

Раздел третий

ОБРАЩЕНИЕ С ЗОЛОШЛАКАМИ

3.2. Системы золошлакоудаления ТЭС

3.2.3. Шлакоудаление

3.2.3.2. Влияние технологии удаления шлака на вредные выбросы энергетических котлов

Котлер В.Р., Штегман А.В., ОАО «ВТИ»

АННОТАЦИЯ

В докладе приведены сведения, подтверждающие общемировую тенденцию к увеличению доли угля при производстве электроэнергии. Аналогичный процесс наблюдается и в России, несмотря на пока сравнительно низкие цены на природный газ.

При сжигании угля возможны два варианта удаления шлака из энергетических котлов: чаще всего используются топочные камеры с холодной воронкой (твердое шлакоудаление), но для некоторых углей целесообразно закрывать часть экранов огнеупорной массой и выполнять слабонаклонный под топки котла (жидкое шлакоудаление). Первый вариант предпочтительнее не только с точки зрения удаления (вывода) шлака из топки котла, но и в экологическом аспекте: выбросы оксидов азота в атмосферу при использовании топок с твердым шлакоудалением, оказываются меньше чем в топках с жидким шлакоудалением.

Приведены результаты работы двух котлов, сжигающих бурые угли, после реконструкции с переводом их с жидкого на твердое шлакоудаление.

1. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС

Одним из важнейших факторов развития мировой энергетики в ближайшие годы будет, несомненно, увеличение использования угля для выработки электроэнергии. Этот процесс коснется, конечно, и России, т.к. сегодняшнее состояние топливно-энергетического баланса в нашей стране, безусловно, будет также меняться в сторону большего использования угля. Действительно: Великобритания, закрывшая почти все свои шахты, вырабатывает на импортном угле почти 35 % электроэнергии, а Япония, практически не имеющая своего угля, вырабатывает на угле 28 % электроэнергии. В то же время Россия, занимающая второе место в мире по доказанным запасам угля (рис. 1), пятое место по добыче угля и экспортирующая уголь, производит на угольных электростанциях только 25 % общей выработки электроэнергии [1].

