воздухом».

Согласно п. 3.4.5 той же «Инструкции»: «В системах с бункером пыли при подаче ее в топку горячим воздухом температура транспортирующего воздуха для углей I группы взрывоопасности не ограничивается. Для остальных топлив температура пылевоздушной смеси у входных патрубков горелок не должна превышать для топлив II группы взрывоопасности 160 °C, для III группы — 100 °C».

Коэффициент взрывоопасности Kт для некоторых марок донецких углей приведен в табл.5, то есть эти угли относятся к III группе по коэффициенту взрываемости. Расчетные исследования коэффициента взрываемости Kт для некоторых газовых углей Донецкого угольного бассейна, проведенные в Институте угольных энерготехнологий НАН Украины [15], показали, что он не превышает 3,5, то есть угли относятся к III группе. Однако, из-за снижения фактической зольности угля, поступающего на ТЭС Украины, коэффициент Kт может существенно повыситься. Существует нижний предел

Таблица 4. Рекомендуемые значения температуры пылегазовоздушной смеси за мельницей (сепаратором)

| Группа топлив | Значение критерия взрываемости | Сушка горячим воздухом в установках | | Сушка дымовыми газами в установках | |
|---------------|--------------------------------|-------------------------------------|-----------------|------------------------------------|-----------------|
| | | с прямым вдуванием | с бункером пыли | с прямым вдуванием | с бункером пыли |
| I | $K_t \leq 1,0$ | 220 | 130 | – | – |
| II | $1,0 \leq K_t \leq 1,5$ | 130 | 100 | 220 | 130 |
| III | $1,5 \leq K_t \leq 3,5$ | 100 | 70* | 220 | 120* |
| IV | $K_t > 3,5$ | 80 | – | 220 | – |

* Для действующих электростанций при инертзации надпылевого пространства бункера пыли углекислотой или азотом.

Таблица 5. Распределение некоторых энергетических углей по группам взрывоопасности

| Группа взрывоопасности | Бассейн | Марка топлива | Кт* |
|------------------------|---------------------|---------------|-----------|
| I | Донецкий, Кузнецкий | А, АШ, ОС, Т | 0,05–0,95 |
| III | Донецкий | Г | 1,53–3,19 |

* Рассчитан по техническому и элементному составам топлив (Энергетическое топливо СССР. – М. : Энергоатомиздат, 1991).

по сочитанию зольности и выходу летучих, при котором Кт может быть выше 3,5, что следует учитывать [16].

На рис.4,а показана система пылеприготовления для котла ТПП-312А, работающего на газовых углях, а также отличительная часть пылесистемы котлов ТПП-210А, работающих на углях АШ и Т (рис.4,б).

Для повышения взрывобезопасности при работе пылесистемы на газовых углях предусмотрена присадка дымовых газов (инертный агент), которые отбираются после электрофильтров за осевым дымососом специальным дымососом присадки инертного агента. Степень рециркуляции дымовых газов должна обеспечивать концентрацию кислорода в пылесистеме менее 16 %. В случае сжигания газовых углей сушильный агент сбрасывается в короб первичного воздуха, то есть одновременно служит транспортирующим агентом для подачи пылеугольной смеси в топочную камеру (рис.4,а). В случае сжигания антрацитов (рис.4,б), запыленный влажный сушильный агент после циклона сбрасывается через сбросные горелки в топку котла чуть выше основных, а транспортирующим агентом служит горячий воздух от вентилятора горячего дутья, температура которого при сжигании АШ и Т не ограничена [13, 14]. При сжигании углей III группы и подаче угля в топку горячим воздухом, по российским нормам, нужно выдерживать температуру не более 100 °С на срезе горелки [14].

