УДК 532.529: 517.4

ИССЛЕДОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ СХЕМ РЕКОНСТРУКЦИИ ПРОЕКТНОЙ СИСТЕМЫ ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЯ ПРИ ПЕРЕВОДЕ ПАРОГЕНЕРАТОРА ТПП-210А БЛОКА №4 ТРИПОЛЬСКОЙ ТЭС С АШ НА ГАЗОВЫЙ УГОЛЬ МАРОК Г И ДГ-100

Б.Б. Рохман, докт. техн. наук
Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, 04070, г. Киев, ул. Андреевская 19
тел. +38-044-425-53-77
e-mail: Brolene@yahoo.com
ORCID 0000-0002-1270-6102

Проанализированы различные варианты реконструкции пылесистемы котла ТПП-210А блока №4 Трипольской ТЭС для сжигания угля марок Г и ДГ-100, которые различаются между собой способом сушки (дымовые газы или их смесь с воздухом) и местом сброса сушильного агента в топку. Показано, что: а) при сбросе сушильного агента в основные горелки температурный уровень и степень выгорания угля в предтопке падают, что приводит к затягиванию факела и шлакованию ширм; б) при сушке угля дымовыми газами и рециркулирующим сушильным агентом с температурой 75°С происходит отложение влажной пыли в пылепроводах. Предложена новая концепция реконструкции пылесистемы, которая имеет высокий уровень взрывобезопасности (O_2 < 10%) за счет сушки угля газами и большой запас по температуре сушильного агента по условию конденсации влаги. Высокие температуры и степень выгорания угля в предтопке обеспечиваются путем подачи высококонцентрированной сухой пыли в горелки, глубокой очисткой отработанного сушильного агента от пыли и сбросом его в охлажденную зону. Эта схема позволяет значительно расширить диапазон регулирования нагрузки парогенератора по сравнению с существующими. Библ.8, табл.4, рис.6.
Ключевые слова: *парогенератор, сушка, система пылеприготовления, уголь, ошипованная зона, сушильный агент, шлак, горелка.*

INVESTIGATION OF VARIOUS SCHEMES FOR RECONSTRUCTING OF THE DESIGN DUST PREPARATION SYSTEM WHEN CHANGING THE TPP-210A STEAM GENERATOR OPERATION OF THE TRYPILLIA TPP BLOCK 4 FROM BURNING ANTHRACITE CULM TO BURNING G AND DG-100 GAS COAL

B.B. Rokhman, Doctor of Technical Sciences,
Leading researcher, Coal Energy Technology Institute NAS of Ukraine, 04070, Kyiv, ul. Andreevskaya 19
tel. +38-044-425-53-77
e-mail: Brolene@yahoo.com
ORCID: 0000-0002-1270-6102

Various versions of the reconstruction of the dust-system of the TPP-210A boiler of Unit № 4 of the Trypillia TPP for combustion of G and DG-100 coal are analyzed. They differ in the drying process (flue gases or their mixture with air) and the place where the drying agent is discharged into the furnace. It is shown that: a) when the drying agent is discharged into the main burners, the temperature level and the degree of coal burn-out in the pre-furnace fall, which leads to a torch tightening and slagging of the screens; B) when coal is dried with flue gases and a recirculating drying agent with a temperature of 75 ° C, moist dust is deposited in the dustlines. A new concept for the reconstruction of a dust system is proposed, which has a high level of explosion safety (O_2 <10%) due to the drying of coal by gases and a large temperature margin of the drying agent on the condition of condensation of moisture. High temperatures and the degree of coal burnout in the pre-furnace are provided by supplying highly concentrated dry dust to the burners, deep cleaning of the spent drying agent from the dust and discharging it into the cooled zone. This scheme allows to significantly expand the range of load regulation of the steam generator in comparison with existing ones. Referenses 8., tabl. 4., fig. 6.
Key words*: steam generator, drying, dust preparation system, coal, studded zone, drying agent, slag, burner.*

© Б.Б.Рохман, 2017

Рохман Болеслав Борисович

Сведения об авторе: ведущий научный сотрудник Института угольных энерготехнологий НАН Украины, доктор технических наук. Биографические данные Рохмана Б.Б. размещены в известных мировых изданиях “Who's Who in Science and Engineering” и “2000 Outstanding Intellectuals of the 21st Century”.

Образование: Новочеркасский политехнический институт.

Область научных интересов: Математическое моделирование аэродинамики, тепломассообмена и химического реагирования полидисперсного ансамбля твердого топлива в камерных и слоевых топках, в реакторах с циркулирующим кипящим слоем и в кипящем слое.

Публикации: более 90 научных работ, из них 27 работ содержатся в наукометрической базе Scopus и 4 в наукометрической базе Web of Science.

В настоящее время в тепловой энергетике сложилась чрезвычайно тяжелая ситуация, связанная с прекращением поставок антрацитового штыба (АШ) на тепловые электростанции с предприятий, расположенных на неподконтрольных Украине территориях. В этой связи планируется до 2020 года осуществить перевод энергоблоков, работающих на АШ, на газовую группу угля.

Следует отметить, что каменный уголь с высоким содержанием летучих веществ относится к категории взрывоопасных топлив, поэтому размалывать его в существующих системах пылеприготовления, спроектированных под взрывобезопасный уголь АШ, не представляется возможным.

Постановка задачи. В настоящей работе с использованием разработанной методики расчета на основе нормативных материалов [1−5] численно исследованы различные схемы реконструкции пылесистемы и их влияние на работу парогенератора ТПП-210А блока №4 Трипольской ТЭС при сжигании двух марок каменного угля: Г (сертификат №49) и ДГ-100 (сертификат №150). Элементарный состав (на рабочую массу) и химические характеристики золы указанных топлив представлены в таблицах 1, 2.

Таблица 1. Элементарный состав исходных углей на рабочую массу

Table 1. Elementary composition of raw coals on the working mass

Марка угля	Размерность	C^p углерод	H^p водород	N^p азот	O^p кислород	S^p сера	W^p влага	A^p зола
Г, сертификат №49	%	59,44	4,25	0,92	5,68	2,49	5,6	21,62
ДГ-100, сертификат №150	%	56,63	3,02	0,93	5,62	0,49	11,9	21,41

Таблица 2. Химический состав золы

Table 2. Chemical composition of ash

Марка угля	Размерность	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	MgO	CaO	Mn_3O_4	TiO_2	SO_3	P_2O_5	K_2O и Na_2O
Г, сертификат №49	%	46,1	24,53	22,8	0,911	1,07	0,052	0,88	2,019	0,28	1,359
ДГ-100, сертификат №150	%	56,66	30	8,7	1,65	0,58	0,09	1,068	0,894	0,349	–
Львовско-Волынское месторождение, марка Г, волынское [1]	%	40	26	22	1,5	8	–	0,5	–	–	2

Эти схемы различаются между собой способом сушки каменного угля марок Г и ДГ-100 и местом сброса в топку отработанного сушильного агента (СА) (основные горелки или зона охлаждения). В качестве сушильного агента используются дымовые газы или их смесь с воздухом.

Цель настоящей работы − выбрать наиболее эффективную схему реконструкции системы пылеприготовления котлоагрегата ТПП-210А блока №4 Трипольской ТЭС, которая обеспечивала бы высокий уровень взрыво-безопасности и устойчивый режим жидкого шлакоудаления при сжигании каменного угля марок Г и ДГ-100. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи: 1) на базе нормативных материалов [1−5] разработать методику расчета парогенератора и пылесистемы котла ТПП-210А блока №4 Трипольской ТЭС; 2) с использованием построенной методики произвести расчеты процессов теплообмена и горения АШ в парогенераторе ТПП-210А блока №4 Трипольской ТЭС и сопоставить полученные результаты с паспортными и экспериментальными данными; 3) численно исследовать влияние различных схем реконструкции пылесистемы на теплообмен и физико-химические процессы в котлоагрегате ТПП-210А при сжигании углей газовой группы; 4) на основе численного анализа полученных результатов выбрать наиболее эффективную схему реконструкции пылесистемы парогенератора ТПП-210А.

Описание котлоагрегата ТПП-210А. Двухкорпусный пылеугольный котел ТПП-210А сверхкритического давления предназначен для сжигания донецкого антрацита и тощих углей в режиме жидкого шлакоудаления. Топочная камеера полуоткрытого типа, в нижней ее части располагается предтопок (ошипованная зона максимальных тепловыделений), над ним – зона охлаждения. Пылеугольные горелки устанавливаются с фронта и сзади в один ярус в количестве 6 штук на корпус (рис. 1, поз. *1*).

По ходу газов в горизонтальном газоходе размещается ширмовый пароперегреватель (шпп) поз. *3*, в конвективной шахте – выходная ступень острого пара (кпп) поз. *4*, вторая (пппII) поз. *5* и первая (пппI) поз. *6* ступени вторичного пара, регулировочная ступень промежуточного пароперегревателя поз. *7*, водяной экономайзер (ВЭ) поз. *8* и регенеративный вращающейся воздухоподогреватель (РВП) поз. *9*. Объем топочной камеры на один корпус составляет 2310 м^3, радиационная поверхность топки – 1320 м^2, шпп – 600 м^2, кпп – 860 м^2, пппII – 1215 м^2, пппI – 1790 м^2, регулировочная ступень промежуточного пароперегревателя – 2300 м^2, ВЭ – 1250 м^2, РВП: горячая часть – 50506 м^2, холодная – 13003 м^2.

Рабочая среда из экономайзера проходит через топочные экраны, разделенные на нижнюю и верхнюю радиационные части (НРЧ и ВРЧ). Далее пар проходит через настенно-потолочные панели первичного перегревателя, через ширмы и конвективные трубные пакеты, из которых направляется в паровую турбину. Тракт промежуточного пароперегревателя начинается из регулировочной ступени промежуточного пароперегревателя, где происходит перегрев небольшой части вторичного пара в количестве 93000 кг/ч, а оставшийся пар с расходом 307000 кг/ч по обводным трубам вводится в коллектор, где смешивается с подогретой частью. Далее рабочая среда проходит последовательно через входные и выходные горизонтальные трубные пакеты промежуточного пароперегревателя, после чего направляется в цилиндр среднего давления.

Основные принципы построения методики расчета. Разработанная методика расчета котла ТПП-210А включает в себя поверочные тепловые расчеты топочной камеры и поверхностей нагрева, расположенных в горизонтальном газоходе и конвективной шахте. Суть поверочного расчета состоит в том, что при известной конструкции и размерах парогенератора для заданной нагрузки и вида топлива определяются температуры воды, пара, воздуха и газов на выходе из топки, на границах между отдельными поверхностями нагрева в горизонтальном газоходе и конвективной шахте, КПД котла, расходы топлива и пара, скорости пара, воздуха и дымовых газов.