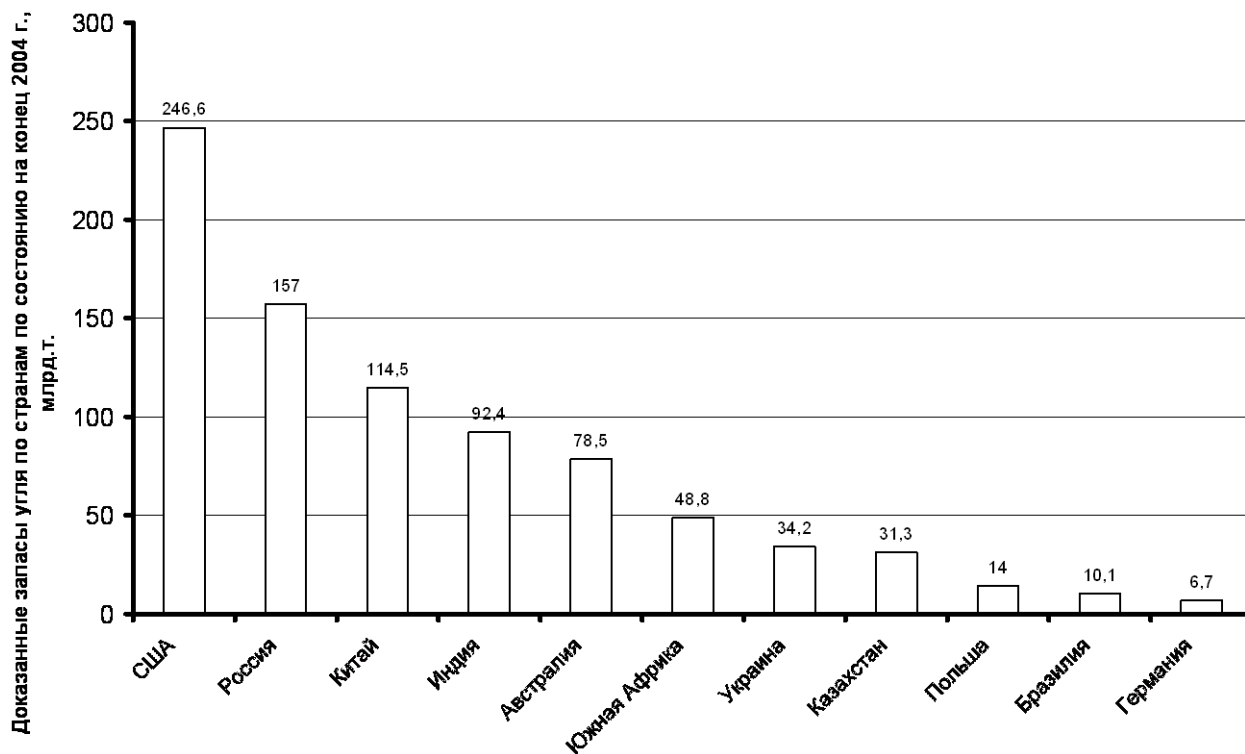


Рис.1. Распределение запасов угля по странам

Чрезвычайно интересная ситуация складывается в США, где традиционно доля угля превышает 50 %

в структуре топливного баланса производства электроэнергии. В одном из последних номеров журна-

ла «Power» [2], по данным Industrial Info Resources, сообщается, что за период с 2000 по 2007 г. в энергетике США наметились кардинальные изменения. На графике (рис. 2) видно, что в 2000 г. при вводе новых энергоблоков на уголь приходилось только 4 установки суммарной мощностью 539 МВт, что

составило 0,8 % суммарной мощности на органическом топливе (уголь, газ, мазут, биомасса, ТБО, мазутный коксик и др.). В том же году на природном газе было сдано в эксплуатацию 580 установок (ПГУ и ГТУ простого цикла) общей мощностью 66657 МВт.