Электростанции, работающие на газовых углях, имеют более совершенную систему пожаробезопасности. Повышенная взрывоопасность пылеприготовительной установки является причиной возникновения

аварийного состояния. Оно может возникнуть по многим причинам: при наличии тлеющих очагов; повышении температуры пылегазовоздушной смеси в пылесистеме сверх допустимой; возникновении хлопков с раскрытием взрывных предохранительных клапанов; обрыве растопочного или основного пылеугольного факела; аварийном отключении дымососов, дутьевых или мельничных вентиляторов; прекращении поступления сырого топлива в мельницу [17]. Вследствие разгерметизации системы пылеприготовления при работе угольной мельницы произошел крупный пожар на Углегорской ТЭС в 2013 г. [15]. Случаи взрывов пыли имеют место при работе котлов на таких углях: кузнецких (газовом и длиннопламенном), донецких (марок ГР, ГСШ, ДСШ), львовско-волинском и др. Взрывы отмечались в пылесистемах, где для сушки топлива применялись дымовые газы. При анализе причин взрывов и хлопков установлено, что практически во всех случаях выявлены тлеющие отложения, явившиеся источником воспламенения при взрыве [17].

Возможные пути решения технических проблем при изменении проектного топлива

Проблемой при переходе котлов, работающих на антрацитовых и тощих углях, на газовые угли может быть также наличие пережима

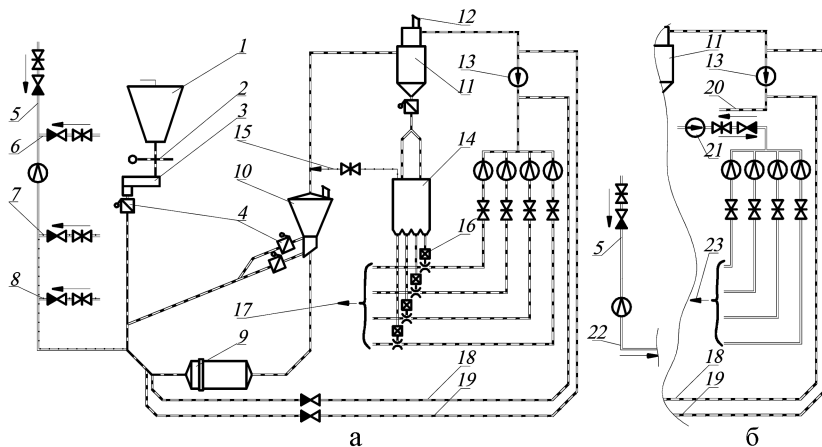


Рис.4. Пылесистема энергоблока 300 МВт на газовых углях с котлом ТПП-312А (а) и отличительная часть пылесистемы на углях АШ и Т с котлом ТПП-210А от пылесистемы на газовых углях с котлом ТПП-312А (б): 1 – бункер сырого угля; 2 – питатели сырого угля; 3 – точный транспортёр сырого угля; 4 – клапан мигалка; 5 – горячий воздух от воздухоподогревателя; 6 – присадка холодного воздуха от дутьевого вентилятора; 7 – присадка инертного агента (холодных дымовых газов) дымососом присадки инертных газов отбираемых после осевого дымососа котла; 8 – горячие дымовые газы с газохода после водяного экономайзера, которые подаются штатными ДРГ; 9 – мельница; 10 – сепаратор; 11 – циклон; 12 – взрывные клапаны; 13 – мельничный вентилятор; 14 – бункер сухой пыли; 15 – отсос влаги из бункера пыли; 16 – пылепитатели; 17 – пылепроводы к горелкам; 18 – линия рециркуляции; 19 – бойпас пылесистемы; 20 – сброс отработавшего запыленного сушильного агента в сбросные горелки; 21 – вентилятор горячего дутья (ВГД); 22 – горячий воздух, идущий в мельницу; 23 – горячий воздух к пылепитателям.