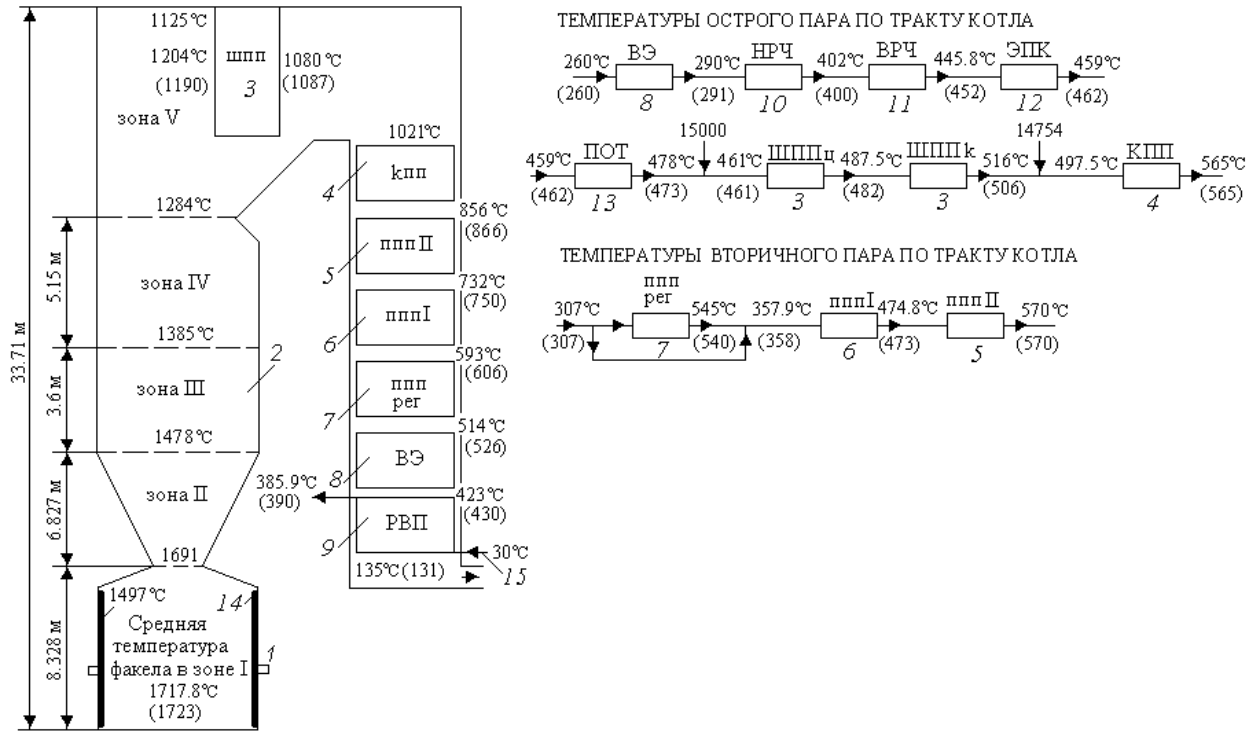

Рис. 1. Распределение расчетных температур первичного и вторичного пара и дымовых газов по тракту котла в сравнении с паспортными данными парогенератора ТПП-210А при сжигании проектного угля АШ с калорийностью $Q_н^р$ = 5790 ккал/кг на нагрузке 300 МВт: *1 – основные горелки; 2 – топка; 3 – ширмовый пароперегреватель (ШППц – центральные ширмы, ШППк – крайние ширмы); 4 – выходная ступень острого пара (кпп); 5 – выходная ступень вторичного пара (пппII); 6 – первая ступень вторичного пара (пппI); 7 – регулировочная ступень промежуточного пароперегревателя; 8 – водяной экономайзер (ВЭ); 9 – регенеративный вращающейся воздухоподогреватель (РВП); 10 – нижняя радиационная часть (НРЧ); 11 – верхняя радиационная часть (ВРЧ); 12 – экраны поворотной камеры (ЭПК); 13 – потолок (ПОТ); 14 – шлак; 15 – холодный воздух (в скобках приведены паспортные данные).*

Fig. 1. Distribution of design temperatures of primary and secondary steam and flue gases along the boiler path in comparison with the passport data of the TPP-210A steam generator burning designed coal with a calorific value $Q_н^р$ = 5790 kcal/kg at a load of 300 MW: *1 – main burners; 2 – furnace; 3 – screen superheater (ШППц – central screens, ШППк – side screens); 4 – output stage of hot steam (кпп); 5 – output stage of secondary steam (nnnII); 6 – the first stage of secondary steam (nnnI); 7 – regulating stage of intermediate superheater; 8 – water economizer (ВЭ); 9 – regenerative rotating air heater (РВП); 10 – lower radiation part (НРЧ); 11 – the upper radiation part (ВРЧ); 12 – screens of the rotary chamber (ЭПК); 13 – ceiling (ПОТ); 14 – slag; 15 – cold air (passport data are given in parentheses).*

Методика расчета суммарного теплообмена в топке [1] базируется на приложении теории подобия к топочному процессу. Основными параметрами, определяющими безразмерную температуру газов на выходе из топки (отношение температуры газов на выходе из топки к адиабатической температуре), являются критерии радиационного теплообмена Больцмана и поглощательной способности Бугера. Вид функциональной зависимости, связывающей между собой эти параметры, установлен на основании опытных данных по теплообмену в топках паровых котлов.

Для получения детальной информации о распределении температур дымовых газов и удельных тепловых потоках по высоте топки производится позонный тепловой расчет. В основу позонного метода расчета температуры газов по высоте топки положено уравнение энергии, которое для установившегося состояния определяет связь между тепловыделением и теплообменом в отдельных зонах топочной камеры [1]. Применительно к объемам ограниченного размера уравнение записывается в алгебраической форме, удобной для расчетов. Температура газов в каждой из зон рассчитывается исходя из тепловыделения в зоне, изменения энтальпии продуктов сгорания и теплоотвода из зоны. Позонный расчет выполняется для определения локальных тепловых нагрузок по высоте топки. Для расчета распределения тепловых нагрузок топка условно

разбивается на зоны, как показано на рис. 1. Здесь зона расположения горелок (предтопок), характеризующаяся максимальным тепловыделением, рассчитывается как одно целое. За ее границу принимается горизонтальная плоскость, проходящая через суженное сечение топки. Остальная часть топочной камеры разбивается на четыре участка (рис. 1).

Расчет каждой зоны выполняется в следующей последовательности. Вначале по чертежам определяются активный объем топки и поверхность стен расчетной зоны. Предварительно задается температура газов на выходе из зоны. Далее определяются энтальпия уходящих газов, теплоемкость продуктов сгорания, коэффициенты ослабления газового потока трехатомными газами и частицами золы и кокса, оптическая толщина газодисперсного потока, коэффициент тепловой эффективности экранов, степени черноты факела и зоны, температура газов на выходе из зоны. Если полученное значение температуры газа отличается от ранее принятого более чем на 5°С, необходимо задать новое значение температуры и повторить расчет до достижения требуемой точности.

Если при позонном расчете температура уходящих газов (пятая зона) будет отличаться от температуры газов на выходе из топки, определенной из расчета топочной камеры в целом, более чем на 30°С, то следует задать другое распределение тепловыделений по ходу факела и вычисления повторить.

При поверочном расчете конвективной поверхности нагрева предварительно оценивают конечную температуру и энтальпию одной из сред и по уравнению теплового баланса определяют по принятой температуре тепловосприятие поверхности и конечную энтальпию второй среды. После этого рассчитываются коэффициент теплопередачи и температурный напор и по уравнению теплообмена определяют величину тепловосприятия поверхности нагрева, отнесенного к 1 кг топлива.

Если полученное из уравнения теплообмена значение тепловосприятия отличается от определенного по уравнению баланса не более чем на 2%, расчет поверхности не уточняется. При большем расхождении принимаются новые значения конечной температуры и повторяют расчет.

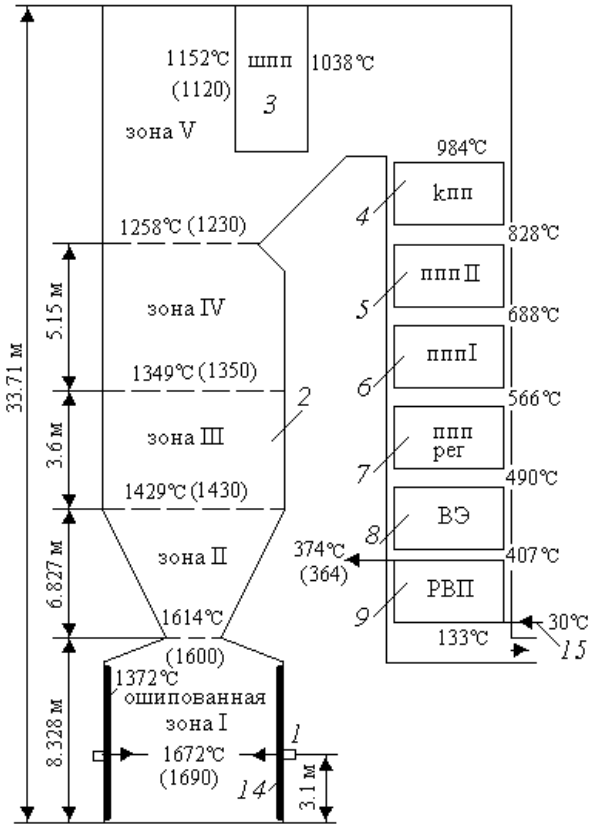

Рис. 2. Распределение расчетных температур дымовых газов по тракту котла ТПП-210А на нагрузке 300 МВт при сжигании АШ с коэффициентом избытка воздуха в топке 1,25 и калорийностью $Q_н^р$ = 5685 ккал/кг в сравнении с экспериментальными данными [6]: *Обозначения те же, что на рис. 1 (в скобках приведены экспериментальные данные).*

Fig. 2. Distribution of design temperatures of flue gases along the TPP-210A boiler path at a load of 300 MW while burning anthracite culm with an excess air ratio in the furnace of 1.25 and a calorific value $Q_н^р$ = 5685 kcal/kg in comparison with the experimental data [6]: *The notation is the same as in Fig. 1 (experimental data are given in parentheses).*

Сопоставление результатов расчета с экспериментом. С использованием построенной методики были произведены тепловые расчеты котельного агрегата ТПП-210А блока №4 Трипольской ТЭС на нагрузках 300 и 285 МВт в сопоставлении с паспортными данными ТПП-210А блока №1 (рис. 1), опытными данными ЦКТИ [6] (рис. 2) и экспериментальными данными, полученными цехом наладки Трипольской ТЭС (рис. 3, *б*).

