

Четыркин Сергей Викторович

бакалавр техн. наук, магистрант

Научный руководитель

Долгих Александр Юрьевич

старший преподаватель

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский

Томский политехнический университет»

г. Томск, Томская область

DOI 10.21661/r-541053

ВЛИЯНИЕ НЕПРОЕКТНОГО ТОПЛИВА НА ХАРАКТЕРИСТИКИ КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

***Аннотация:** в статье рассматриваются вопросы определения влияния качества непроектного твердого топлива на надежность и эффективность работы котельного оборудования тепловых электростанций и теплоэлектроцентралей, разработка методов оценки влияния качества топлива на работу котельного оборудования и способов обеспечения его оптимальной работы.*

***Ключевые слова:** непроектное твердое топливо, НТП, тепловые электростанции, ТЭС, теплоэлектроцентраль, ТЭЦ, характеристики топлива, влагосодержание, зольность, низшая теплота сгорания, котлоагрегат, абразивность, продукты сгорания, механический недожог, высокозольное топливо.*

Вынужденное, по объективным причинам, использования в «Большой» энергетике непроектного твердого топлива (НТП) с применением традиционных способов подготовки и факельного сжигания сопровождается значительными трудностями, связанными с непригодностью оборудования для эффективной работы при высоких показателях зольности и влажности.

В реальных условиях эксплуатации при сжигании угля ухудшенного качества сильно усложняется работа пылеприготовительного оборудования [1], топки котла, горелок и конвективных поверхностей нагрева [2–4]. Надежность

работы котла и вспомогательного оборудования при этом резко снижается, а затраты на ремонт растут [5–7]. Кроме того, эксплуатация котельного оборудования в условиях сжигания НТП сопровождается увеличением примесей воздуха и, как следствие, ростом теплотерь с проходящими газами (q_2). Рост потери тепла с механическим недожогом (q_4) может достигать 15% вместо проектных 2–5%, существенно снижая КПД брутто котельной установки [8; 9].

В результате длительного выработки шахт и значительного истощения качественных пластов угольных бассейнов вследствие перехода на механизированное угледобыча качественные характеристики топлива большинства угольных бассейнов ухудшились. Общее снижение качественных характеристик угля вызвано комплексным процессом, обусловленным ростом его балласта [10]. Как правило, на ТЭС и ТЭЦ используют марки угля-А (антрацит), т (тощий) и частично Г (газовый), Д (длиннопламенные), остальные уголь поступает на процесс коксования.

За своими реакционными свойствами А и П принадлежат к категории наиболее инертных твердых видов топлива, а соответственно к числу тяжелых для сжигания в связи со слабым развитием пористой структуры и малым содержанием летучих веществ, низкой реакционной способностью и необходимостью тонкого помола, низкой размольной способностью и большой абразивностью, высокой температурой воспламенения.

Трудности, возникающие на протяжении многих лет при сжигании вышеуказанного угля, осложняются ухудшением его характеристик. Тенденцию ухудшения теплотехнических характеристик твердого топлива (теплота сгорания Q_{iy} , зольность A , влагосодержание W), поступающего на ТЭС и ТЭЦ в сравнении с его проектными показателями можно наблюдать на рис. 1 на примере работы ТЭЦ и ТЭС Украины за последние 40 лет.

