

## Раздел четвертый

КОМПЛЕКСНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СНИЖЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ  
ТЕПЛОВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

## 4.5. Аналитические материалы

## 4.5.1. Комплексная технология снижения токсичных газообразных выбросов на угольных котлах ТЭС

В.Р. Котлер, И.А. Рыжий, ОАО «ВТИ», Москва, Россия

При сжигании угля на ТЭС и в крупных промышленных котельных обычно возникает проблема обеспечения норм по допустимым выбросам в атмосферу трёх компонентов: золы частиц, сернистого ангидрида ( $\text{SO}_2$ ) и оксидов азота ( $\text{NO}_x$ ). В основу законодательного ограничения этих выбросов в Российской Федерации положены санитарно-гигиенические нормы по допустимой концентрации этих веществ в приземном слое воздуха (1,5 м от уровня земли). Эти нормы (ПДК) установлены для всех вредных веществ, но для энергетиков представляют интерес только максимально-разовые (усреднённые за 20 мин) концентрации, приведённые в табл.1.

Таблица 1. Значения ПДК для основных загрязнителей, поступающих в атмосферу с дымовыми газами

Загрязняющие вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>		Класс опасности
	максимально-разовая	среднесуточная	
Оксид углерода $\text{CO}$	5,0	3,0	IV
Пыль нетоксичная	0,5	0,15	III
Диоксид серы $\text{SO}_2$	0,5	0,05	III
Диоксид азота $\text{NO}_2$	0,2	0,04	III
Монооксид азота $\text{NO}$	0,40	0,06	III
Сероводород $\text{H}_2\text{S}$	0,008	-	II
Формальдегид $\text{HCHO}$	0,035	0,03	II
Бенз(а)пирен $\text{C}_{20}\text{H}_{12}$	-	0,000001 (0,1 мкг/100 м <sup>3</sup> )	I

Концентрация загрязняющего вещества в приземном слое воздуха на несколько порядков отличается от концентрации этого вещества за котлом, т.к. наличие достаточно высоких дымовых труб обеспечивает рассеивание продуктов сгорания на большие расстояния. Максимальная приземная концентрация загрязнителей наблюдается обычно на расстоянии  $(20-40) \cdot H$ , где  $H$  – высота дымовой трубы (м).

Следовательно, для обеспечения экологической безопасности населения, проживающего на определённом расстоянии от дымовой трубы ТЭС, необходимо обеспечить такую концентрацию загрязнителя в дымовых газах за котлом, которая не приведёт к превышению ПДК.

Выбрасываемые через дымовые трубы загрязнители ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$  и твёрдые частицы) остаются в нижних слоях атмосферы в течение 4-8 дней, после чего все они возвращаются на землю (адсорбция, кислотные дожди и сухое осаждение частиц). Следовательно, ущерб от

выбросов токсичных загрязнителей носит не только локальный, но и региональный характер, т.к. за несколько дней загрязнители преодолевают сотни километров. Известны споры 70-х годов между Канадой и США, Швецией и Германией, Голландией и Польшей по вопросу об источниках загазованности атмосферы в некоторых странах, которым приходилось бороться с ущербом от трансграничного переноса  $\text{SO}_2$  и  $\text{NO}_x$ . Именно это обстоятельство привело к необходимости ограничивать не только удельные выбросы загрязнителей (однозначно определяемые их концентрацией в дымовых газах при стандартном избытке воздуха  $\text{O}_2 = 6\%$  или  $\alpha = 1,4$ ), но и валовые выбросы (т/год).

В Европейском сообществе, например, кроме Директивы по нормам допустимых удельных выбросов  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$  и твёрдых частиц, ещё 27.11.2001 г. была принята Директива Национальных потолков по эмиссии – NECs. В соответствии с этой Директивой все страны ЕС, начиная с 2010 г., должны были ограничить валовые выбросы (тыс. т/год) цифрами, приведёнными в табл. 2.

Обе директивы являются законами ЕС и поэтому каждая страна – член ЕС – обязана была включить обе директивы в собственное национальное законодательство.

Таблица 2. Национальные потолки по выбросам (тыс. т/год), которые не должны быть превышены, начиная с 2010 г.

Страна	$\text{SO}_2$	$\text{NO}_x$	Летучие органические соединения	$\text{NH}_3$
Австрия	39	103	159	66
Бельгия	99	176	139	7474
Дания	55	127	85	69
Финляндия	110	170	130	31
Франция	375	810	1050	780
Германия	520	1051	995	550
Греция	523	344	261	73
Ирландия	42	65	55	116
Италия	475	990	1159	419
Люксембург	4	11	9	7
Нидерланды	50	260	185	128
Португалия	160	250	180	90
Испания	746	847	662	353
Швеция	67	148	241	57
Великобритания	585	1167	1200	297
Всего:	3850	6519	6510	3110

Отечественное законодательство по защите атмосферы от вредных выбросов также имеет 2 аспекта:

- во-первых, ГОСТ Р 50831-95 ограничивает удельные выбросы  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$  и твёрдых частиц новыми котлами паропроизводительностью 160 т/ч и выше на абсолютное давление перегретого пара от 9,8 до 25,0 МПа;

- во-вторых, все ТЭС, как и другие источники загрязнения атмосферы, работают в соответствии с утверждёнными местными органами экологического надзора «Томом ПДВ», в котором зафиксирована допустимая для конкретной ТЭС величина валовых выбросов загрязнителя (т/год).