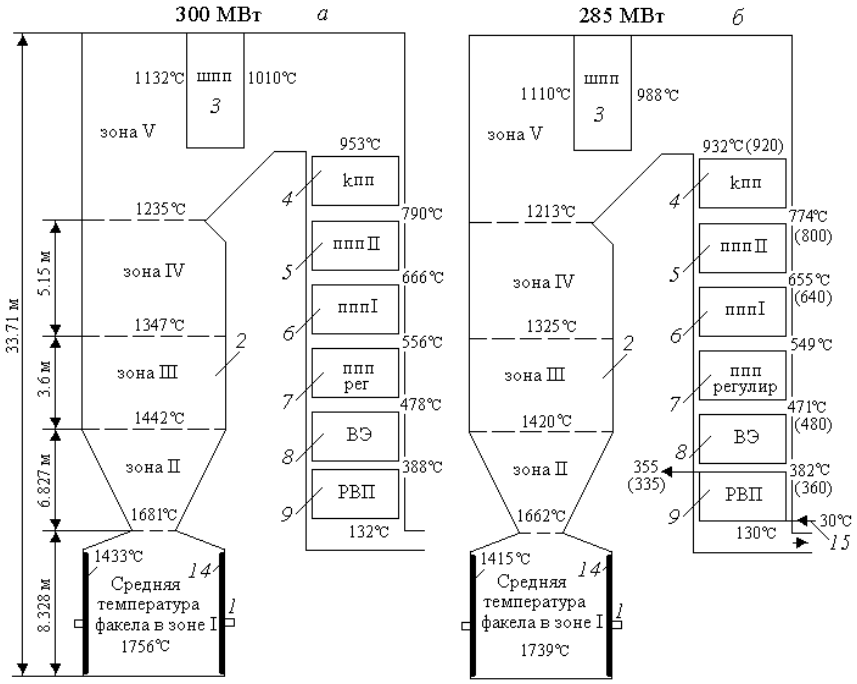

Рис. 3. Распределение расчетных температур дымовых газов по тракту котла на нагрузках 300 (*а*) и 285 (*б*) МВт при сжигании АШ с коэффициентом избытка воздуха в топке 1,1 и калорийностью $Q_н^р$ = 5260 ккал/кг в сравнении с экспериментальными данными, полученными цехом наладки Трипольской ТЭС на котлоагрегате ТПП-210А блока №4: *Обозначения те же, что на рис. 1 (в скобках приведены экспериментальные данные).*

Fig. 3. The distribution of design flue gas temperatures along the boiler path at 300 (*a*) and 285 (*b*) MW loads while burning anthracite culm with an excess air ratio in the furnace of 1.1 and the caloric value $Q_н^р$ = 5260 kcal/kg in comparison with the experimental data obtained by the Trypillia power station at boiler unit TPP-210A of block № 4: *notation is the same as in Fig. 1 (experimental data are given in parentheses).*

Согласно замерам, произведенным цехом наладки Трипольской ТЭС на котле ТПП-210А блока №4 при нагрузке 285 МВт, присосы воздуха на участке пппI – ВЭ составили 12%, в кпп – 5% и в РВП – 26%. Полученные значения измерений были учтены при расчетах сжигания АШ с калорийностью $Q_н^р$ = 5685 ккал/кг и $Q_н^р$ = = 5260 ккал/кг, численные результаты которых сопоставлялись с экспериментальными данными работы [6] (рис. 2) и цеха наладки Трипольской ТЭС (рис. 3, *б*).

Из рис. 1-3 видно, что расчетные значения температур пара и дымовых газов по тракту котла на нагрузках 300 и 285 МВт удовлетворительно согласуются с паспортными и опытными данными. Некоторое расхождение расчетных значений температур дымовых газов с паспортными данными (рис. 1) объясняется конструктивными отличиями парогенераторов блоков №4 и №1: блок №4 имеет одну ступень шпп, блок №1 – две ступени; поверхность кпп блока №4 составляет 860 м^2, блока №1 – 570 м^2. В разработанной методике расчета присосы воздуха в газоходах на номинальной нагрузке на участке кпп – регулировочная ступень ппп принимались 9% [1], а согласно паспортным данным – 2%.

Анализ существующих концепций. Прежде чем перейти к построению концепции перевода котла ТПП-210А блока №4 Трипольской ТЭС на сжигание непроектного топлива – каменного угля марок Г и ДГ-100, проанализируем технические решения, на которых базируются предыдущие концепции, реализуемые в настоящее время на котлах ТП-100 (блоки №2 и №5 Змиевской ТЭС) и ТПП-210А (блок №4 Трипольской ТЭС). В основе их разработки лежат технические решения, заимствованные из схемы пылеприготовления и топливоподачи котлоагрегата ТПП-312. Такой подход нельзя считать достаточно обоснованным исходя из следующих простых, но очень важных для дальнейшего анализа соображений. Парогенератор ТПП-312 изначально был сконст-

руирован под проектное топливо – каменный уголь. Тепловое напряжение объема в ошипованной зоне составляет 727173 ккал/(ч·м^3) и лежит согласно [1] в допустимом диапазоне изменений тепловых напряжений для каменных углей 650000-750000 ккал/(ч·м^3), выбранном из условия эффективного выгорания угля (96%), а, следовательно, работы котла в режиме устойчивого жидкого шлакоудаления. Тепловые напряжения объема в парогенераторах ТП-100 – q_V = 459883 ккал/(ч·м^3) и ТПП-210А – q_V = 448563 ккал/(ч·м^3) значительно ниже, так как котлы были спроектированы на сжигание АШ, что вызывает проблемы с устойчивым жидким шлакоудалением (особенно на низких нагрузках) и выгоранием угля. Положение усугубляется тем, что в горелки подаются рециркулирующие дымовые газы, которые понижают адиабатическую температуру горения на 100-250°С, создавая неблагоприятные условия для выгорания угля, что влечет за собой затягивание факела в зону охлаждения, и как следствие, шлакование ширм.

В реализуемых схемах пылеприготовления парогенераторов ТП-100 и ТПП-210А в качестве СА используются дымовые газы или газовоздушная смесь с достаточно низкой температурой отработанного СА 70-80°С, при которой велика вероятность осаждения влажной пыли в пылепроводах с последующим воспламенением.

Анализ сжигаемых углей. Топлива марок Г и ДГ-100, используемые при размоле в реконструируемых пылесистемах с последующим их сжиганием в котлах ТП-100 и ТПП-210А, отличаются друг от друга элементарным составом и химическими характеристиками золы, что вызывает определенные трудности в эксплуатации энергоблоков (табл. 1, 2). По химическим свойствам золы, шлаки рассматриваемых углей относятся к кислым, так как соотношение оксидов кислотного характера к основным для марки Г составляет 2,73, ДГ-100 – 8 [2]. Кроме того, количество окислов железа Fe_2O_3 в марке Г в 2,6 раза больше, чем в ДГ-100, а процентное содержание SiO_2+Al_2O_3 в марке Г оказывается на 16% ниже, чем в ДГ-100. Известно, что чем выше содержание окислов железа в шлаке (в шлаке присутствует большое количество двухвалентного оксида FeO, который относится к легкоплавким эвтектикам с температурой плавления 900-950°С) и меньше оксидов кислотного характера SiO_2+Al_2O_3, тем ниже температуры жидкоплавкого состояния золы t_3 и нормального жидкого шлакоудаления $t_{н.ж}$. Исходя из этих соображений, значения температур t_3 и $t_{н.ж}$ в марке Г должны быть меньше, чем в ДГ-100. Однако из сертификатов №49 и №150 следует, что значение t_3 = 1350°С у марки Г почему-то на 10°С выше, чем у ДГ-100. Температура $t_{н.ж}$ в указанных сертификатах не приводится, поэтому она приближенно оценивалась по диаграмме зависимости $t_{н.ж}$ от химического состава кислых оксидов [2]. Для марки ДГ-100 – $t_{н.ж} \approx$ 1440°С, а для марки Г – $t_{н.ж} \approx$ 1350°С, т.е. равна значению t_3 из сертификата, что вызывает большие сомнения. Для подтверждения наших предположений о завышенных значениях температур t_1–t_3, представленных в сертификате №49, сопоставим эти величины и химические характеристики золы с данными [1]. Из табл. 2 видно, что оксиды кислотного характера SiO_2+Al_2O_3 и окислы железа Fe_2O_3 в сопоставляемых вариантах очень близки, однако имеются значительные различия по температурам t_1–t_3. Сертификат №49: t_1 = 1270°С, t_2 = 1310°С, t_3 = 1350°С; в [1]: t_1 = 1100°С, t_2 = 1200°С, t_3 = 1230°С. При этом температура $t_{н.ж}$ = 1350°С из [1] равна температуре $t_{н.ж} \approx$ 1350°С для угля марки Г, полученной из диаграммы.

Исходя из вышеизложенного, необходимо опытным путем проверить температуры t_1–t_3, приведенные в сертификате №49, и экспериментально найти величину $t_{н.ж}$ и температуру истинно жидкого состояния t_0. Как будет показано ниже, с помощью этих величин можно определить минимальную температуру факела $t_{ф,min}$, необходимую для надежного жидкого шлакоудаления.

Температура начала шлакования для двух марок углей Г и ДГ-100 с кислым составом золы определялась с точностью ±30°С через известные значения отношений оксидов кислотного характера к основным [2]. Для марки Г – $t_{н.шл}$ = = 1241±30°С, ДГ-100 – $t_{н.шл}$ = 1268±30°С.

Основные трудности, возникающие при эксплуатации реконструируемых пылесистем парогенераторов ТП-100 и ТПП-210А, связаны с организацией двух режимов сушки исходных топлив, отличающихся друг от друга количеством испаренной влаги: для марки Г – $\Delta W^{\text{р}}$ = 3,6%, ДГ-100 – $\Delta W^{\text{р}}$ = 9,9%. Это влечет за собой формирование различных составов (газовоздушных смесей) и температур СА на входе в систему пылеприготовления в зависимости от влаги исходного угля.

Анализ работы системы пылеприготовления и парогенератора ТПП-210А блока №4 Трипольской ТЭС при сушке каменного угля марок Г и ДГ-100 дымовыми газами (или газовоздушной сушке) со сбросом СА в основные горелочные устройства (рис. 4).

В вариантах 1 и 2 исследуются тепловые и физико-химические процессы в пылесистеме и в котлоагрегате ТПП-210А при горении каменного угля марки ДГ-100. Эти варианты отличаются друг от друга коэффициентом избытка воздуха на выходе из топки (табл. 3). Рассмотрим детально первый вариант. Из бункера сырого угля поз. *1* влажное топливо в количестве 65,42 т/ч (на одну мельницу) с помощью питателя поз. *5* подается в ШБМ-50 поз. *7*, где происходит его сушка в объеме дымовых газов и размол дробленного угля до пылевидного состояния. В качестве СА используется смесь из 66,4% дымовых газов поз. *24*, отобранных после ВЭ поз. *22* с температурой 404°С с помощью дымососа рециркуляции газов поз. *30* и 33,6% отработанного ре циркулирующего запыленного СА с температурой 75°С поз. *25*. Далее двухфазный поток транспортируется по пылепроводу в сепаратор поз. *8*, где мелкие частицы отделяются от крупных. Последние возвращаются в мельницу на домол, а мелкодисперсная пыль и газы вводятся в циклон поз. *9*, где газ отделяется от частиц. Мелкодисперсная фаза направляется в промежуточный бункер пыли поз. *10*, а запыленный СА с помощью мельничного вентилятора поз. *11* в количестве 80543 м^3/ч с температурой 75°С используется в качестве агента, транспортирующего пыль к основным горелкам поз. *15*, и 40739 м^3/ч агента направляется на рециркуляцию.