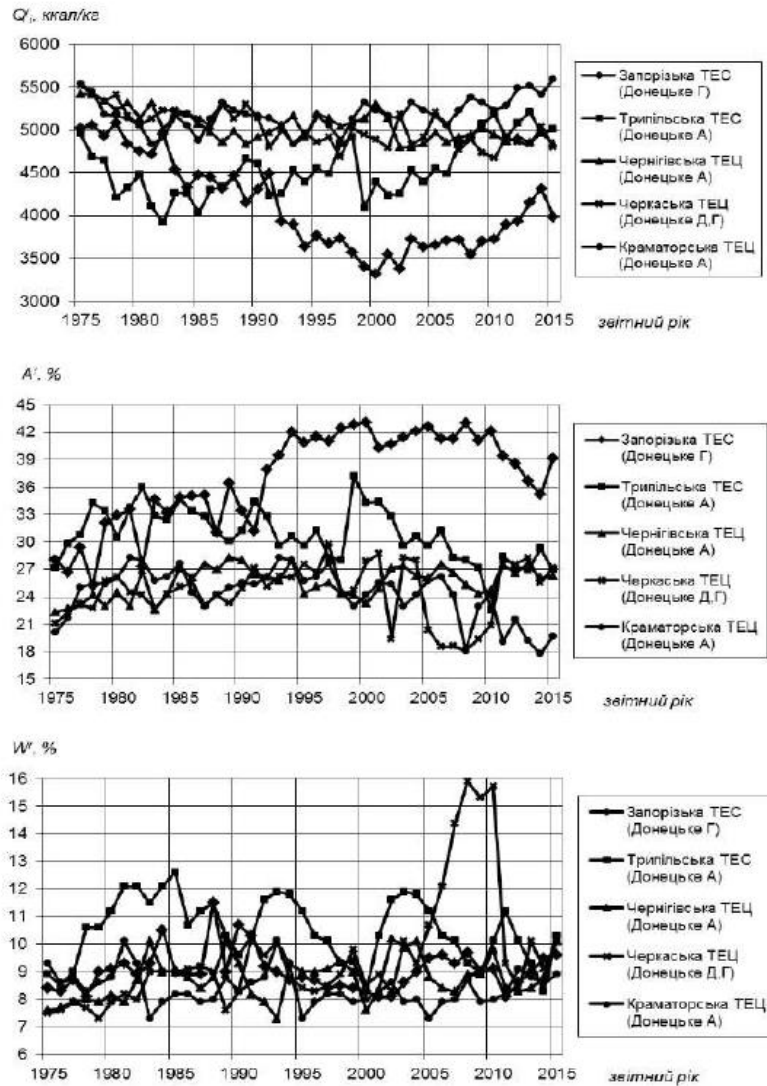


Рис. 1. Показатели качества угля (Q_n , A , W), что сжигалось на ТЭС и ТЭЦ

Очевидным является тот факт, что средняя низшая теплота сгорания угля, что сжигалось на ТЭС и ТЭЦ в 1975 году, колеблется в пределах 5200–5400 ккал/кг, в то время как в 2015 году она составляла 4700–4900 ккал/кг. Ухудшение качества происходило за счет увеличения средних значений влажности с 8–9% в 1975 году до 10–11% в 2015 году и зольности – с 23–25% в 1975 году до 26–28% в 2015 году (рис. 1).

Анализ статистических данных, изображенных графиками на рисунке 1, констатирует существенное ухудшение теплотехнических показателей качества твердого топлива, что поступало на приведенные на рисунке ТЭС и ТЭЦ в течение последних 40 лет.

В современных условиях рыночной экономики большинство ТЭС и ТЭЦ вынуждены искать новые источники поставки угля с минимальным отклонением его качественного состава от проектного топлива.

Даже незначительные отклонения в тепловых и компонентных характеристиках сжигания непроектного типа топлива (НТП) могут привести к значительным осложнениям в процессе эксплуатации котла и надежность его работы.

Рассмотрим эксплуатационные характеристики котла на примере однобарабанного ТП-10, изготовленного Таганрогским котельным заводом «Красный котельщик» (турбина в блоке ПТ-60–90/13). Производительность данного оборудования составляет 220т/час, рабочее давление в барабане 110 кгс/см², температура перегретого пара 540°С. Минимальная производительность 130 т/ час, КПД – 91,6%. Топка котла – камерная для сжигания топлива в пылевидном состоянии. В качестве растопочного топлива применяется мазут марки М – 40 или М – 100. Котел оборудован четырьмя мазутными форсунками типа МФПР – 3, смонтированными под горелками. Распыл мазута производится паром 14 кгс/см. На котлах дополнительно выполнены врезки от воздушной разводки на распыл мазута. Для сжигания применяются угли марки «Д» и марки «Б-3». Котлоагрегат оборудован индивидуальной системой пылеприготовления с промежуточным бункером угольной пыли. Для очистки дымовых газов от золы на котлоагрегате установлены мокрые золоуловители. Каждый агрегат оборудован дымососной, вентиляторной установками.