в топочной камере котлов, например, в котлах ТПП-210А. Пережим служит для увеличения теплового напряжения топочного объема в нижней части топки (рис.5). Кроме того, высота котельного агрегата ТПП-312 (однокорпусный) превышает на 4,5 м высоту котла ТПП-210А (двухкорпусный). Котел ТПП-312А имеет объем топочной камеры 5970 м³, а топочный объем обоих корпусов ТПП-210А — 4620 м³, то есть на 22,6 % меньше. Площадь радиационных поверхностей за счет двухкорпусности ТПП-210А выше на 13,8 % и составляет 2706 м², а у ТПП-312А — 2377 м² [18]. Поэтому необходима дополнительная экспериментальная проверка котлов, работающих на углях антрацитовых марок, при переводе их на газовые с целью определения возможности достижения максимальной паропроизводительности, а также исследования работы конвективных поверхностей нагрева с точки зрения их шлакования с учетом характеристик золы.

По мнению авторов, существуют два крайних по капитальным затратам варианта перевода наиболее распространенных типов котлов, работающих на антрацитовых углях, на газовые.

1. Максимальный, с реконструкцией системы пылеприготовления и присадкой дымовых газов для уменьшения концентрации кислорода до менее 16 %, сбросом отработанного сушильного агента в короб первичного воздуха или конвективную шахту до электрофильтров, ликвидацией сбросных горелок, заменой или реконструкцией горелочных устройств и выполнением всех предусмотренных нормативной доку-

ментацией мероприятий для сжигания пылеугольного топлива из газовых углей.

2. Минимальный и быстрый по времени реализации, но дискуссионный с точки зрения надежности работы ТЭС. В этом варианте система пылеприготовления продолжает работать с использованием для сушки горячего воздуха, но при этом температура сушильного и транспортного агента снижается до требуемых величин [13], как для III группы топлив по взрываемости [14]. При этом необходимо осуществить мероприятия по недопущению конденсации водяных паров в тракте подачи угольной пыли к горелкам. Снижение температуры сушильного агента достигается отключением подогревателей высокого давления (ПВД). В этом случае питательная вода поступает в экономайзер с более низкой температурой и увеличивается количество тепла, которое передается воде дымовыми газами, снижая их температуру перед входом в выносные регенеративные подогреватели (РВП), из-за чего падает температура подогрева всего воздуха. Также нужно заменить или реконструировать горелочные устройства и выполнить все мероприятия, предусмотренные нормативной документацией для сжигания более склонного к взрывам и возгоранию пылеугольного топлива. Отключение ПВД заметно снижает КПД турбоустановки и энергоблока в целом.

Одним из положительных примеров успешной работы котлов, разработанных для антрацитовых и тощих марок углей [18], но успешно работающих на газовых, является Бурштынская ТЭС с котлами ТП-100 и ТП-100А с разомкнутым циклом сушки и сбросом сушильного агента в газоходы котла после трубчатого воздухоподогревателя. Этот опыт можно использовать при переводе котлоагрегатов 1–6 Змиевской ТЭС на сжигание углей марок Д, ДГ и Г или Луганской ТЭС. Это решит проблему лишь частично, так как основной тип котлов, которые широко используются для сжигания антрацитовых углей, — это ТПП-210(А).

Перспективным направлением при замене антрацитовых углей газовыми на ТЭС Украины является применение среднеходовых валковых (шаровых) мельниц (МВС, МШС) вместо ШБМ с прямым вдуванием пылеугольного топлива. Положительные стороны такой замены: лучшая взрывопожаробезопасность по причине малых объемов мельниц, высоких скоростей аэросмеси и отсутствия промбункеров пыли; снижение расхода электроэнергии на размол топлива; возможность использования в качестве сушильного агента горячего воздуха для углей газовой группы [19]. Недостатки применения МВС и МШС: недопустимость попадания в