Угольная пыль из бункера *10* с помощью аэрационного питателя *29* в соотношении 80-100 кг пыли на кг транспортирующего агента подается в пылепровод *33*, где смешивается с 66,4% отработанного СА, вследствие чего массовая концентрация пыли снижается до 0,64 кг/кг. В этом случае вместо аэрационных пылепитателей *29* целесообразно использовать лопастные.

В вариантах 1 и 2 используется двухвентиляторная схема, поэтому в расчетах пылесистемы величина присосов воздуха принималась 25% [3−5]. Из табл. 3 видно, что минимально допустимая температура СА по условиям конденсации водяных паров на 3°С выше температуры отработанного СА, что влечет за собой выпадение влажной пыли на стенки трубопроводов.

Из-за низких тепловых напряжений объема в предтопке (q_{V1} = 446270 ккал/(ч·м^3) и q_{V2} = 448563 ккал/(ч·м^3)) температура газов на выходе из него для вариантов 1 (t''_{zonI1} = 1598°С) и 2 (t''_{zonI2} = 1548,6°С) значительно ниже, чем при сжигании АШ в парогенераторе ТПП-210А (табл. 3; рис. 2, 3) и при сжигании пыли донецкого угля марки Г (отсев) в открытой однокамерной топке котла с q_{V} = 727173 ккал/(ч·м^3) и паропроизводительностью 950 т/ч (t''_{zonI} = 1729°С) [1].

В варианте 1 наблюдается подъем факела за счет подачи рециркулирующих дымовых газов в горелки и малого значения коэффициента избытка воздуха на выходе из топки $\alpha_{\text{т}}$ = 1,1, о чем свидетельствует уменьшение параметра M_1, учитывающего характер распределения температуры по высоте топки. Его значение без учета влияния рециркуляции газов и коэффициента $\alpha_{\text{т}}$ составляет M_1 = 0,4769 [1], с учетом – $M_{1,\text{рец}}$ = 0,459 [7] (табл. 3). Согласно [1] этот параметр обратно пропорционален температуре газов на выходе из топки $t''_{\text{т1}}$. Расчеты показывают, что без учета влияния рециркуляции газов и коэффициента $\alpha_{\text{т}}$ значение $t''_{\text{т1}}$ = 1177°С, с учетом – $t''_{\text{т1,рец}}$ = 1201°С. Полученная величина $t''_{\text{т1,рец}}$ не попадает в интервал изменения температуры начала шлакования для угля марки ДГ-100 – $t_{\text{н.шл}}$ = 1268±30°С, что говорит об отсутствии шлакования ширмовых поверхностей нагрева. В варианте 2, где $\alpha_{\text{т}}$ = 1,22, значения M_2 и $M_{2,\text{рец}}$ близки, поэтому температуры $t''_{\text{т2}}$ и $t''_{\text{т2,рец}}$ мало отличаются друг от друга.

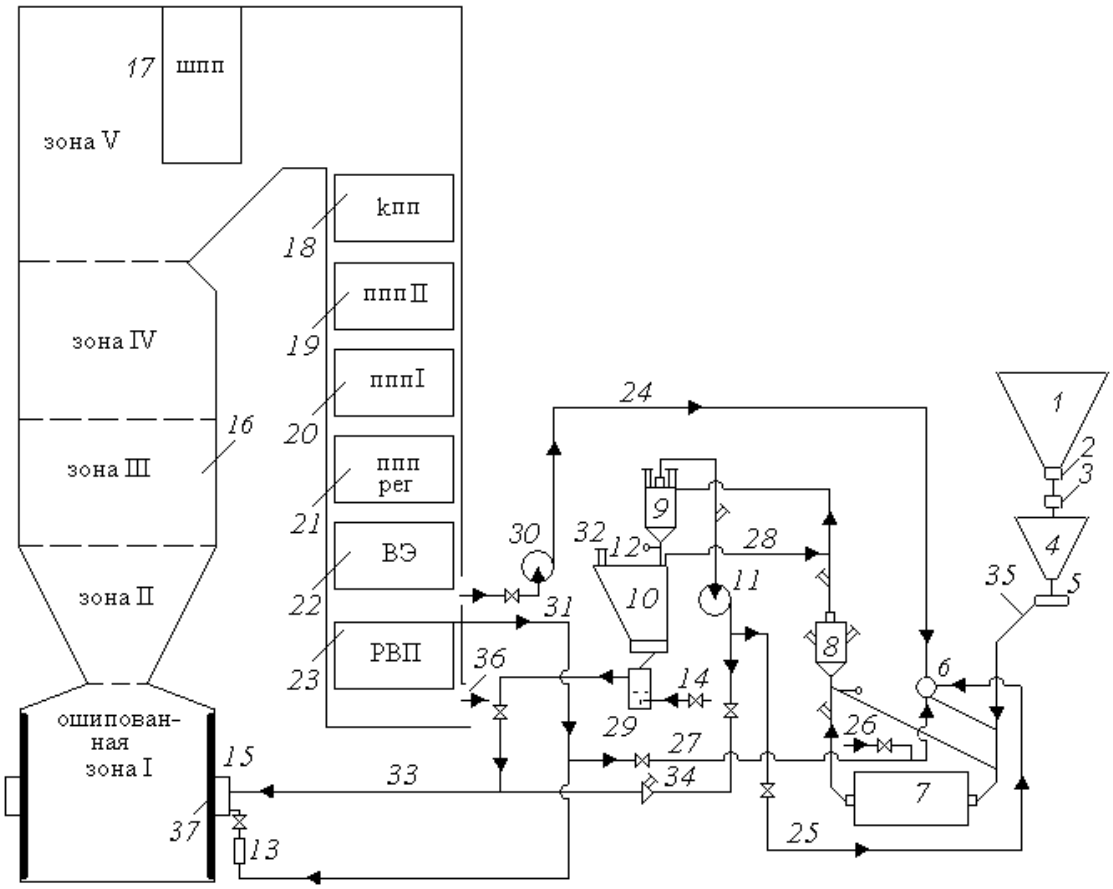

Рис. 4. Схема реконструкции индивидуальной системы пылеприготовления котлоагрегата ТПП-210А с промежуточным бункером пыли и шаровой барабанной мельницей ШБМ-50 и газовоздушной сушкой каменных углей марок Г и ДГ-100: *1 – бункер угля; 2 – отсекающий шибер; 3 – автовесы; 4 – весовой бункер; 5 – питатель угля; 6 – смеситель; 7 – шаровая барабанная мельница; 8 – сепаратор; 9 – циклон; 10 – бункер пыли; 11 – мельничный вентилятор; 12 – мигалка; 13 – короб вторичного воздуха; 14 – ожижающий агент; 15 – основные горелки; 16 – топка; 17 – ширмовый пароперегреватель (шпп); 18 – выходная ступень острого пара (кпп); 19 – выходная ступень вторичного пара (пппII); 20 – первая ступень вторичного пара (пппI); 21 – регулировочная ступень промежуточного пароперегревателя; 22 – водяной экономайзер (ВЭ); 23 – регенеративный вращающийся воздухоподогреватель (РВП); 24 – трубопровод рециркуляции дымовых газов; 25 – трубопровод рециркуляции отработанного СА; 26 – клапан присадки холодного воздуха; 27 – трубопровод горячего воздуха на сушку; 28 – трубопровод влагоотсоса; 29 – аэрационный питатель; 30 – дымосос рециркуляции газов (ДРГ); 31 – трубопровод горячего воздуха; 32 – взрывной клапан; 33 – пылепровод к основным горелкам; 34 – короб первичного воздуха; 35 – течка сырого угля; 36 – уходящие газы; 37 – шлак.*

Fig.4. The scheme of the individual pulverization system reconstruction of the boiler TPP-210A with the intermediate dust bunker and the ball mill ShBM-50 and gas-air drying of the coals of G and DG-100 grades: *1 – coal bunker; 2 – cutting gate; 3 – automatic scales; 4 – weighing hopper; 5 – coal feeder; 6 – the mixer; 7 – ball mill; 8 –separator; 9 – cyclone; 10 – dust bunker; 11 – mill fan; 12 – flasher; 13 – a box of secondary air; 14 –fluidizing agent; 15 – main burners; 16 – furnace; 17 – screen superheater (шпп); 18 – output stage of hot steam (кпп); 19 – output stage of secondary steam (пппII); 20 – first stage of secondary steam (пппI); 21 – regulating stage of intermediate superheater; 22 – water economizer (ВЭ); 23 – regenerative rotating air heater (РВП); 24 – pipeline of flue gases recirculation; 25 – recirculation line of spent drying agent; 26 – cold air additive valve; 27 – hot air line for drying; 28 – the pipeline of the moisture pump; 29 – aeration feeder; 30 – smoke exhauster of recirculating gases (ДРГ); 31 – hot air line; 32 – the explosive valve; 33 – dust line to the main burners; 34 – box of primary air; 35 – raw coal flow; 36 – outgoing gases; 37 – slag.*

Для организации процесса устойчивого жидкого шлакоудаления необходимо, чтобы температура t''_{zonI} превышала минимальную температуру факела $t_{\text{ф,min}}$, которая существенно зависит не только от значений $t_{\text{н.ж}}$ и t_0, но и от их разности $\Delta t = t_{\text{н.ж}} - t_0$ [2]. Численные исследования показывают ($t_{\text{н.ж}} \approx 1440$°C), что при $\Delta t = 40$°C – $t_{\text{ф,min}} = 1539$°C, параметр А, характеризующий толщину шлаковой пленки в предтопке, равен 1,76 мм [1]; при $\Delta t = 50$°C – $t_{\text{ф,min}} = 1560$°C, А = 1,8 мм; при $\Delta t = 70$°C – $t_{\text{ф,min}} = 1596{,}5$°C, А = 1,9 мм; при $\Delta t = 90$°C – $t_{\text{ф,min}} = 1628{,}5$°C, А = 1,96 мм. Отсюда следует, что для построения режимов устойчивого жидкого шлакоудаления в варианте 1 величина Δt не должна превышать 70°C, в варианте 2 – $\Delta t \le 40$-45°C.

В варианте 1, где коэффициент $\alpha_{\text{т}} = 1{,}1$, велика вероятность формирования окиси углерода по всей камере сгорания за счет малого коэффициента избытка воздуха в горелках $\alpha_{\text{гор}} < 1$, что повлечет за собой появление газовой коррозии поверхностей нагрева [6].

Несколько иная картина получается при сжигании угля марки Г в котле ТПП-210А блока №4 Трипольской ТЭС (вариант 3). В этом случае количество испаренной влаги в пылесистеме оказывается в 2,75 раза меньше, чем в вариантах 1 и 2, вследствие чего температура СА на входе в мельницу понижается с 300°C (вариант 1) до 166,9°C за счет присадки холодного воздуха. Здесь СА формируется из трехкомпонентной смеси: 29,85% дымовых газов, отобранных после ВЭ с температурой 394,6°C поз. *24*, 20% холодного воздуха поз. *26* и 50,14% рециркулирующего отработанного СА с температурой 75°C поз. *25* (табл. 3). В варианте 3 температура газов $t''_{\text{zonI3}} = 1620$°C выше, чем в вариантах 1 и 2 за счет более низкого значения коэффициента рециркуляции дымовых газов $r_{\text{рец3}} = 3{,}85\%$ ($r_{\text{рец2}} = 7{,}38\%$ и $r_{\text{рец1}} = 8{,}38\%$) и более высокой теплоты сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$. При этом температура на выходе из топки $t''_{\text{т1,рец}} = 1207$°C на 4°C меньше нижней границы диапазона изменения температуры начала шлакования для угля марки Г – $t_{\text{н.шл}} = 1241 \pm 30$°C, из-за чего существует опасность шлакования ширм.