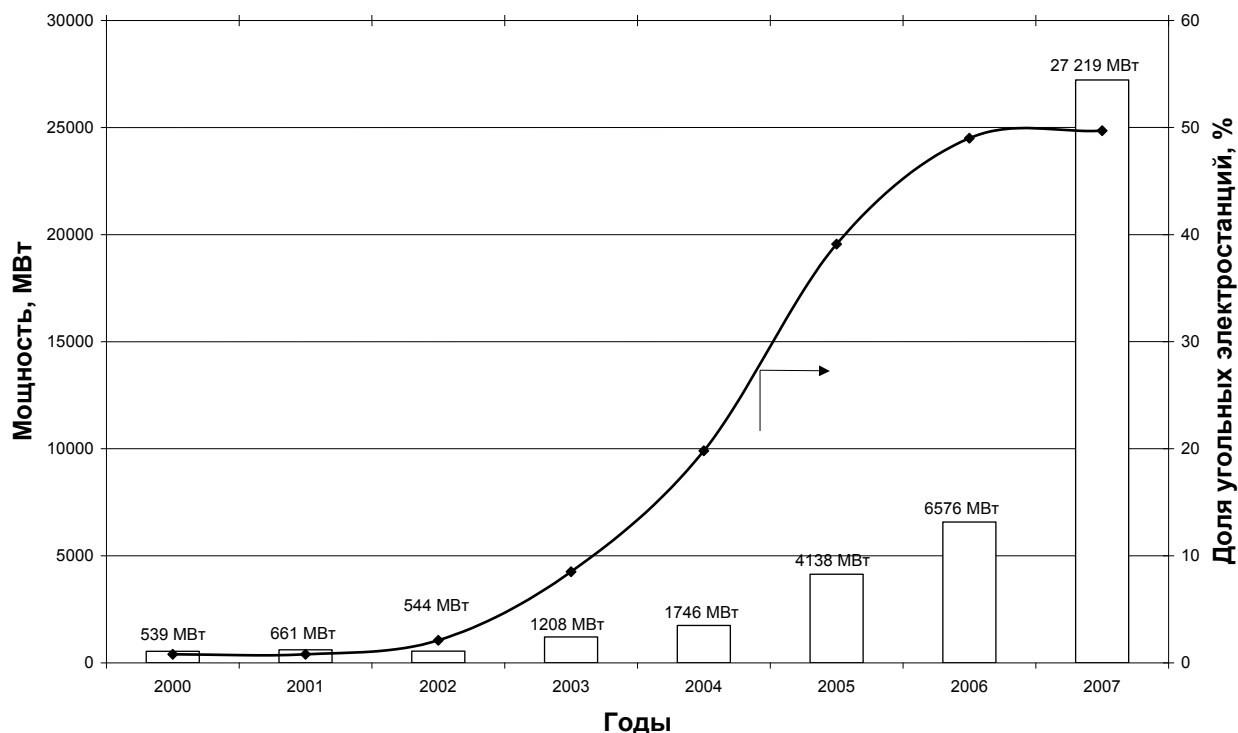


Рис. 2. Ввод новых мощностей в США

В 2007 г. наблюдается другая картина: на твердом топливе предполагается установить 64 блока суммарной мощностью 27219 МВт, а на природном газе — только 25257 МВт. По оценке авторов, вряд ли эти планы будут реализованы полностью, ввод части энергоблоков, очевидно, будет перенесен на более поздние сроки. Но, тем не менее, можно утверждать, что уголь, несмотря на постоянное ужесточение экологических требований по защите атмосферы и почвы, снова становится топливом номер 1. Что касается высокоэкономичных парогазовых установок, то, по крайней мере, для США весьма актуально мнение специалистов из международной консалтинговой компании «Worley Parsons»: «... большинство инвестиций в предшествующее десятилетие (1995—2005 гг.) было сделано в уста-

новки комбинированного цикла (ПГУ), которые сейчас находятся в простое из-за высоких цен на газ. ... Это заставляет многих верить, что принятые решения были ошибкой, которая не должна повториться» [3].

Дело в том, что каким бы высоким не был коэффициент полезного действия, эффективность любой установки будет, в конечном счете, определяться стоимостью производства электроэнергии. А эта стоимость в значительной мере зависит от топливной составляющей. В табл. 1, по данным Международного Энергетического Агентства (IEA), приведена расчетная стоимость производства электроэнергии для трех стран, представляющих различные экономические регионы [4].

Таблица 1. Стоимость производства электроэнергии на ПГУ и угольных энергоблоках [4]

Составляющие стоимости	США				Германия				Чехия			
	ТЭС на угле		ПГУ на газе		ТЭС на угле		ПГУ на газе		ТЭС на угле		ПГУ на газе	
	Цент/кВт·ч	%	Цент/кВт·ч	%	Цент/кВт·ч	%	Цент/кВт·ч	%	Цент/кВт·ч	%	Цент/кВт·ч	%
Топливная составляющая	0,97	25,87	3,57	77,6	1,61	34,3	3,80	76,0	1,68	38,0	3,97	72,7
Эксплуатация и ремонт	0,67	17,86	0,27	5,9	1,07	22,8	0,47	9,4	0,43	9,7	0,20	3,7
Капитальные затраты	2,11	56,27	0,76	16,5	2,01	42,9	0,73	14,6	2,31	52,3	1,29	23,6

Всего	3,75	100	4,6	100	4,69	100	5,00	100	4,42	100	5,46	100
-------	------	-----	-----	-----	------	-----	------	-----	------	-----	------	-----

Из данных, приведенных в табл. 1 видно, что в странах с "нормальным" соотношением цен "газ-уголь" себестоимость производства электроэнергии на угольных энергоблоках на 7...24 % ниже, чем на ПГУ с более высоким КПД, но и сжигающих более дорогое топливо. При сопоставительном анализе себестоимости производства электроэнергии на угольных энергоблоках и ПГУ оказывается, что влияющие топливные составляющей более существенно, чем инвестиционной составляющей. И это даже с учетом дополнительных затрат по приему и хранению твердого топлива, дроблению и размолу угля, по очистке дымовых газов от золы, SO₂ и NO_x.

Дополнительный положительный экономический эффект при использовании угля в качестве энергетического топлива получается при переработке золошлаков в товарную продукцию, величина которой в США составляет около 25 %, а в некоторых странах Европейского Союза — свыше 80 %. В России полезное использование золошлаков ТЭС по разным данным колеблется от 5 до 13 %.

2. ТВЕРДОЕ И ЖИДКОЕ ШЛАКОУДАЛЕНИЕ

Главным побочным продуктом сжигания угля на тепловых электростанциях является летучая зола. Но и шлак составляет значительную долю очаговых остатков ТЭС, и, следовательно, представляет интерес для специалистов по переработке золошлаков. В отличие от летучей золы, шлаки, как известно, получают разными на котлах с твердым шлакоудалением (ТШУ) и на котлах с жидким шлакоудалением (ЖШУ). В первом случае образуются твердые гранулы, отличающиеся от частиц летучей золы прежде всего своими размерами. Во втором случае (при эвакуации шлака из топочной камеры в жидком виде) получается стекловидный гранулированный материал, образовавшийся при более высоких температурах (1500...1700 °С).