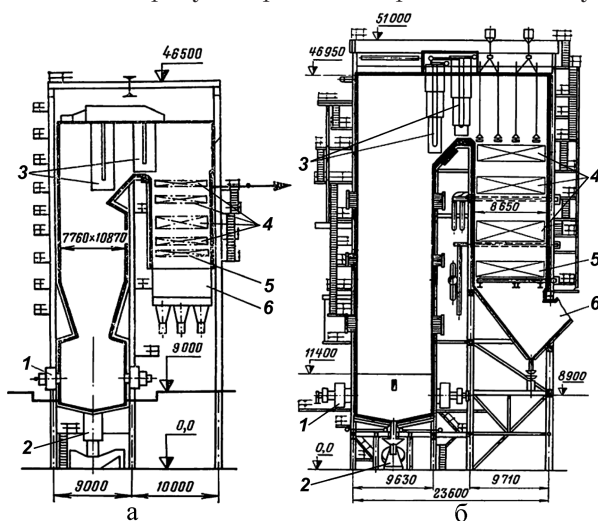


Рис.5. Схема котлоагрегатов ТПП-210А (двухкорпусный, на рисунке показан один корпус) (а) и ТПП-312А (однокорпусный) (б): 1 — горелка; 2 — шлакоудаляющий транспортер; 3 — ширмовый пароперегреватель; 4 — конвективная часть пароперегревателей; 5 — экономайзер; 6 — короб выхода дымовых газов, идущих к выносным регенеративным подогревателям воздуха (РВП).

мельницу посторонних предметов повышенной прочности и металлических включений (это приводит к резкому уменьшению производительности мельницы и соответственно к необходимости остановки мельницы и удаления твердых предметов вместе с угольной пылью); частые поломки размольных органов; необходимость оборудовать дополнительные системы подготовки сырого угля грохотами (ситами), дробилками сырого угля, металло- и щепоуловителями. Имеется положительный опыт эксплуатации вертикальных среднеходовых шаровых мельниц на котлах ТП-92 паропроизводительностью 500 т/ч на углях Г и ДГ с твердым шлакоудалением на Добротворской ТЭС [20].

Для перевода котлов с антрацитовых углей на газовые на первом этапе в обязательном порядке необходимо выполнить проект реконструкции котельного и вспомогательного оборудования специализированной организацией для определения возможности и целесообразности такой переделки. В случае положительного решения после реализации разработанных мероприятий необходимо провести длительные испытания котла на различных режимах при опытном сжигании нового топлива [9].

В Украине имеются достаточно квалифицированные организации для перевода котлов с антрацитовых углей на газовые: Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, Институт газа НАН Украины, ЦКБ «Энергопрогресс» и ООО «Котлотурбопром» (Харьков), ОАО ЛьвовОРГРЭС и «ТехЭнерго» (Львов).

Выводы

Предпочтительным для замещения донецких антрацитовых и тощих проектных углей на шести ТЭС Украины является импорт близкого по характеристикам угля. В Украине имеется опыт использования тощих марок углей Кузнецкого каменноугольного бассейна и ЮАР.

Профицит углей газовой группы, добываемых внутри страны, должен быть использован для замещения антрацитовых углей на ТЭС, но он недостаточен для замещения недостающих объемов углей марок А и Т.

Ориентировочная суммарная мощность энергоблоков, которые необходимо перепроектировать для полного замещения антрацитовых и тощих углей газовыми на ТЭС Украины, составляет около 3,8 ГВт. Полное замещение антрацитовых и тощих углей на ТЭС Украины газовыми требует всесторонних экономических расчетов.

При переходе ТЭС с антрацитовых марок углей на газовые необходимо осуществить реконструкцию системы пылеприготовления, оборудовать новую систему взрыво- и пожаро-

безопасности, заменить или реконструировать горелочные устройства, определить максимальную паропроизводительность котлоагрегата и рабочий диапазон нагрузок на новой марке угля, а также условия выхода и отложений золы на поверхностях нагрева.

Одним из ключевых вопросов при реконструкции ТЭС с заменой проектного топлива с антрацитовых марок углей на газовые является система пылеприготовления. Надежным способом эксплуатации системы пылеприготовления на газовых углях является перевод ее на газовый тип сушки с концентрацией кислорода в пылесистеме менее 16 %.

В качестве одного из временных малозатратных методов быстрого перевода ТЭС с антрацитовых углей на газовые может быть рассмотрен вариант отключения подогревателей высокого давления для снижения температуры подогрева воздуха с целью достижения требуемых ГKD температур после мельницы, но его практическая реализация требует дополнительного всестороннего изучения, особенно с позиций взрывопожаробезопасности.