Кроме ПДВ (предельно-допустимых выбросов) имеются ВСВ (временно-согласованные выбросы), превышение которых связано с появлением «сверхлимитных» выбросов. Платежи за вредные выбросы в атмосферу у каждой категории выбросов существенно различны. Например, если ТЭС укладывается в нормы ПДВ (независимо от удельных выбросов), то плата в экологический фонд за выбросы оксидов азота составляет всего лишь 52 руб/т NO<sub>2</sub>. Превышение ПДВ увеличивает плату до 260 руб/т, а за сверхлимитные выбросы NO<sub>2</sub> (сверх ВСВ) приходится платить уже 1300 руб/т.

Все три цифры на 2 порядка ниже тех платежей, которые приходится платить владельцам ТЭС в странах ЕС, США и Юго-Восточной Азии. Это обстоятельство привело к тому, что практически всем энергетическим компаниям в РФ пока что значительно выгоднее платить сравнительно небольшие штрафы, чем внедрять природоохранные мероприятия на своих ТЭС.

Для ограничения выбросов твёрдых частиц отечественные производители освоили выпуск достаточно эффективных механических и электростатических золоуловителей. В зависимости от необходимой степени очистки дымовых газов, мощности котла и характеристик золы за котлами устанавливаются золоуловители различного типа: сухие инерционные, мокрые, электрофильтры, тканевые фильтры.

На промышленных и небольших энергетических котлах с факельным методом сжигания часто применяются батарейные циклоны. Степень улавливания на лучших образцах БЦУ достигает 90-92 %, но чаще их эффективность остаётся в диапазоне 75-85 %.

Мокрые циклонные золоуловители (при орошении водой стенок циклонов или решёток, устанавливаемых в поперечном сечении входного патрубка) улавливают до 97 % золовых частиц. В конце 80-х годов в РФ и Казахстане появились оригинальные мокрые золоуловители – эмульгаторы. Эксплуатационная проверка эмульгаторов на некоторых видах углей подтвердила возможность улавливания на них 99 % золовых частиц.

Но всё же для крупных котлов чаще других используются электрофильтры, эффективность которых достигает 99,8 %. Более высокие показатели можно будет получить, вероятно, только при использовании тканевых фильтров или комбинированных золоуловителей (электрофильтр + тканевый фильтр).

Промышленное использование тканевых фильтров в РФ ожидается в ближайшие годы (на котлах Рефтинской ГРЭС компании ENEL при сжигании Экибастузского угля).

Особенностью золовых выбросов является (в отличие от NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> и CO) их «наглядность», что является важнейшим фактором для общественных экологических организаций. В результате комплексного давления со стороны официальных органов экологического контроля и неправительственных природоохранных организаций все энергокомпании постоянно совер-

шают на угольных котлах системы очистки дымовых газов от твёрдых частиц или, по возможности, замещают твёрдое топливо природным газом.

Сложнее обстоит дело с улавливанием оксидов серы и с обеспечением достаточно жёстких норм по допустимым выбросам NO<sub>x</sub>. Сера содержится в угле, мазуте и других видах органического топлива (кроме природного газа, очищаемого от сернистых соединений на месте добычи). В состав твёрдого топлива сера входит в виде органической и колчеданной серы (Fe<sub>2</sub>S входит в минеральную часть). При сжигании угля и мазута в продуктах горения образуются оксиды серы (в основном – SO<sub>2</sub>, но 2-3 % SO<sub>2</sub> доокисляются до SO<sub>3</sub>, а при недостатке окислителя возможно появление сероводорода H<sub>2</sub>S).

Концентрация SO<sub>2</sub> в дымовых газах обычно оценивается в ppm (частей на миллион, т.е. см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). 1 ppm = 10<sup>-4</sup> %, или 29,3·10<sup>-4</sup> г/м<sup>3</sup>. Соответственно, 1 г/м<sup>3</sup> = 341,3 ppm. Иногда выбросы SO<sub>2</sub> оцениваются по массовой концентрации (г/МДж): в этом случае для пересчёта нужно знать теплоту сгорания топлива Q<sub>r</sub><sup>i</sup> (МДж/кг) и удельный объём дымовых газов при сжигании 1 кг топлива V<sub>r</sub><sup>0</sup> (м<sup>3</sup>/кг). Тогда M<sub>SO2</sub> = C<sub>SO2</sub> · (V<sub>r</sub><sup>0</sup>/Q<sub>r</sub><sup>i</sup>), где C<sub>SO2</sub> – массовая концентрация SO<sub>2</sub>, г/м<sup>3</sup>.

При сжигании некоторых марок углей, содержащих в минеральной массе значительное количество CaO, происходит заметное связывание SO<sub>2</sub> в топочной камере. Но для большинства углей исходный удельный выброс оксида серы может быть рассчитан по приближённой формуле:

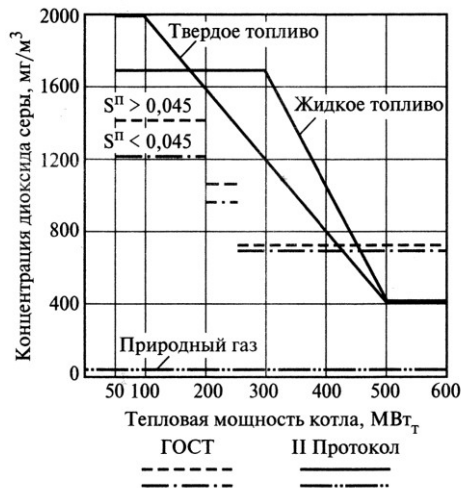
$M_{SO_2} = 20,5 \cdot S^n$ , где S<sup>n</sup> – приведённая сернистость топлива, %·кг/МДж.