Рассмотрим более детально вопрос об обеспечении непрерывного вытекания жидкого шлака из летки топочной камеры котла ТПП-210А для варианта 3. Основные трудности, возникающие при решении этого вопроса, связаны с определением тем или иным путем значения $t_{\text{н.ж}}$, так как опытные данные об этой величине, о чем говорилось выше, отсутствуют. Согласно [1] $t_{\text{н.ж}} = t_3 + 100 = 1450$°C, а из диаграммы $t_{\text{н.ж}} \approx 1350$°C. По этой причине будем анализировать два случая. В первом случае ($t_{\text{н.ж}} = 1450$°C): $\Delta t = 50$°C – $t_{\text{ф,min}} = 1576{,}5$°C, А = 1,7 мм; при $\Delta t = 70$°C – $t_{\text{ф,min}} = 1615$°C, А = 1,758 мм. Исходя из этого следует, что непрерывное вытекание шлака из летки возможно при $\Delta t \le 70$°C ($t''_{\text{zonI3}} > t_{\text{ф,min}}$). Во втором случае ($t_{\text{н.ж}} = 1350$°C): при $\Delta t = 50$°C – $t_{\text{ф,min}} = 1465{,}6$°C, А = 2,1 мм; при $\Delta t = 90$°C – $t_{\text{ф,min}} = 1530{,}6$°C, А = 2,31 мм; при $\Delta t = 150$°C – $t_{\text{ф,min}} = 1599$°C, А = 2,703 мм. Следовательно, организация процесса устойчивого жидкого шлакоудаления возможна при $\Delta t \le 150$°C.

Из табл. 3 видно, что запас по температуре СА в конце установки в варианте 3 незначительный и составляет всего лишь 1°C, что явно недостаточно для предотвращения конденсации водяных паров на стенки пылепроводов.

Для создания запаса по температуре СА, исходя из условия конденсации влаги в пылепроводах, повысим температуру отработанного СА для угля марки ДГ-100 с 75°C до 115°C (табл. 3, вариант 4). В этом случае состав СА на входе в ШБМ-50 включает в себя 95,69% продуктов сгорания, отобранных после ВЭ с температурой 418°C, и 4,3% рециркулирующего отработанного СА с температурой 115°C. При такой организации процесса сушки угля марки ДГ-100 коэффициент рециркуляции $r_{\text{рец4}} = 9{,}92\%$ выше, чем в варианте 2 ($r_{\text{рец2}} = 7{,}38\%$), запас по температуре СА возрастает до 38,9°C, температуры газов на выходе из зоны I и адиабатическая температура горения падают на 16°C и 31°C соответственно, по сравнению с вариантом 2, что усложняет процесс непрерывного шлакоудаления.

Одним из способов уменьшения коэффициента рециркуляции $r_{\text{рец}}$ является частичное замещение доли дымовых газов в сушильном агенте горячим воздухом. В варианте 5 газовоздушная смесь на входе в ШБМ-50 состоит из 55,2% дымовых газов, отобранных после ВЭ с температурой 413°С, 25% горячего воздуха с температурой 384°С поз. *27* и 19,8% рециркулирующего отработанного СА с температурой 90°С (табл. 3). Предложенная схема сушки уменьшает коэффициент рециркуляции с $r_{\text{рец4}}$ = 9,92% до $r_{\text{рец5}}$ = = 5,9% и запас по температуре СА с 38,9°С до 15°С, повышает температуру t''_{zonI} на 25°С, концентрацию окислителя в сушильном агенте с 7,5% до 11,5% по сравнению с вариантом 4. Подобная организация процесса сушки топлива марки ДГ-100 с коэффициентом избытка воздуха на выходе из топки 1,1 представлена в варианте 6.

Для повышения запаса по температуре СА, обеспечивающего невыпадение влажной пыли в пылепроводах, предлагается схема сушки угля марки Г с четырехкомпонентным составом СА на входе в мельницу, который включает в себя 35,3% продуктов сгорания, отобранных после ВЭ с температурой 393,8°С, 15% горячего воздуха с температурой 369°С, 10% холодного воздуха и 39,69% рециркулирующего отработанного СА с температурой 110°С (табл. 4, вариант 7). Эта схема позволяет увеличить запас по температуре СА по условию конденсации водяных паров до 36°С, понизить долю рециркулирующего СА на 10%, оставив практически без изменений величины $r_{\text{рец}}$ и t''_{zonI} и содержание кислорода во влажном сушильном агенте по сравнению с вариантом 3. Аналогичная схема сушки угля марки Г с коэффициентом избытка воздуха на выходе из топки 1,22 изложена в варианте 8.

Одной из проблем, возникающей при использовании реконструируемой пылесистемы парогенератора ТПП-210А блока №4 Трипольской ТЭС для двух марок газового угля с разным количеством испаренной влаги (марка Г – $\Delta W^{\text{р}}$ = = 3,6%, ДГ-100 – $\Delta W^{\text{р}}$ = 9,9%), является обеспечение надежной работы пылепровода рециркуляции СА. Для этого необходимо, чтобы скорость газовзвеси в пылепроводе лежала в требуемом интервале скоростей 25-45 м/с [3], выбранном из условия невыпадения пыли на стенки трубопроводов. Решение этой задачи усложняется тем, что через данный пылепровод проходят различные расходы запыленного газа в зависимости от используемого угля: марка Г – 36377,3 м^3/ч, ДГ-100 – 14855,4 м^3/ч. В этих условиях внутренний диаметр пылепровода 458,55 мм определяется по минимальным значениям расхода 14855,4 м^3/ч и скорости 25 м/с. Далее находится скорость СА при размоле угля марки ДГ-100 61,2 м/с, которая оказывается выше верхнего предела указанного интервала 45 м/с, что повлечет за собой повышение перепада давления на рассматриваемом участке.

Анализ работы системы пылеприготовления и парогенератора ТПП-210А блока №4 Трипольской ТЭС при сушке каменного угля марок Г и ДГ-100 дымовыми газами со сбросом СА в сбросные горелки зоны II (рис. 5).

Предлагаемая концепция реконструкции системы пылеприготовления котлоагрегата ТПП-210А, сжигающего уголь марки Г (вариант 9), существенно отличается от предыдущих, изложенных в вариантах 3, 7 и 8. Здесь вместо горячего и холодного воздуха, присутствующих в СА, используются уходящие дымовые газы, отобранные после РВП поз. *24* при помощи ДРГ поз *30*. Это позволяет уменьшить объемную концентрацию кислорода во влажном сушильном агенте с 13,39% до 9,704% и сократить количество рециркулирующего СА до 32,9% (табл. 4, ср. варианты 8 и 9).

Для достижения высоких значений адиабатической температуры горения 2186°С и $t''_{\text{zonI,9}}$ = = 1706°С и степени выгорания угля марки Г (до 96%) в данной концепции реализовано пять технических решений: 1) высококонцентрированная подача сухой угольной пыли в основные горелки в соотношении 80-100 кг пыли на 1 кг транспортирующего агента; 2) ввод отработанного очищенного СА с температурой 110°С в сбросные горелки, расположенные в зоне II, которая не оказывает влияния на выгорание топлива в предтопке, вследствие чего не происходит затягивания факела в охладительную зону и шлакования ширм. Кроме того, такое техническое решение позволяет уменьшить избыток воздуха в зоне I, а

также способствует регулированию температур $t''_{т9}$ и вторичного пара. Для более тонкой регулировки указанных температур и избытка воздуха в топке (особенно при низких нагрузках) предусмотрен сброс отработанного СА в газоход за котлом перед золоуловителями поз. *39*; 3) в ошипованную зону подается высушенное топливо, у которого низшая теплота сгорания $Q_н^c$ = 5810,4 ккал/кг выше, чем у сырого угля $Q_н^p$ = 5575 ккал/кг; 4) глубокая очистка (до 99%) отработанного СА от пыли за счет установки после циклона рукавного циклонного фильтра поз. *36* способствует снижению мехнедожога; 5) неиспользование тепловой энергии горячего воздуха на испарение влаги угля.

Высокий уровень взрывобезопасности пылесистемы в варианте 9 характеризуется тремя критериями: 1) значение объемной концентрации окислителя в отработанном СА с учетом присосов воздуха в пылесистему менее 10% за счет сушки угля марки Г дымовыми газами; 2) запас по температуре СА во избежание конденсации водяных паров составляет 36°С; 3) скорости газовзвеси в пылепроводах лежат в требуемых диапазонах, выбранных из условия невыпадения пыли на стенки трубопроводов (табл. 4, вариант 9).

Предлагаемая концепция отличается от аналогичной, разработанной для котла ТП-100 [8] тем, что здесь предусмотрена рециркуляция отработанного СА, которая способствует снижению величины $r_{рец}$, что благотворно влияет на температурный уровень в предтопке.

При работе парогенератора ТПП-210А на угле марки Г на нагрузке 285 МВт СА на входе в пылесистему формируется из продуктов сгорания, отобранных после ВЭ и РВП с помощью ДРГ поз. *30* с температурами 415°С и 161,3°С в количестве 37,08% и 30% соответственно и 32,916% отработанного очищенного СА с температурой 110°С. После смешения температура СА на входе в мельницу составила 243°С.