Перспективным направлением при замене антрацитовых углей газовыми на ТЭС Украины является применение среднеходовых валковых (шаровых) мельниц (МВС, МШС) вместо ШБМ с прямым вдуванием пылеугольного топлива.

Принимая во внимание неудовлетворительное состояние атмосферного воздуха в городах, целесообразно сохранить работу городских ТЭЦ Украины на природном газе.

Список литературы

1. Чернявский Н.В., Рохман Б.Б., Привалов А.Ю., Косячков А.В. Опыт сжигания импортных углей в котлоагрегатах ТЭС и ТЭЦ // Энерготехнологии и ресурсосбережение. — 2015. — № 4. — С. 15–23.
2. ДСТУ 3472-96. Вугілля буре, кам'яне та антрацит. Класифікація. — Київ : Держстандарт України, 2007. — 6 с.
3. Чернявський М.В. Сучасні проблеми паливозабезпечення та паливоспоживання ТЕС України // Энерготехнологии и ресурсосбережение. — 2015. — № 3. — С. 5–19.
4. Тепловой расчет котлов : Нормативный метод / НПО Центр.котло-турб.ин-т. — СПб., 1998. — 256 с.
5. Тепловой расчет котельных агрегатов «Нормативный метод». — М. : Энергия, 1973. — 201 с.
6. Вольчин І.А., Дунаєвська Н.І., Гапоніч Л.С. та ін. Перспективи впровадження чистих вугільних технологій в енергетику України. — Київ : ГНОЗІС, 2013. — 308 с.
7. Робота ОЕС України станом на 26 січня 2016 року / Центр досліджень енергетики. — [Електронний ресурс]. — 26.02.2016. — Режим доступу: <http://eircenter.com/multimedia/infografika/2016/01/26/robita-oes-ukrayini-stanom-na-26-sichnya-2016-roku/>

8. По вопросу снижения температуры перегретого пара энергоустановок : Циркуляр ГТУ Минэнерго СССР № Ц-4/71. — М. : СЦНТИ ОРГРЭС, 1971.
9. Капельсон Л.М. Организация и проведение опытного сжигания непрямого топлива // Электрические станции. — 2001. — № 5. — С. 16–21.
10. Горбовский А. Сверхплановые объемы // Энергобизнес. — 2014. — № 1. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.e-b.com.ua/get/?t=energo&id=62840>
11. Волошенко А.В., Медведев В.В., Озерова И.П. Принципиальные схемы паровых котлов и топливоподач : Учеб. пособие. — Томск : Изд-во Том. политехн. ун-та, 2011. — 100 с.
12. Хзмалян Д.М. Каган Я.А. Теория горения и топочные устройства. — М. : Энергия, 1976. — 488 с.
13. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила : Затв. наказом Мінпаливенерго України від 13 червня 2003 року № 296. — 350 с. — Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=242930>
14. СО 153-34.03.352-2003. Инструкция по обеспечению взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива : Утв. Приказом М-ва энергетики РФ от 24 июня 2003 г. № 251. — М., 2004. — 49 с.
15. Чернявский Н.В., Косячков А.В., Филиппенко Ю.Н. и др. Совершенствование требований к показателям углей для пылевидного сжигания на ТЭС и методов их опробования // Техн. теплофизика и пром. теплоэнергетика. — 2013. — № 5. — С. 137–149.
16. Воронов А.Н., Чернявский Н.В. Повышение безопасности эксплуатации пылесистем котлоагрегатов ТЭС за счет управления качеством угольной продукции // Тез. доп. XX Міжнар. конф. «Вугільна енергетика : Проблеми реабілітації та розвитку» (Київ, вересень 2014 р.). — Київ : Ін-т вугіл. енерготехнологій НАН України, 2014. — С. 40–43.
17. Баранов П.А. Предупреждение аварий паровых котлов. — М. : Энергоатомиздат, 1991. — 273 с.
18. Мейкляр М.В. Современные котельные агрегаты ТКЗ. — М. : Энергия, 1978. — 224 с.
19. Мирошниченко Е.С. Реконструкция пылесистем при модернизации котлоагрегатов ТЭС и ТЭЦ // Энерготехнологии и ресурсозбережение. — 2015. — № 5–6. — С. 77–87.
20. Мирошниченко Е.С. Совершенствование способов топливоподготовки и пылеприготовления на существующих ТЭС // Тез. доп. XX Міжнар. конф. «Вугільна енергетика : Проблеми реабілітації та розвитку» (Київ, вересень 2014 р.). — Київ : Ін-т вугіл. енерготехнол. НАН України, 2014. — С. 48–51.