Схема взаимосвязей технологических процессов пылеприготовления, пылеподачи, сжигания и удаление продуктов сгорания из котла с изменением концентрации и количества компонентов в дымовых газах в оборудовании твердотопливных электростанций схематично представлена на рис. 2.

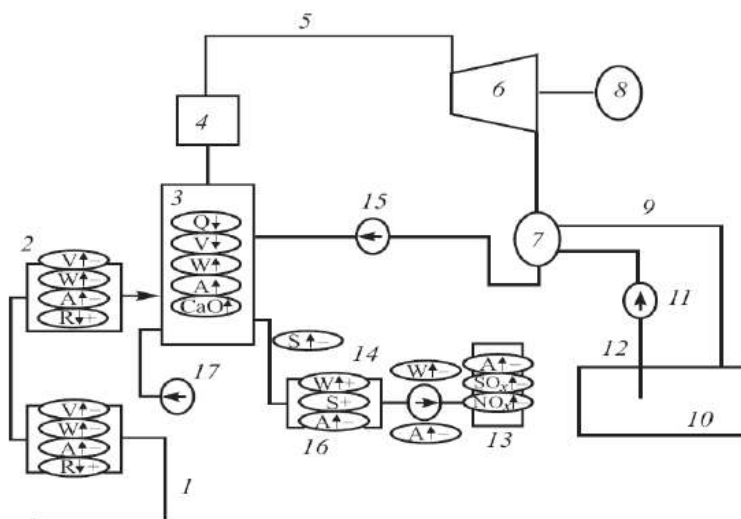


Рис. 2. Принципиальная схема взаимосвязей компонентов топлива с технологическими процессами котлов: 1 – топливоподача; 2 – пылеприготовление; 3 – топка котла; 4 – пароперегреватель; 5 – паропровод; 6 – паровая турбина; 7 – конденсатор; 8 – электрогенератор; 9 – охлаждающая обратная вода; 10 – водохранилище; 11 – циркуляционный насос; 12 – охлаждающая прямая вода; 13 – дымовая труба; 14 – дымосос; 15 – питательный насос; 16 – золоулавливатель; 17 – дутьевой вентилятор

Влияние состава компонентов и теплотехнических характеристик твердого топлива (например, выхода летучих веществ или A_g , W_r , Q_r и) на работу котла и его узлов можно оценить по существующим методикам [9], однако охватить влияние всего их перечня для нестабильных и неопределенных по составу смесей угля очень сложно.

Следует отметить, что оптимальные показатели работы ТЭС в основном наблюдаются только при сжигании топлива в топке котла проектной качества. При сжигании проектного (паспортного) вида угля, на которое был рассчитан и построен котел [10], его энергетические показатели имеют высоко качественные показатели (табл. 1). Существенное отличие наблюдается лишь в потерях теплоты от механического недожога, которая снижается для топлива с высоким выходом летучих (бурый и каменный уголь) $\sim 0,5\text{--}1,0\%$ и повышается для такого малореакционного топлива, как антрацит до $\sim 6\%$.

Расчетные эксплуатационные характеристики котлов с жидким шлакоудалением

№ п/п	Уголь	Избыток воздуха в топке, a_m	Тепловое напряжение объема топки q_v , кВт/м^3	Толщина помола R_{90} , %	Потеря теплоты от механиче- ского недожога q_4 , %	Доля выноса зола $a_{всн}$
1. Открытые топки						
1.1	Антрацит	1,20÷1,25	145	6÷7	6	0,9
1.2	Постное	1,20÷1,25	185	8÷10	4	0,85
1.3	Каменный	1,15÷1,20	185	20÷25	0,5	0,8
1.4	Бурый	1,15÷1,20	210	40÷50	0,3	0,8
2. Полуоткрытые топки						
2.1	Антрацит	1,20÷1,25	170	6÷7	5	0,9
2.2	Постное	1,20÷1,25	200	8÷10	4	0,85
2.3	Каменный	1,15÷1,20	200	20÷25	0,5	0,8
2.4	Бурый	1,15÷1,20	230	40÷50	0,3	0,7