Применение жидкого шлакоудаления в топках котельных установок в странах мирового сообщества, в отличие от России, встречается достаточно редко. В США, например, жидкий шлак получали только на котлах с циклонными предтопками, большое количество которых было сооружено в 60-70 гг. XX в. (в настоящее время число таких котлов стремительно сокращается в связи с выработкой ресурса). Значительное число котлов с двухкамерными топками (в которых первая камера сгорания была отделена от камеры охлаждения шлакоулавливающим пучком) некоторое время эксплуатировалось Германии, но в последние годы производство таких котлов прекращено. В других странах котлы с ЖШУ встречаются еще реже.

В России первая топка с ЖШУ была внедрена и исследована специалистами ВТИ в 50-х годах на Штеровской ГРЭС при сжигании антрацитового штыба (АШ). Нужно отметить, что при сжигании низкорреакционных углей с малым выходом летучих топки с жидким шлакоудалением, несомненно, имеют некоторые преимущества перед более рас-

пространенными топками с твердым шлакоудалением. Наличие ошипованных и футерованных экранов в зоне активного горения в котлах с ЖШУ снижает теплоотвод и повышает температуру в нижней части топочной камеры. Это стабилизирует процесс воспламенения и улучшает горение малореакционных углей типа АШ. Именно поэтому в 60-е и 70-е годы XX в. практически все отечественные котлы, рассчитанные на сжигание антрацита, полуантрацита и тощих углей были оборудованы топками с ЖШУ.

Позже, пытаясь решить проблему неконтролируемого шлакования топочных экранов, жидкое шлакоудаление стали применять и для котлов, сжигающих высокорреакционные каменные угли Кузбасса. Более того, при освоении бурых углей Канско-Ачинского бассейна, имеющих высокую влажность и выход летучих более 40 %, также в первое время начали выпускать котлы с удалением шлака в жидком виде. Поводом для такого решения послужили исследования, в результате которых было установлено, что повышение температуры в топке приводит к улучшению связывания отдельных зольных компонентов, находящихся в свободном состоянии, в более сложные зольные соединения, менее подверженные к шлакованию [5].

Учитывая эти рекомендации Барнаульский котельный завод в 70-е и в начале 80-х гг. XX в. изготовил достаточно большое число котлов паропроизводительностью от 210 до 640 т/ч для сжигания бурых углей, оборудованных сложными пылесистемами и восьмигранными топками с жидким шлакоудалением. Практика эксплуатации таких котлов на электростанциях Красноярской, Иркутской и некоторых других энергосистем показала, что колебания зольности углей, поступающих с Ирша-Бородинского, Назаровского и Березовского разрезов и соответствующее изменение плавкостных характеристик золы создают существенные трудности с выходом шлака в жидком виде. Что касается интенсивности шлакования поверхностей нагрева, то она оказалась такой же высокой, как и на котлах с твердым шлакоудалением.

Кроме того, в конце 80-х годов XX в. остро встал вопрос о снижении выбросов токсичных оксидов азота NO_x, образующихся в котлах ТЭС при сжигании органического топлива. В котлах с твердым шлакоудалением, при максимальной температуре в ядре горения до 1400 °С, оксиды азота, как известно, образуются в основном из азотсодержащих компонентов органической массы топлива. При жидком шлакоудалении максимальная температура в топке может достигать 1600...1700 °С и кроме топливных, образуются еще и термические NO_x [6]. В таких котлах концентрация оксидов азота в дымовых газах за котлом достигает 1500...2000 мг/м³ (в пересчете на NO₂), что в 2...3 раза превышает концентрацию NO_x, получаемую при сжигании того же топлива в котлах с твердым шлакоудалением.

Попытки снизить выбросы NO_x без ликвидации жидкого шлакоудаления предпринимались как в США, так и в Германии. Так, например, на ТЭС Valsum, при сжигании высокосольного газового угля с $Q_i^r = 22,2$ МДж/кг циклонная топка была заменена плечевой камерой сгорания (с сохранением жидкого шлакоудаления). Установка малотоксичных вихревых горелок фирмы Babcock, секционирование топочной камеры и ступенчатый ввод воздуха позволили существенно снизить выбросы NO_x , но все же концентрация оксидов азота оказалась равной 1200 мг/м^3 без рециркуляции газов и 1000 мг/м^3 при включении рециркуляции.