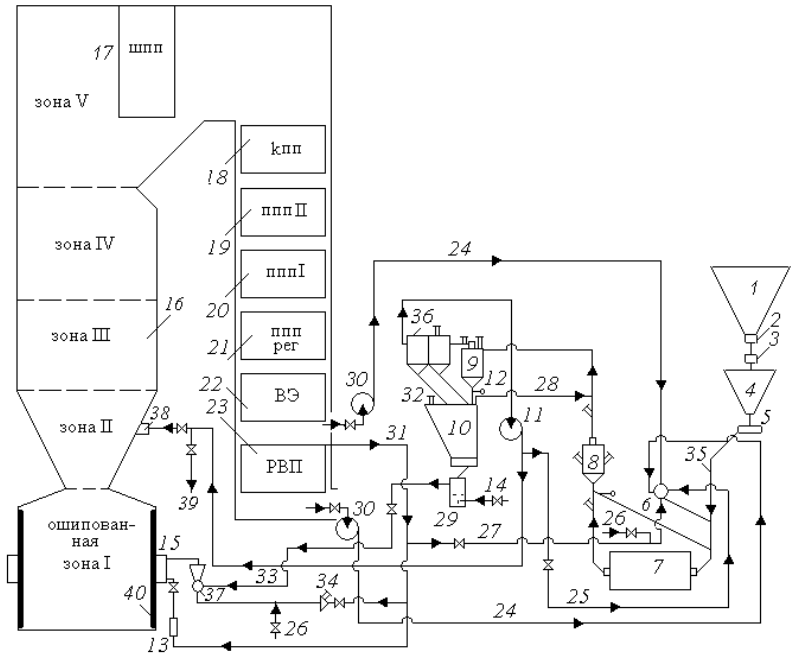

Рис. 5. Схема реконструкции индивидуальной системы пылеприготовления котлоагрегата ТПП-210А с промежуточным бункером пыли и шаровой барабанной мельницей ШБМ-50 и газовой сушкой каменных углей марок Г и ДГ-100: *Обозначения 1 – 35 те же, что на рис. 4; 36 – рукавный циклонный фильтр; 37 – эжектор; 38 – сбросные горелки; 39 – трубопровод сброса СА в газоход за котлом; 40 – шлак.*

Fig. 5. Reconstruction scheme of the individual dust preparation system of the boiler unit TPP-210A with an intermediate dust bunker and ball mill ShBM-50 and gas drying of coal grades G and DG-100: *notation 1 – 35 is the same as in Fig. 4; 36 – baghouse filter; 37 – ejector; 38 – discharge burners; 39 – pipeline of drying agent discharge into the flue behind the boiler; 40 – slag.*

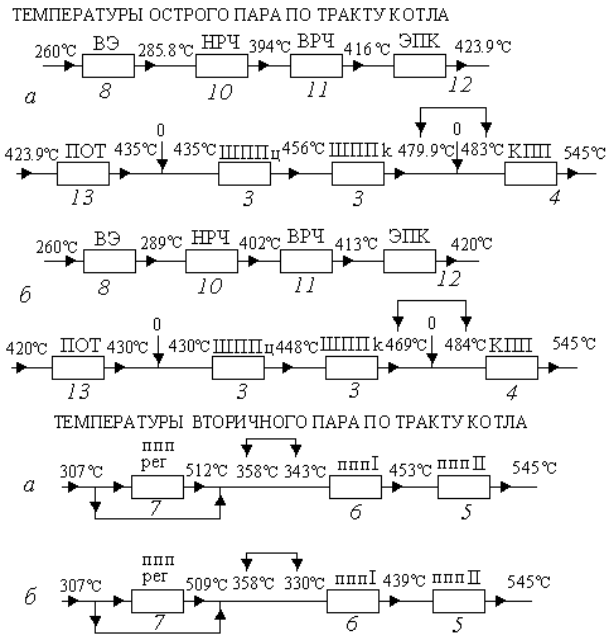

Рис. 6. Распределение расчетных температур первичного и вторичного пара по тракту котла ТПП-210А для вариантов 6 (*а*) и 10 (*б*)
(обозначения те же, что на рис. 1).

Fig. 6. Distribution of design temperatures of primary and secondary steam along the TPP-210A boiler path for options 6 (*a*) and 10 (*b*) *(notation is the same as in Fig. 1).*

При сушке угля марки ДГ-100 нет необходимости в использовании уходящих дымовых газов, отобранных после РВП, так как температура СА на входе в мельницу в варианте 10 на 94°С выше, чем в 9 (табл. 4). Здесь целесообразно применить двухкомпонентную смесь: 71,18% дымовых газов, отобранных после ВЭ с температурой 428°С и 28,81% рециркулирующего отработанного очищенного СА с температурой 90°С (табл. 4, вариант 10). В отличие от варианта 9, в 10 разность теплоты сгорания $Q_н^c - Q_н^p$ = 631 ккал/кг значительно выше за счет более высокой влажности исходного угля (табл. 1), благодаря чему в варианте 10 температура $t^{//}_{\text{zonI},10}$ = 1714°С оказывается несколько выше, чем в 9 – $t^{//}_{\text{zonI},9}$ = 1706°С (табл. 4, ср. варианты 9 и 10). Однако в варианте 10 запас по температуре СА по условию конденсации влаги на 28,5°С ниже, чем в 9 из-за более низкой температуры отработанного очищенного СА и более высокой влажности исходного топлива.

На рис. 6 изображено распределение температур первичного и вторичного пара по тракту котла ТПП-210А, сжигающего уголь марки ДГ-100, на нагрузке 285 МВт при отключенных впрысках по острому пару. Видно, что для поддержания заданной температуры пара 545°С перед цилиндром высокого давления необходимо иметь температуру среды на входе в кпп 484°С поз. *4* (рис. 6 *б*). Однако температура первичного пара после ширмового пароперегревателя поз. *3* оказывается на 15°С ниже необходимой, что говорит о недостатке тепловосприятия острого пара, в то время как во вторичном тракте наблюдается переизбыток тепла (на вход в пппI поз. *6* поступает среда с температурой 358°С, что на 28°С выше необходимой). Для устранения указанного недостатка необходимо излишек тепловой энергии передать от вторичного пара к первичному при помощи паропарового теплообменника, который поставлялся заводом-изготовителем в комплекте с котлом. В настоящее время котел работает без паропарового теплообменника, что усложняет решение задачи. Если температуру вторичного пара на выходе из парогенератора можно отрегулировать установленными впрысками (что явно неэкономично), то непонятно, где взять недостающее тепло для острого пара. Причина недобора тепла первичного пара в варианте 10 связана с уменьшением тепловосприятия НРЧ и ВРЧ из-за впрыска холодного отработанного СА в зону II, из-за чего температуры в зонах II-V, а, следовательно, и их тепловосприятия падают. В этом случае можно попробовать перенести место ввода отработанного СА из зоны II в зону V или сбросить часть СА в газоход за котлом перед золоуловителями поз. *39*.

Таблица 3. Результаты расчетов вариантов 1-5 парогенератора ТПП-210А блока №4 Трипольской ТЭС и системы пылеприготовления (на один корпус)

Table 3. Calculations results of variants 1-5 of steam generator TPP-210A block 4 of Tripillya power station and the dust preparation system (per one body)

Наименование величин	Номер варианта				
	1	2	3	4	5
Марка угля	**ДГ-100, сертификат №150**	**ДГ-100, сертификат №150**	**Г, сертификат №49**	**ДГ-100, сертификат №150**	**ДГ-100, сертификат №150**
Расход питательной воды, кг/ч	475000	475000	475000	475000	475000
Расход вторичного пара, кг/ч	400000	400000	400000	400000	400000
Нагрузка котла, МВт	285	285	285	285	285
Низшая теплота сгорания угля $Q_н^р$, ккал/кг	5022	5022	5575	5022	5022
Полный расход топлива на котел, кг/ч	65420	65756	58962	65756	65756
Состав СА на входе в пылесистему	дымовые газы	дымовые газы	дымовые газы, воздух	дымовые газы	дымовые газы, воздух
Место подачи рециркулирующих газов в котел	основные горелки	основные горелки	основные горелки	основные горелки	основные горелки
Место отбора рециркулирующих газов в котле	после ВЭ	после ВЭ	после ВЭ	после ВЭ	после ВЭ
Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки	1,1	1,22	1,13	1,22	1,22
Параметр М ($М_{рец}$)	0,4769 (0,459)	0,4769 (0,472)	0,4769 (0,456)	0,4769 (0,476)	0,4769 (0,471)
Средняя тепловая нагрузка радиационных поверхностей нагрева в зоне I, ккал/(ч·м^2)	142882	128282	147649	123872	130813
Тепловое напряжение объема зоны I, ккал/(ч·м^3)	446270	448563	446506	448563	448563
Допустимое тепловое напряжение объема зоны I, ккал/(ч·м^3)	650000-750000				
Адиабатическая температура горения, °С	1965	1859	2009	1828	1878
Средняя температура факела в зоне I, °С	1620	1549	1649	1533	1562,8
Температура газов на выходе из зоны I, °С	1598	1548,6	1620	1533	1558
То же из зоны II, °С	1428	1407,5	1440,8	1398,5	1411,9
То же из зоны III, °С	1369	1358	1379	1351,9	1361
То же из зоны IV, °С	1265	1265	1272	1262	1266,8
Температура газов на выходе из топки, вычисленная с помощью параметра М (с учетом $М_{рец}$), °С	1177 (1201)	1175,6 –	1181 (1207)	1172,8 –	1176,9 –
Температура газов на выходе из шпп, °С	1048	1055	1051	1054,9	1055
Температура газов на выходе из поворотной камеры, °С	989	1000	991	1000	999,5
Температура газов на выходе из кпп, °С	821	837,2	820	840	835,4
Температура газов на выходе из пппII, °С	700	715	685	718	713,2

Наименование величин	Номер варианта				
	1	2	3	4	5
Марка угля	**ДГ-100, сертификат №150**	**ДГ-100, сертификат №150**	**Г, сертификат №49**	**ДГ-100, сертификат №150**	**ДГ-100, сертификат №150**
Температура газов на выходе из пппI, °С	567	576	556	578	574,5
Температура газов на выходе из регулировочной ступени ппп, °С	493	504	483	507	502
Температура газов на выходе из экономайзера, °С	404	415,3	394,6	418	413
Температура газов на выходе из горячей части РВП, °С	178	181,5	177,8	181	180
Температура газов на выходе из холодной части РВП (уходящие газы), °С	140	141,6	139,6	141	141
Температура холодного воздуха на входе в холодную часть РВП, °С	30	30	30	30	30
Температура горячего воздуха на выходе из РВП, °С	379	386	369	388	384
Минимальная температура стенки в горячей части РВП, °С	143	145,9	145,3	144	145,5
Минимальная температура стенки в холодной части РВП, °С	98	98,8	98	98,8	98,8
Температура точки росы, °С	92	90,4	125,5	90,4	90,4
Характеристики пылесистемы					
Тонина помола, R_{90}	28	28	28	28	28
Коэффициент размолоспособности	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Температура отработанного СА, °С	75	75	75	115	90
Температура угля перед нисходящей сушкой, °С	0	0	0	0	0
Температура точки росы в пылесистеме, °С	73	73	69	71	70
Количество испаренной влаги	0,101	0,101	0,03673	0,101	0,101
Количество СА на 1 кг сырого угля на входе в пылесистему, кг/кг	1,1985	1,19319	1,4312	1,05675	1,1385
Температура СА на входе в пылесистему, °С	300	300,9	166,9	405,9	339,8
Доля горячего воздуха от количества СА на входе в пылесистему	–	–	–	–	0,25
Доля холодного воздуха от количества СА на входе в пылесистему	–	–	0,2	–	–
Доля рециркулирующего отработанного СА от количества СА на входе в пылесистему	0,33595	0,35698	0,5014	0,04307	0,19821
Доля газов, отобранных после ВЭ, от количества СА на входе в пылесистему	0,664	0,643	0,29853	0,95692	0,55178
Количество влажного СА в конце пылесистемы, кг/кг	1,68535	1,6732	1,8281	1,7003	1,65205
Расход влажного СА в конце пылесистемы, $м^3/ч$	121282	121030	118567	122991	119496
Содержание кислорода во влажном СА в конце пылесистемы	0,07531	0,08378	0,12509	0,07514	0,11478