Примечания:

– в диапазоне 100÷70% паропроизводительности котла q_4 принимают согласно таблице 1;

– значение q_4 для антрацитового штыба (АШ) и постного угля (П) данные для нормативного топлива;

– при снижении паропроизводительности на 50% от номинала q_4 увеличиваются в 1,5 раза;

– при сжигании смеси угольной пыли с газом (мазутом):

доля газа или мазута 0 0,1 0,2 0,3 0,4 0,5;

доля нормативных потерь q_4 1 1,4 1,6 1,4 1,1 0,3.

Значение q_4 увеличивается при снижении производительности котлоагрегата. Отклонения компонентного и химического состава угольного топлива от проектного может негативно влиять как на работу котельного оборудования, так и на работу энергетического блока электростанции. Целесообразно рассмотреть вероятность негативного влияния на котельное оборудование изменения концентрации различных компонентов в составе угольного топлива, которое отличается от проектного.

Для определения влияния влажности на тепловую ценность угля, например, Донецкого антрацита построим соответствующую номограмму (рис. 3) на которой показано, как разделяется сухая масса и влага в 1 кг уголь. Рабочая влажность топлива согласно [7; 8] принята для АШ на уровне 8,5%.

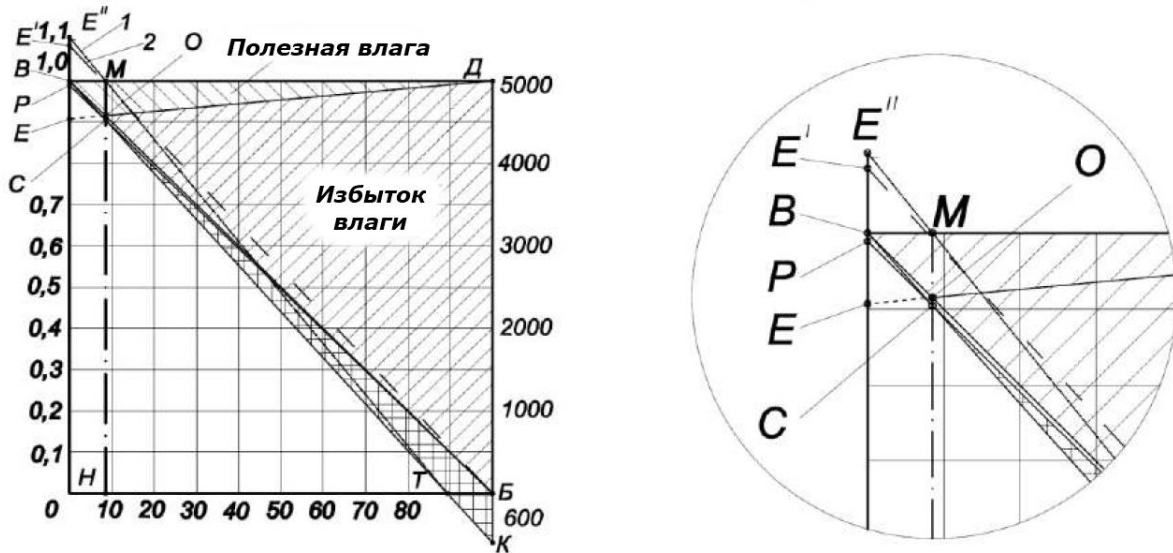


Рис. 3. Диаграмма тепловой ценности АШ повышенной зольности в зависимости от его влажности: 1 – эквивалент по калорийности; 2 – эквивалент по сухой массе от его влажности

На рис. 3 точка Н соответствует расчетной влаге 8,5%. Отрезок ОМ составляет массу влаги 0,085 кг, а отрезок ОН – 0,915 кг сухой массы. Линия ЭД составляет необходимую часть влаги (приложение к сухой массе) для соблюдения соотношения условной влажности В (на единицу сухой массы 0,085 влаги).