Поступила в редакцію 27.06.16

Карп І.М., акад. НАН України, докт. техн. наук, проф.,
Сігал І.Я., докт. техн. наук, проф., **Сміхула А.В.**, канд. техн. наук,
Дубошій О.М., канд. техн. наук

Інститут газу НАН України, Київ

вул. Дегтярівська, 39, 03113 Київ, Україна, e-mail: isigal@ukr.net

Проблема заміщення антрацитового та пісного вугілля на електростанціях України (Огляд)

Оптимальним шляхом заміщення донецького антрацитового та пісного проектного вугілля на шістьох ТЕС України є імпорт близького за характеристиками вугілля. Профіцит вугілля газової групи, що видобувається у країні, має бути використаний для заміщення антрацитового вугілля на ТЕС України. Орієнтовна сумарна потужність енергоблоків, які необхідно перепроектувати для повного заміщення антрацитового та пісного вугілля газовим на ТЕС України, становить близько 3,8 ГВт. Повне заміщення антрацитового та пісного вугілля на ТЕС України газовим вимагає всебічних економічних розрахунків. Показано необхідність при використанні газового вугілля замість антрацитового та пісного у такому: реконструкції системи пилоприготування з установкою нової системи вибухо- та пожежобезпеки для більш пожежонебезпечного та вибухового пилувугільного палива; заміни або реконструкції пальників; оцінки можливості досягнення максимальної паропродуктивності котлоагрегату; визначення робочого діапазону навантажень на новій марці вугілля; визначення умов виходу та відкладення золи на поверхнях нагріву. Найбільші труднощі для переведення ТЕС з проектного палива — антрацитових марок вугілля — на газові виникають при реконструкції системи пилоприготування, тому для безпечної надійної сушки та транспортування вугільного пилу газового вугілля переважним є використання системи пилоприготування з концентрацією кисню не більше 16 %. Для зниження концентрації кисню в пилосистемі в сушильний (він же транспортний) агент необхідно здійснити присадку інертних газів (димові гази). Беручи до уваги незадовільний стан атмосферного повітря в містах, доцільно зберегти роботу міських ТЕЦ України на природному газі. *Бібл. 20, табл. 5, рис. 5.*

Ключові слова: вугілля, котли, горіння, ТЕС.

Karp I.M., Academician of the National Academy of Sciences of Ukraine, Doctor of Technical Sciences, Professor, **Sigal I.Ya.**, Doctor of Technical Sciences, Professor, **Smikhula A.V.**, Candidate of Technical Sciences, **Duboshiy O.M.**, Candidate of Technical Sciences

The Gas Institute of National Academy of Sciences of Ukraine, Kiev
39, Degtyarivska Str., 03113 Kiev, Ukraine, e-mail: isigal@ukr.net

The Problem of Change Anthracite and Lean Coal Project for Thermal Power Plants of Ukraine (Review)