В соответствии с отечественными нормами (ГОСТ Р 50831-95) концентрация SO<sub>2</sub> в дымовых газах для крупных котлов (400 т/ч и выше) не должна превышать 700 мг/м<sup>3</sup> (в пересчёте на избыток воздуха α = 1,4, т.е. 6 % O<sub>2</sub>). Для менее крупных котлов устанавливаются более мягкие требования и при этом учитывается приведённая сернистость топлива.

Таблица 3. Допустимые концентрации SO<sub>2</sub> в дымовых газах по ГОСТу Р 50831-95

Паропроизводительность котлов, т/ч	Допустимая концентрация SO <sub>2</sub> , мг/м <sup>3</sup>	
	S <sup>n</sup> ≤ 0,045 %·кг/МДж	S <sup>n</sup> > 0,045 %·кг/МДж
До 320	1200	1400
320-400	950	1050

Важно отметить, что начиная с 2004г в Европейской части РФ все ТЭС должны выполнять требования II протокола к Международной конвенции о трансграничном переносе диоксида серы. Соотношение между российским ГОСТом и этим документом (рис. 1) показывает, что для малых котлов международные нормы значительно мягче российских (т.е. сероочистку на них можно не устанавливать), а на крупных (блоки электрической мощностью более 200 МВт) – наоборот, требуется обеспечить концентрацию 400 мг/м<sup>3</sup>, что, как правило, требует высокоэффективной сероочистой установки.



**Рис.1. Концентрации SO<sub>2</sub> по ГОСТ Р 50831-95 и II Протоколу к Международной конвенции о трансграничном переносе диоксида серы**

За рубежом чаще других используются мокрые технологии сероочистки, обеспечивающие высокую эффективность связывания SO<sub>2</sub>. Достижимая эффективность мокрой известковой технологии, например, составляет 96 %. Ещё более высокая степень сероочистки может быть получена при использовании аммиачно-сульфатной технологии. Эта технология отработана в России в промышленном масштабе (Дорогобужская ТЭЦ) и может быть спроектирована для любой котельной установки. Известняковая (известковая) технология проверена на опытно-промышленных установках на Губкинской и Северо-Донецкой ТЭЦ. Именно такая технология была разработана (но не реализована) для энергоблока мощностью 300 МВт на буром угле.

Отсутствие работающих установок сероочистки на крупных угольных энергоблоках в Европейской части РФ объясняется, с одной стороны, их чрезвычайно высокой стоимостью и, с другой стороны, - наличием на большинстве угольных ТЭС природного газа. Стоимость природного газа в РФ, как известно, значительно превышает стоимость угля (в расчёте на единицу тепла), поэтому во всех случаях оказывается выгоднее увеличивать долю газа в топливном балансе угольных ТЭС, чем сооружать высокоэффективную, но очень дорогую сероочистку.

О величине капитальных затрат на установку очистки дымовых газов от SO<sub>2</sub> свидетельствуют данные, приведённые в табл. 4.

Десятки миллионов долларов, приведённые в табл. 4, а также сравнительно низкое содержание серы в углях Кузнецкого бассейна, Канско-Ачинского бурого угольного бассейна и в большинстве угольных месторождений Восточной Сибири и Приморья приводят к выводу, что для достижения норм по эмиссии SO<sub>2</sub> при использовании этих углей на ТЭС целесообразно применять значительно более дешёвый, хотя и менее эффективный сухой аддитивный метод. Эта технология предполагает подачу тонко размолотого известняка в верхнюю часть топочной камеры и последующую очи-

стку дымовых газов от смеси летучей золы с безводным гипсом и оксидом кальция.

Минимальная эффективность такой сероочистки составляет 30-35 % (максимальная – 50 %), что позволяет выдержать требования не только российского ГОСТа, но и европейских норм при сжигании малосернистых углей Сибири и Дальнего Востока (табл.5).

Вероятно, именно эта технология должна быть проверена в промышленном масштабе на одном из угольных котлов в Сибири.

Для снижения выбросов оксидов азота NO<sub>x</sub> энергетические компании на многих котлах используют технологические методы, состоящие в усовершенствовании топочного процесса. При сжигании природного газа и мазута эти методы позволяют снизить удельные выбросы NO<sub>x</sub> до уровня, который соответствует принятым в ЕС НДТ (Наилучшим Доступным Технологиям). Но при сжигании угля для очистки дымовых газов от NO<sub>x</sub> в ЕС, США, Японии и Южной Корее за крупными котлами располагают установки селективного каталитического восстановления (СКВ) с использованием аммиака или мочевины. Обходятся такие установки в десятки миллионов долларов, поэтому при сооружении небольших котлов на угольных ТЭЦ приходится искать другие пути, не требующие огромных инвестиций и больших эксплуатационных расходов.