Это соотношение существует при любой влажности АШ. Избыток влаги характеризуется отрезками, формируют треугольник ДОБ, а ее недостача ОН содержится в области ВОЕ. Прямая Е'МБ соответствует постоянному условному соотношению влаги и сухой массы антрацита. Можно сказать, что это линия массового эквивалента АШ, которым можно пользоваться для пересчета натуральной массы в массу с условной влажностью W_u . Такой перерасчет можно применить при учете топлива и планировании его снабжения.

Линия ТМ является линией калорийного эквивалента. Площадь треугольника БВК составляет расход сухой массы и тепла на испарение всей рабочей

влаги АШ. Избытка влаги, выделенном в области БОД, соответствует потеря, размещенная в треугольнике КСБ. Недостачи влаги в области ВОЭ соответствует величина пониженных потерь в треугольнике ВСР. Линия РБ соответствует изменению теплоты сгорания топлива без учета потерь на испарение влаги.

На основании проведенных аналитических и расчетных исследований определены поправки: пересчет влажности по массовой формуле при $W_f=10\%$ составляет ~ 10 ккал/кг, при $W_f=15\%$ составляет ~ 43 ккал/кг, а в процентном соотношении наблюдается тенденция к уменьшению погрешности вместе с повышением $Q_{iу}$, что и отображено в табл. 2.

Таблица 2

Поправка на пересчет влажности АШ по массовой формуле

$Q_{iу}$, ккал/кг	Погрешность массовой формулы, % при влажности АШ		
	5%	10%	15%
4000	-0,547	+0,246	+1,066
5000	-0,459	+0,197	+0,852
6000	-0,383	+0,164	+0,710

Экономичность работы котлоагрегатов снижается с повышением влажности топлива, поскольку более скрытую теплоту парообразования влаги, учтенная в низшей рабочей теплоте сгорания угля в топке котла расходуется еще и тепло на нагрев и испарение водяных паров до температуры отходящих газов. Водяной пар в топке занимает определенный объем, уменьшая полезный объем дымовых газов, передают теплоту к поверхностям нагрева топки, снижая температуру горения, увеличивая механический недожег, который дестабилизирует процесс горения топлива при переменных концентрациях влаги в отдельных партиях НТП.

Таким образом, изменение концентрации влаги в угле способна влиять на технологический процесс сжигание угля в топке котла и на показатели его эксплуатации. На рис. 4 изображен возможный принципиальное влияние повышения влажности угля на некоторые показатели эксплуатации котла и энергетического блока электростанции.