The preferred way of replacement anthracite and lean coal of Donetsk basin on six Thermal Power Plant (TTP) of Ukraine is import of coal with close characteristics. The surpluses of flame coal or gas flame coal produced within the country, should be used to replace the anthracite coal to the TPP of Ukraine. The estimated total capacity of units that need to be redesigned for the full replacement of anthracite and lean gas coal to the TPP of Ukraine is about 3.8 GW. However, complete substitution of anthracite and lean coal to flame coal or gas flame coal to the TPP of Ukraine requires comprehensive economic calculations. It is shown that necessary pay attention for the following activities for use flame coal or gas flame coal instead of anthracite or lean coal: reconstruction of system for coal drying and shredding; implementation of activities and equipment for new anti-explosion and anti-fire systems for use more fire risk fuel; replacement or reconstruction of burners; testing new maximum load and the working load range of steam boiler for use flame coal or gas flame coal; definition potential problems with and finding ash conditions deposits on the heating surfaces. Most important for change fuel project with replacement anthracite coal and Lean coal for use flame coal or gas flame coal is system for coal drying and shredding. Although it is possible use hot air for drying flame coal or gas flame coal but preferably better used system for coal drying and shredding with concentration oxygen in drying agent not more 16 %. For reduce the oxygen concentration in the system for coal drying and shredding using need exhaust gas additive. Taking into consideration the poor state of the atmospheric air in the cities it is advisable to save the work of municipal CHP (combined heat and power) of Ukraine with use natural gas. *Bibl. 20, Fig. 5, Tab. 5.*

Key words: coal, boilers, combustion, thermal power plant.

References

- Chernyavskiy M.V., Rokhman B.B., Provalov O.Yu., Kosyachkov O.V. [Experience of imported coal burning in the boilers of thermal power plants and cogeneration plants], *Energotehnologii i resursosberezhenie [Energy Technologies and Resource Saving]*, 2015, (4), pp. 15–23. (Rus.)
- DSTU 3472-96. [Brown coals, hard coals and anthracite. Classification], Kiev : Derzhstandart Ukrayini, 2007, 6 p. (Ukr.)
- Chernyavskiy M.V. [Modern problems of fuel supply and consumption at Ukrainian TPPs], *Energotehnologii i resursosberezhenie [Energy Technologies and Resource Saving]*, 2015, (3), pp. 5–19. (Ukr.)
- Teplovoj raschet kotlov : Normativnyj metod, NPO CKTI, Sankt-Peterburg, 1998, 256 p. (Rus.)
- Teplovoy raschet kotelnih agregatov «Normativnyj metod», Moscow : Energiya, 1973, 201 p. (Rus.)
- Volchyn I.A., Dunayevska N.I., Haponych L.S., Chernyavskiy M.V., Topal O.I., Zasyadko Ya.I. [Prospects for the implementation of clean coal technologies in the energy sector of Ukraine], Kiev : GNOZIS, 2013, 308 p. (Ukr.)
- Robota OES Ukrayini stanom na 26 sichnya 2016 roku, Tsentr doslidzhen energetiki. — EIR Center. — 26.02.2016. — [Online recourse]. — Access mode: <http://eircenter.com/multimedia/infografika/2016/01/26/robota-oes-ukrayini-stanom-na-26-sichnya-2016-roku/> (Ukr.)
- Po voprosu snizheniya temperatury peregretogo para energoustanovok. Tsirkulyar GTU Minenergo SSSR № Ts-4/71, Moscow, 1971. (Rus.)
- Kapelson L.M. Organizatsiya i provedenie opytnogo szhiganiya neproektnogo topliva, *Elektricheskie stantsii*, 2001, (5), pp. 16–21. (Rus.)
- Gorbovskiy A. Sverhplanovyye ob'emy, *Energobiznes*, 2014, (1). — [Online recourse] — Access mode: <http://www.e-b.com.ua/get/?t=energo&id=62840> (Rus.)
- Voloshenko A.V., Medvedev V.V., Ozerova I.P. Printsipialnye shemy parovyh kotlov i toplivopodach, Tomsk : Izdatelstvo Tomskogo politehnicheskogo universiteta, 2011, 100 p. (Rus.)