В Германии, на боке №3 ТЭС Heilbronn, котел паропроизводительностью 320 т/ч имел предтопок с жидким шлакоудалением. Концентрация NO_x в дымовых газах при номинальной нагрузке составляла 1500 мг/м^3 . Организация двухступенчатого сжигания (при сохранении жидкого шлакоудаления)

Уменьшение выбросов NO_x и SO_2 , объясняется

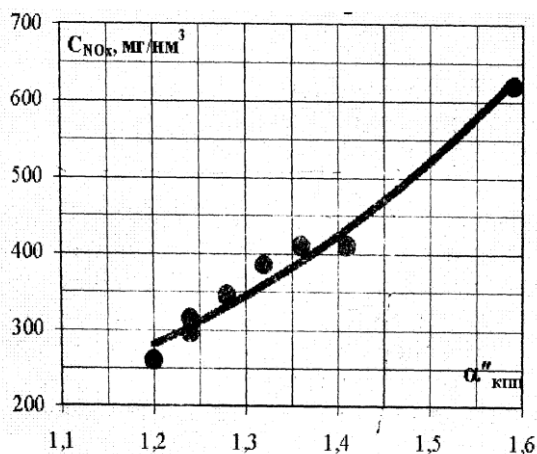


Рис. 3. Концентрация оксидов азота в зависимости от избытка воздуха за КПД на котле БКЗ-320-140ПТ

тем, что установка холодной воронки и переход к твердому шлакоудалению привели к снижению максимальной температуры в ядре зоны сгорания до $1330 \text{ }^\circ\text{C}$. В результате не только значительно уменьшилось количество термических NO_x , но еще и улучшились условия для связывания серы со свободным оксидом кальция, содержащимся в исходной золе угля [8].

Еще один пример перевода котлов с жидкого на твердое шлакоудаление — это котел БКЗ-640-140 ПТ на энергоблоке мощностью 200 МВт (ст. №2) Гусиноозерской ГРЭС. На этой ГРЭС в период испытаний котла с реконструированной топочной камерой сжигалась смесь бурых углей Хольбольтинского и Тугнуйского месторождений Восточной Сибири [9]. Неудачные технические решения по пылесистемам котла (установка малогабаритных сепараторов, повышенное аэродинамическое сопротивление тракта пылесистем, и др.) несколько затруднили работу котла, но все же при нагрузке 170

снизила концентрацию NO_x за котлом всего лишь до 900 мг/м^3 [7].

3. ТИП ШЛАКОУДАЛЕНИЯ ИЗ КОТЛА И ОКСИДЫ АЗОТА

Учитывая это, работники СибВТИ совместно с персоналом Красноярской ТЭЦ-1 решили реконструировать котел БКЗ-320-140ПТ с переводом его на твердое шлакоудаление. В 1997 г. проект реконструкции был реализован, в результате чего были получены следующие положительные результаты:

- бесшлаковочная мощность котла увеличилась с 250 до 280 т/ч;
- КПД котла брутто повысился примерно на 1 %;
- концентрация оксидов азота снизилась более чем на 40 % и составила 320 мг/м^3 (рис. 3);
- концентрация оксидов серы при сжигании бородинского угля снизилась на 20 % и составила $360 \dots 500 \text{ мг/м}^3$ (рис. 4).

МВт были получены удовлетворительные результа-

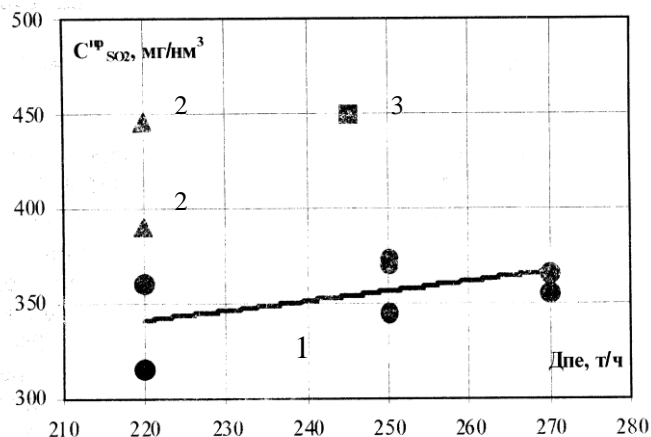


Рис. 4. Зависимость концентрации диоксида серы от нагрузки котла: 1 – котел ст. №18 с ТШУ; 2 – котел ст. №17 с ЖШУ; 3 – котел ст. №20 с ЖШУ