Наименование величин	Номер варианта				
	1	2	3	4	5
Марка угля	ДГ-100, сертификат №150	ДГ-100, сертификат №150	Г, сертификат №49	ДГ-100, сертификат №150	ДГ-100, сертификат №150
Доля газов, отобранных после ВЭ, от количества газов после места отбора, $r_{рец}$	0,08388	0,07386	0,03845	0,0992	0,05974
Влагосодержание отработанного СА на выходе из пылесистемы, г/кг	352,6	350,8	241	314	290,6
Минимально допустимая температура СА по условиям конденсации водяных паров, °С	78	78	74	76,1	75
Запас по температуре СА в конце установки, °С	-3	-3	1	38,9	15
Скорость СА в пылепроводе мельница-сепаратор, м/с	16,5	16,5	16,1	16,8	16,3
Рекомендуемые скорости СА в пылепроводе мельница-сепаратор, м/с	15-18				
Скорость СА в пылепроводе сепаратор-циклон, м/с	14,6	14,6	14,3	14,8	14,4
Рекомендуемые скорости СА в пылепроводе сепаратор-циклон, м/с	14-16				

Таблица 4. Результаты расчетов вариантов 6-10 парогенератора ТПП-210А блока №4 Трипольской ТЭС и системы пылеприготовления (на один корпус)

Table 4. Calculations results of variants 6-10 of steam generator TPP-210A block 4 of Tripillya power station and the dust preparation system (per one body)

Наименование величин	Номер варианта				
	6	7	8	9	10
Марка угля	ДГ-100, сертификат №150	Г, сертификат №49	Г, сертификат №49	Г, сертификат №49	ДГ-100, сертификат №150
Расход питательной воды, кг/ч	475000	475000	475000	475000	475000
Расход вторичного пара, кг/ч	400000	400000	400000	400000	400000
Нагрузка котла, МВт	285	285	285	285	285
Низшая теплота сгорания угля $Q_н^р$, ккал/кг	5022	5575	5575	5575	5022
Полный расход топлива на котел, кг/ч	65420	58926	59189	59919	66147,9
Состав СА на входе в пылесистему	дымовые газы, воздух	дымовые газы, воздух	дымовые газы, воздух	дымовые газы	дымовые газы
Место подачи рециркулирующих газов в котел	основные горелки	основные горелки	основные горелки	в зону II	в зону II
Место отбора рециркулирующих газов в котле	после ВЭ	после ВЭ	после ВЭ	после ВЭ и РВП	после ВЭ
Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки	1,1	1,116	1,22	1,17	1,18
Параметр М ($М_{рец}$)	0,4769 (0,457)	0,4769 (0,455)	0,4769 (0,467)	–	–
Средняя тепловая нагрузка радиационных поверхностей нагрева в зоне I, ккал/(ч·м^2)	145934	149246	134828	176287	179032

Наименование величин	**Номер варианта**				
	6	**7**	**8**	**9**	**10**
Марка угля	**ДГ-100, сертификат №150**	**Г, сертификат №49**	**Г, сертификат №49**	**Г, сертификат №49**	**ДГ-100, сертификат №150**
Тепловое напряжение объема зоны I, ккал/(ч·м^3)	446270	446239	448230	455553	456680
Допустимое тепловое напряжение объема зоны I, ккал/(ч·м^3)	650000-750000				
Адиабатическая температура горения, °С	1988	2020,6	1916	2186	2202,4
Средняя температура факела в зоне I, °С	1634	1656	1589,6	1768	1778
Температура газов на выходе из зоны I, °С	1608	1625	1578	1706	1714
То же из зоны II, °С	1432,6	1442	1423	1338	1322
То же из зоны III, °С	1372	1380	1370	1299	1285
То же из зоны IV, °С	1265,9	1271	1272	1216	1204
Температура газов на выходе из топки, вычисленная с помощью параметра М (с учетом $M_{рец}$), °С	1177,6 (1204)	1181,6 (1206)	1182 (1192)	1148,8 –	1139,1 –
Температура газов на выходе из шпп, °С	1047	1050	1057,8	1031,6	1023,9
Температура газов на выходе из поворотной камеры, °С	988	990	1000	978	971
Температура газов на выходе из кпп, °С	818,8	818	833	820	817,05
Температура газов на выходе из пппII, °С	697,6	683	697,4	690,8	689,4
Температура газов на выходе из пппI, °С	566	555	561	561,8	562,4
Температура газов на выходе из регулировочной ступени ппп, °С	492	482	491	492	493
Температура газов на выходе из экономайзера, °С	402	393,8	402	415	428
Температура газов на выходе из горячей части РВП, °С	178,9	178	180,4	202,6	194
Температура газов на выходе из холодной части РВП (уходящие газы), °С	140	140	140,9	161,3	151,09
Температура холодного воздуха на входе в холодную часть РВП, °С	30	30	30	30	30
Температура горячего воздуха на выходе из РВП, °С	377	369	374	394	401
Минимальная температура стенки в горячей части РВП, °С	144,3	146,6	147,8	171	158
Минимальная температура стенки в холодной части РВП, °С	98,2	98,18	98,6	112	105,4
Температура точки росы, °С	92	125	124,3	124,9	90,9
Характеристики пылесистемы					
Тонина помола, R_{90}	28	28	28	28	28
Коэффициент размолоспособности	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

Наименование величин	**Номер варианта**				
	6	**7**	**8**	**9**	**10**
Марка угля	**ДГ-100, сертификат №150**	**Г, сертификат №49**	**Г, сертификат №49**	**Г, сертификат №49**	**ДГ-100, сертификат №150**
Температура отработанного СА, °С	90	110	110	110	90
Температура угля перед нисходящей сушкой, °С	0	0	0	0	0
Температура точки росы в пылесистеме, °С	70	69	66	69	77,5
Количество испаренной влаги	0,101	0,03673	0,03673	0,03673	0,101
Количество СА на 1 кг сырого угля на входе в пылесистему, кг/кг	1,14368	1,29675	1,2919	1,27892	1,1511
Температура СА на входе в пылесистему, °С	338,9	242,3	242	243,5	337,3
Доля горячего воздуха от количества СА на входе в пылесистему	0,25	0,15	0,15	0	0
Доля холодного воздуха от количества СА на входе в пылесистему	–	0,1	0,1	0	0
Доля рециркулирующего отработанного СА от количества СА на входе в пылесистему	0,1725	0,39699	0,40872	0,32916	0,2881
Доля газов, отобранных после ВЭ, от количества СА на входе в пылесистему	0,57746	0,353	0,3412	0,3708	0,7118
Доля газов, отобранных после РВП, от количества СА на входе в пылесистему	–	–	–	0,3	0
Количество влажного СА в конце пылесистемы, кг/кг	1,66265	1,8311	1,8236	1,7734	1,6206
Расход влажного СА в конце пылесистемы, м3/ч	119648	118694	118733	116889	117923
Содержание кислорода во влажном СА в конце пылесистемы	0,10706	0,12918	0,1339	0,09704	0,0825
Доля газов, отобранных после ВЭ, от количества газов после места отбора, $r_{рец}$	0,06875	0,04171	0,03724	0,04	0,07606
Доля газов, отобранных после РВП, от количества газов после места отбора, $r_{рец}$	–	–	–	0,02748	0
Влагосодержание отработанного СА на выходе из пылесистемы, г/кг	292	225	221	274	343
Минимально допустимая температура СА по условиям конденсации водяных паров, °С	75	74	71	74	82,5
Запас по температуре СА в конце установки, °С	15	36	39	36	7,5
Скорость СА в пылепроводе мельница-сепаратор, м/с	16,3	16,1	16,1	15,9	16,1
Рекомендуемые скорости СА в пылепроводе мельница-сепаратор, м/с	15-18				
Скорость СА в пылепроводе сепаратор-циклон, м/с	14,4	14,2	14,2	14,05	14,2
Рекомендуемые скорости СА в пылепроводе сепаратор-циклон, м/с	14-16				

Выводы. 1. С использованием разработанной методики расчета проведено широкое численное исследование теплообмена и физико-химических процессов в котле ТПП-210А блока №4 Трипольской ТЭС, сжигающего АШ (или угли газовой группы марок Г и ДГ-100) на нагрузках 300 и 285 МВт. Показано, что расчетные значения температур пара и дымовых газов по тракту котла хорошо согласуются с паспортными данными и экспериментальными измерениями ЦКТИ [6] и цеха наладки Трипольской ТЭС.

2. Показано, что существующие концепции реконструкций проектных пылесистем, базирующиеся на технических решениях, заимствованных из схем пылеприготовления и топливоподачи котла ТПП-312, нельзя считать вполне обоснованными, так как парогенератор ТПП-312 изначально был сконструирован на сжигание каменного угля с тепловым напряжением объема в ошипованной зоне (727173 ккал/(ч·м^3)) в 1,62 раза больше, чем в котле ТПП-210А блока №4 Трипольской ТЕС, что сказывается на эффективности выгорания угля марок Г и ДГ-100. Проблема усугубляется тем, что в горелки котла ТПП-210А подаются рециркулирующие газы, которые понижают температурный уровень в зоне I и тем самым создают неблагоприятные условия для выгорания твердого топлива.

3. Показано, что при сушке угля марки ДГ-100 двухкомпонентной смесью − дымовыми газами, отобранными после ВЭ, и рециркулирующим сушильным агентом с температурой 75°С происходит отложение влажной пыли в пылепроводах. Для недопущения этого температура отработанного СА повышается с 75°С до 115°С, вследствие чего запас по температуре СА по условию конденсации влаги увеличивается до 38,9°С, однако температуры газов на выходе из ошипованной зоны и адиабатическая температура горения падают на 16°С и 31°С соответственно за счет повышения коэффициента рециркуляции $r_{\text{рец}}$ до 9,92%. Предложен способ уменьшения коэффициента $r_{\text{рец}}$ за счет частичного замещения доли продуктов сгорания в сушильном агенте горячим воздухом, благодаря чему значение $r_{\text{рец}}$ снижается в 1,68 раза, а температура газов на выходе из ошипованной зоны повышается на 25°С. При этом объемное содержанием кислорода в сушильном агенте $O_2 < 16\%$.

4. Показано, что при подаче рециркулирующих дымовых газов в основные горелки и малого значения коэффициента $\alpha_{\text{т}}$ происходит затягивание факела в зону охлаждения, вследствие чего температура газов на выходе из топки при сжигании, например, угля марки Г повышается на 26°С и составляет $t''_{\text{т,рец}}$ = 1207°С. Полученное значение $t''_{\text{т,рец}}$ на 4°С меньше нижней границы диапазона изменения температуры начала шлакования $t_{\text{н.шл}}$ = 1241±30°С, поэтому здесь существует вероятность шлакования ширм.

5. Для двух марок углей Г и ДГ-100 выполнены приближенные оценки температуры $t_{\text{н.ж}}$: с использованием диаграммы зависимости $t_{\text{н.ж}}$ от химического состава кислых оксидов и на основе рекомендаций [1]. Согласно диаграмме: для марки ДГ-100 – $t_{\text{н.ж}} \approx$ 1440°С, марки Г – $t_{\text{н.ж}} \approx$ 1350°С. Согласно [1]: для марки ДГ-100 – $t_{\text{н.ж}}$ = 1440°С, марки Г – $t_{\text{н.ж}} = t_3 + 100$ = 1450°С. Так как полученные значения температуры $t_{\text{н.ж}}$ для угля марки Г сильно отличаются друг от друга, необходимо величину $t_{\text{н.ж}}$ определить опытным путем, а также экспериментально измерить температуру t_0 для двух типов угля.