12. Hzmalyan D.M., Kagan Ya.A. Teoriya goreniya i topochnye ustroystva, Moscow : Energiya, 1976, 488 p. (Rus.)
13. GKD 34.20.507-2003. Tehnichna ekspluatatsiya elektrichnih stantsiy i merezh. Pravila : Zatverdzheno nakazom Minpalivenergo Ukrayini, 13.06.2003 No. 296, 350 p. — [Online recourse]. — Access mode: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=242930> (Ukr.)
14. SO 153-34.03.352-2003. Instruksiya po obespecheniyu vzryvobezopasnosti toplivopodach i ustanovok dlya prigotovleniya i szhiganiya pylevidnogo topliva : Utverzhdeno Prikazom Ministerstva energetiki Rossiyskoy Federatsii 24.06.2003, No. 251, Moscow, 2004, 49 p. (Rus.)
15. Chernyavskiy N.V., Kosyachkov A.V., Filippenko Yu.N., Rudavina E.V., Voronov A.N., Sovershenstvovanie trebovaniy k pokazatelyam ugley dlya pylevidnogo szhiganiya na TES i metodov ih oprobovaniya, *Tekhnicheskaya teplofizika i promyshlennaya teploenergetika*, 2013, (5), pp. 137–149. (Rus.)
16. Voronov A.N., Chernyavskiy N.V. Povyshenie bezopasnosti ekspluatatsii pylesistem kotloagregatov TES za schet upravleniya kachestvom ugolnoy produktsii, *Tezisy dopovidey na 10 Mizhnarodniy konferentsii «Vugilna energetika : Problemi reabilitatsiyi ta rozvitku»* (Kiev, veresen 2014 r.), Kiev : Institut Ugolnyh Energotehnologiy NAN Ukrayiny, 2014, pp. 40–43. (Rus.)
17. Baranov P.A. Preduprezhdenie avariyy parovyh kotlov, Moscow : Energoatomizdat, 1991, 273 p. (Rus.)
18. Meyklyar M.V. Sovremennye kotelnye agregaty TKZ, Moscow : Energiya, 1978, 224 p. (Rus.)
19. Miroshnichenko Ye.S. [Reconstruction of Coal-Pulverization Systems in the Modernization of Boiler Units of Thermal Power Plants], *Energotehnologii i resursosberezhnie [Enrgy Technology and Resource Saving]*, 2015, (5–6), pp. 77–87. (Rus.)
20. Miroshnichenko Ye.S. Sovershenstvovanie sposobov toplivopodgotovki i pyileprigotovleniya na suschestvuyuschih TES, *Tezisy dopovidey na 10 Mizhnarodniy konferentsii «Vugilna energetika : Problemi reabilitatsiyi ta rozvitku»* (Kiev, veresen 2014 r.), Kiev : Institut Ugolnyh Energotehnologiy NAN Ukrayiny, 2014, pp. 48–51. (Ukr.)

Received June 27, 2016

УДК 544.778.3

Макарова Е.В., канд. хим. наук, **Савицкий Д.П.**, канд. хим. наук,
Макаров А.С., докт. техн. наук, **Садовский Д.Ю.**
Институт коллоидной химии и химии воды НАН Украины, Киев
 бул. Акад. Вернадского, 42, 03680 Киев-142, Украина, e-mail: makarova_katja@ukr.net

Влияние технологии стабилизации на реологические свойства и стабильность водоугольных суспензий

При получении водоугольных суспензий на основе низкозольного угля марки ДГ неизбежно возникает проблема устойчивости в связи с осаждением частиц угля в дисперсионной среде, которую можно решить при помощи введения водорастворимых полимеров. Большое значение при использовании водорастворимых полимеров в качестве стабилизаторов имеет концентрационный фактор, а также технология введения стабилизатора. На основании проведенных исследований изучено влияние концентрации водорастворимого полимера и технологии стабилизации на реологические свойства и стабильность водоугольных суспензий. Установлены оптимальные концентрации полимера, при которых системы имеют не только наименьшую вязкость, но и наибольшую стабильность. Рассмотрены технологии стабилизации, благодаря которым можно увеличить стабильность водоугольных суспензий. *Библ. 7, рис. 2, табл. 1.*

Ключевые слова: водоугольные суспензии, структурообразование, стабильность, полимер, реологические свойства.