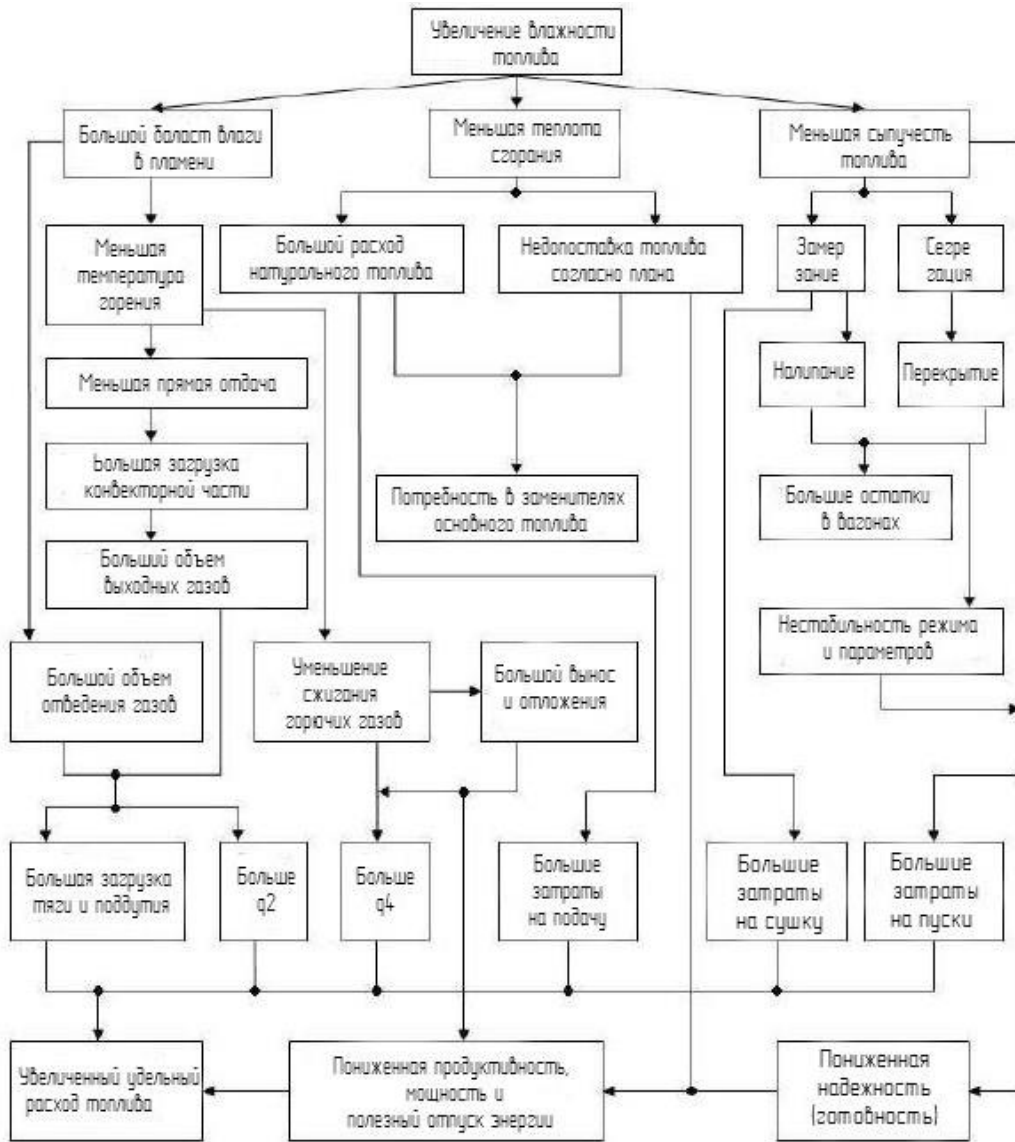


Рис. 4. Схема принципиального влияния влагосодержания в угле на некоторые показатели эксплуатации котла

Высокозольное топливо может использоваться на электростанциях при условии соблюдения условий эксплуатации котлоагрегатов и систем топливоподачи, запроектированные перед строительством котла, а именно: необходимо обеспечивать работу запроектированных средств борьбы с жужелированием; системы обдува, очистки и защиты от эрозионного износа поверхностей нагрева газового тракта котла и дымососов.

Диаграмма теплоценности топлива (рис. 5) в зависимости от его зольности создана по аналогии с диаграммой, приведенной на рис. 3.