Одним из таких путей является комбинированный метод одновременного снижения эмиссии SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub>, проверенный в промышленных условиях в США ещё в конце прошлого века [1]. В те годы правительство США частично финансировало Демонстрационную Программу Технологически Чистого Использования Угля (Clean Coal Technology – CCT). Один из проектов, включённых в эту Программу, состоял в разработке и демонстрации комбинированного метода GR-SI (Gas Reburning-Sorbent Injection) при сжигании угля на ТЭС Lakeside (блок мощностью 40 МВт) и на ТЭС Hennerpin (блок 80 МВт) [2].

Первый из этих котлов (паропроизводительность 145 т/ч при параметрах пара 6 МПа и 488 °С) был оборудован топкой с двумя циклонными предтопками, поэтому для российских энергетиков этот опыт не представляет большого интереса. А вот второй котёл (D = 238 т/ч при параметрах пара 10,2 МПа, 540 °С) имел традиционную топку с твёрдым шлакоудалением, с угловым расположением прямооточных горелок в 3 яруса по высоте. В качестве топлива использовался каменный уголь месторождения Иллинойс с теплотой сгорания 24,9 МДж/кг (5950 ккал/кг) и содержанием серы 2,9 %.

Размол топлива осуществлялся в трёх мельницах, каждая из которых подавала пыль к четырём угловым горелкам одного яруса. Топочная камера имела размер по фронту 7,88 м, объём топки – 1378 м<sup>3</sup>, тепловое напряжение топочного объёма 146 кВт/м<sup>3</sup>, или 125 тыс. ккал/(м<sup>3</sup>·ч). Поверхности нагрева котла: в топке 880 м<sup>2</sup>; пароперегреватель 4650 м<sup>2</sup>; промежуточный пароперегреватель 728 м<sup>2</sup>; экономайзер 832 м<sup>2</sup>; воздухоподогреватель (трубчатый) 16 042 м<sup>2</sup>.

Таблица 4. Капитальные затраты для новых блоков мощностью 500 МВт, работающих на углях Аппалачских месторождений (с установками мокрой сероочистки)

Статьи расходов	Форсированное окисление известняка (Са)				Форсированное окисление магнезита (Mg)			
	Высокосернистые угли		Низкосернистые угли		Высокосернистые угли		Низкосернистые угли	
	Цена, дол. США	дол/кВт	Цена, дол. США	дол/кВт	Цена, дол. США	дол/кВт	Цена, дол. США	дол/кВт
Система подачи реагента	7,373,000	14,7	6,215,000	12,4	5,600,000	11,2	4,824,000	9,6
Система удаления SO <sub>2</sub>	17,712,000	35,4	15,000,000	30,0	14,290,000	28,6	13,011,000	26,0
Система отвода дымовых газов	7,857,000	15,7	7,250,000	14,5	7,769,000	15,5	7,150,000	14,3
Обработка вторичного продукта	7,419,000	14,8	6,018,000	12,0	7,419,000	14,8	6,018,000	12,0
Разнообразное вспомогательное оборудование	2,011,000	4,0	1,710,000	3,4	2,011,000	4,0	1,710,000	3,4
<b>Капитальные затраты непосредственно на сероочистку (TPC)</b>	<b>42,372,000</b>	<b>85</b>	<b>36,193,000</b>	<b>72</b>	<b>37,089,000</b>	<b>74</b>	<b>32,713,000</b>	<b>65</b>
Основное станционное оборудование (5% от TPC)	2,119,000	4,2	1,810,000	3,6	1,854,000	3,7	1,636,000	3,3
Монтаж установки	4,237,000	8,5	3,619,000	7,2	3,709,000	7,4	3,271,000	6,5
Непредвиденные обстоятельства (15% от TPC)	7,309,000	14,6	6,243,000	12,5	6,398,000	12,8	5,643,000	11,3
<b>Капитальные затраты с учётом монтажных работ (TPLC)</b>	<b>56,037,000</b>	<b>112,1</b>	<b>47,865,000</b>	<b>95,7</b>	<b>49,050,000</b>	<b>98,1</b>	<b>43,263,000</b>	<b>86,5</b>
Налоговая скидка на капиталовложения (3,2% от TPLC)	1,793,000	3,6	1,532,000	3,1	1,570,000	3,1	1,384,000	2,8
Общие издержки владельца (управление работами, ведение бухгалтерии итд; 5% от TPLC)	2,802,000	6,0	2,393,000	5,0	2,453,000	5,0	2,163,000	4,0
<b>Общие капиталовложения станции (TPI)</b>	<b>60,632,000</b>	<b>121,7</b>	<b>51,790,000</b>	<b>103,8</b>	<b>53,073,000</b>	<b>106,2</b>	<b>46,810,000</b>	<b>93,3</b>
Эксплуатационный инвентарь (с учётом запасного; 1% от TPI)	606,000	1,2	518,000	1,0	531,000	1,1	468,000	0,9
Первичный запас реагентов и пуск установки (2% от TPI)	1,213,000	2,4	1,036,000	2,1	1,061,000	2,1	936,000	1,9
Авторские отчисления	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Общие капитальные затраты</b>	<b>62,451,000</b>	<b>125</b>	<b>53,344,000</b>	<b>107</b>	<b>54,665,000</b>	<b>109</b>	<b>48,214,000</b>	<b>96</b>

Стоимость программы реализации схемы GR-SI – 16,5 млн.дол., финансирующие организации – Министерство энергетики, Институт газа, Департамент энергии и природных ресурсов шт. Иллинойс. Цель программы состояла в том, чтобы продемонстрировать возможность снижения выбросов оксидов азота на 60 % и оксидов серы на 50 % при умеренных эксплуатационных расходах.