6. Для двух марок углей Г и ДГ-100 проанализировано влияние разности температур $\Delta t = t_{\text{н.ж}} - t_0$ на минимальную температуру факела $t_{\text{ф,min}}$, необходимую для надежного шлакоудаления. Основное условие, при котором обеспечивается непрерывное вытекание жидкого шлака из летки – $t''_{\text{zonI}} > t_{\text{ф,min}}$. Показано, что в варианте 1 (марка ДГ-100), где $t''_{\text{zonI,1}}$ = 1598°С, режим устойчивого жидкого шлакоудаления достигается при таких параметрах: $\Delta t \le 70$°С и $t_{\text{ф,min}} \le 1596{,}5$°С; в варианте 2 (марка ДГ-100), где $t''_{\text{zonI,2}}$ = 1548,6°С – при $\Delta t \le 40$°С и $t_{\text{ф,min}} \le 1539$°С; в варианте 3 (марка Г): а) $t_{\text{н.ж}}$ = 1450°С, $t''_{\text{zonI,2}}$ = 1620°С, $\Delta t \le 70$°С и $t_{\text{ф,min}} \le 1615$°С, б) $t_{\text{н.ж}}$ = 1350°С, $t''_{\text{zonI,2}}$ = 1620°С, $\Delta t \le 150$°С и $t_{\text{ф,min}} \le 1599$°С.

7. Показано, что для обеспечения надежной работы пылепровода рециркуляции СА в пределах требуемых скоростей 25-45 м/с при размоле двух марок газового угля необходимо выбирать внутренний диаметр трубопровода по минимальным значениям расхода рециркулирующего СА 14855,4 м^3/ч (вариант 6, марка ДГ-100) и его скорости 25 м/с. В этих условиях внутренний диаметр пылепровода составляет 458,55 мм, а скорость газа в нем при максимальном расходе СА 36377,3 м^3/ч (вариант 7, марка Г) в 1,36 раза выше верхней границы требуемого интервала скоростей, что повлечет за собой повышение перепада давления на рассматриваемом участке.

8. Предложена новая концепция реконструкции пылесистемы котла ТПП-210А, сжигающего каменный уголь марок Г и ДГ-100, которая существенно отличается от предыдущих. Высокий уровень взрывобезопасности пылесистемы достигается за счет сушки каменного угля дымовыми газами (O_2 < 10%), большим запасом по температуре СА во избежание конденсации влаги и скоростями газовзвеси в пылепроводах, обеспечивающими невыпадение пыли на стенки труб.

Высокие значения температур в зоне I и степени выгорания угольной пыли (до 96%) достигаются путем сброса СА в зону II (что также способствует уменьшению избытка воздуха в предтопке), подачи в горелки высококонцентрированной сухой пыли, глубокой (до 99%) очистки отработанного СА от пыли, неиспользования тепловой энергии воздуха на испарение влаги угля и подачи в предтопок высушенного топлива, у которого $Q_н^c > Q_н^р$.

1. *Кузнецов Н.В., Митор В.В. и др.* Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) – М.: Энергия, 1973. – 296 с.

2. *Вербовецкий Э Х., Жмерика Н.Г.* Методические указания по проектированию топочных устройств энергетических котлов – Санкт–Петербург, 1996. – 270 с.

3. *Соколов Н.В., Кисельгоф М.Л.* Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов (Нормативные материалы) – Л.: ОНТИ ЦКТИ, 1971. – 313 с.

4. *Инструкция по обеспечению* взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива (СО 153-34.03.352-2003) № 251, 2003 г. – 19 с.

5. *Правила технічної експлуатації* електричних станцій і мереж № 296 (ГКД 34.20.507-2003), 2003. – 477 с.

6. *Шагалова С.Л., Шницер И.Н.* Сжигание твердого топлива в топка парогенераторов. – Л.: Энергия, 1976. – 176 с.

7. *Тепловой расчет котлов* (Нормативный метод) – Санкт-Петербург, 1998. – 259 с.

8. *Рохман Б.Б.* Численный анализ различных схем реконструкции существующей системы пылеприготовления при переводе парогенератора ТП-100 с АШ на газовый каменный уголь // Відновлювана енергетика. – 2017. – №2. – С. 6–16.

ДОСЛІДЖЕННЯ РІЗНИХ СХЕМ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПРОЕКТНОЇ СИСТЕМИ ПИЛОПРИГОТУВАННЯ ПРИ ПЕРЕВЕДЕННІ ПАРОГЕНЕРАТОРА ТПП-210А БЛОКУ №4 ТРИПІЛЬСЬКОЇ ТЕС З АШ НА ГАЗОВЕ ВУГІЛЛЯ МАРОК Г І ДГ-100

Б.Б. Рохман, докт.техн.наук
Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, 04070,
м. Київ, вул. Андріївська, 19
тел. +38-044-425-53-77
e-mail: Brolene@yahoo.com
ORCID 0000-0002-1270-6102

Проаналізовано різні варіанти реконструкції пилосистеми котла ТПП-210А блоку №4 Трипільської ТЕС для спалювання вугілля марок Г і ДГ-100, які розрізняються між собою способом сушіння (димові гази або їх суміш із повітрям) і місцем скидання сушильного агента в топку. Показано, що: а) при скиданні сушильного агента в основні пальники температурний рівень і ступінь вигоряння вугілля в передтопку падають, що приводить до затягування факела і шлакування ширм; б) при сушінні вугілля димовими газами і рециркулюючим сушильним агентом з температурою 75°С відбувається відкладення вологого пилу в пиловодах. Запропоновано нову концепцію реконструкції пилосистеми, яка має високий рівень вибухобезпеки (O_2 <10%) за рахунок сушки вугілля газами і великий запас по температурі сушильного агента за умовою конденсації вологи. Високі температури і ступінь вигоряння вугілля в передтопку забезпечуються шляхом подачі висококонцентрованого сухого пилу в пальники, глибоким очищенням відпрацьованого сушильного агента від пилу і скиданням його в охолоджену зону. Ця схема дозволяє значно розширити діапазон регулювання навантаження парогенератора в порівнянні з існуючими. Бібл.8, табл.4, рис.6.

Ключові слова: *парогенератор, сушка, система пилоприготування, вугілля, зашипована зона, сушильний агент, шлак, пальник.*

REFERENCES

1. *Kuznetsov N.V., Mitor V.V. i dr.* (1973). *Teplovoy raschet kotelnyih agregatov (Normativnyiy metod)* [Thermal calcu-

lation of boiler units (Normative method)]. Moscow, USSR: Energiya [in Rus].

2. *Verbovetskiy E.H., Zhmerika N.G.* (1996). *Metodicheskie ukazaniya po proektirovaniyu topochnyih ustroystv energeticheskih kotlov* [Methodological instructions for the design of combustion devices for power boilers]. Sankt-Peterburg, Russia [in Rus].

3. *Sokolov N.V., Kiselgof M.L.* (1971). *Raschet i proektirovanie pyileprigotovitelnyih ustanovok kotelnyih agregatov (Normativnyie materialyi)* [Calculation and design of pulverizing units of boilers (Normative materials)]. Leningrad, USSR: ONTI TsKTI [in Rus].

4. *Instruktsiya po obespecheniyu vzryivobezopasnosti toplivopodach i ustanovok dlya prigotovleniya i szhiganiya pyilevidnogo topliva (SO 153-34.03.352-2003*) [Instruction for explosion safety of fuel supply and units for the preparation and combustion of pulverized fuel (CO 153-34.03.352-2003) #251] Moscow, Russia [in Rus].

5. *Pravyla tekhnichnoyi ekspluatatsiyi elektrychnykh stantsiy i merezh #296 (HKD 34.20.507-2003*) [The rules of technical operation of electric power stations and networks № 296]. Kyiv, Ukraine [in Ukr].

6. *Shagalova S.L., Shnitser I. N.* (1976). *Szhiganie tverdogo topliva v topka parogeneratorov* [Burning solid fuel in the furnace of steam generators]. Leningrad, USSR: Energiya [in Rus].

7. *Teplovoy raschet kotlov (Normativnyiy metod)* [Thermal calculation of boilers (Normative method)](1998). Sankt-Peterburg, Russia [in Rus].

8. *Rohman B.B.* (2017). Chislennyiy analiz razlichnyih shem rekonstruktsii suschestvuyuschey sistemyi pyileprigotovleniya pri perevode parogeneratora TP-100 s ASh na gazovyiy kamennyiy ugol [Numerical analysis of various schemes for reconstructing the existing dust preparation system when changing the TP-100 steam generator operation from burning anthracite culm to burning gas coal]. *Vidnovluvana energetika* [*Renewable energy*] 2, 6–16 [in Rus].

SYNOPSES

Using the developed calculation technique, a theoretical study of the processes of heat exchange and combustion of anthracite culm (or coals of the gas group of G and DG-100 grades) in the TPP-210A boiler of unit No. 4 of Trypillia TPP at 300 and 285 MW was carried out. It is shown that when the АШ is burned, the distribution of steam and flue gas temperatures along the boiler path is in good agreement with the experimental data of the CKTI [6] and the workshop of the Trypillia TPP. It is shown that drying of DG-100 coal with flue gases and a recirculating drying agent at 75 °C results in the deposition of moist dust in the dustlines. Increasing of the spent drying agent temperature from 75 °C to 115 °C increases the temperature margin of the drying agent on the condition of condensation of moisture to 38.9 °C, but reduces the temperature of the gases at the exit of the studded zone and the adiabatic combustion temperature due to the growth of the gas recirculation ratio up to 9.92%. A method is proposed for reducing the gas recirculation ratio by partially replacing of combustion products in the drying agent with hot air. A new concept for the reconstruction of the dust system of the TPP-210A boiler burning gas coal, is based on five main technical solutions: 1) a highly concentrated supply of dry coal dust to the main burners in a ratio of 80-100 kg of dust per 1 kg of a transporting agent; 2) injection of the spent drying agent into the cooled zone, which does not affect the combustion of fuel in the pre-furnace, allows to reduce the excess air in it; 3) dried fuel having lowest heat of combustion higher than that of the row coal, is supplied to the active combustion zone; 4) deep cleaning (up to 99%) of the spent drying agent from dust due to installation of a bag cyclone filter after the cyclone helps to reduce unburned carbon; 5) not using the thermal energy of hot air for evaporating the moisture of coal. High level of explosion protection of the dust-system is achieved due to the fulfillment of three conditions: a) the volume concentration of the oxidant in the spent drying agent with allowance for air inflow in the dust-system is less than 10% due to the coal drying with flue gases; b) a large margin of the drying agent temperature to avoid condensation of water vapor; c) the velocities of the gas suspension in the dustlines lie in the required ranges selected from the condition of dust non-falling on the pipelines walls.

Стаття надійшла до редакції 04.10.17
Остаточна версія 30.11.17