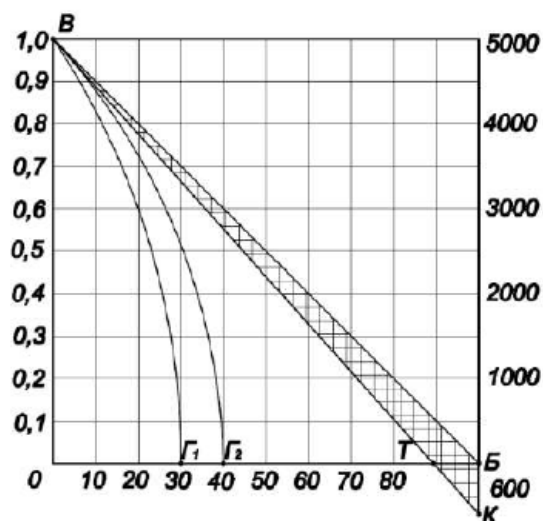


Рис. 5. Диаграмма тепловой ценности АШ в зависимости от его зольности

Тепловая ценность топлива уменьшается еще больше, чем его рабочая теплота сгорания $Q_{iу}$ по линии ВГ2, поскольку с повышением зольности снижается экономичность работы котлов через сильное жужелирования, занос золой и эрозию поверхностей нагрева. Поэтому предельная зольность еще более ограничена точкой Г1. Для АШ зольность ограничивается десятками процентов (рис. 5, кривые ВГ1 и ВГ2).

Соответствующие данные аналитических расчетов для некоторых видов топлива приведены в табл. 3, где относительное изменение рабочей теплоты сгорания характеризует изменение расхода натурального топлива на 1% золы.

При повышении зольности топлива недопоставки его на 1% золы в сухой массе каменного угля составит около 1,2% по весу и в рабочей массе до 1,3%, а бурого соответственно 1,5 и 1,8%.

Таблица 3

Оценка влияния зольности на теплоту сгорания топлива

Название величины	Марка угля		
	АШ	П	Б
Теплота сгорания горючей массы Q_i^{daf} , ккал/кг	7950	7700	6750
Влажность W_g , %	6,5	8,0	19,0
Теплота сгорания обеззоленной массы D, ккал / кг	7395	7040	5360
Изменение теплоты сгорания на 1% золы, ккал/(кг·%):			
в сухой массе топлива Б	74,2	71,0	55,0
в рабочей массе топлива Б ₁	79,5	77,5	77,5

Рабочая низшая теплота сгорания Q_{i^y} , ккал/кг	6000	5900	3700
Относительное изменение Q_{i^y} на 1% золы, %:			
в сухой массе топлива	1,24	1,20	1,48
в рабочей массе топлива	1,33	1,30	1,83

Эксплуатация котла ведется на основе режимной карты, которая составляется по результатам эксплуатационных (балансовых) испытаний, целью которых является установление оптимальных условий работы топки, определение оптимального избытка воздуха и тонкости размола пыли при разных нагрузках, максимально допустимой и минимально устойчивой нагрузки котла, тепловых потерь при работе котла.

Работа котла при переменных нагрузках требует знания рабочего диапазона нагрузок, в котором каждый котел может работать надежно и длительно с заданной экономичностью.

Расчетная номинальная нагрузка $D_{ном}$ является максимальной, которую может длительно нести паровой котел с заданным КПД. Превышение ведет к снижению КПД, росту напряжения металла, более опасному для барабана и коллекторов перегревателя, и при определенных условиях может вызвать аварийный останов котла.

Каждый вид котла имеет допустимую минимальную нагрузку $D_{мин}$, ниже которой работать нельзя. Нижний предел допустимой устойчивой нагрузки определяется:

- устойчивостью процесса горения топлива;
- надежностью работы экранных поверхностей топочной камеры.

По устойчивости горения топлива природный газ и мазут практически не имеют ограничений. Реакционные топлива с большим выходом летучих веществ при твердом шлакоудалении обеспечивают устойчивое горение факела до нагрузки 40–50% $D_{ном}$, остальные топлива (антрациты, тощие угли) – до 50–60% $D_{ном}$. При жидком шлакоудалении ограничение связано с поддержанием жидкотекучего состояния шлака. В этом случае минимальная нагрузка определяется температурой плавления шлаков и конструкцией камеры горения и со-

ставляет обычно 60–75% $D_{ном}$, часто с «подсветкой», то есть сжиганием в отдельных горелках небольшого количества (8–10% по тепловыделению) мазута или природного газа для гарантии против застывания шлаков.