В объём реконструкции котла входили следующие узлы:

1. Устройство для приёма, хранения и подачи сорбента в котельный цех. Бункер, расположенный вне главного корпуса, рассчитанный на работу котла в течение 3 суток с полным расходом сорбента.
2. На котле были дополнительно смонтированы (рис. 2):
  - 4 горелки для подачи природного газа;
  - для обеспечения хорошего перемешивания этого газа с продуктами сгорания на котле была смонтирована

схема рециркуляции дымовых газов, отбираемых за экономайзером; перед ДРГ был установлен мультициклон;

- выше газовых горелок в углах топки были смонтированы сопла третичного воздуха, отбираемого из коробов вторичного воздуха на левой и правой сторонах котла (в эти же сопла подавался сорбент при сниженной нагрузке котла);
- ещё выше, на выходе из топки, были смонтированы сопла для ввода сорбента при номинальной нагрузке. Был установлен специальный вентилятор для распыливания сорбента;
- ещё один вентилятор был установлен для подачи охлаждающего воздуха (он использовался только в тех случаях, когда котёл работал, но подача сорбента через верхние сопла была отключена).

Таблица 5. Требуемая степень сероочистки дымовых газов угольных котлов (%) по ГОСТ Р 50831-95 и по Международному Протоколу.

Марка угля	Удельный выброс SO <sub>2</sub> , г/МДж	Тепловая мощность котла, МВт				II Протокол Международной конвенции, ≥ 500 МВт (т)
		100-199	200-249	250-299	≥ 300	
Аркагалинский Д	0,18	0	0	0	0	2,8
Нерюнгринский СС	0,17	0	0	0	0	0
Кузнецкий СС	0,28	0	0	0	0	36,2
Павловский Б1	0,24	0	0	0	0	21,2
Никольский Д, ДГ	0,31	0	0	3,2	3,2	43,5
Ургальский Г	0,35	0	0	14,3	14,3	50,0
Бикинский Б1	0,41	0	2,4	26,8	26,8	57,3
Партизанский Т	0,40	0	0	25,0	25,0	56,3
Ерунаковский Г	0,34	0	0	11,8	11,8	48,5
Азейский БЗ	0,44	0	9,1	35,9	35,9	60,2
Гусиноозёрский БЗ	0,56	10,7	28,6	46,4	46,4	68,8

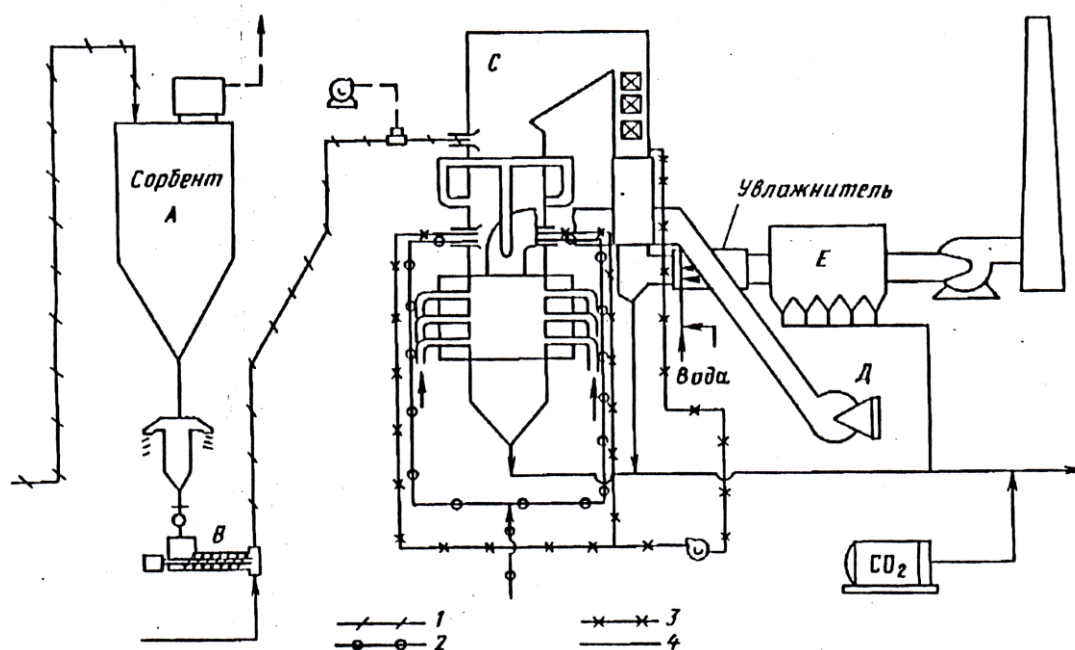


Рис. 2. Схема процесса GR-SI на электростанции Хеннепин (1 – сорбент; 2 – природный газ; 3 – рециркуляционный газ; 4 – зола).

3. Были реконструированы газоходы перед и за электрофильтром. Это было связано с необходимостью

кондиционирования газов путём впрыска воды и обеспечения времени (2 с) для испарения влаги перед поступлением газов в электрофильтр.