ты: КПД котла брутто составил 90,8 %, а потери с механическим недожогом не превышали 0,8 %. Главный итог перехода на твердое шлакоудаление — снижение выбросов оксидов азота. Если до реконструкции концентрация NO_x в дымовых газах составляла $1600 \dots 2400 \text{ мг/м}^3$ (в пересчете на NO_2 при $\text{O}_2 = 6 \%$), то после перевода на ТШУ, при работе четырех мельниц и $\alpha_{\text{КПД}} = 1,2$ концентрация NO_x снизилась до 700 мг/м^3 (рис. 5). При этом очистка поверхностей нагрева не производилась, шлакование топочной камеры имело локальный характер и не вызывало ограничений в работе котла.

И все же накопленный опыт не убеждает в целесообразности массового перевода уже работающих котлов с жидкого на твердое шлакоудаление. Затраты на реконструкцию, вывод котла из эксплуатации на время реконструкции и почти неизбежное снижение паропроизводительности котла оказываются слишком дорогой ценой за уменьшение выбросов

оксидов азота и улучшение качества шлака (в случае его утилизации).

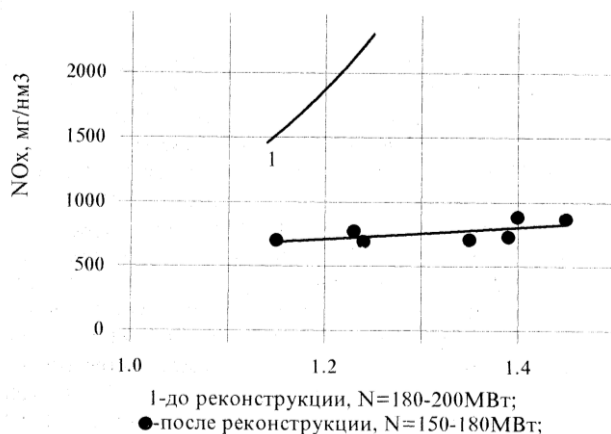


Рис. 5. Зависимость концентрации оксидов азота от коэффициента избытка воздуха на котле БКЗ-640-140ПТ

Что касается создания новых котельных установок для твердого топлива, то в этом случае можно сделать определенный вывод: топки с жидким шлакоудалением целесообразно применять только в тех случаях, когда качество угля не позволяет обеспечить надежное воспламенение и стабильное горение угольной пыли без постоянной подсветки факела дорогостоящими мазутом или природным газом. А для снижения выбросов NO_x целесообразно применять проверенные в последние годы технологические методы, которые могут быть достаточно эф-

фективными, в том числе и на котлах с жидким шлакоудалением.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Новая** генерация: «Вторая угольная волна», рынок газа и реформа теплоэнергетики. Аналитический центр «Эксперт» и «СУЭК»
2. **Kennedy Maize**. Investment in generation is heavy, but important needs remain. «Power», January 2007. P. 26–39
3. **Don Kopecky**. Future trend in electric Power Generation. Worley Parsons. P. 1–18.
4. **IEA**. Projected Cost of Generating Electricity, 2005.
5. **Залкинд И.Я., Вдовченко В.С., Дик Э.П.** Зола и шлаки в котельных топках. М., Энергоатомиздат. 1988. С. 80.
6. **Котлер В.Р.** Оксиды азота в дымовых газах котлов. М., Энергоатомиздат, 1987 г. С. 144
7. **Котлер В.Р., Суловицкий В. Д.** Опыт энергетиков ФРГ в борьбе с оксидами азота на котлах с жидким шлакоудалением. «Энергохозяйство за рубежом» 1987. №5. С. 3–7.
8. **Пронин М.С. Новиков А.И. Костина Л.М.** и др. Результаты освоения реконструированного на твердый шлак котла БКЗ-320-140 ПТ-2 Красноярской ТЭЦ-1. Сб. докл. Всерос. научн. практ. конф. «Проблемы использования Канско-Ачинских углей на тепловых электростанциях». 21–23 ноября 2000 г., Красноярск. С. 141-146
9. **Алфимов Е.Г., Козлов С.Г., Фелькер А.А.** и др. Результаты освоения реконструированного котла БКЗ-640-140 ст. №2 Гусиноозерской ГРЭС. Сб. докл. Всерос. научн. практ. конф. «Проблемы использования Канско-Ачинских углей на тепловых электростанциях». 21–23 ноября 2000 г., Красноярск. С. 250–255.