Надежность работы экранных поверхностей при наличии естественной циркуляции зависит от появления застоя и опрокидывания циркуляции в отдельных неудачных по конструкции или условиям обогрева контура труб и по испытаниям ограничивается нагрузкой 30–40% $D_{ном}$. В прямоточных паровых котлах минимальная нагрузка определяется уровнем массовой скорости $\omega_r = 500–600$ кг/(м²с), обеспечивающей допустимую температуру металла поверхности в зоне ядра факела, что отвечает $D_{мин} \approx 30\% D_{ном}$. Применением рециркуляции рабочей среды в экранах топочной камеры можно снизить $D_{мин}$ до 10–15% $D_{ном}$.

В период прохождения максимума нагрузки энергосистемы допускается режим перегрузки энергоблоков примерно на 5% номинальной мощности. Возможность перегрузки заложена в конструкции котла и турбины, однако экономические показатели в условиях перегрузки снижаются. Ограничения перегрузки парового котла связаны с ростом давления пара в барабане котла и пароперегревателя, ростом температуры металла поверхности нагрева, а при сжигании твердого топлива – дополнительно со шлакованием поверхностей топки конвективных пакетов труб в горизонтальном газоходе котла.

На основе прикладного анализа исследовано влияние качества непроектного твердого топлива и режимных факторов на процесс его сжигания в топке с оценкой показателей энерго-экологической эффективности эксплуатации котла.

Проанализирована возможность использования в краткосрочной перспективе непроектного угля путем его факельного сжигания в энергетических котлах тепловых электростанций. Разработана универсальная методика аналитических расчетов для определения уровня энергетической эффективности сжигания угольного топлива с составлением соответствующих схем и номограмм для упрощенных оперативных расчетов персоналом электростанций.

Доказано, что повышение зольности и влажности угля создают проблемы в работе системы подачи и приготовления топлива и увеличивают механический недожог при факельном сжигании угольной пыли. Выявлены проблемы, возникающие при сжигании такого непроектного твердого топлива и предложены пути повышения уровня энерго-экологической эффективности работы котлов, определены основные задачи для сохранения функциональности угольной отрасли.

Полученные результаты оценивают возможность сжигания непроектного угля на существующих котлах тепловых электростанций путем соблюдения новых режимных алгоритмов и проведением малозатратных реконструкций.

Список литературы

1. Левит Г.Т. Пылеприготовление на тепловых электростанциях. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 384 с.
2. Голышев Л.В. Мероприятия по обеспечению работы паровых котлов на углях ухудшенного качества / Л.В. Голышев, В.Л. Белоцерковский, А.П. Вайнштейн // Теплоэнергетика. – 1983. – №4. – С. 7–10.
3. Котлер В.Р. Качество топлива и его влияние на профиль энергетических котлов США // Теплоэнергетика. – 1984. – №5. – С. 67–72.
4. Мадоян А.А. Эффективное сжигание низкосортных углей в энергетических котлах / А.А. Мадоян [и др.]. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 200 с.
5. Шелепов И.Г. Модернизация режимов Эксплуатации ТЭС с учетом качества топлива / И.Г. Шелепов, Д.В. Михайский, А.В. Павленко // Восточно-европейский журнал передовых технологий. – 2005. – №6/2 (18). – С. 144–148.
6. Капельсон Л.М. Организация и проведение опытного сжигания непроектного топлива // Электрические станции. – 2001. – №5. – С. 16–21.
7. Эдельман В.И. О переводе ТЭС Урала, входящих в УралТЭК, с экибастузских на непроектные кузнецкие угли / В.И. Эдельман, Е.Р. Говсиевич, А.П. Мельников // Электрические станции. – 2001. – №1. – С. 2–5.
8. Саломатов В.В. Результаты исследований топочных процессов в котлах с вихревой технологией сжигания // Теплоэнергетика. – 2012. – №6. – С. 3–9.

9. Жуков Е.Б. Исследование горения низкосортных топлив / Е.Б. Жуков, И.Д. Фурсов, В.Е. Голубев // Вестник алтайской науки. – 2008. – №2 (2). – С. 89–95.

10. Капустянский А.О. Динамика изменений качества твердого топлива, которое находится на ТЭС // Международная научно-техническая конференция «Проблемы энергосбережения и пути их решения», Харьков, апрель 2013 р. – С. 131–135.