4. Было смонтировано устройство контроля pH в системе гидрозолоудаления, а также инжекторы для ввода CO<sub>2</sub>.

После монтажа системы в течение 50 суток были проведены испытания котла в базовом режиме (без включения системы GR-SI). Затем были проведены опыты с включённой схемой трёхступенчатого сжигания и в заключение – опыты с использованием сорбента. После определения оптимальных параметров были проведены длительные испытания всей системы GR-SI на основном топливе с оценкой технико-экономических показателей.

На основании проведённых испытаний можно сделать следующие выводы.

Поставленные цели (60 % - ное снижение выбросов NO<sub>x</sub> и 50 % - ное снижение выбросов SO<sub>2</sub>) обеспечивались при нормальной эксплуатации котла с коэффициентами избытка воздуха: в основных горелках 1,08, в восстановительной зоне 0,9, за топкой 1,18. При этом расход дополнительного топлива (газа) составлял 18 % (по теплу), расход газов рециркуляции – был максимальным, сорбент подавался в верхние сопла при нормальном отношении Ca/S = 1,75.

Если до реконструкции выбросы оксидов азота составляли примерно 0,31 кг/ГДж (приблизительно 860 мг/м<sup>3</sup> при α = 1,4), то после реконструкции в лучших опытах эта цифра снижалась до 0,086 кг/ГДж, т.е. до 240 мг/м<sup>3</sup> (снижение на 72 %).

Максимальное связывание сернистого ангидрида превышало 60 % (при Ca/S = 2,0). При этом в качестве базового принималось значение SO<sub>2</sub> при сжигании 18 % газа.

Эффективность трёхступенчатого сжигания (по степени снижения выбросов NO<sub>x</sub>) увеличивалась по мере снижения избытка воздуха (вплоть до α<sub>т</sub> = 1,13, когда начинался резкий рост содержания СО). Повышение доли газа с 8 до 20 % также снижало выбросы NO<sub>x</sub> (примерно с 0,12 до 0,09 кг/ГДж). Нагрузка котла (в диапазоне от 43 до 72 МВт) практически не влияла на выбросы оксидов азота. Степень связывания сернистого ангидрида также не зависела от нагрузки, но ли-

нейно возрастала по мере увеличения мольного отношения Ca/S.

Если сравнивать выбросы SO<sub>2</sub> при работе котла до реконструкции на угле и выбросы SO<sub>2</sub> при работе системы GR-SI, то снижение выбросов сернистого ангидрида составит 66 %.

На рис. 3 приведены эксплуатационные данные по степени снижения выбросов NO<sub>x</sub> и SO<sub>2</sub> с января по апрель. В этот период нагрузка котла менялась от 40 до 70 МВт, доля газа составляла 18 %, а значение Ca/S равнялось 1,75. На рис. 4 приведена диаграмма абсолютных удельных выбросов NO<sub>x</sub> и SO<sub>2</sub> в течение 1 дня. Котёл работал с нагрузками 60 и 70 МВт, дополнительные горелки работали с 8 ч 14 мин до 18 ч 10 мин, впрыск сорбента осуществлялся с 9 ч 45 мин до 17 ч 56 мин.

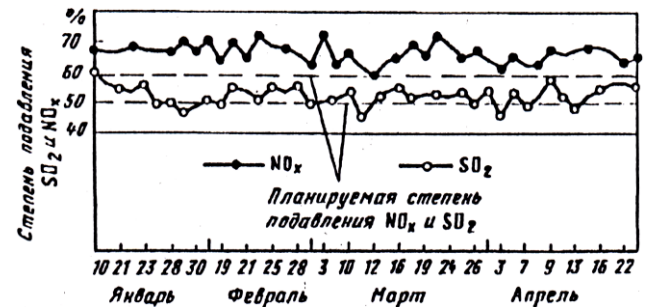


Рис. 3. Долгосрочные испытания системы GR-SI на ТЭС Хеннепин (диапазон нагрузок 40-70 МВт, доля газа по теплу 18 %; Ca/S = 1,75).

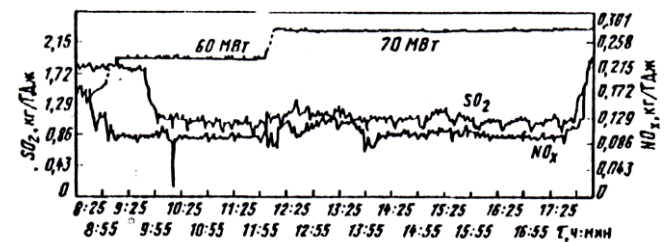


Рис. 4. Выбросы сернистого ангидрида и оксидов азота при двух нагрузках на котле № 1 ТЭС Хеннепин.

Эффективность работы электрофильтра при нагрузке блока 70 МВт характеризуют данные табл. 6.

Таблица 6. Эффективность работы электрофильтра

Характеристика режима	Выброс твёрдых частиц, г/с		
	На входе в ЭФ	На выходе из ЭФ	Эффективность ЭФ, %
Базовый режим без системы GR-SI	797	2,03	99,75
Режим трёхступенчатого сжигания с долей газа 18 %	510,7	0,676	99,87
Режим GR-SI, доля газа – 18 %, сорбент – Ca/S=2,06	1387,1	2,48	99,82

Из таблицы видно, что кондиционирование дымовых газов и замена части угля природным газом обеспечили сохранение высокой эффективности золоулавливания. Выбросы твёрдых частиц оставались значительно ниже допустимого для ТЭС Хеннепин значения (9,58 г/с).

На котле с циклонными предтопками после внедрения метода GR-SI максимальное снижение выбросов NO<sub>x</sub> составило 74 %, а среднее эксплуатационное значение – 66 % (при подаче газа в количестве 22 % по теп-

лу). Степень связывания SO<sub>2</sub> при использовании гашеной извести (Ca/S = 1,8) составила 58 %.

Конечно, эффективность сероочистки на обоих котлах была не столь высокой, как при использовании мокрых технологий с абсорберами. Но и затраты на сухой аддитивный метод были во много раз меньше. И главное: в случае сжигания на российских ТЭЦ большинства углей Восточной Сибири и Приморья, а также Канско-Ачинских бурых и большинства каменных углей Кузнецкого бассейна, содержащих 0,2-0,5 % серы, полученные цифры связывания серы вполне по-

зволяют выполнить отечественные нормы по допустимым выбросам  $SO_2$  [4].

Сравнительно недавно, уже в начале этого века, ещё одна американская компания – Phenix Limited, LLC – заявила о разработке собственной технологии одновременного снижения выбросов  $NO_x$  и  $SO_2$  [5]. Авторы назвали свою технологию «Clean Combustion System™» (CCS) и на основании результатов испытаний полупромышленной установки заявили, что при сжигании угля удаётся снизить эмиссию  $NO_x$  до 0,0645 г/МДж (примерно 184 мг/м<sup>3</sup> при 6 %  $O_2$ ), а эмиссию  $SO_2$  – до 0,086 г/МДж (~ 245 мг/м<sup>3</sup> при 6 %  $O_2$ ). При этом единственным реагентом, необходимым для реализации технологии, является известняк.

Концепция новой технологии состоит в том, что на начальном этапе происходит газификация угольной пыли, а необходимый для полного сжигания воздух подаётся на следующем этапе. Вместе с топливом в специальную горелку подаётся известняк. Несущим агентом является воздух.

На рис. 5 показана схема демонстрационной установки LNS-CAP (Low  $NO_x/SO_x$  – Coal Applications Pilot) тепловой мощностью 7,33 МВт. Уголь и известняк (каждый из своего бункера) подаются в углеразмельную мельницу 1. После размола готовая смесь

улавливается в установке с тканевым фильтром 2, а затем, после регулируемого питателя 3 и делителя 4, подаётся к основным горелкам газификатора 5. Сюда же подаются горячие газы, что обеспечивает необходимую для газификации температуру. Именно здесь содержащаяся в топливе сера превращается в твёрдый сульфид кальция, углерод топлива переходит в основном в  $CO$ , а связанный с органической массой азот – в безвредный молекулярный азот  $N_2$ .

Шлак через шлаковую лётку 6 удаляется из нижней части предтопка – газификатора в шлаковую ванну, а горячие газообразные продукты газификации поступают в топочную камеру 8, экранированную парогенерирующими трубами. Здесь происходит догорание продуктов газификации за счёт струй подогретого воздуха 9, подаваемых на входе в топочную камеру. Далее дымовые газы проходят через экономайзер I-й ступени 10, воздухоподогреватель 11, экономайзер II ступени 12 и после тканевого фильтра 13 дымососом 14 подаются в дымовую трубу 15. Для охлаждения стенок газификатора используется вентилятор холодного воздуха 16. Ещё один вентилятор (17) подаёт предварительно подогретый воздух к соплам острого дутья 9 и после дополнительного подогрева – к углеразмельной мельнице 1.

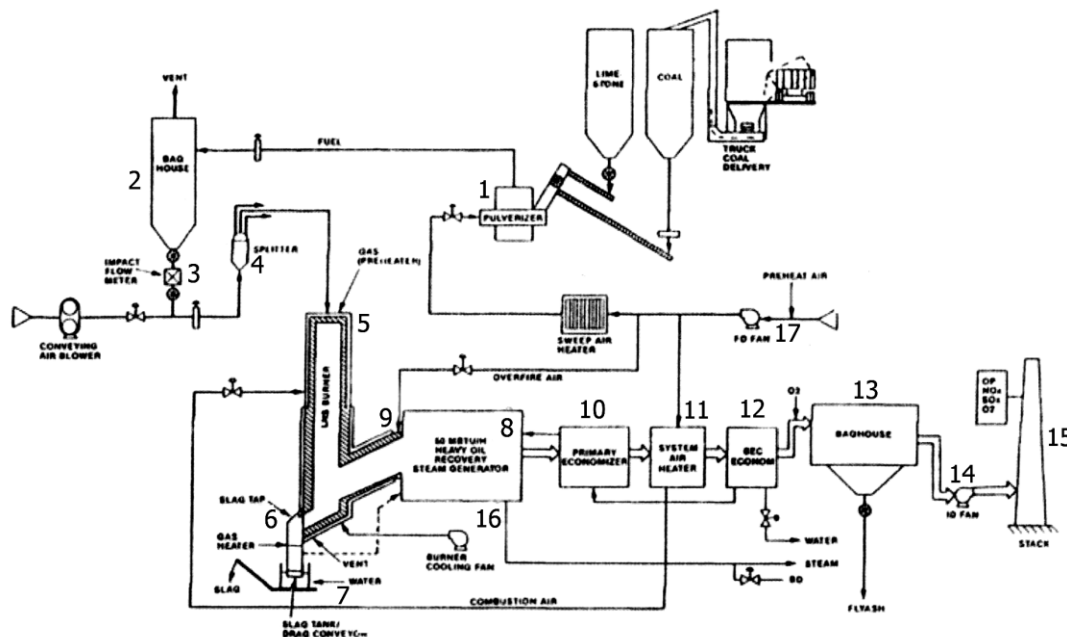


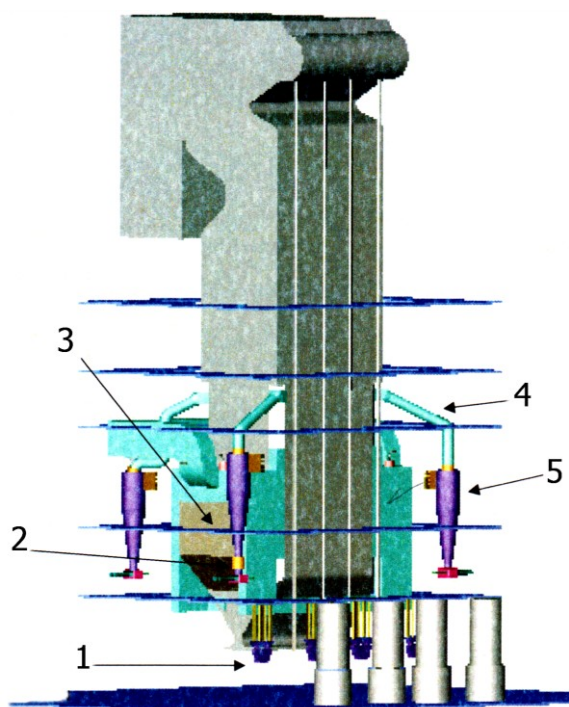
Рис.5. Схема технологического процесса демонстрационной установки LNS-CAP.

Кроме исследований на описанной выше пилотной установке, компания ESSO Resources Canada Ltd провела полномасштабные испытания на ТЭС Cold Lake Site в провинции Альберта (Канада). На небольшом котле тепловой мощностью 14,7 МВт сжигался мало-сернистый полубитуминозный уголь в количестве 3 т/ч. После реконструкции на этом котле удалось получить даже более глубокое снижение эмиссии токсичных газов, чем на демонстрационной установке LNS-CAP.

В настоящее время Phenix Limited разрабатывает техническую документацию для реконструкции угольных котлов, которые в соответствии с американским законодательством должны снизить выбросы  $NO_x$  и  $SO_2$  в атмосферу. В объём реконструкции входит замена угольных горелок новыми предтопками с

опускным факелом, монтаж сопел острого дутья и устройство для подачи размолотого известняка вместе с топливом. Всё дополнительное оборудование умещается в существующих котельных ячейках.

На рис. 6 показан общий вид одного из намечаемых к реконструкции котлов (блок № 6 мощностью 100 МВт на ТЭС IPL). Котёл оборудован среднеходными мельницами с угловым расположением восьми горелок CCS и с одним газификатором с каждой стороны котла. Топочная камера – с твёрдым шлакоудалением и угловым расположением четырёх сопел слабозапылённого воздуха.



**Рис. 6. Котёл блока № 6 IPL мощностью 100 МВт с тангенциальной топкой, реконструированной по технологии CCS-Tangential™:** 1 - мокрый скребковый транспортёр; 2 – анализатор угля в реальном времени; 3 – восемь горелок CCS и камера газификации (по 1 с каждой стороны); 4 – сопла острого дугтя (в каждом из четырёх углов); 5 – сепаратор потока аэросмеси (в каждом из четырёх углов).

Предполагается, что реконструированный котёл обеспечит эффективное сжигание ( $q_4 < 1\%$ ), понижен-

ные выбросы  $\text{NO}_x$  (менее 0,0645 г/МДж) и  $\text{SO}_2$  (0,26 г/МДж при сжигании среднезападных высокосернистых углей и менее 0,086 г/МДж при сжигании мало-сернистых углей западных месторождений). При этом зола уноса сохранит свои товарные качества и главное – не потребуются дополнительная очистка дымовых газов.

#### СПИСОК ИСТОЧНИКОВ ИНФОРМАЦИИ

1. **Application** of gas reburning-sorbent injection technology for control of  $\text{NO}_x$  and  $\text{SO}_2$  emission. W. Bartok, B.A. Folsom, T.M. Sommer at al. // Proceeding: 1991 Joint Symposium on Stationary Combustion  $\text{NO}_x$  Control. EPA/EPRI. Vol. 1. March 25-29, 1991, Washington D.C.
2. **Clean Coal Technology Demonstration Program**. /Program Update/. US Department of Energy. Washington, April 2000.
3. **Опыт** фирмы EER (США) по снижению выбросов оксидов азота и сернистого ангидрида на пылеугольных котлах. Котлер В.Р., Резниченко Ю. Теплоэнергетика, 1993, № 8, с. 69-72.
4. **ГОСТ Р 50831-95**. Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Госстандарт России. М., 1996 г.
5. **The Clean Combustion System™**. Информация Phenix Limited, LLC. California, USA. [www.phenix-limited.com](http://www.phenix-limited.com)